

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À  
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE  
À L'OBTENTION DE LA  
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE  
M. Ing.

PAR  
LÉVESQUE, Mélanie

ÉTUDE DES TAUX DE DÉGRADATION DE BARRES D'ALTERNATEURS  
SOUMISES À DES DÉCHARGES PARTIELLES D'ENCOCHE SOUS DIFFÉRENTES  
CONTRAINTES

MONTREAL, LE 18 JUIN 2008

© Mélanie Lévesque, 2008

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Éric David, directeur de mémoire  
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Claude Hudon, codirecteur de mémoire  
Département d'expertise des équipements électriques à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec

M. Kamal Al-Haddad, président du jury  
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Martin Viens, membre du jury  
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY

LE 3 JUIN 2008

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE



## REMERCIEMENTS

L'auteure souhaite remercier sincèrement monsieur Éric David, professeur au département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure, pour son implication, sa disponibilité et son expertise en tant que directeur de mémoire ainsi que pour son support professionnel et moral durant tous les événements survenus au cours des deux dernières années; monsieur Claude Hudon, chercheur à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, pour avoir permis la collaboration menant à la réalisation de ce projet, pour son implication et son support en tant que co-directeur de mémoire ainsi que pour sa grande disponibilité, son expertise et ses précieuses recommandations.

De plus, l'auteure tient à remercier spécialement messieurs Calogero Guddemi, Jean Picard, Daniel Jean et Daniel Lalancette, techniciens à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, et madame Denise Lessard-Deziel, technicienne à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, pour l'assistance technique, la disponibilité ainsi que les conseils judicieux; messieurs Mario Bélec, Normand Amyot, Laurent Lamarre et Louis Lépine, chercheurs à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, pour les conseils, l'expertise et la disponibilité; monsieur Ngoc Duc Nguyen, chargé de projet à l'unité appareillage électrique d'Hydro-Québec, pour avoir permis la réalisation de ce projet ainsi que pour tout le support et finalement, tous ceux qui ont participé de près ou de loin aux étapes de la réalisation de ce projet.

Pour terminer, l'auteure tient également à remercier le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada et l'Institut de recherche d'Hydro-Québec pour le soutien financier reçu dans le cadre de ce projet.

# **ÉTUDE DES TAUX DE DÉGRADATION DE BARRES D'ALTERNATEURS SOUMISES À DES DÉCHARGES PARTIELLES D'ENCOCHE SOUS DIFFÉRENTES CONTRAINTES**

LÉVESQUE, Mélanie

## **RÉSUMÉ**

Cette recherche vise à améliorer nos connaissances sur les décharges partielles d'encoche qui surviennent entre la surface de l'isolation de masse des barres du stator et celle du noyau magnétique des alternateurs à 13.8 kV. En fonctionnement normal, les barres du stator sont soumises à différentes contraintes électriques, thermiques et mécaniques qui influencent l'évolution de la dégradation de leur isolation de masse. En conséquence, l'objectif de cette recherche est d'établir la différence des taux de dégradations des barres d'alternateurs soumises à des décharges partielles d'encoche sous différentes contraintes. Pour ce faire, six barres échantillons avec des défauts sur le revêtement semi-conducteur sont divisées en trois groupes de deux barres. Par la suite, ces barres sont vieillies électriquement en continu selon trois situations, vieillissement électrique seul, vieillissement électrique avec contrainte thermique et vieillissement électrique avec contraintes thermique et mécanique. Selon un horaire déterminé, le vieillissement est périodiquement arrêté afin de réaliser des mesures de caractérisations sur chacune de ces barres. Essentiellement, ces mesures périodiques sont des mesures de décharges partielles, des courants de polarisation et dépolarisation, de la conductivité de surface des défauts et de celle des mises à la terre, du profil de surface (rugosité) et finalement, d'une inspection visuelle. Après 1295 heures de vieillissement, les résultats obtenus des mesures périodiques de caractérisations ont démontré une dégradation superficielle de la surface de l'isolation de masse et différente dans les trois conditions de vieillissement.

**Mots clés :** décharges partielles d'encoche, vieillissement, dégradation, isolation de masse, alternateur hydraulique

# **A STUDY OF THE LONG TERM DEGRADATION RATES OF GROUNDWALL INSULATION SUBJECTED TO SLOT PARTIAL DISCHARGES UNDER ELECTRICAL, THERMAL AND MECHANICAL STRESSES**

LÉVESQUE, Mélanie

## **ABSTRACT**

The goal of this research is to improve our understanding of slot PD activity in air-cooled generators. Under normal operation, generator stator windings are subjected to electrical, thermal and mechanical stresses. With time, if one or more of these stresses increases above acceptable limits, there is a reduction of the unit's life expectation. In order to evaluate the long term degradation rates of groundwall insulation subjected to slot partial discharges under these different stress conditions, an accelerated aging test is conducted under electrical, thermal and mechanical stresses on a total of six stator bars. The bars, which have been previously modified by the abrasion of a portion of their semi-conductive coating are simultaneously aged. The first group is only electrically stressed, the second is both electrically and thermally stressed and finally, the last group is electrically, thermally and mechanically stressed. The aging is periodically interrupted in order to characterize the bars with partial discharge measurement, dielectric response measurement, surface conductivity, surface roughness and visual inspection. After 1295 hours of aging, insulation degradation caused by slot PD activity is superficial and different for all three groups.

**Keywords :** slot partial discharges, aging, degradation, groundwall insulation, generator



## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	2
1.1 Historique.....	2
1.1.1 Les isolants thermoplastiques .....	2
1.1.2 Les isolants thermodurcissables.....	3
1.2 La détection des décharges partielles d'encoche .....	6
1.2.1 L'instrumentation.....	6
1.2.2 La reconnaissance des signaux .....	9
1.3 L'impact des différentes contraintes sur les DP d'encoche .....	11
1.3.1 La contrainte électrique.....	11
1.3.2 La contrainte thermique .....	13
1.3.3 La contrainte mécanique .....	15
1.4 La conclusion du chapitre .....	16
CHAPITRE 2 THÉORIE DES DÉCHARGES PARTIELLES DE TYPE ENCOCHE.....	18
2.1 Introduction.....	18
2.2 Le mécanisme d'une décharge partielle.....	18
2.2.1 L'ionisation d'un milieu isolant gazeux.....	20
2.3 L'apparition des décharges partielles d'encoche .....	21
2.3.1 La résistivité du revêtement semi-conducteur .....	22
2.3.2 L'érosion mécanique.....	23
2.4 Le mécanisme des décharges partielles d'encoche .....	25
2.4.1 Le calcul du champ électrique développé dans l'espacement d'air .....	26
2.4.2 Les conditions d'électrodes déterminées par la tension d'alimentation .....	31
2.4.3 L'alternance positive.....	32
2.4.4 L'alternance négative.....	33
2.5 La conclusion du chapitre .....	34
CHAPITRE 3 DESCRIPTION DU MONTAGE EXPÉRIMENTAL.....	36
3.1 Introduction.....	36
3.2 Les échantillons .....	37
3.3 Les contraintes appliquées .....	39
3.3.1 Groupe 1 : électrique.....	39
3.3.2 Groupe 2 : électrique et thermique.....	40
3.3.3 Groupe 3 : électrique, thermique et mécanique .....	42
3.4 La conclusion du chapitre .....	46



## LISTE DES TABLEAUX

Page

Tableau 3.1	L'identification des échantillons et des contraintes utilisés dans le montage expérimental .....	46
Tableau 4.1	L'identification des mesures périodiques de caractérisations .....	47
Tableau 4.2	Les quantifications relevées des patrons PRPD des barres en groupe à chaud ..	54
Tableau 4.3	Les quantifications relevées des patrons PRPD des barres en groupe à l'ambiant.....	55
Tableau 4.4	Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 1 avec un gain 10-20 .....	56
Tableau 4.5	Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 2 avec un gain 10-20 .....	57
Tableau 4.6	Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 3 avec un gain 10-20 .....	58
Tableau 4.7	Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 4 avec un gain 10-20 .....	58
Tableau 4.8	Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 5 avec un gain 10-20 .....	59
Tableau 4.9	Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 6 avec un gain de 10-20 .....	60
Tableau 4.10	Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge pour la barre 1 et la barre 2 .....	68

Tableau 4.11	Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge pour la barre 3 et la barre 4 .....	69
Tableau 4.12	Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge pour la barre 5 et la barre 6 .....	70
Tableau 4.13	Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge de la partie droite pour la barre 1 et la barre 2 .....	72
Tableau 4.14	Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge de la partie droite pour la barre 3 et la barre 4 .....	73
Tableau 4.15	Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge de la partie droite pour la barre 5 et la barre 6 .....	74
Tableau 4.16	La conductivité de surface (S/carré) des trois défauts .....	77
Tableau 4.17	La conductivité de surface (S/carré) des électrodes de mise à la terre .....	79
Tableau 4.18	Les paramètres de rugosité de la barre 1 et la barre 2 .....	81
Tableau 4.19	Les paramètres de rugosité de la barre 3 et la barre 4 .....	82
Tableau 4.20	Les paramètres de rugosité de la barre 5 et la barre 6 .....	83



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1 <i>L'isolation thermoplastique d'une bobine d'alternateur. ....</i>	2
Figure 1.2 <i>L'isolation thermodurcissable pour une barre d'alternateur. ....</i>	3
Figure 1.3 <i>Le ruban utilisé pour l'isolation de type thermodurcissable. ....</i>	4
Figure 1.4 <i>Les revêtements appliqués sur la couche externe de l'isolation de masse. ....</i>	5
Figure 1.5 <i>L'effet d'échelle occasionné par la vibration des barres dans l'encoche. ....</i>	6
Figure 1.6 <i>La sonde électromagnétique utilisée pour mesurer les DP d'encoche. ....</i>	8
Figure 1.7 <i>Une signature PRPD de DP d'encoche mesurée sur une barre. ....</i>	10
Figure 1.8 <i>DP d'encoche à la température ambiante (haut) et à 90°C (bas). ....</i>	14
Figure 1.9 <i>DP d'encoche à la température ambiante (haut) et à 132°C (bas). ....</i>	15
Figure 2.1 <i>La courbe de Paschen pour l'air. ....</i>	20
Figure 2.2 <i>La représentation d'un système de calage. ....</i>	24
Figure 2.3 <i>Le circuit formé lors de la présence d'un espacement d'air entre la surface de l'isolant et du noyau magnétique. ....</i>	25
Figure 2.4 <i>Les surfaces équipotentiels développées dans l'isolant ainsi que dans l'espacement d'air. ....</i>	26



Figure 2.5	<i>La grandeur du champ électrique dans l'isolant et dans l'espace d'air (en haut) et un agrandissement dans l'espace d'air (en bas).</i> .....	27
Figure 2.6	<i>Le potentiel (à gauche) et la grandeur du champ électrique (à droite) à la surface de l'isolation de masse.</i> .....	28
Figure 2.7	<i>Le circuit équivalent d'impédance distribuée.</i> .....	29
Figure 2.8	<i>Le champ électrique tangentiel à la surface.</i> .....	29
Figure 2.9	<i>Le champ électrique perpendiculaire à la surface.</i> .....	31
Figure 2.10	<i>La représentation des électrodes dans le cycle de tension.</i> .....	32
Figure 2.11	<i>La représentation du phénomène qui survient lors de l'alternance positive.</i> .....	33
Figure 2.12	<i>La représentation du phénomène qui survient lors de l'alternance négative.</i> .....	34
Figure 3.1	<i>Le montage expérimental complet utilisé pour le vieillissement des barres.</i> .....	36
Figure 3.2	<i>La surface de l'isolation de masse des échantillons.</i> .....	37
Figure 3.3	<i>Les six barres utilisées pour cette expérimentation.</i> .....	38
Figure 3.4	<i>L'identification des défauts réalisés sur les barres.</i> .....	38
Figure 3.5	<i>Les barres identifiées 1 et 2 pour le vieillissement électrique.</i> .....	39

Figure 3.6	<i>Les barres identifiées 3 et 4 pour le vieillissement électrique avec une contrainte thermique.</i>	40
Figure 3.7	<i>L'équipement qui permet d'appliquer une contrainte thermique de 85°C.</i>	41
Figure 3.8	<i>L'unité d'acquisition pour la température des barres.</i>	41
Figure 3.9	<i>Les barres identifiées 5 et 6 pour le vieillissement électrique avec une contrainte thermique et mécanique.</i>	42
Figure 3.10	<i>Un paquet de tôles laminées.</i>	43
Figure 3.11	<i>La règle de la main gauche qui donne le sens de la force.</i>	43
Figure 3.12	<i>Le sens de la force donné par l'interaction du courant induit avec les aimants permanents.</i>	44
Figure 3.13	<i>Le système de vibration utilisé pour un défaut.</i>	45
Figure 3.14	<i>L'unité d'acquisition du spectre de vibration du déplacement des paquets de tôles.</i>	45
Figure 4.1	<i>Le circuit équivalent d'une cavité dans un diélectrique.</i>	48
Figure 4.2	<i>L'activité de DP durant un cycle de la tension d'alimentation.</i>	49
Figure 4.3	<i>Le circuit de mesures des DP.</i>	50
Figure 4.4	<i>Le schéma de la mesure de DP sur les barres en groupe.</i>	53
Figure 4.5	<i>Les patrons PRPD des barres en groupe à chaud avec gain de 10-10.</i>	54
Figure 4.6	<i>Les patrons PRPD des barres en groupe à l'ambient avec gain de 10-40.</i>	55

Figure 4.7	<i>Le schéma de la mesure de DP sur les barres individuelles.</i> .....	56
Figure 4.8	<i>Les patrons PRPD mesurés sur la barre 1 en fonction du vieillissement.</i> .....	57
Figure 4.9	<i>Les patrons PRPD mesurés sur la barre 2 en fonction du vieillissement.</i> .....	57
Figure 4.10	<i>Les patrons PRPD mesurés sur la barre 3 en fonction du vieillissement.</i> .....	58
Figure 4.11	<i>Les patrons PRPD mesurés sur la barre 4 en fonction du vieillissement.</i> .....	59
Figure 4.12	<i>Les patrons PRPD mesurés sur la barre 5 en fonction du vieillissement.</i> .....	60
Figure 4.13	<i>Les patrons PRPD mesurés sur la barre 6 en fonction du vieillissement.</i> .....	60
Figure 4.14	<i>La représentation graphique du courant de charge incluant ces trois composantes.</i> .....	65
Figure 4.15	<i>Le schéma du montage de la mesure sur les barres complètes individuelles.</i> .....	67
Figure 4.16	<i>Les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 1 (à gauche) et la barre 2 (à droite).</i> .....	68
Figure 4.17	<i>Les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 3 (à gauche) et la barre 4 (à droite).</i> .....	69
Figure 4.18	<i>Les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 5 (à gauche) et la barre 6 (à droite).</i> .....	70
Figure 4.19	<i>Branchement d'une électrode de garde.</i> .....	71

Figure 4.20	<i>Les deux courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 1 (à gauche) et la barre 2 (à droite).</i> .....	72
Figure 4.21	<i>Les deux courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 3 (à gauche) et la barre 4 (à droite).</i> .....	73
Figure 4.22	<i>Les deux courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 5 (à gauche) et la barre 6 (à droite).</i> .....	74
Figure 4.23	<i>L'électrode concentrique utilisée pour le calcul de la conductivité de surface.</i> .....	75
Figure 4.24	<i>Le schéma du montage de la mesure de la conductivité de surface des défauts.</i> .....	75
Figure 4.25	<i>L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite).</i> .....	78
Figure 4.26	<i>L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite).</i> .....	79
Figure 4.27	<i>Le mélange à deux éléments de silicone caoutchoutée.</i> .....	80
Figure 4.28	<i>Le capteur optique utilisé pour la mesure des empreintes (à gauche) et une empreinte d'un défaut (à droite).</i> .....	81
Figure 4.29	<i>Les profils de surface de la mesure 1 (haut) et la mesure 3 (bas) pour la barre 1 (gauche) et de la barre 2 (droite).</i> .....	82
Figure 4.30	<i>Les profils de surface de la mesure 1 (haut) et la mesure 3 (bas) pour la barre 3 (gauche) et de la barre 4 (droite).</i> .....	82
Figure 4.31	<i>Les profils de surface de la mesure 1 (haut) et la mesure 3 (bas) pour la barre 5 (gauche) et de la barre 6 (droite).</i> .....	83

Figure 4.32	<i>Les surfaces d'un défaut de la barre 1 (gauche) et la barre 2 (droite).</i> .....	84
Figure 4.33	<i>Les surfaces d'un défaut de la barre 3 (gauche) et la barre 4 (droite).</i> .....	84
Figure 4.34	<i>Les surfaces d'un défaut de la barre 5 (gauche) et la barre 6 (droite).</i> .....	85
Figure 5.1	<i>L'évolution des ratios <math>NQS</math> et <math>N</math> en fonction du vieillissement pour les barres en groupe.</i> .....	87
Figure 5.2	<i>L'évolution du paramètre <math>NQS^+</math> pour les barres en groupe.</i> .....	88
Figure 5.3	<i>L'évolution des ratios <math>NQS</math> et <math>N</math> en fonction du vieillissement pour les barres du groupe 1.</i> .....	90
Figure 5.4	<i>L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite) des barres du groupe 1.</i> .....	91
Figure 5.5	<i>L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite) des barres du groupe 1.</i> .....	91
Figure 5.6	<i>Une mesure de DP sur la barre 2 avec les dépôts d'oxyde de fer (gauche) et sans les dépôts d'oxyde de fer (droite).</i> .....	93
Figure 5.7	<i>L'évolution des ratios <math>NQS</math> et <math>N</math> en fonction du vieillissement pour les barres du groupe 2.</i> .....	95
Figure 5.8	<i>L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite) des barres du groupe 2.</i> .....	97
Figure 5.9	<i>L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite) des barres du groupe 2.</i> .....	97



Figure 5.10	<i>L'évolution des ratios <math>NQS</math> et <math>N</math> en fonction du vieillissement pour les barres du groupe 3.</i>	100
Figure 5.11	<i>L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite) des barres du groupe 3.</i>	101
Figure 5.12	<i>L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite) des barres du groupe 3.</i>	101
Figure 5.13	<i>L'évolution des ratios <math>NQS</math> et <math>N</math> en fonction du vieillissement pour les barres individuelles.</i>	104
Figure 5.14	<i>L'évolution du paramètre <math>NQS^-</math> pour les barres individuelles.</i>	104
Figure 5.15	<i>L'évolution des paramètres <math>Sa</math> et <math>St</math> en fonction du vieillissement pour un défaut sur chacune des barres.</i>	105
Figure 5.16	<i>La comparaison entre les courants de polarisation et de dépolarisation pour les barres complètes 1, 3, et 5, mesure 1 (à gauche) et mesure 3 (à droite).</i>	106
Figure 5.17	<i>La comparaison entre les courants de polarisation et de dépolarisation pour les barres complètes 2, 4, et 6, mesure 1 (à gauche) et mesure 3 (à droite).</i>	106
Figure 5.18	<i>La comparaison entre les courants de polarisation et de dépolarisation pour la partie droite des barres 1, 3, et 5, mesure 3 (à gauche) et des barres 2, 4, 6, mesure 3 (à droite).</i>	107

## **LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES**

Al	Aluminium
ASTM	American Society for Testing and Materials
CC	Courant Continu
CEGB	Central Electricity Generating Board
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
DEV	Discharge Extinction Voltage
DIV	Discharge Inception Voltage
DP	Décharges Partielles
EIC	Electrical Insulation Conference
Fe	Fer
GE	General Electric
ICMsystem	Insulation Condition Monitoring System
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IP	Indice de Polarisation

IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
K	Potassium
NEC	National Electric Code
NQS	Number of apparent charge Q per Second
O	Oxygène
PDA	Partial Discharge Analyzer
PRPD	Phase Resolved Partial Discharge
s/c	Semi-conducteur
Si	Silicium
SiC	Carbure de Silicium
SSC	Stator Slot Coupler
VPI	Vacuum Pressure Impregnated



## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

### Unités de mesure

m	mètre
mm	millimètre
$\mu\text{m}$	micromètre
kg	kilogramme
°	degré
K	kelvin
C	celsius
h	heure
s	seconde
J	joule
N	newton
kPa	kilopascal
Pam	pascal mètre
MW	mégawatt
kV	kilovolt
V	volt
V/m	volt par mètre
kV/mm	kilovolt par millimètre
A	ampère
$\mu\text{A}$	microampère
$\text{A/m}^2$	ampère par mètre carré
MHz	mégahertz
kHz	kilohertz
Hz	hertz
rad/s	radian par seconde
$\text{G}\Omega$	giga ohms
$\text{M}\Omega$	mégohms
$\text{k}\Omega$	kilo ohms
$\Omega$	ohms
$\Omega/\text{m}$	ohms par mètre
$\Omega/\text{carré}$	ohms par carré
S	siemens
$\text{S/carré}$	siemens par carré
nF	nanofarad
F/m	farad par mètre
C	coulomb
nC	nanocoulomb
$\text{C/m}^3$	coulomb par mètre cube
$\text{C/m}^2$	coulomb par mètre carré
T	tesla

## Symboles

A	une constante
A	la surface ( $\text{m}^2$ )
$C_a$	la capacité du diélectrique (nF)
$C_b$	la capacité du diélectrique en série avec la cavité (nF)
$C_c$	la capacité de la cavité gazeuse (nF)
$C_0$	la capacité sous vide (F/m)
$D_0$	le diamètre au centre de l'espacement entre les deux électrodes (mm)
$D_1$	le diamètre externe de l'électrode interne (mm)
$D_2$	le diamètre interne de l'électrode externe (mm)
$D(t)$	la densité de charge induite ( $\text{C}/\text{m}^3$ )
E	le champ électrique (kV/mm)
E	l'énergie d'activation (J)
$E(t)$	le champ électrique variable dans le temps (kV/mm)
$G_s$	la conductance de surface (S)
$I(t)$	le courant électrique (A)
$I_{\text{charge}}(t)$	le courant de charge (A)
$I_{\text{décharge}}(t)$	le courant de décharge (A)
$I_{\text{cond.dir}}$	le courant de conduction directe (A)
$I_{\text{capacitif}}(t)$	le courant capacitif (A)
$I_{\text{absorption}}(t)$	le courant d'absorption (A)
$J(t)$	la densité du courant ( $\text{A}/\text{m}^2$ )
L	la durée de vie (h)
L	la longueur de la moitié de l'espacement d'air (5 mm)
N	le nombre de décharge (sans unité)
N+	le nombre de décharge positive (durant l'alternance négative) (sans unité)
N-	le nombre de décharge négative (durant alternance positive) (sans unité)
NQS	le courant apparent moyen ( $\mu\text{A}$ )
NQS+	le courant apparent moyen positive (durant alternance négative) ( $\mu\text{A}$ )
NQS-	le courant apparent moyen négatif (durant alternance positive) ( $\mu\text{A}$ )
P	le périmètre effectif (mm)
$P(t)$	la polarisation diélectrique ( $\text{C}/\text{m}^2$ )
Q	la charge apparente (C)
Q+	la charge apparente positive (durant alternance négative) (C)
Q-	la charge apparente négative (durant alternance positive) (C)
R	la résistance de l'isolation sous charge ( $\text{M}\Omega$ )
$R^*$	la résistance de l'isolation sous décharge ( $\text{M}\Omega$ )
$R_T$	la résistance totale du circuit ( $\Omega$ )
$R_S$	la résistance de surface seule ( $\Omega$ )
RC	la constante de temps (s)
$S_a$	la moyenne arithmétique des écarts à la moyenne ( $\mu\text{m}$ )
$S_t$	la hauteur totale de la surface ( $\mu\text{m}$ )
T	la température ( $^{\circ}\text{C}$ )
$T_P$	la période du cycle de la tension d'alimentation (s)

$U_0$	la tension au cuivre (8 kV)
$V_a$	la tension appliquée au diélectrique (V)
$V_c$	la tension dans la cavité gazeuse (V)
$\Delta V$	la valeur de la chute de tension (V)
$c$	une constante
$c$	la capacité par unité de longueur (F/m)
$d$	la distance inter-électrode (mm)
$\delta(t)$	la fonction delta de Dirac (sans unité)
$\epsilon_r$	la permittivité relative du diélectrique (sans unité)
$\epsilon_\infty$	la permittivité relative haute fréquence
$\epsilon_0$	la permittivité du vide (F/m)
$f(t)$	la fonction de réponse du matériau
$g$	la distance entre les deux électrodes (mm)
$i(t)$	l'impulsion de courant (A)
$k$	la constante de Boltzmann ( $1.3806 \times 10^{-23}$ J/°K)
$n$	la constante de la loi de puissance
$\rho_s$	la résistivité de surface ( $\Omega/\text{carré}$ )
$\varphi$	l'angle de phase (°)
$r$	la résistance de surface par unité de longueur ( $\Omega/\text{m}$ )
$\sigma$	la conductivité (S/m)
$t$	un instant d'occurrence (s)
$t_0$	le temps de départ de l'acquisition (s)
$t_1$	le temps d'arrêt de l'acquisition (s)
$t_{\text{charge}}$	le temps de charge (s)
$\omega$	la fréquence angulaire du réseau (377 rad/s)
$x$	la distance à partir de la fin du revêtement semi-conducteur (mm)
$\chi_e$	la susceptibilité diélectrique (sans dimension)
$\gamma_s$	la conductivité de surface (S/carré)

## INTRODUCTION

Les alternateurs hydrauliques sont parmi les équipements les plus importants de la production d'énergie électrique sur le réseau. La défaillance de ces équipements peut occasionner un arrêt indéterminé de la production, occasionnant des pertes financières importantes pour leur exploitant, des coupures d'alimentation sur le réseau et des risques pour la sécurité du personnel présent. Essentiellement, la durée de vie des alternateurs hydrauliques comme tous autres équipements électriques haute tension est déterminée en grande partie par la condition de son système d'isolation. Les décharges partielles (DP) de type encoche sont depuis longtemps considérées comme étant très dommageables pour le système d'isolation de masse du stator de ces machines. Ces décharges surviennent entre la surface de l'isolant de masse des barres du stator et le noyau magnétique. De plus, en fonctionnement normal, ce système d'isolation est soumis à différentes contraintes électriques, thermiques et mécaniques qui influencent l'évolution de la dégradation déclenchée par les DP d'encoche. À long terme, l'isolant de masse devient de plus en plus vulnérable aux contraintes normales, occasionnant ainsi des risques d'utilisation et une diminution de la durée de vie des alternateurs.

Dans une optique de maintenance préventive et de gestion des actifs, il est ainsi important d'être en mesure de diagnostiquer efficacement la condition de ces équipements. En conséquence, l'objectif de ce projet est d'établir la différence des taux de dégradations des barres d'alternateurs soumises à des décharges partielles d'encoche sous différentes contraintes. Cette étude réalisée en collaboration avec l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec, l'IREQ, s'insère dans le cadre du projet d'innovation "Méthodologie Intégrée de Diagnostic des Alternateurs".

Ce mémoire est structuré en cinq chapitres. Le premier et le deuxième chapitre présente une revue de la littérature et la théorie relative aux mécanismes des DP d'encoche. Le troisième chapitre décrit le montage expérimental réalisé en laboratoire. Le quatrième chapitre présente les mesures périodiques effectuées sur les barres et les résultats obtenus tandis que le cinquième chapitre présente l'analyse et la discussion de ces résultats.



## CHAPITRE 1

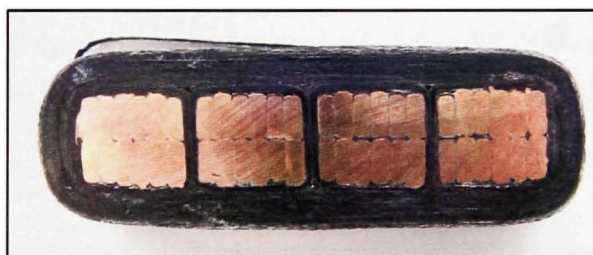
### REVUE DE LA LITTÉRATURE

#### 1.1 Historique

Plusieurs ouvrages ont été réalisés au cours des années afin de permettre une meilleure compréhension des mécanismes entourant les DP d'encoche. Malgré les progrès des dernières années, il y a encore à ce jour de nombreux paramètres qui ne sont pas totalement compris au sujet des impacts et de l'évolution de ce type de défaut sur l'isolation de masse du stator des alternateurs. Ce chapitre présente l'état de l'art concernant l'influence des DP d'encoche sur l'isolation de masse du stator.

##### 1.1.1 Les isolants thermoplastiques

Les premiers systèmes d'isolation de masse du stator des alternateurs consistaient principalement en des flocons de mica imprégnés d'une résine naturelle, telle que l'asphalte ou le shellac (résine naturelle d'origine animale). La figure 1.1 illustre ce type d'isolation de masse pour une bobine d'alternateur.



**Figure 1.1** *L'isolation thermoplastique d'une bobine d'alternateur.*

Ces systèmes d'isolation de type thermoplastique avaient comme principale caractéristique d'être souples. Selon les croyances, en fonctionnement normal cette caractéristique leur permettait de se dilater suffisamment pour ainsi se conformer à la surface de l'encoche. Ce qui est un avantage notable dans la prévention des DP d'encoche, car cette caractéristique

permettait ainsi un bon contact électrique entre le revêtement semi-conducteur couvrant l'isolation de masse et la surface du noyau magnétique mis à la terre. C'est pourquoi, plusieurs travaux ont ignoré l'existence des DP d'encoche dans les machines possédant ce type d'isolation (Evans, 1981; Jackson et Wilson, 1982). À ce point, il est intéressant de noter qu'en 2006, une étude a été réalisée à propos de l'effet de la dilatation thermique des matériaux isolants sur la réduction des DP d'encoche (Hudon et al., 2007). Cette étude a démontré que même avec des isolants thermoplastiques tels que l'asphalte-mica, la dilatation thermique des matériaux isolants ne permet pas, dans bien des cas, de compenser suffisamment pour éliminer l'activité des DP d'encoche.

D'ailleurs, des travaux réalisés au début des années 1950, par Westinghouse Electric Corporation indiquent que dans certains cas, des isolants thermoplastiques ont donné lieu à des DP d'encoche (Johnson, 1951b; Wilson, 1996). Les problèmes expérimentés par ce groupe de recherche ont été notamment causés par des pertes de contact électrique entre le revêtement semi-conducteur et le noyau magnétique, probablement, en raison d'une mauvaise résistivité de surface du revêtement semi-conducteur utilisé durant ces années.

### 1.1.2 Les isolants thermodurcissables

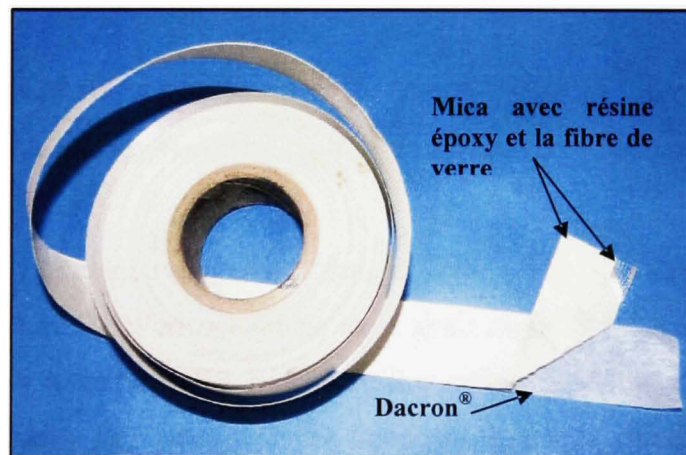
À la fin des années 1950, les systèmes d'isolation thermodurcissables sont apparus. Ces isolants à base de résine synthétique polyester ou époxy sont beaucoup plus rigides que les isolants thermoplastiques. La figure 1.2 illustre ce type d'isolation de masse pour une barre d'alternateur.



**Figure 1.2** *L'isolation thermodurcissable pour une barre d'alternateur.*

Ils ont permis l'augmentation de la puissance des machines tout en diminuant l'épaisseur de l'isolation de masse. Après une courte période d'utilisation du polyester, l'époxy-mica qui possède d'excellentes propriétés mécaniques, thermiques et électriques est devenu un standard dans l'industrie (Gross et Söller, 2005; Stone et al., 2004; Wilson, 1996). Ce système d'isolation est réalisé selon deux procédés. Le premier consiste à utiliser un ruban de mica enrichi d'une résine époxy à l'état B, c'est-à-dire pré-polymérisée. Suite à l'application du ruban sur les conducteurs de la barre, la polymérisation de la résine est terminée à haute température et haute pression. Le deuxième procédé consiste en un ruban de mica qui est imprégné de résine sous vide, VPI (Vacuum Pressure Impregnated), ensuite polymérisé toujours à haute température.

Le ruban de mica utilisé pour l'isolation de masse du stator est constitué de trois éléments illustrés à la figure 1.3. Le mica lié avec une résine époxy, un support mécanique en fibre de verre ainsi que dans certains cas, une couche de fibres textiles de polyéthylène téréphtalate commercialisée sous le nom de Dacron<sup>®</sup> ou Mylar<sup>®</sup>.

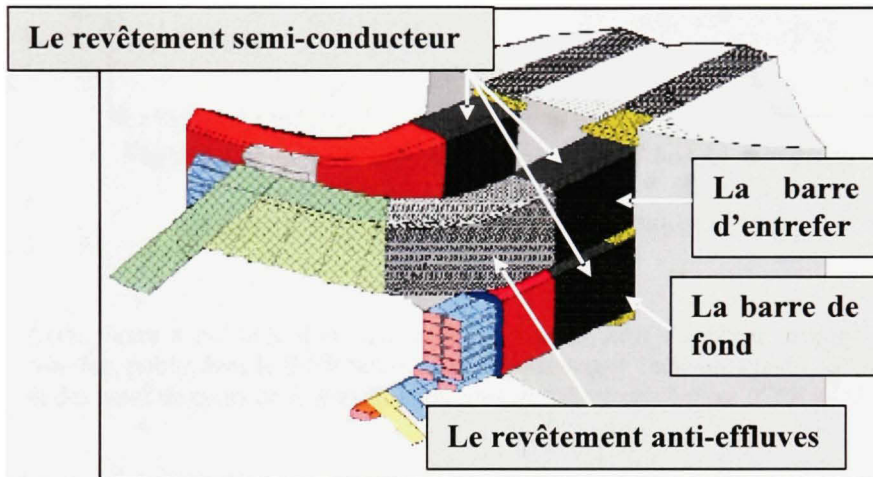


**Figure 1.3** *Le ruban utilisé pour l'isolation de type thermodurcissable.*

La couche externe du système d'isolation de masse des barres d'alternateurs est sur la partie droite finie avec un revêtement semi-conducteur chargé de graphite ou de noir de carbone sous forme de peinture ou de ruban. Finalement, une protection anti-effluves, à gradient de



tension est appliquée sur les deux développantes. Cette protection est aussi sous forme de ruban ou de peinture chargée d'oxyde de fer ou de carbure de silicium, (SiC). La figure 1.4 illustre ces deux revêtements appliqués sur la couche externe de l'isolant de masse des barres.

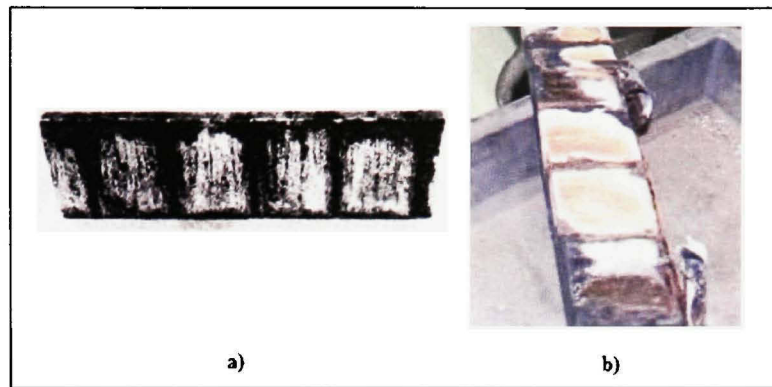


**Figure 1.4 Les revêtements appliqués sur la couche externe de l'isolation de masse.**  
(Tirée de (Kaufhold et al., 2002))

Source : Cette figure a été tirée d'un article de M. Kaufhold, K. Schafer, K. Bauer, A. Bethge, J.A. Risse, *Interface phenomena in stator winding insulation – challenges in desing, diagnosis, and service experience*. L'article est présenté dans le IEEE Electrical Insulation Magazine, vol 18, n°2, p27-36, 2002.

Suite à l'introduction de ce nouveau type d'isolant, Hydro Ontario a commencé à rencontrer de sérieux problèmes de DP d'encoche dans leurs alternateurs hydrauliques mis en fonction de 1969 à 1971 (Kurtz et Lyles, 1979). Le point critique de ce problème était le taux rapide de dégradation de l'isolant. En examinant physiquement plusieurs machines, d'importantes traces d'usure ont été notées sur la surface des barres laissant paraître un effet d'échelle illustré à la figure 1.5. Ce phénomène causé par la vibration des barres dans les encoches du noyau magnétique a été rapidement associé aux difficultés d'installation et / ou à des lacunes des systèmes de calages (Evans, 1981; Lonseth et Mulhall, 1976). L'effet d'échelle observé sur ces barres est provoqué par les canaux de ventilation du noyau magnétique où aucune usure n'est possible.





**Figure 1.5** *L'effet d'échelle occasionné par la vibration des barres dans l'encoche.*

(Tirée de a) (Wilson, 1991) et b) (David, 2007))

Source : Cette figure a été tirée d'un article de A. Wilson, *Slot discharge damage in air cooled stator winding*, publié dans le IEEE Science and Measurement Technology, vol 138, n°3, p153-160, 1991, et des notes de cours de É. David, *Matériaux de l'électrotechnique IGEE 4453*, 2007.

Une conséquence de ces découvertes a été la nécessité d'effectuer adéquatement des mesures de DP plutôt qu'uniquement des inspections visuelles dans les machines tournantes haute tension. La section suivante présente des travaux effectués sur la détection de ce phénomène dans les machines tournantes.

## 1.2 La détection des décharges partielles d'encoche

Depuis maintenant près de 60 ans que les premiers instruments permettant de détecter l'activité de DP dans les machines tournantes sont apparus. Aujourd'hui, les techniques se sont beaucoup raffinées et il est ainsi plus évident de détecter la présence de DP dans les machines.

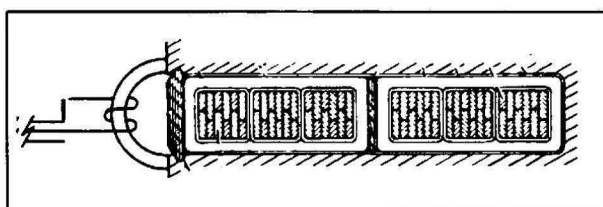
### 1.2.1 L'instrumentation

Le premier instrument dédié à la reconnaissance des DP d'encoche a été développé par un groupe de recherche de Westinghouse Electric Corporation au début des années 1950 (Johnson, 1951a; 1951b). L'analyseur de décharges d'encoche était un instrument utilisé

avec une source d'alimentation externe, lorsque la machine était à l'arrêt. Le circuit nécessitait un capteur qui se connectait directement sur le revêtement semi-conducteur en passant par les canaux de ventilation, un condensateur et une bobine en série. Les signaux étaient ensuite introduits dans un filtre passe-haut permettant de bloquer le 60 Hz de l'alimentation pour être finalement observés à l'aide d'un oscilloscope.

Par la suite, ce système a été remplacé par un instrument capable de prendre des mesures sur les machines durant leur fonctionnement. De façon générale, ces mesures étaient effectuées juste avant l'arrêt de maintenance annuel (Johnson et Mead, 1951). Principalement, cet équipement était constitué d'un oscilloscope branché à travers la résistance de neutre des machines et d'un filtre passe-haut avec une fréquence de coupure de 2500 Hz permettant d'éliminer le 60 Hz. Plusieurs mesures n'ont pu être satisfaisantes en raison des problèmes de bruits et d'intenses sources de décharges avoisinantes. Par contre, il est très important de souligner que pour la première fois, des mesures de DP d'encoche ont pu être réalisées sur des machines durant leur fonctionnement.

À la fin des années 1960, un capteur électromagnétique permettant des mesures localisées des DP d'encoche a été développé (Dakin, Works et Johnson, 1969). Cette sonde était utilisée lorsque la machine était à l'arrêt et que le rotor était enlevé. Le couplage de cette sonde illustrée à la figure 1.6, était réalisé avec une moitié de bobine fermée sur le noyau magnétique. La principale utilisation de ce capteur était d'effectuer de la localisation suite à la détection du problème de décharges d'encoche sur l'enroulement complet. De plus, elle permettait de vérifier l'activité avant et après une réparation.



**Figure 1.6** *La sonde électromagnétique  
utilisée pour mesurer les DP  
d'encoche.*

(Tirée de (Dakin, Works et Johnson, 1969))

Source : Cette figure a été tirée d'un article de T.W. Dakin, C.N. Works, S. Johnson *An electromagnetic probe for detecting and locating discharges in large rotating-machine stators*, publié dans le IEEE transactions on Power Apparatus and Systems, vol 3, 1969.

Au début des années 1970, suite à la découverte du problème dans leurs machines, Hydro Ontario ont effectué des mesures de DP sur des machines isolées du réseau et alimentées avec une source haute tension (Kurtz et Lyles, 1979). Ces essais étaient réalisés avec un coupleur capacitif qui consistait en un câble haute tension monté en boucle. Le côté haute tension de ce coupleur était temporairement connecté sur chacune des phases de la machine, tandis que l'autre côté, basse tension était branché à un oscilloscope à travers un filtre passe-haut. Ainsi, les impulsions de DP en millivolts étaient observées à l'écran de l'oscilloscope. En 1976, un programme de recherche a permis de mettre sur pieds un prototype d'instrument permettant de compter le nombre d'impulsion par seconde dans les deux polarités de la tension alternative. Ces recherches ont permis d'élaborer des équipements plus sophistiqués tel que des analyseurs de décharges partielles PDA (Partial Discharge Analyzer) qui sont utilisés avec des systèmes de couplages branchés de façon permanente sur les machines tournantes.

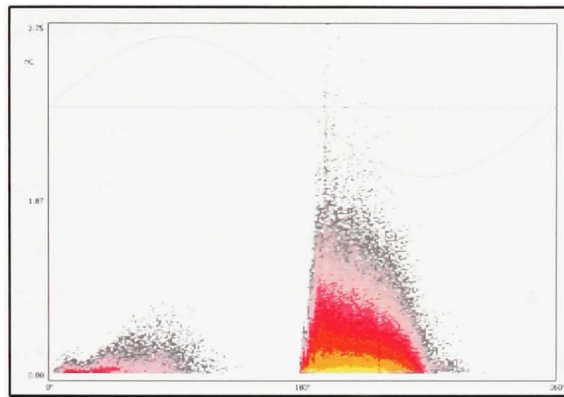
Encore une fois, les problèmes rencontrés avec ce type de mesures étaient reliés au bruit. Ainsi, différents types de capteurs ont été utilisés afin d'essayer de réduire le bruit. Comme par exemple, la sonde électromagnétique SSC (Stator Slot Coupler) qui s'installe sous les cales dans l'encoche. Cette sonde semblable à une antenne permet d'obtenir plus efficacement les signaux de DP d'encoche en diminuant significativement l'apport du bruit (Stone et Sedding, 1993).

De nos jours, malgré le fait qu'il n'y a pas encore de procédure unique, les instruments de mesures des DP sont pour la grande majorité dotés d'analyseur capable d'afficher les signaux résolus dans la phase, PRPD (Phase Resolved Partial Discharge). En effet, une impulsion de DP est caractérisée par son amplitude, sa polarité et sa position dans la phase. Ainsi, ce type de représentation proposé à la fin des années 1970, tel que rapporté par Hudon et Bélec en 2005 (Hudon et Belec, 2005), permet un affichage phase-amplitude-nombre ( $\phi$ -q-n) sur un graphique en trois dimensions ou en deux dimensions avec code de couleurs. Cet outil a grandement contribué à assister l'interprétation des mesures en facilitant la distinction entre les différentes signatures de DP. Étant donné que plusieurs types de décharges peuvent être présents simultanément dans les alternateurs, il est primordial d'être en mesure de déterminer si les signaux sont par exemple, ceux de décharges d'encoche ou ceux de décharges internes.

### **1.2.2 La reconnaissance des signaux**

De façon générale, la signature PRPD des DP est reliée à la configuration, à la position dans la machine ainsi qu'à l'état de surface de la cavité ou des surfaces entourant le gaz dans lequel les DP ont lieu. Dans le cas des DP d'encoche, les électrodes sont la surface du noyau magnétique et de l'isolant de masse. Cette disposition implique une asymétrie dans le champ électrique d'un demi-cycle de tension au suivant et donc une signature asymétrique en faveur des décharges positives qui surviennent durant l'alternance négative du cycle de la tension d'alimentation. De plus, la caractéristique majeure de cette signature illustrée à la figure 1.7, est donnée par sa forme triangulaire avec une pente abrupte près du croisement du zéro.





**Figure 1.7** *Une signature PRPD de DP d'encoche mesurée sur une barre.*

Durant les années 1990, des mesures de DP effectuées par la compagnie Iris Power Engineering sur plus de 100 machines tournantes en service ont permis de déterminer l'identification de certains types de défauts (Stone et al., 1995). Des patrons de DP d'encoche mesurés sur des alternateurs hydrauliques illustraient l'asymétrie en faveur des décharges positives durant l'alternance négative typique de ce type de défaut. De plus, durant les mêmes années, un groupe de recherche d'Australie qui a réalisé des expérimentations en laboratoire sur des barres a aussi démontré la même asymétrie dans les patrons de DP d'encoche (Sheehy, Blackburn et Rungis, 1996). À la fin des années 1990, un groupe de recherche de l'IREQ a effectué des expérimentations en laboratoire afin de caractériser rigoureusement les patrons de DP d'encoche (Belec, Hudon et Guddemi, 2001; Hudon et Belec, 2005). Dans le but de simuler ces décharges, des défauts ont été artificiellement créés sur le revêtement semi-conducteur de barres d'alternateur. Ces mesures ont permis dans un environnement contrôlé de confirmer la signature typique des DP d'encoche, telle que retrouvée sur la figure 1.7.

Finalement, dans le but d'optimiser les programmes de maintenance et de déterminer la condition des alternateurs, il est important de connaître les variations de cette signature en fonction des différentes conditions d'opération. La section suivante présente les travaux réalisés en laboratoire concernant l'impact des différentes contraintes sur les DP d'encoche.

### 1.3 L'impact des différentes contraintes sur les DP d'encoche

Depuis l'identification de l'existence des DP d'encoche, de nombreuses expérimentations en laboratoire ont été réalisées afin d'approfondir les connaissances concernant ce problème. Dans la littérature, il n'y a par contre, pas beaucoup de travaux impliquant l'évolution des DP d'encoche sous des contraintes électrique, thermique et mécanique simultanément. De façon générale, les expérimentations en laboratoire effectuées sur l'évolution des DP d'encoche impliquent seulement un type de contraintes à la fois.

Au début des années 1950 après la découverte du phénomène des DP d'encoche dans leurs machines, le groupe de recherche de Westinghouse Electric Corporation a entrepris une campagne d'investigation sur ce problème (Johnson, 1951a). Leurs travaux évoquent la construction d'une maquette d'un noyau magnétique dans le but de reproduire des DP d'encoche sur des bobines soumises à différentes contraintes électriques, thermiques et mécaniques. Par contre, ils ne font pas mention de plus de détails ni des résultats de leurs travaux. Ils suggèrent plutôt le développement d'équipement approprié pour la détection de ce phénomène dans les machines tournantes.

#### 1.3.1 La contrainte électrique

Un système d'isolation est soumis à des contraintes électriques qui sont occasionnées par la distribution du champ électrique. La dégradation engendrée par ces contraintes peut être dans certains cas provoquée par les DP. Dans les systèmes d'isolation solide, le mécanisme le plus critique, lorsque soumis à des contraintes électriques est celui des arborescences électriques (Farahani et al., 2005; Kelen). La durée de vie des isolants soumis à une contrainte électrique peut être déterminée par le modèle linéaire de la loi de la puissance inverse tracé dans un graphique logarithmique. Cette fonction empirique est donnée par l'équation 1.1, où  $L$  est la durée de vie en heure, (h),  $E$  est le champ électrique appliqué en kV/mm,  $c$  est une constante et  $n$  est la constante de la loi de puissance (Commission Électrotechnique Internationale, 2004; Stone et al., 2004)

$$L = cE^{-n} \quad (1.1)$$

Durant les années 1980, une étude sur des bobines soumises à des DP d'encoche sous un vieillissement électrique a été réalisée par l'équipe du CEGB (Central Electricity Generating Board) au Royaume-Uni (Jackson et Wilson, 1982; Wilson, 1990; 1991). L'expérimentation utilisait six sections de bobines d'une machine de 1.7 MW d'où le revêtement semi-conducteur avait été érodé à quelques endroits en service. Les échantillons étaient montés dans une fausse encoche en acier, alimentés à leur tension nominale de 6.5 kV, avec trois à une fréquence de 50 Hz et les trois autres à une fréquence de 400 Hz. L'espacement d'air entre la surface de la fausse encoche et la surface de l'isolant variait de 25µm à 1mm. De plus, les échantillons étaient soumis à un flux continu de l'air ambiant du laboratoire. La durée totale de l'expérimentation a été de trois années. Durant le vieillissement, la caractérisation des surfaces s'effectuait au microscope. Au terme des trois années, les dommages occasionnés par les DP d'encoche n'ont pas pénétré significativement la surface de l'isolant, seulement quelques échantillons ont présenté des traces de piqûres isolées qui étaient plus prononcées aux jonctions des couches de ruban isolant. De façon générale, l'attaque des DP a étendu la surface érodée du revêtement semi-conducteur laissant à nu une plus grande surface d'isolant. À l'air ambiant, des dépôts d'oxyde se sont formés sur la surface de l'isolant et de la fausse encoche. Ces dépôts étaient placés de façon arborescente et alignés dans la direction du champ. Selon leurs recherches, ces dépôts étaient composés d'un oxyde de fer amorphe qui indiquerait une réaction de phase gazeuse plutôt qu'une attaque d'humidité. Par contre, en effectuant des essais avec un flux continu d'air sec, les dépôts ne sont pas apparus. Les conclusions tirées de cette expérimentation ont indiqué que lorsque le phénomène de DP d'encoche survient, sans la présence d'autres contraintes que celles électriques, la dégradation de l'isolation de masse est très lente. Notons qu'en machine, cette condition n'existe pas car la contrainte thermique est toujours présente. En laboratoire, un essai sous contrainte électrique seulement a sa raison d'être, car il permet d'isoler la contribution de cette contrainte par rapport à la combinaison avec d'autres contraintes.



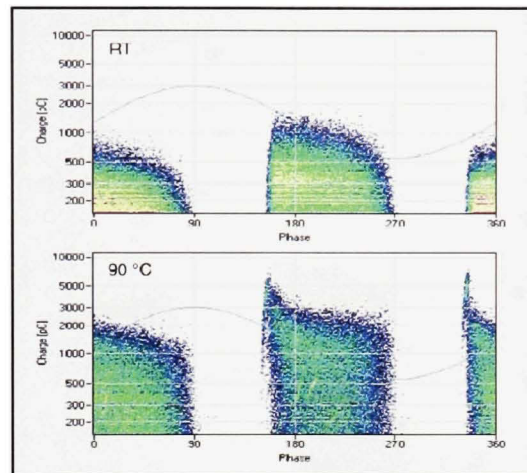
### 1.3.2 La contrainte thermique

L'effet des contraintes thermiques sur le système d'isolation engendre un vieillissement physique et chimique des matériaux, l'apparition d'oxydation et des effets thermomécaniques menant à la diminution des propriétés du système (Farahani et al., 2005; Kelen). De plus, la température influence beaucoup l'activité des DP d'encoche. En effet, une hausse de la température permet d'augmenter l'émissivité des électrons initiateurs ainsi que le processus d'avalanche électronique due à l'augmentation de l'énergie thermique des électrons et la réduction de la densité de l'air (Farahani et al., 2005; Florkowska, 1995). La durée de vie des isolants soumis à des contraintes thermiques est généralement déterminée par la loi d'Arrhenius (Commission Électrotechnique Internationale, 2004; Stone et al., 2004). Cette loi donnée par l'équation 1.2, où  $L$  est la durée de vie en h,  $A$  est une constante,  $E$  est l'énergie d'activation (J),  $k$  est la constante de Boltzmann ( $1.3806 \times 10^{-23}$  J/K) et  $T$  la température (K), est représentée dans un graphique avec des coordonnées logarithmiques pour la durée de vie  $L$  en fonction de  $1/T$ .

$$L = Ae^{(-E/kT)} \quad (1.2)$$

Au début des années 2000, un groupe de recherche de l'université d'Hannover en Allemagne a réalisé une étude concernant l'influence de la température sur les DP d'encoche (Farahani et al., 2005). L'échantillon utilisé consistait en une barre d'alternateur de 10 kV. Afin de simuler les DP d'encoche, ils ont modifié cette barre en enlevant une section du revêtement semi-conducteur. À l'aide d'un instrument qui représentait les patrons PRPD, les DP d'encoche ont été mesurées séquentiellement à la température ambiante de 20°C et à la température de 90°C. Les résultats illustrés à la figure 1.8 ont démontré qu'en augmentant la température, l'amplitude et le nombre de décharges ont aussi augmenté.

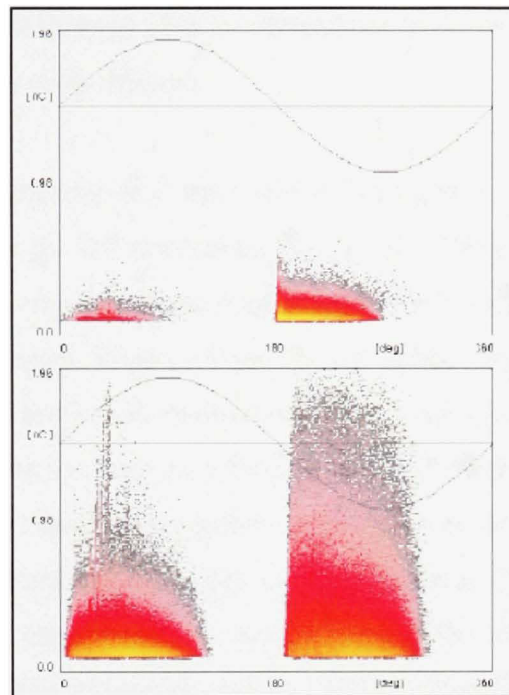




**Figure 1.8 DP d'encoche à la température ambiante (haut) et à 90°C (bas).**  
(Tirée de (Farahani et al., 2005))

Source : Cette figure a été tirée d'un article de M. Farahani, H. Borsi, E. Gockenbach, M. Kaufhold, *Partial discharge and dissipation factor behavior of model insulating systems for high voltage rotating machines under different stresses*. L'article est présenté dans le IEEE Electrical Insulation Magazine, p 5-19, 2005.

En 2007, un groupe de recherche de l'IREQ a investigué l'impact de la température et de la dilatation thermique des matériaux sur les DP d'encoche (Hudon et al., 2007). L'expérimentation s'est déroulée sur une barre d'alternateur 13.8 kV sur laquelle une section du revêtement semi-conducteur a été enlevée. Les DP d'encoche ont ensuite été mesurées avec différents espacements d'air et à différentes températures: à l'ambient (22°C), 53°C, 70°C, 90°C et 132°C. Dans le même ordre d'idée que l'expérimentation précédente, les résultats ont démontré que pour un espacement d'air donné, en augmentant la température, l'activité des DP d'encoche augmente aussi. La figure 1.7 illustre la différence d'activité des DP d'encoche à la température ambiante et à la température de 132°C. De plus, cette expérimentation a permis de déterminer que la dilatation thermique des matériaux isolants qui résulte en une réduction de l'espacement d'air ne permet pas de compenser l'effet de la température sur l'intensité des DP d'encoche.



**Figure 1.9 DP d'encoche à la température ambiante (haut) et à 132°C (bas).**  
(Tirée de (Hudon et al., 2007))

Source : Cette figure a été tirée d'un article de C. Hudon, M. Chaaban, M. Bélec, D.N. Nguyen, *Effect of temperature and thermal expansion on slot partial discharge activity*, présenté dans une conférence EIC en octobre 2007 à Nashville.

### 1.3.3 La contrainte mécanique

Dans les alternateurs hydrauliques, les barres sont sujettes à des contraintes mécaniques occasionnées par les forces électromagnétiques. Ainsi, si les barres ont de l'espace dans les encoches, elles vont se déplacer sous l'influence de ces forces. Dans son mouvement, la surface de l'isolant des barres se frotte sur celle du noyau magnétique occasionnant ainsi une usure prématurée de l'isolant. À long terme, l'érosion de l'isolant additionnée à l'attaque des DP initiée par l'usure du revêtement semi-conducteur peut conduire à une rupture diélectrique. Notons que dans les alternateurs, la contrainte mécanique est souvent un facteur d'accélération de la dégradation et sauf dans les cas extrêmes, elle n'est pas la seule responsable de la défaillance. Celle-ci est plutôt de nature électrique. Dans ce cas, il n'y a pas

de modèle mathématique développé afin de déterminer la durée de vie des isolants soumis aux contraintes mécaniques et électriques.

En 2005, une équipe de recherche de l'université Xi'an Jiaotong en Chine a étudié l'effet de la vibration mécanique sur les DP d'encoche (Kai et al., 2006). Leurs travaux analysaient l'effet de la variation du champ électrique occasionnée par la variation de l'espacement d'air due aux vibrations mécaniques. Pour ce faire, ils ont utilisé une bobine d'alternateur sous laquelle ils ont enlevé une section du revêtement semi-conducteur dans le but d'obtenir des DP d'encoche. À l'aide d'un système de vibration et d'une plaque d'aluminium, ils ont créé différents espacements d'air sans jamais entrer en contact avec la surface de la barre. Lorsque l'amplitude de vibration était faible et que par conséquent l'espacement d'air aussi, le champ électrique dans cet espacement ne variait pas significativement. Par contre, lorsque l'amplitude de vibration était élevée et qu'ainsi l'espacement d'air était élevé, le champ électrique dans cet espacement était grandement affecté par la vibration. Dans cette condition à faible tension, le seuil d'apparition des DP était affecté.

Cette expérimentation ne représente pas vraiment les conditions où les barres vibrent vers le fond des encoches et s'usent contre la paroi du noyau magnétique, mais plutôt les conditions où l'espacement d'air varie entre les barres et la surface du noyau magnétique.

#### **1.4 La conclusion du chapitre**

Ce chapitre a exposé les travaux réalisés concernant l'impact des DP d'encoche sur l'isolation de masse. En premier lieu, un historique de l'apparition et de la détection du phénomène a été présenté. Ensuite, la seconde partie a présenté les expérimentations en laboratoire réalisées sur l'étude des décharges d'encoche sous différentes contraintes.

Il est important de mentionner qu'aucune étude effectuée sur l'évolution des DP d'encoche sous différentes contraintes simultanément n'a été publiée. La plupart des travaux ont été réalisés en analysant l'impact d'une contrainte à la fois, soit électrique ou thermique. Un des

paramètres importants dans la compréhension du phénomène des DP d'encoche est l'influence de l'usure de l'isolation de masse occasionnée par les contraintes mécaniques. Ce paramètre n'est pourtant pas caractérisé dans les travaux publiés à ce jour.

En conséquence, l'objectif de la présente recherche est d'établir la différence des taux de dégradations des barres d'alternateurs soumises à des DP d'encoche sous différentes contraintes. Pour ce faire, six barres d'alternateur sont utilisées comme échantillons, ces barres ont été modifiées dans le but de reproduire des DP d'encoche. Elles ont été séparées en trois groupes selon trois différentes conditions de contraintes. Le premier groupe a été soumis à un vieillissement électrique seul, le deuxième à un vieillissement électrique avec contrainte thermique et finalement le troisième à un vieillissement électrique avec une contrainte thermique et mécanique. Ainsi, l'impact de chacun de ces groupes de contraintes sur l'évolution de la dégradation des isolants soumis à des DP d'encoche est présenté dans ce projet.

Bien que ce phénomène soit assez complexe et très peu documenté, le chapitre suivant présente l'état de l'art sur la théorie concernant le mécanisme des DP d'encoche.



## **CHAPITRE 2**

### **THÉORIE DES DÉCHARGES PARTIELLES DE TYPE ENCOCHE**

#### **2.1 Introduction**

Les DP sont des petites décharges électriques localisées dans les systèmes d'isolation sous l'effet d'une haute tension (4 kV et plus). De façon générale, elles sont la conséquence de concentrations locales de contraintes électriques dans des cavités gazeuses piégées dans l'isolation ou dans l'air autour de la surface de l'isolation. Les DP sont toujours présentes dans les systèmes d'isolation des alternateurs hydrauliques en raison de la conception, des matériaux utilisés, des méthodes de fabrication et des conditions d'opération.

D'ailleurs, dans les alternateurs hydrauliques, l'isolation de masse à base de mica est conçue pour résister à l'attaque des DP. En fonctionnement normal, il est possible d'en rencontrer plusieurs types tels que des décharges internes, couronnes (aux jonctions des revêtements sur la développante), inter-barres et encoches. Selon l'intensité et la nature, la présence de ces phénomènes à long terme peut occasionner une dégradation des composantes de l'isolation entraînant des dommages irréversibles et ainsi réduire la durée de vie des machines.

Le but de ce chapitre est l'explication des phénomènes liés à l'activité des DP d'encoche qui surviennent dans les alternateurs hydrauliques.

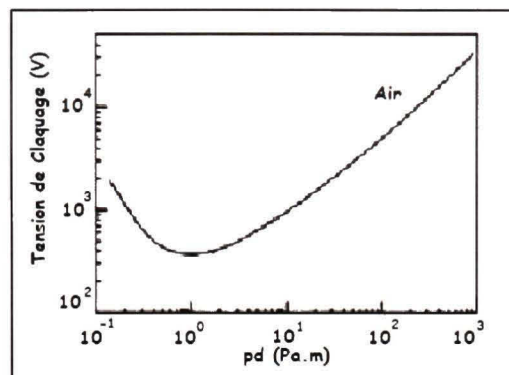
#### **2.2 Le mécanisme d'une décharge partielle**

Lorsqu'un milieu isolant est soumis à de fortes contraintes électriques, une rupture diélectrique ou un claquage peut se manifester dans ce milieu. En effet, ce milieu ne permet plus de contenir totalement les charges électriques à ces bornes, il en résulte une transformation complète ou en partie de celui-ci en milieu conducteur. Afin d'en arriver à cette situation, certaines conditions doivent être en place.

Premièrement, le milieu isolant doit être en présence d'un champ électrique important. La valeur maximum du champ électrique que le milieu isolant peut supporter est donnée par la rigidité diélectrique. De plus, pour avoir une décharge partielle et non une rupture diélectrique complète, le courant doit être très faible. Une résistance d'une valeur assez élevée doit être placée en série avec la décharge afin de limiter le courant. En conséquence, il est nécessaire d'avoir la présence d'un mur diélectrique, comme par exemple, dans le cas d'une cavité gazeuse entourée d'un diélectrique.

Ensuite, en plus d'être soumis à un champ électrique élevé, un électron initiateur doit être présent dans le milieu isolant. Cet électron initiateur généralement omniprésent, est principalement dû aux mécanismes de rayonnement naturel, tel que le rayonnement cosmique et/ou radioactif. Il peut aussi être occasionné par mécanisme de détachement. En effet, les atomes contenus dans un milieu isolant soumis à un champ électrique très important peuvent atteindre un niveau d'énergie assez élevé pour permettre à un électron de se libérer. Par contre, il est important de noter que le niveau d'énergie pour permettre le mécanisme de détachement est de beaucoup supérieur à celui rencontré dans le cadre de ce projet. De plus, l'électron initiateur peut être provoqué par émission de surface, c'est-à-dire par l'impact des ions positifs sur la cathode ou par le phénomène de photo-ionisation. Finalement, des charges résiduelles laissées lors d'une activité précédente peuvent aussi être à l'origine d'un électron initiateur.

Ce phénomène peut survenir dans les isolants de type gazeux, liquides ou solides. Par contre, étant donné que la rigidité diélectrique d'un isolant gazeux comme l'air est toujours inférieur à celle des isolants liquides ou solides, l'apparition du phénomène des DP est principalement susceptible de survenir dans les isolants gazeux. La valeur maximum de la tension électrique que l'air peut supporter est donnée par la courbe illustrée à la figure 2.1. Cette courbe nommée la loi de Paschen a été établie expérimentalement en 1889 par le physicien allemand Friedrich Paschen (Fournié, 1986). Elle propose que la tension de claquage, entre deux électrodes planes où le champ électrique est uniforme, soit une fonction non linéaire du produit de la distance entre les électrodes et de la pression du gaz.



**Figure 2.1** *La courbe de Paschen pour l'air.*

Dans le cas de l'air, à la pression atmosphérique, 101.3 kPa et à une distance inter-électrodes de 1 mm, le produit de la pression avec la distance donne une valeur en Pa.m de 101.3. En se référant à la figure 2.1 sur la courbe de l'air, la tension de claquage pour cette valeur est d'environ 3000 volts. Cet exemple permet de conclure qu'à pression atmosphérique, la rigidité diélectrique de l'air est d'environ 3 kV/mm. Il est par contre important de souligner que plusieurs facteurs tels que les conditions ambiantes, la température, l'humidité et la nature du champ électrique appliqué (uniformité) peuvent influencer la valeur de la rigidité diélectrique.

Dans l'air, lorsque les conditions sont propices, il survient alors un phénomène d'ionisation. Dès que le milieu isolant gazeux, soit l'air est partiellement ionisé, il devient partiellement conducteur et conséquemment il y a création d'une décharge partielle.

### **2.2.1 L'ionisation d'un milieu isolant gazeux**

Plusieurs phénomènes d'ionisation dans les milieux gazeux peuvent survenir lorsque les conditions sont propices. De façon générale, le principal phénomène est celui réalisé par collisions entre les électrons et les molécules et / ou atomes (Bartnikas et McMahon, 1979). Lorsqu'un électron initiateur soumis à un champ électrique élevé acquiert assez d'énergie cinétique, il peut entrer en collision avec un atome et réussir à arracher un électron à cet



atome. Cette réaction modifie l'atome neutre en un ion positif et fournit alors un autre électron libre. Ce nouvel électron qui est soumis au même champ électrique peut également acquérir assez d'énergie cinétique pour occasionner d'autres collisions. Ce mécanisme appelé avalanche électronique se répète jusqu'à  $10^8$  fois dans une seule décharge, causant ainsi la rupture diélectrique de l'isolant gazeux. L'électron par sa faible masse se dirige rapidement vers l'électrode positive, et l'ion positif quant à lui progresse plus lentement vers l'électrode négative. Ce déplacement forme ainsi un passage de courant entre les électrodes dans l'isolant gazeux.

Plusieurs paramètres doivent être pris en considération afin de comprendre précisément les phénomènes qui surviennent lors de l'avalanche électronique dans un milieu gazeux. En premier lieu, il est important de considérer la nature des électrodes (les surfaces limitant le gaz), c'est-à-dire isolant ou conducteur, les dimensions, la température, l'intensité et l'uniformité du champ électrique présent. De plus, la densité de charges d'espace, les charges résiduelles, la disponibilité d'électrons initiateurs, l'énergie, la mobilité et la stabilité des électrons, les coefficients d'ionisation, de détachement et d'excitation sont aussi des paramètres à prendre en considération. De nombreux travaux ont été effectués afin de présenter un modèle adéquat du phénomène d'ionisation dans une cavité remplie d'air à l'intérieur d'un diélectrique (Nikonov, Bartnikas et Wertheimer, 2001; Novak et Bartnikas, 1995; 2000). En raison de la complexité du phénomène, de nombreux paramètres sont par contre approximatifs.

### **2.3 L'apparition des décharges partielles d'encoche**

Dans les alternateurs hydrauliques opérant à 13.8 kV (phase-phase), l'isolation de masse des barres du stator placées dans les encoches du noyau magnétique, doit être en mesure de supporter une tension maximum de 8 kV (phase-terre). Lorsque les barres sont alimentées à cette tension, un champ électrique se développe dans le volume de l'isolant. Puisque l'interface entre la surface de l'isolant des barres et la surface laminée du noyau magnétique n'est pas parfaitement lisse et uniforme, des pointes microscopiques et des espacements



remplis d'air pourraient générer des concentrations locales du champ électrique entre ces deux surfaces. Afin d'uniformiser les surfaces équipotentiellles et ainsi enrayer les concentrations locales du champ électrique à l'interface, un revêtement semi-conducteur est appliqué sur la surface externe des barres. Ce revêtement permet d'assurer un bon contact électrique avec le noyau magnétique et de mettre au même potentiel (mise à la terre) toute la surface de l'isolant de masse et de celle du noyau magnétique.

Même avec l'application de ce revêtement semi-conducteur, des DP peuvent tout de même survenir entre la surface du système d'isolation des barres et la surface du noyau magnétique. L'apparition de ce phénomène appelé DP d'encoche est causée selon deux circonstances. Premièrement, il se manifeste lorsque la résistivité de surface du revêtement semi-conducteur n'est pas adéquate et deuxièmement, lorsque le revêtement semi-conducteur est érodé en raison du mouvement des barres dans les encoches.

### **2.3.1 La résistivité du revêtement semi-conducteur**

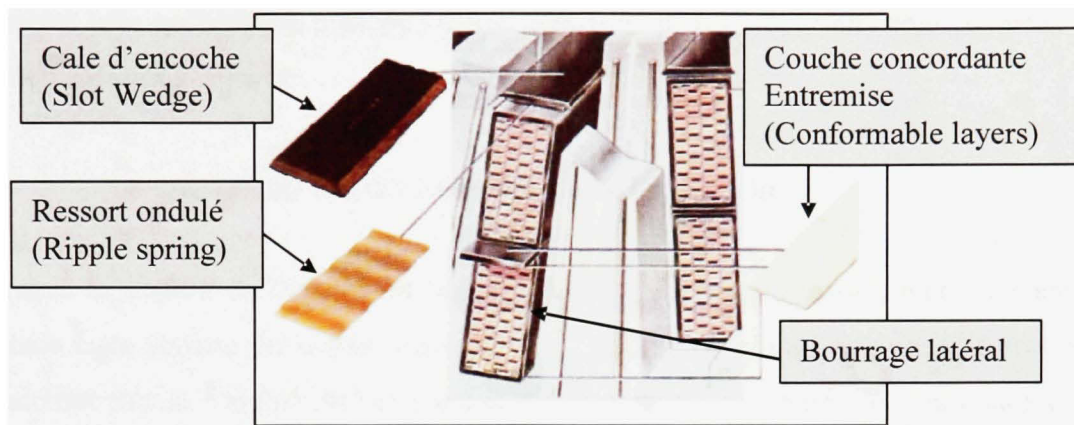
Comme mentionné ci-haut, le revêtement semi-conducteur prévient l'apparition des DP en assurant que le potentiel développé dans les espacements d'air entre la surface de l'isolant de masse et le noyau magnétique soit en dessous de la valeur maximum de la rigidité diélectrique de l'air. Pour ce faire, la résistivité de surface du revêtement doit être d'une valeur appropriée de sorte que le courant de charge capacitif puisse circuler librement vers le noyau magnétique (Lonseth et Mulhall, 1976). Si la résistivité de surface du revêtement semi-conducteur est trop élevée entre deux points de contact avec le noyau magnétique, le courant ne circule plus librement et un potentiel de surface peut se développer. En présence d'un espacement d'air, si les conditions sont réunies, des DP intenses peuvent se produire dans cet espacement d'air entre la surface de l'isolant de masse et le noyau magnétique. L'énergie libérée par ces DP dégage une chaleur intense qui accélère la dégradation du revêtement semi-conducteur. Lorsque ce revêtement est endommagé, l'intégrité du contact électrique entre la surface de l'isolant de masse et le noyau magnétique est alors altérée. Au contraire, si la résistivité de surface du revêtement semi-conducteur est trop faible, c'est-à-

dire qu'il est trop conducteur, celui-ci peut court-circuiter les tôles laminées du noyau magnétiques, occasionnant des courants de circulation entre les tôles. Ces courants augmenteraient la température locale et favoriseraient ainsi la dégradation du revêtement semi-conducteur.

Plusieurs ouvrages ont été réalisés sur la détermination d'une valeur limite acceptable de la résistivité de surface du revêtement semi-conducteur (Jackson et Wilson, 1982; Thienpont et Sie, 1964). Le calcul de cette valeur limite est donné par une relation qui implique la valeur de la tension maximum que l'air peut supporter, la tension appliquée sur la barre, le périmètre de la barre, la distance entre les points de contact du noyau magnétique sur le revêtement, la fréquence angulaire et la capacité de la barre par unité de longueur. Selon Wilson, la résistivité de surface du revêtement semi-conducteur pour un moteur 11 kV doit être inférieure à 25 k $\Omega$  par carré (Jackson et Wilson, 1982). De façon générale, les fabricants produisent des revêtements semi-conducteurs qui ont une résistivité de surface autour de 1 k $\Omega$  par carré (Wilson, 1991). Essentiellement, cette valeur de la résistivité de surface permet de prévenir l'initiation des décharges d'encoche.

### **2.3.2 L'érosion mécanique**

Afin de ne pas endommager les barres lors de l'installation dans les encoches, celles-ci doivent être de dimension plus faible que les encoches. Pour enrayer l'excédent d'espace et éviter que les barres bougent dans les encoches, des systèmes de calages radiaux illustrés à la figure 2.2 et de bourrages latéraux sont utilisés.



**Figure 2.2 La représentation d'un système de calage.**

(Tirée de (Maughan, 1997))

Source : Cette figure a été tirée d'un document technique de C.V. Maughan, *Maintenance of turbine-driven generators*, 1997.

En fonctionnement normal, les barres sont soumises à une force électromagnétique qui oscille au double de la fréquence d'opération, c'est-à-dire 120 Hz. Cette force est engendrée par l'interaction de la circulation du courant dans les conducteurs et la densité de flux du noyau magnétique. Dans le cas où les barres ont de l'espace, c'est-à-dire que l'installation ou la conception des systèmes de bourrages et de calages n'est pas appropriée, elles vont se mettre à vibrer sous l'effet de cette force en direction du fond de l'encoche. Le déplacement des barres dans l'encoche est assez difficile à déterminer. Il dépend de plusieurs facteurs tels que la conception des barres et du noyau magnétique, la position des barres dans l'encoche, c'est-à-dire que les deux barres sont de la même phase ou de phases différentes, les systèmes de calages et l'intensité des courants. Étant donné que les barres sont attachées dans les deux extrémités, ce déplacement s'effectue en courbure. Des calculs effectués par un groupe de la compagnie NEC (National Electric Coil), ont indiqué un déplacement maximum au centre de la barre de 0.199 mm. (Kogan et Nindra, 1997).

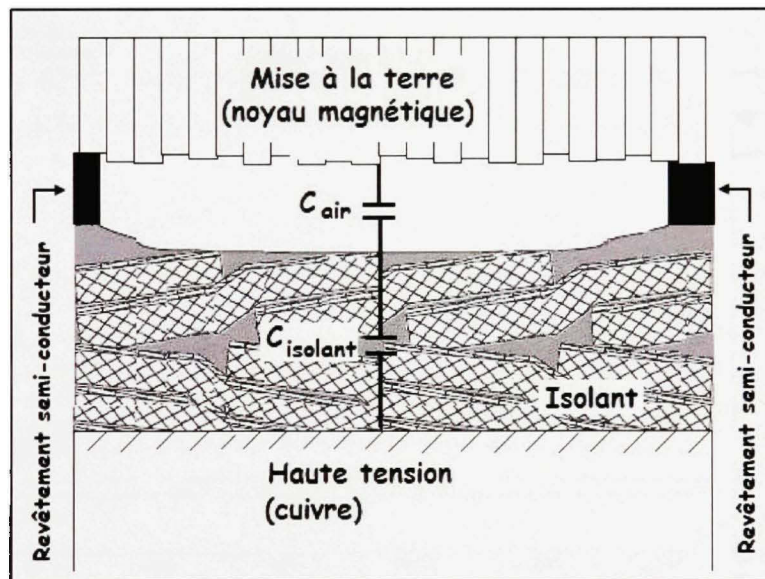
Lorsque la surface des barres entre en contact avec la surface laminée du noyau magnétique, le revêtement semi-conducteur s'érode, plaçant à l'air libre des portions de la surface de



l'isolant telle qu'illustrée à la figure 1.5. Dès lors, si les conditions sont propices des DP d'encoche vont s'amorcer.

## 2.4 Le mécanisme des décharges partielles d'encoche

Lorsque la surface de l'isolant est mise à nue et qu'il y a un espacement d'air entre cette surface et la surface du noyau magnétique, il se crée un circuit équivalent formé de deux condensateurs en série illustré exagérément à la figure 2.3. Un des condensateurs est formé du volume de l'isolant tandis que l'autre est formé du volume de l'espacement d'air.



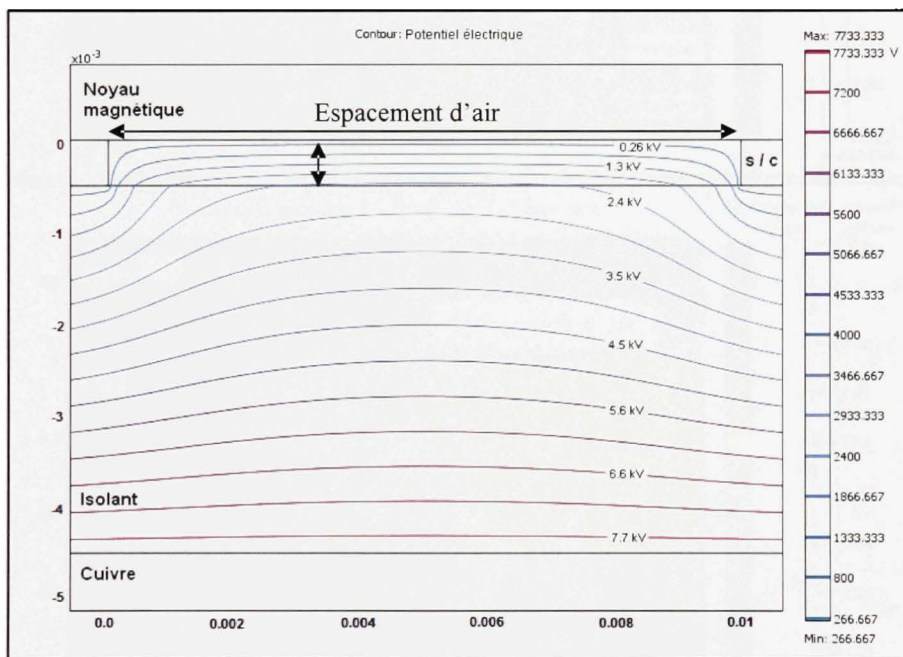
**Figure 2.3** *Le circuit formé lors de la présence d'un espacement d'air entre la surface de l'isolant et du noyau magnétique.*

En considérant que la hauteur de l'espacement d'air est constante, le champ électrique développé dans le volume de l'espacement d'air peut être calculé à l'aide du logiciel de simulation numérique par éléments finis COMSOL<sup>®</sup> version 3.3.



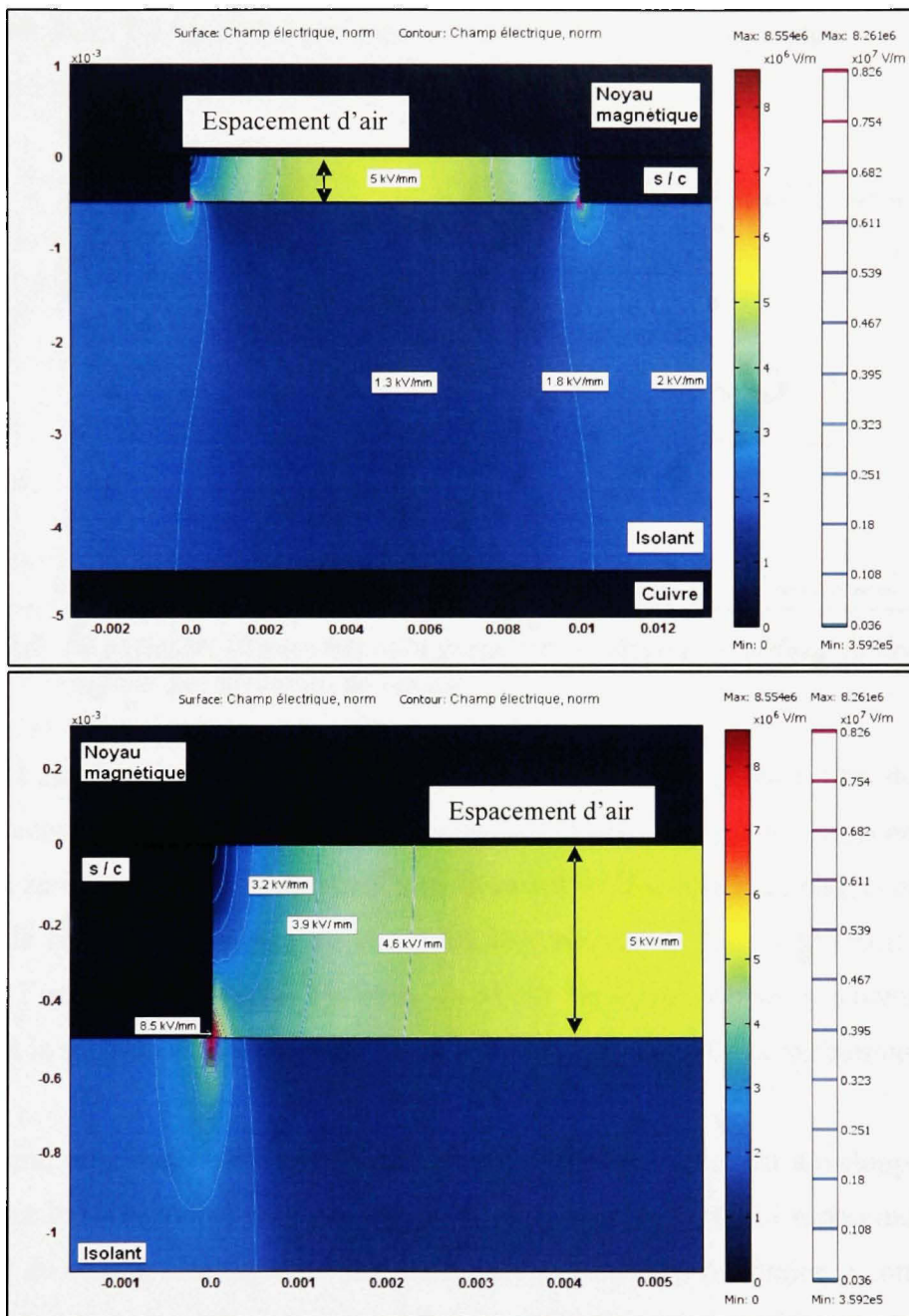
### 2.4.1 Le calcul du champ électrique développé dans l'espacement d'air

Les dimensions de l'espacement d'air sont de 10 mm de largeur et de 0.5 mm de hauteur, l'isolation de masse a une épaisseur de 4 mm avec une permittivité relative du diélectrique,  $\epsilon_r$  de 4, le revêtement semi-conducteur a une épaisseur de 0.5 mm et il est mis à la terre en contact avec le noyau magnétique. Finalement, le potentiel appliqué au cuivre est de 8 kV. La figure 2.4 illustre les surfaces équipotentiels développées dans le volume de l'isolation de masse et de l'espacement d'air.



**Figure 2.4** Les surfaces équipotentiels développées dans l'isolant ainsi que dans l'espacement d'air.

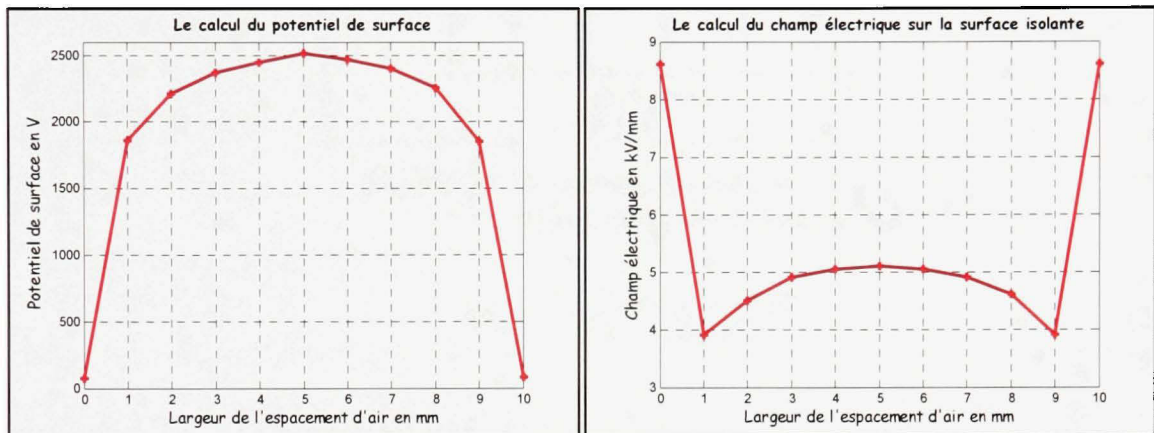
La figure 2.5 illustre la grandeur du champ électrique développé dans l'isolation de masse et dans l'espacement d'air (en haut) et un agrandissement de la grandeur du champ électrique calculée dans l'espacement d'air (en bas). La grandeur maximum du champ électrique développé dans l'espacement d'air est de 8.5 kV/mm, ce maximum est situé dans le coin à la jonction entre la surface de l'isolation de masse et du revêtement semi-conducteur. De plus, un champ électrique assez important de 5 kV/mm est présent dans le centre de l'espacement d'air.



**Figure 2.5** *La grandeur du champ électrique dans l'isolant et dans l'espace d'air (en haut) et un agrandissement dans l'espace d'air (en bas).*

À l'aide des simulations représentées aux figures 2.4 et 2.5, le potentiel et le champ électrique sont déterminés à la surface de l'isolation de masse sur toute la longueur de

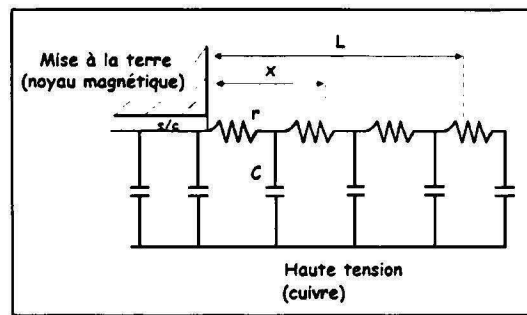
l'espacement d'air. La figure 2.6 présente le potentiel de surface (à gauche) et la grandeur du champ électrique à la surface isolante (à droite).



**Figure 2.6** *Le potentiel (à gauche) et la grandeur du champ électrique (à droite) à la surface de l'isolation de masse.*

Le potentiel électrique de surface atteint un maximum de 2515 V au centre du défaut. Ce potentiel électrique est assez important sur presque toute la longueur de l'espacement d'air et il tend vers zéro très près du revêtement semi-conducteur. La valeur du champ électrique est au dessus de la valeur maximum de la rigidité diélectrique de l'air (3 kV/mm) sur toute la surface de l'isolation de masse. De plus, en raison de la géométrie, le champ électrique développé à la surface de l'isolation de masse est influencé par deux contributions.

Premièrement, un champ électrique élevé qui diminue rapidement est développé près de la jonction avec le revêtement semi-conducteur. C'est à cet endroit dans l'espacement d'air que la grandeur du champ électrique est maximum. La principale contribution à cette valeur est donnée par la composante tangentielle du champ électrique à la surface de l'isolation de masse. Cette contribution peut être calculée avec l'aide du modèle de l'électrode tronquée. En utilisant une résistivité de la surface isolante constante et un circuit équivalent d'impédance distribuée illustré à la figure 2.7, la grandeur du champ électrique tangentiel à la surface isolante est donnée par l'équation 2.1.



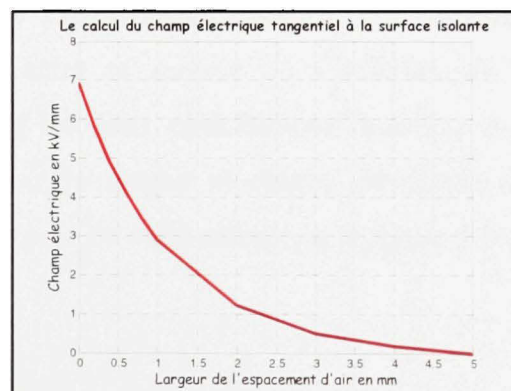
**Figure 2.7** *Le circuit équivalent d'impédance distribuée.*

$$E(x) = \alpha U_0 \frac{\sinh[\alpha(L-x)]}{\cosh(\alpha L)} \quad (2.1)$$

$L$  est la longueur de la moitié de l'espacement d'air, 5 mm,  $x$  est la distance à partir de la fin du revêtement semi-conducteur,  $U_0$  est la tension appliquée au cuivre, 8 kV et  $\alpha$  est donné par l'équation 2.2.

$$\alpha = \sqrt{\omega r c} \quad (2.2)$$

$\omega$  est la fréquence angulaire du réseau, 377 rad/s,  $c$  est la capacité par unité de longueur qui est approximée à  $2 \times 10^{-9}$  F/m,  $r$  est la résistance de surface de l'isolation par unité de longueur qui est approximée à  $1 \times 10^{12}$   $\Omega$ /m. La figure 2.8 illustre le champ électrique tangentiel  $E$  donné en kV/mm en fonction de la distance  $x$  pour la moitié de l'espacement d'air.



**Figure 2.8** *Le champ électrique tangentiel à la surface.*

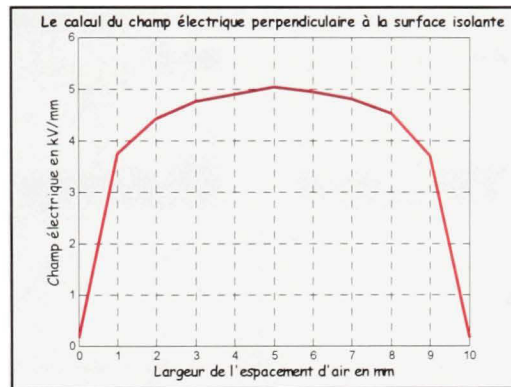


Le modèle de l'électrode tronquée permet de donner une bonne idée du comportement du champ électrique tangentiel à la surface isolante près du revêtement semi-conducteur. Le champ électrique est maximum à  $x = 0$ , c'est-à-dire à la fin du revêtement semi-conducteur, et il diminue assez rapidement en s'éloignant vers le centre de l'espacement d'air. Si les conditions sont propices, des décharges de surface vont survenir dans cette zone entre la surface de l'isolation de masse et le revêtement semi-conducteur. L'attaque de ces décharges va contribuer à éroder le revêtement et augmenter la superficie du défaut.

Deuxièmement, la grandeur du champ électrique augmente en s'approchant du centre du défaut. La principale contribution à cette valeur est donnée par la composante perpendiculaire du champ électrique à la surface de l'isolation de masse. Cette contribution peut être calculée en approximant que l'espacement d'air est bordé par deux électrodes planes et parallèles. Dans ce cas, le champ électrique en kV/mm est donné par l'équation 2.3.

$$E = \frac{V}{d} \quad (2.3)$$

$V$  est la tension à la surface de l'isolation de masse en kV et  $d$  est la distance entre la surface de l'isolation de masse et celle du noyau magnétique qui est de 0.5 mm. En prenant les valeurs de la tension à la surface de l'isolation déterminées à la figure 2.4, la figure 2.9 illustre le calcul du champ électrique à la surface de l'isolation approximé par la contribution perpendiculaire du champ électrique à cette surface. Le champ électrique augmente en s'approchant du centre de l'espacement d'air. Si les conditions sont propices, des DP d'encoche vont survenir entre la surface de l'isolation de masse et celle du noyau magnétique. En combinant les deux contributions illustrées aux figures 2.8 et 2.9, il est possible ainsi d'approximer le champ électrique développé à la surface isolante dans l'espacement d'air, qui est près de celui calculé, à la figure 2.6 (à droite), par le logiciel de simulation.

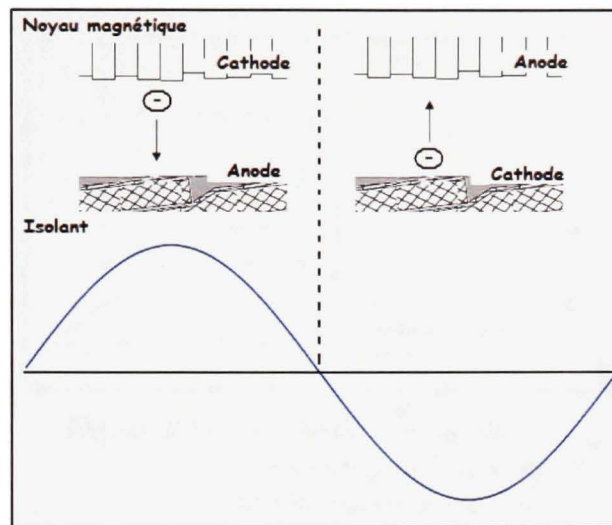


**Figure 2.9** *Le champ électrique perpendiculaire à la surface.*

Étant donné que les électrodes sont différentes (surface isolante et surface conductrice), le phénomène des DP d'encoche est asymétrique dépendamment de l'alternance du cycle de la tension d'alimentation. Ainsi, la section suivante présente les différentes conditions déterminées par l'alternance du cycle de la tension.

#### 2.4.2 Les conditions d'électrodes déterminées par la tension d'alimentation

Le condensateur formé de l'espace d'air est bordé de deux électrodes différentes, un côté isolant et l'autre conducteur. De ce fait, le phénomène est différent dépendamment de l'alternance de la tension d'alimentation. L'anode et la cathode illustrées à la figure 2.10, changent de matériaux suivant le changement d'alternance du cycle de la tension d'alimentation. L'électrode la plus importante est la cathode, étant donné que c'est elle qui fournit les électrons libres afin de permettre à la décharge de continuer. La configuration la plus critique est rencontrée lorsque l'isolant prend le rôle de la cathode. Dans cette configuration, un plasma, qui est une excellente source d'électrons libres, est formé à la surface de l'isolation (Paoletti et Golubev, 1999).

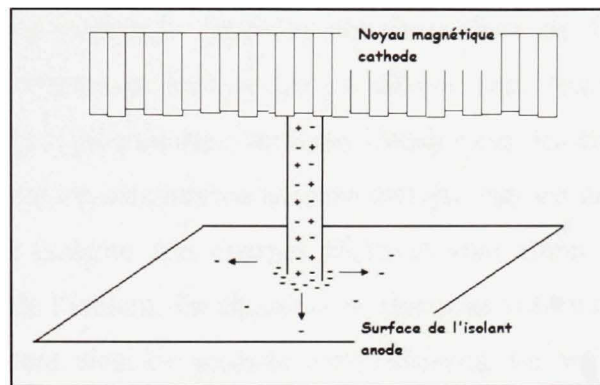


**Figure 2.10** *La représentation des électrodes dans le cycle de tension.*

Dans le cas présent, l'isolant devient la cathode durant l'alternance négative du cycle de la tension d'alimentation. C'est pourquoi on observe une augmentation de l'intensité des décharges durant cette alternance.

### 2.4.3 L'alternance positive

Durant l'alternance positive, l'isolant prend le rôle de l'anode tandis que le noyau magnétique prend le rôle de la cathode. Lorsque les conditions sont remplies, c'est-à-dire que le champ électrique est au dessus de la valeur de la rigidité diélectrique de l'air et qu'il y a présence d'un électron initiateur, le phénomène s'amorce générant des décharges de polarité négative. Les rapides électrons vont s'activer vers l'anode tandis que les lents ions positifs vont quant à eux s'activer vers la cathode, créant un canal conducteur entre les deux électrodes. Les électrons en arrivant à l'anode vont se coincer à la surface isolante de celle-ci créant une charge de surface négative à la base du canal conducteur qui produit un phénomène de répulsion. Or, cette force de répulsion détourne du canal conducteur les nouveaux électrons qui arrivent par la suite permettant d'étaler les électrons sur la surface de l'isolant. La figure 2.11 présente le phénomène durant l'alternance positive.



**Figure 2.11** *La représentation du phénomène qui survient lors de l'alternance positive.*

Lorsqu'une décharge prend naissance sur une portion de l'isolant, les charges qui sont coincées sur le reste de la surface de l'isolant ne sont pas affectées. Ce phénomène s'explique par la faible mobilité des charges sur la surface de l'isolant. Étant donné que les électrons sont, par la force de répulsion, étalés sur la surface de l'isolant, ils permettent de décaler des charges et d'initier d'autres sites de décharges.

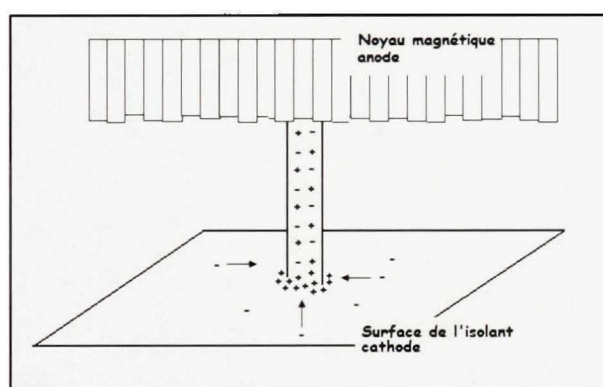
En raison de la rapide accumulation de charges négatives à la surface de l'isolant, un champ électrique opposé à celui présent dans l'espacement d'air se développe. Il est démontré que cette accumulation de charges négatives à la surface isolante diminue le champ électrique à l'intérieur de l'espacement d'air suffisamment pour que les décharges s'éteignent (Nikonov, Bartnikas et Wertheimer, 2001). En conséquence, les prochaines décharges vont être influencées par les charges négatives déposées lors de l'activité antérieure.

#### **2.4.4 L'alternance négative**

Durant l'alternance négative, le noyau magnétique prend le rôle de l'anode tandis que l'isolant prend le rôle de la cathode. Lorsque la tension alternative s'inverse, le champ électrique créé par les charges négatives précédemment déposées et opposé à celui durant l'alternance positive vient s'ajouter pendant un court instant au champ électrique de l'alternance négative. Ainsi, la distribution du champ électrique à l'intérieur de la cavité est



plus élevée, les charges négatives déposées sur la surface de l'isolant fournissent de nombreux électrons initiateurs et lorsque les conditions sont remplies, les décharges de polarité positive s'amorcent plus tôt dans la phase. Dans ce cas, les électrons sont rapidement drainés par l'anode de nature conductrice laissant derrière eux un nuage de charge positive sur la cathode de nature isolante. Ces charges positives vont attirer les nombreux électrons déposés sur la surface de l'isolant. En chemin, ces électrons vont initier d'autres avalanches secondaires qui permettent ainsi de soutenir les décharges. Le phénomène qui se produit durant l'alternance négative est illustré à la figure 2.12.



**Figure 2.12** *La représentation du phénomène qui survient lors de l'alternance négative.*

Les DP engendrées durant cette alternance sont beaucoup plus intenses que les décharges qui surviennent durant l'alternance positive. Cette asymétrie occasionnée par les différentes conditions rencontrées suivant l'alternance est observable sur le patron PRPD illustré à la figure 1.7.

## 2.5 La conclusion du chapitre

Ce chapitre a présenté les grandes lignes concernant les mécanismes liés à l'activité des DP d'encoche. La complexité du phénomène nous permet d'expliquer seulement le déroulement des premiers instants de l'avalanche électronique, car la suite devient vite complexe. La principale caractéristique de ce phénomène est donnée par la nature asymétrique des

électrodes, c'est-à-dire isolant / conducteur qui influence les conditions du champ électrique local selon l'alternance du cycle de la tension. L'activité est donc influencée par cette asymétrie, de sorte que l'intensité des décharges est plus importante durant l'alternance négative du cycle de la tension de l'alternateur, c'est-à-dire lorsque la cathode est l'isolant.

Le chapitre suivant présente le montage expérimental qui a permis d'effectuer le vieillissement des barres afin d'analyser l'effet des différentes contraintes sur l'activité des DP d'encoche.

## CHAPITRE 3

### DESCRIPTION DU MONTAGE EXPÉRIMENTAL

#### 3.1 Introduction

Pour atteindre les objectifs de ce projet, c'est-à-dire d'établir la différence des taux de dégradations de barres d'alternateurs soumises à des décharges partielles de type encoche sous différentes contraintes, l'expérimentation en laboratoire est évidemment l'une des étapes les plus importantes. Ce chapitre présente une description du montage expérimental qui a été conçu et assemblé au laboratoire de l'IREQ.

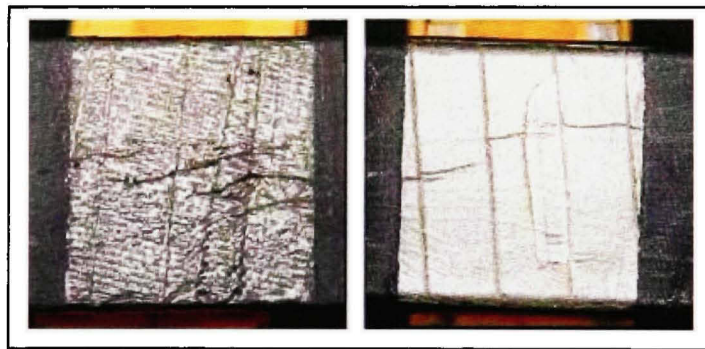
Ce montage illustré à la figure 3.1, utilise des barres d'alternateurs de 13.8 kV (phase-phase). Afin de simuler les décharges d'encoche, des défauts ont été réalisés sur chacune de ces barres en enlevant complètement trois sections du revêtement semi-conducteur. Par la suite, elles ont été vieillies électriquement dans trois conditions: vieillissement électrique seul (groupe 1), vieillissement électrique avec une contrainte thermique (groupe 2) et vieillissement électrique avec une contrainte thermique et mécanique (groupe 3).



**Figure 3.1** *Le montage expérimental complet utilisé pour le vieillissement des barres.*

### 3.2 Les échantillons

Les échantillons utilisés sont six barres de réserve à conducteurs transposés de type Roebel, dont les dimensions sont 2.6 m de longueur, 60 mm de largeur et 22 mm d'épaisseur. Elles proviennent de la centrale Outardes-3, mise en service en 1969 par le fabricant General Electric (GE). Le système d'isolation de masse de ces échantillons est de type thermodurcissable époxy-mica Micapal, (Gibney, 1994) et son épaisseur est de 4 mm. De plus, l'isolant des barres provient probablement de deux lots de production différents car l'apparence de deux de ces barres est différente des quatre autres. La surface de l'isolant de ces deux générations est illustrée à la figure 3.2. Le type d'isolant des barres 1, 2, 3 et 6 est illustré en a), tandis que celui des barres 4 et 5 est illustré en b). Afin d'identifier clairement les deux types d'isolant, celui en a) sera le type 1 tandis que celui en b) sera le type 2.



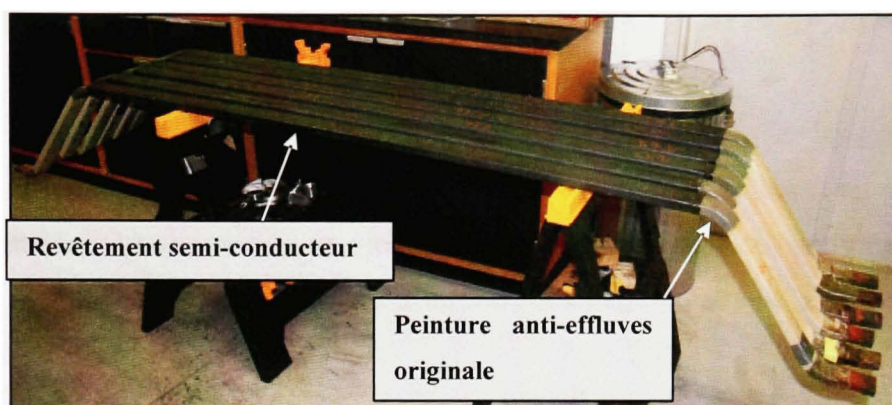
a)

b)

**Figure 3.2** *La surface de l'isolation de masse des échantillons.*

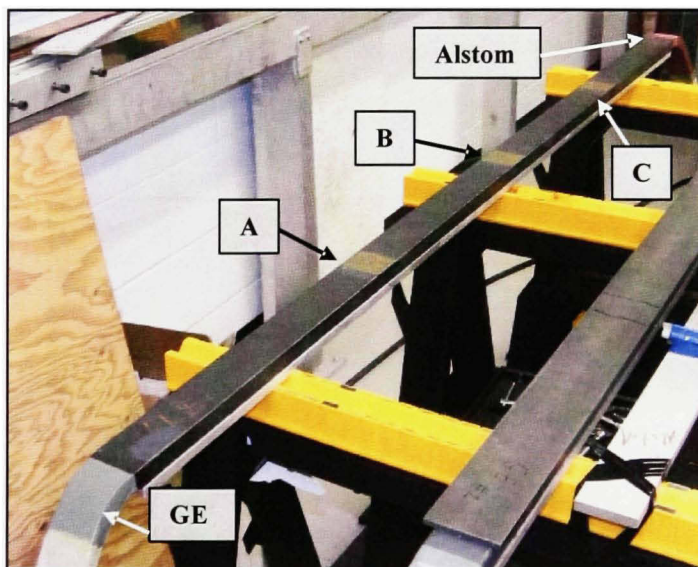
Le revêtement semi-conducteur de ces barres est un ruban composé de fibres synthétiques et de fibres de verre (Garand et Gravelle, 2006) chargé de noir de carbone. Les six barres échantillons avec les développantes originales sont présentées à la figure 3.3. Les peintures anti-effluves originales ont été modifiées sur neuf des douze développantes dans le but de déterminer les performances de ces peintures. Ces barres ont maintenant quatre systèmes anti-effluves différents sous forme de peinture. Trois peintures sont à base de carbure de silicium et l'autre peinture est à base d'oxyde de fer.





**Figure 3.3** *Les six barres utilisées pour cette expérimentation.*

Afin de simuler les décharges d'encoche, trois défauts identiques ont été réalisés sur chacune des barres échantillons. Ces défauts ont été créés en enlevant une section de 50 mm par 50 mm du revêtement semi-conducteur, laissant à nu la surface de l'isolant de masse. L'identification des défauts illustrée à la figure 3.4, est A, B et C en commençant toujours avec A du côté de la développante avec le système anti-effluves du fabricant GE et en finissant avec C du côté de celle avec le système anti-effluves du fabricant Alstom.



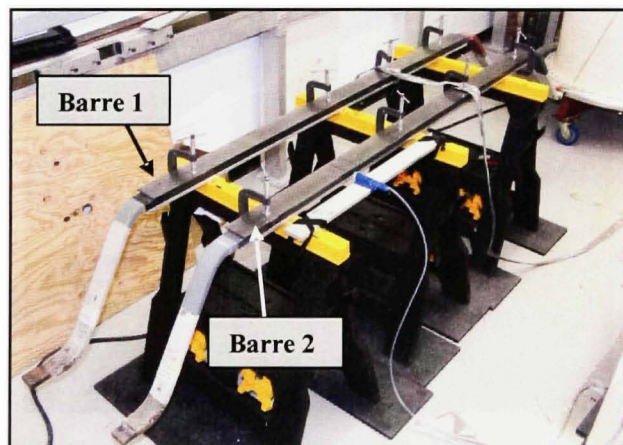
**Figure 3.4** *L'identification des défauts réalisés sur les barres.*

### 3.3 Les contraintes appliquées

Les barres échantillons sont séparées en trois groupes afin de représenter les trois différentes conditions de contraintes. Les deux barres du groupe 1 sont soumises à un vieillissement électrique, les deux du groupe 2 à un vieillissement électrique avec une contrainte thermique et les deux du groupe 3 sont soumises à un vieillissement électrique avec une contrainte thermique et mécanique.

#### 3.3.1 Groupe 1 : électrique

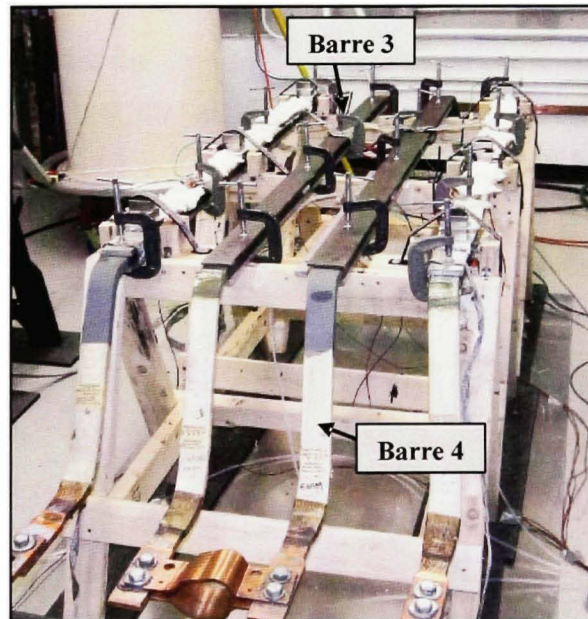
Le premier groupe est composé des barres identifiées 1 et 2 qui sont soumises à un vieillissement électrique seul. Elles sont posées sur le même chevalet avec sur le coté des défauts une plaque d'acier et sur l'autre coté une plaque d'aluminium servant de mise à la terre. La plaque d'acier est utilisée afin de simuler au mieux les matériaux du noyau magnétique et ainsi conserver la chimie des décharges d'encoche. La tension appliquée entre le cuivre des barres et la mise à la terre est de 16 kV pour le vieillissement, ce qui représente le double de la tension phase-terre pour un alternateur hydraulique de 13.8 kV. L'équipement utilisé pour appliquer cette tension est une source haute tension Phenix Technologies de 35kV. La figure 3.5 illustre le montage pour ces deux barres.



**Figure 3.5** *Les barres identifiées 1 et 2 pour le vieillissement électrique.*

### 3.3.2 Groupe 2 : électrique et thermique

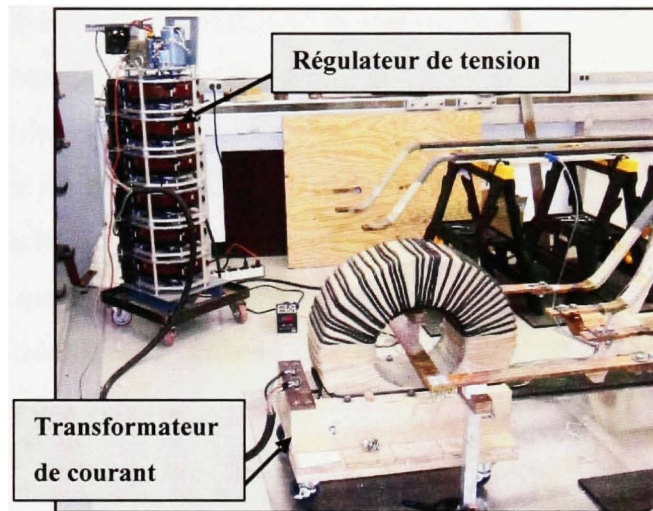
Le deuxième groupe de barres sont celles soumises à un vieillissement électrique avec une contrainte thermique. Elles sont illustrées à la figure 3.6 et sont identifiées les barres 3 et 4. Comme dans la situation précédente, une plaque d'acier est utilisée sur le côté des défauts et le vieillissement électrique s'effectue avec une tension de 16 kV. La contrainte thermique est appliquée en faisant circuler un courant alternatif de 1700 ampères dans une boucle flottante réalisée avec les barres 3, 4, 5 et 6. Ce courant permet d'obtenir une température constante de 85°C à la surface des barres qui est constamment mesurée à l'aide de deux thermocouples par barre. Le système d'isolation de masse (époxy-mica) des barres utilisées dans cette expérimentation est de classe thermique F c'est-à-dire, qu'il peut supporter une température maximale de fonctionnement de 155°C. La température de 85°C utilisée dans cette expérimentation n'occasionnera donc pas un vieillissement thermique accéléré. En fait, cette valeur est utilisée pour représenter au mieux les conditions d'opération des alternateurs hydrauliques.



**Figure 3.6** *Les barres identifiées 3 et 4 pour le vieillissement électrique avec une contrainte thermique.*

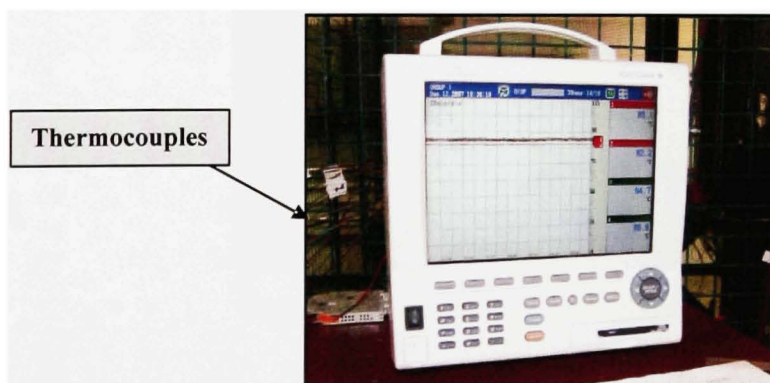


Le courant est induit dans la boucle flottante par un transformateur de courant contrôlé avec un régulateur de tension illustré à la figure 3.7.



**Figure 3.7** *L'équipement qui permet d'appliquer une contrainte thermique de 85°C.*

La température des barres est mesurée en continu à l'aide des thermocouples et du module d'acquisition, le Yogogawa MV200 MobileCorder illustré à la figure 3.8.

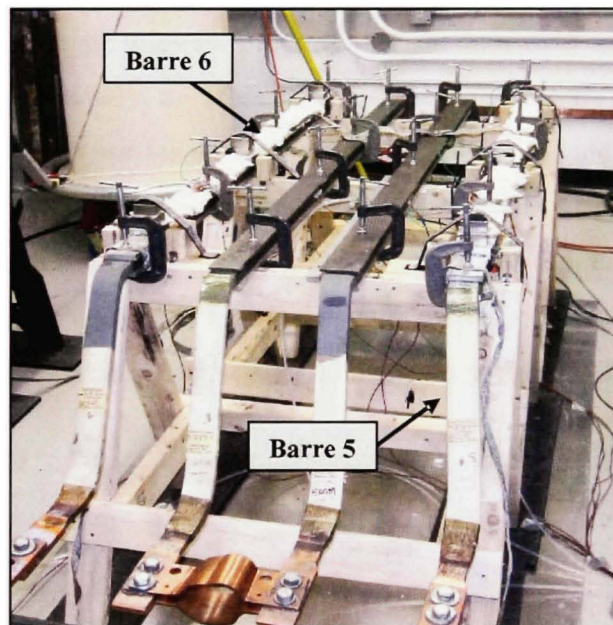


**Figure 3.8** *L'unité d'acquisition pour la température des barres.*



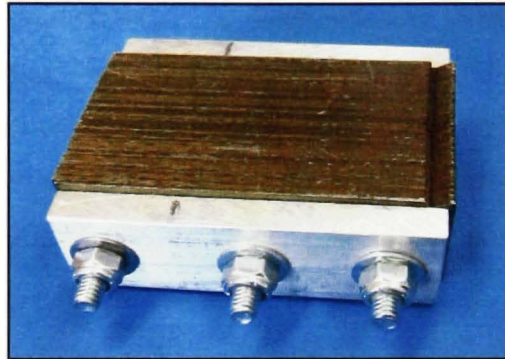
### 3.3.3 Groupe 3 : électrique, thermique et mécanique

La dernière section du montage comprend les barres 5 et 6 illustrées à la figure 3.9. Ces barres sont soumises à un vieillissement électrique sous les contraintes thermique et mécanique. Le vieillissement électrique et la contrainte thermique sont appliqués de façon identique que le groupe précédent, c'est-à-dire une tension de 16 kV et une température à la surface des barres de 85°C. La contrainte mécanique est appliquée afin de reproduire l'érosion de l'isolant de masse occasionnée par le déplacement des barres vers le fond de l'encoche. En machine, ce déplacement vibratoire est provoqué par les forces électromagnétiques qui oscillent au double de la fréquence d'opération. Dans ce montage, cette contrainte est réalisée en utilisant des paquets de tôles laminées mis à la terre qui vibrent sur la surface des défauts.



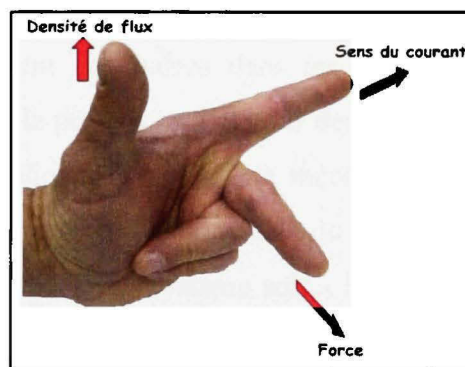
**Figure 3.9** *Les barres identifiées 5 et 6 pour le vieillissement électrique avec une contrainte thermique et mécanique.*

Les paquets de tôles sont fabriqués avec des lamelles découpées directement dans les feuilles d'acier au silicium servant à fabriquer le noyau magnétique. Les lamelles illustrées à la figure 3.10, sont visées ensemble avec deux blocs d'aluminium en support aux extrémités.



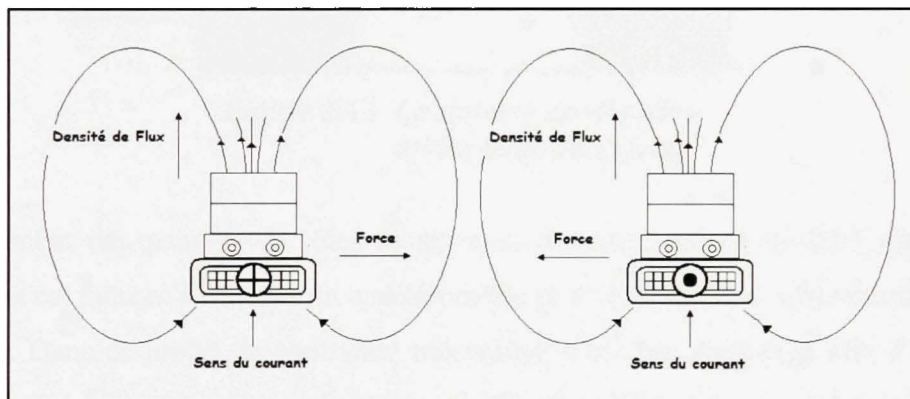
**Figure 3.10** *Un paquet de tôles laminées.*

La vibration de ces paquets de tôles est produite en installant deux aimants permanents de 1 Tesla sur le dessus des paquets de tôles. Dès que les paquets de tôles avec les aimants permanents sont positionnés sur les défauts et que le courant est induit dans les barres, une force électromagnétique est produite par l'interaction de la densité de flux des aimants avec le courant induit. En effet, lorsqu'un conducteur parcouru par un courant est correctement orienté dans un champ magnétique, il est ainsi soumis à une force. La direction de cette force est représentée selon la règle de la main gauche illustrée à la figure 3.11.



**Figure 3.11** *La règle de la main gauche qui donne le sens de la force.*

Dans le montage, le conducteur qui est parcouru par le courant est fixe tandis que les paquets de tôles attachés aux aimants permanents sont libres de se déplacer selon le sens de la force appliquée. Étant donné qu'en courant alternatif le sens du courant varie à chaque demi-cycle, pour un flux constant déterminé par les aimants permanents, le sens de la force va changer au même rythme que le sens du courant (60 Hz). La figure 3.12 illustre la direction de la force et ainsi la direction du mouvement des paquets de tôles. Il est important de préciser que l'orientation des pôles est inconnue sur les aimants permanents et ceci implique que si les pôles sont inversés par rapport à la figure 3.12, le sens de la force va être inversé. Essentiellement, ce fait n'influence en rien la vibration des paquets de tôles car le mouvement est le même mais déphasé de 180 degrés.

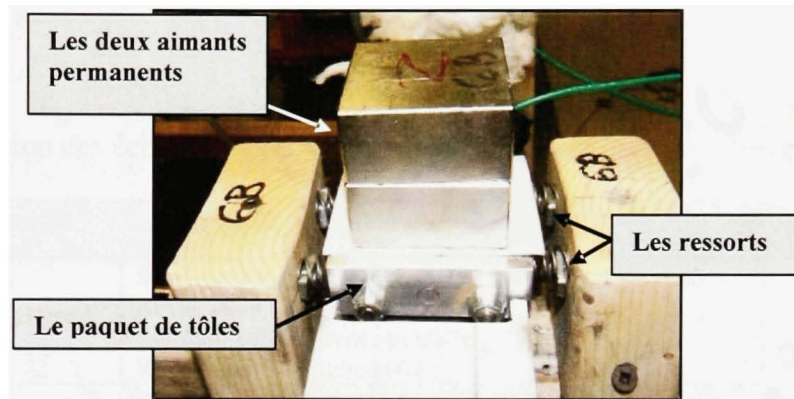


**Figure 3.12** *Le sens de la force donné par l'interaction du courant induit avec les aimants permanents.*

Comme mentionné ci-haut, dans les alternateurs hydrauliques les forces électromagnétiques qui engendrent le mouvement des barres dans les encoches, oscillent au double de la fréquence d'opération. Dans le présent projet, pour des raisons de faisabilité et de simplicité, nous avons décidé pour appliquer la contrainte mécanique d'utiliser un système avec des aimants permanents ce qui impose la fondamentale du spectre de vibration à 60 Hz au lieu de 120 Hz. Bien que la fondamentale du système soit à 60 Hz, le spectre de vibration contient beaucoup d'harmoniques qui sont intégrées dans le système en raison de la friction, des différentes forces externes qui influencent les aimants, du positionnement des aimants dans le champ et des quatre ressorts qui sont montés autour des paquets de tôles dans le but

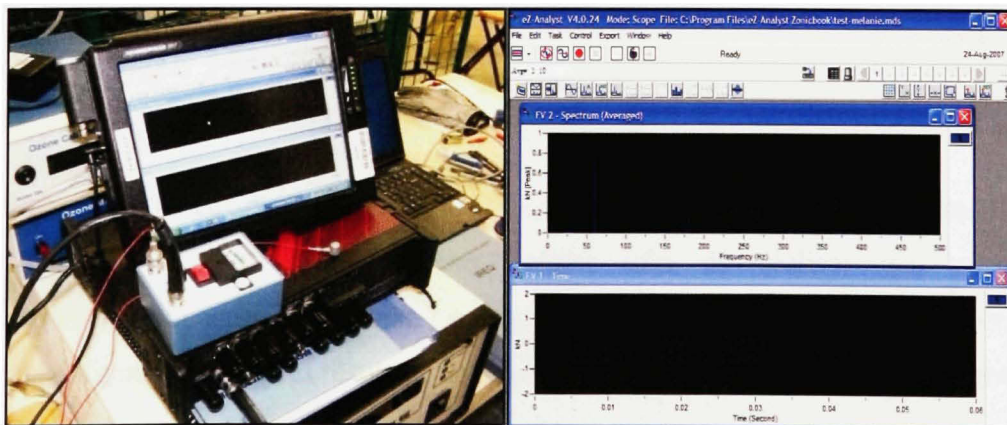


d'appuyer le mouvement. De plus, une force de 20.35 N est appliquée sur le défaut. Cette force est donnée par le poids de l'ensemble du système, c'est-à-dire le paquet de tôles et les deux aimants permanents pour une masse totale de 2.074 kg. La figure 3.13, illustre le système de vibration pour un défaut.



**Figure 3.13** *Le système de vibration utilisé pour un défaut.*

Le déplacement des paquets de tôles se situe en moyenne autour de 0.05 mm crête. Ce déplacement est mesuré à l'aide d'un accéléromètre et d'un système d'acquisition illustré à la figure 3.14. Dans ce projet, la contrainte mécanique n'est pas appliquée afin d'accélérer le vieillissement de l'isolant de masse, mais plutôt de représenter au mieux les conditions d'opération des alternateurs.



**Figure 3.14** *L'unité d'acquisition du spectre de vibration du déplacement des paquets de tôles.*



### 3.4 La conclusion du chapitre

Ce chapitre a présenté une description du montage expérimental implanté en laboratoire. Afin de regrouper l'information mentionnée dans ce chapitre, le tableau 3.1 présente une synthèse des données de chacun des échantillons.

Tableau 3.1

L'identification des échantillons et des contraintes utilisés dans le montage expérimental

Identification		Description	Contraintes
Groupe 1	Barre 1	Système d'isolation : Époxy-GE 1969, Micapal, type 1 Revêtement s / c : ruban Système anti-effluves : peinture R4 (Alstom) / Original (GE)	Électrique : Tension 16 kV
	Barre 2	Système d'isolation : Époxy-GE 1969, Micapal, type 1 Revêtement s / c : ruban Système anti-effluves : peinture LL16 (Alstom) / L6288 (GE)	
Groupe 2	Barre 3	Système d'isolation : Époxy-GE 1969, Micapal, type 1 Revêtement s / c : ruban Système anti-effluves : peinture R4 (Alstom) / Original (GE)	Électrique : Tension 16 kV Thermique : Température 85°C
	Barre 4	Système d'isolation : Époxy-GE 1969, Micapal, type 2 Revêtement s / c : ruban Système anti-effluves : peinture LL16 (Alstom) / L6288 (GE)	
Groupe 3	Barre 5	Système d'isolation : Époxy-GE 1969, Micapal, type 2 Revêtement s / c : ruban Système anti-effluves : peinture R4 (Alstom) / Original (GE)	Électrique : Tension 16 kV Thermique : Température 85°C Mécanique : Vibration 0.05mm crête. 60 Hz
	Barre 6	Système d'isolation : Époxy-GE 1969, Micapal, type 1 Revêtement s / c : ruban Système anti-effluves : peinture LL16 (Alstom) / L6288 (GE)	

Ce vieillissement électrique sous différentes contraintes s'effectue en continu. Selon un horaire déterminé, il est périodiquement arrêté afin de réaliser des mesures de caractérisations sur chacune des barres. Le chapitre suivant présente les mesures périodiques de caractérisations ainsi que les résultats obtenus pour chacune des conditions de contraintes.

## CHAPITRE 4

### DESCRIPTION DES MESURES PÉRIODIQUES ET PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

#### 4.1 Introduction

Le but des mesures périodiques est de caractériser le système d'isolation de masse en fonction du vieillissement. Avant la mise en route du montage, la première étape de ces mesures est la caractérisation initiale des barres sans et avec les défauts du revêtement semi-conducteur. Après la mise en route du montage et selon un horaire établi, le montage est arrêté afin de réaliser les mesures périodiques de caractérisations sur les barres. Cette caractérisation est effectuée en utilisant différentes techniques de mesures qui sont présentées dans ce chapitre. Essentiellement, ces techniques sont la mesure des DP, des courants de polarisation et dépolarisation, de la conductivité des surfaces et du profil de surface. De plus, une inspection visuelle est effectuée durant chacun de ces arrêts.

Les résultats obtenus lors de la réalisation des mesures de caractérisations sont présentés dans ce chapitre. Suite au démarrage du vieillissement, deux séries de mesures périodiques ont été réalisées. Le tableau 4.1 présente l'identification des séries de mesures, cette identification sera utilisée dans les sections suivantes afin de distinguer les trois mesures.

Tableau 4.1

L'identification des mesures périodiques de caractérisations

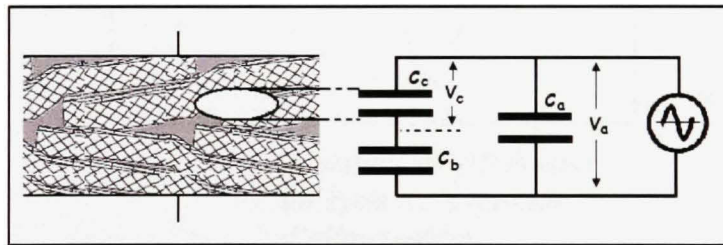
Mesure	Date	Vieillissement total en heures
1 (Initiale)	6 août 2007	0 (Démarrage du vieillissement)
2	17 septembre 2007	470
3	19 novembre 2007	1295

## 4.2 La mesure des décharges partielles

Afin de comprendre la mesure des DP, il est important de connaître les phénomènes électriques qui surviennent durant l'activité de DP. La première partie de cette section présente de façon générale les phénomènes fondamentaux de la mesure des DP. La seconde partie décrit les montages expérimentaux utilisés lors de la prise de mesures avec par la suite, les résultats obtenus.

### 4.2.1 La théorie de la mesure

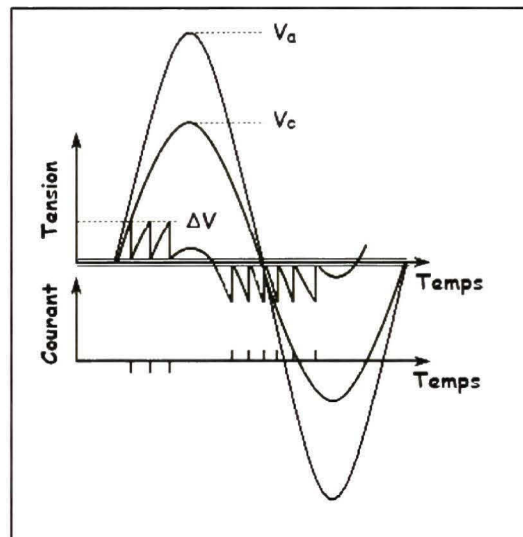
De façon générale, le circuit électrique équivalent de type a, b, c, est souvent utilisé afin de visualiser le concept. Ce circuit illustré à la figure 4.1 représente schématiquement le circuit équivalent d'une cavité gazeuse entourée d'un diélectrique, solide ou liquide. La capacité du diélectrique est représentée par  $C_a$ , la cavité gazeuse est représentée par la capacité  $C_c$  et la capacité  $C_b$ , représente le diélectrique en série avec la cavité.



**Figure 4.1** *Le circuit équivalent d'une cavité dans un diélectrique.*

La tension alternative appliquée au diélectrique est donnée par  $V_a$  et la tension équivalente dans la cavité gazeuse est donnée par  $V_c$ . Lorsque la tension dans la cavité  $V_c$  atteint la valeur critique de claquage donnée par la courbe de Paschen et que les conditions sont propices, une décharge s'initie dans la cavité produisant alors un mouvement rapide de charges électriques d'une électrode à l'autre. La tension dans la cavité gazeuse  $V_c$  chute très rapidement d'une valeur  $\Delta V$  à un niveau de tension résiduelle où la décharge s'éteint. Dans la continuité du cycle de l'alimentation, la tension  $V_c$  dans la cavité recommence à augmenter et si les conditions sont encore propices, le phénomène recommence. Des charges sont alors déposées

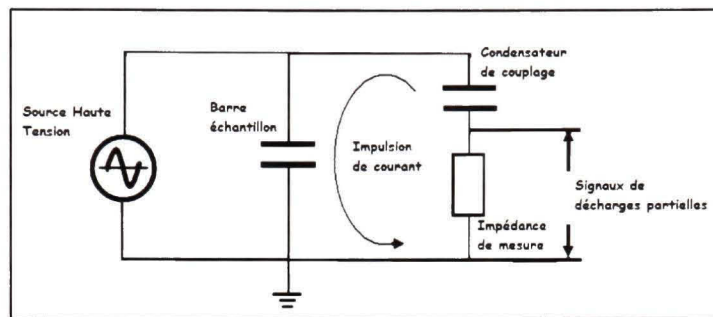
sur les parois diélectriques de la cavité créant ainsi un champ interne et opposé à celui équivalent dans la cavité. Lorsque la tension d'alimentation  $V_a$  change de signe, ce champ interne occasionné par les charges déposées sur les parois diélectriques va s'ajouter au champ électrique équivalent dans la cavité de sorte que les décharges qui surviennent dans cette alternance vont débiter plus tôt dans le cycle. La chute de tension dans la cavité gazeuse occasionnée par l'activité de DP provoque la circulation d'une impulsion de courant  $i(t)$  dans l'échantillon illustrée à la figure 4.2.



**Figure 4.2** *L'activité de DP durant un cycle de la tension d'alimentation.*

Plusieurs méthodes peuvent être utilisées dans le but de mesurer l'activité de DP dans un échantillon, tel qu'une barre d'alternateur. Dans ce projet, c'est la méthode par couplage capacitif qui est utilisée. Cette méthode est réalisée en insérant un condensateur en parallèle avec la source d'alimentation et l'échantillon mesuré. Le circuit composé du condensateur de couplage en parallèle avec l'échantillon permet la circulation de l'impulsion de courant produit par les DP, en fournissant un chemin à faible impédance dans les hautes fréquences. De plus, cette impulsion de courant est par la suite mesurée comme une chute de tension aux bornes de l'impédance de mesure placée en série avec le condensateur de couplage. Un schéma du circuit de mesures est représenté à la figure 4.3.





**Figure 4.3** *Le circuit de mesures des DP.*

L'instrumentation utilisée pour ces mesures peut être un simple oscilloscope, un analyseur spectral ou un instrument plus sophistiqué qui affiche les signatures PRPD. Plusieurs grandeurs relatives aux phénomènes de DP sont importantes dans l'interprétation des mesures. Ces grandeurs sont retrouvées dans la littérature ainsi que dans les normes internationales ASTM D1868-93, CEI/IEC 60270-2000 et IEEE 1434-2000 (American Society for Testing and Materials, 1998; Commission Électrotechnique Internationale, 2000; Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000b).

La charge apparente  $Q$  représente l'amplitude en coulomb (C) des impulsions de DP. Il est important de noter que la valeur de la charge apparente n'est pas la valeur exacte de la charge impliquée dans la décharge, car cette valeur ne peut pas être mesurée directement. En fait, cette quantité est définie comme étant la valeur d'une charge, qui injectée rapidement entre les bornes de l'échantillon, occasionne la même variation de tension que la décharge elle-même. Généralement, sur l'affichage des patrons PRPD en deux dimensions ou en trois dimensions, la charge apparente est donnée sur l'axe des ordonnées. La valeur de la charge apparente utilisée dans la quantification des résultats est la valeur maximum obtenue du patron PRPD. En effet, la notation  $Q^+$  signifie la valeur maximum de la charge apparente pour les décharges positives qui surviennent durant l'alternance négative du cycle de la tension, tandis que  $Q^-$  signifie la valeur maximum de la charge apparente pour les décharges négatives qui surviennent durant l'alternance positive du cycle de la tension.

La valeur du courant apparent moyen NQS (Number of apparent charge  $Q$  per Second), est donnée en coulomb par seconde ou plus fréquemment en ampère (A). La valeur de ce

courant, calculée pendant un intervalle de temps déterminé, est donnée par la somme de la charge apparente de chacune des impulsions individuelles divisée par l'intervalle de temps déterminé.

$$NQS(A) = \frac{\sum_{t_0}^{t_1} Q_1 + Q_2 + \dots Q_n}{t_1 - t_0} \quad (4.1)$$

La notation NQS+ signifie la valeur du courant apparent moyen déterminée pour les décharges positives qui surviennent durant l'alternance négative du cycle de la tension tandis que NQS- signifie la valeur du courant apparent moyen déterminée pour les décharges négatives qui surviennent durant l'alternance positive du cycle de la tension.

La tension d'apparition DIV (Discharge Inception Voltage), est la tension à laquelle l'activité de DP débute. Cette tension est déterminée en augmentant graduellement la tension d'alimentation appliquée à partir d'un niveau de base pour laquelle les DP ne sont pas observées. Le seuil de la tension d'apparition peut être influencé par divers facteurs. Il est important de tenir compte des activités précédentes lors de la mesure de cette tension. De plus, la tension d'extinction DEV (Discharge Extinction Voltage), est au contraire de la précédente, la tension à laquelle les DP cessent d'être observées. Le niveau de la tension d'extinction est déterminé en diminuant progressivement la tension appliquée à partir d'un niveau pour lequel les DP sont observées.

Le nombre de décharges N est le nombre d'impulsions de DP mesurées qui dépassent une amplitude de seuil spécifique. Sur l'affichage des patrons PRPD, le nombre N est indiqué selon un code de couleur. Comme par exemple, à la figure 1.7, la couleur grise indique un nombre faible de DP et le jaune représente un nombre important de DP. Ainsi, le code de couleur est un dégradé de gris à jaune selon l'intensité du nombre de DP. La notation N+ signifie le nombre d'impulsions de décharges positives qui surviennent durant l'alternance

négative du cycle de la tension tandis que N- signifie le nombre d'impulsions de décharges négatives qui surviennent durant l'alternance positive du cycle de la tension.

L'angle de phase  $\varphi$  d'une impulsion de DP est mesuré selon l'instant  $t$  d'occurrence de la décharge par rapport à la période  $T_p$  de la tension d'alimentation. Cette information est donnée sur l'axe des abscisses dans une représentation PRPD.

$$\varphi = 360 \left( t / T_p \right) \quad (4.2)$$

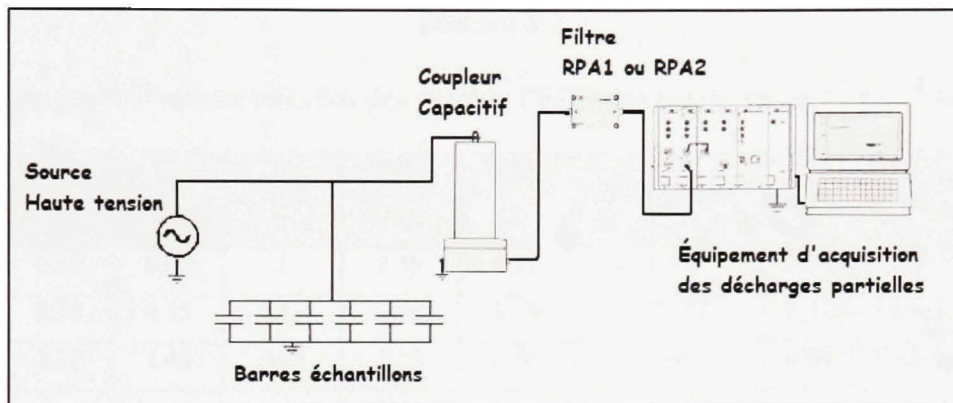
Dans ce projet, malgré le fait que le vieillissement est effectué à 16 kV, la mesure des DP est réalisée à une tension de 8 kV, soit la tension nominale maximum que l'isolation de masse du stator supporte en service. L'instrumentation utilisée est un ICMsystem (Insulation Condition Monitor system) de la compagnie Power Diagnostix Systems, qui permet d'obtenir la signature PRPD. L'appareillage nécessaire est un coupleur capacitif de 1 nF et deux préamplificateurs, RPA1 (basse fréquence 40kHz-800kHz) et RPA2 (moyenne fréquence 2MHz-20MHz). De façon générale, le choix du filtre dépend de la propagation des signaux de DP au travers de l'objet d'essai. À plus haute fréquence, les signaux mesurés se propagent de façon plus radiative alors que les signaux mesurés à plus basse fréquence proviennent d'une propagation par conduction. Afin de ne pas surcharger l'analyse, tous les résultats présentés dans les sections qui suivent sont ceux obtenus avec un filtre RPA2. Ce filtre est un bon compromis au niveau de l'atténuation et de la dispersion des signaux mesurés.

#### **4.2.2 Les barres en groupe**

La mesure des DP sur les barres en groupe est réalisée dans deux conditions. Une première mesure est réalisée à chaud, c'est-à-dire avec une température de 85°C à la surface des quatre barres qui subissent la contrainte thermique (3, 4, 5 et 6) et les deux autres barres (1 et 2) à la température ambiante (23°C). Ensuite, une deuxième mesure est réalisée à froid, c'est-à-dire que les six barres sont à la température ambiante (23°C). Avant d'effectuer la mesure, les



échantillons sont conditionnés pendant 20 minutes à la tension nominale de 8 kV et le schéma de la mesure des barres en groupe est illustré à la figure 4.4.



**Figure 4.4** *Le schéma de la mesure de DP sur les barres en groupe.*

Il est important de souligner que cette configuration en groupe est la seule qui permet de prendre une mesure des DP avec des barres à chaud. Toutes les autres mesures de DP s'effectuent sur les barres individuelles, sans la boucle de courant et donc à la température ambiante.

#### **4.2.2.1 Les résultats de la mesure de DP sur les barres en groupe**

Les résultats sont séparés en deux sections, la première section présente les résultats pour les barres à chaud et la deuxième section présente ceux à la température ambiante.

##### **4.2.2.1.1 Les barres à chaud**

Les résultats présentés dans cette section sont ceux obtenus avec un gain de 10-10, c'est à dire 10 au préamplificateur et 10 à l'amplificateur principal. Les quantifications des trois mesures obtenues à des dates différentes (tableau 4.1) sont présentées au tableau 4.2 et la figure 4.5 illustre les patrons PRPD. Afin d'avoir une base de comparaison, les trois mesures ont été réalisées avec le même gain et ce même si la mesure 1 est saturée. Dans le tableau 4.2 à la mesure 1, les valeurs de la charge apparente maximum pour les deux alternances du



cycle de tension Q+ et Q- ne sont pas valables car elles sont saturées. La signature typique triangulaire des DP d'encoche est présente sur les trois patrons.

Tableau 4.2

Les quantifications relevées des patrons PRPD des barres en groupe à chaud

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	6.68	6.68	1	8.69	4.47	1.94	293515	227374	1.29
2	3.36	6.55	0.51	2.98	2.68	1.11	219142	166652	1.32
3	2.32	2.40	0.97	2.32	0.76	3.06	208972	68994	3.03

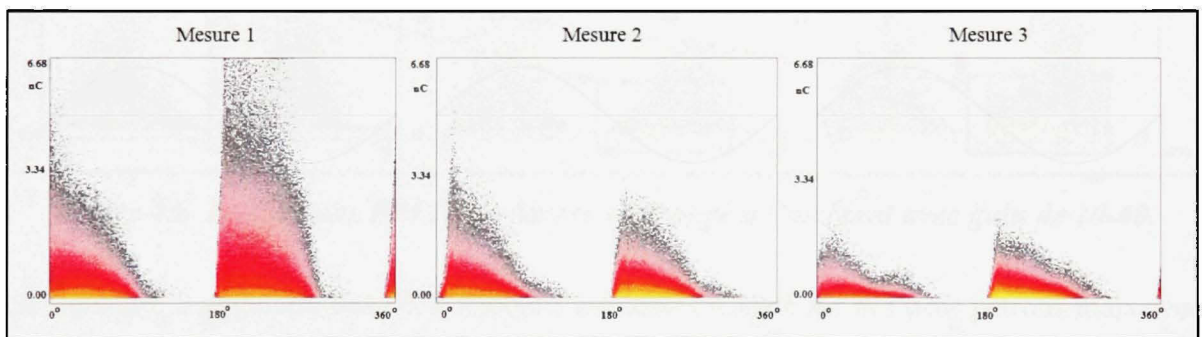


Figure 4.5 Les patrons PRPD des barres en groupe à chaud avec gain de 10-10.

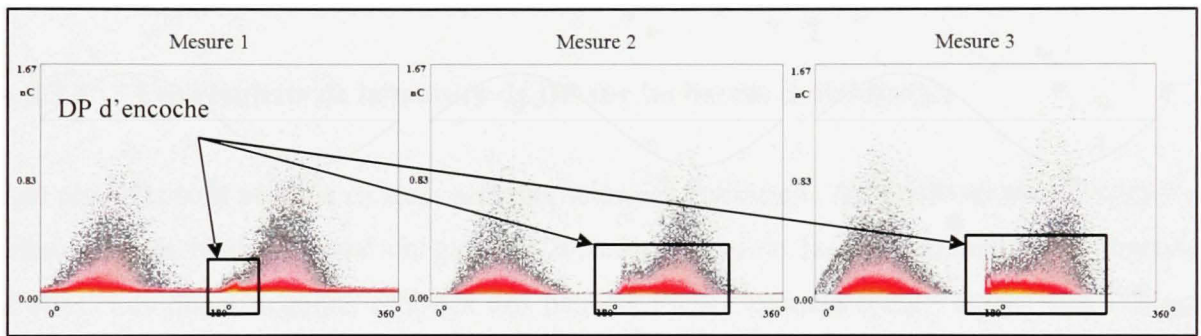
#### 4.2.2.1.2 Les barres à l'ambient

Les résultats présentés dans cette section sont ceux obtenus avec un gain de 10-40. Les quantifications des trois mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.3. Les résultats retrouvés dans ce tableau incluent toutes les sources de DP qui surviennent durant chacune des alternances du cycle de la tension, c'est-à-dire les DP d'encoche, internes et autres sources possibles. La figure 4.6 illustre les patrons PRPD.

Tableau 4.3

Les quantifications relevées des patrons PRPD des barres en groupe à l'ambient

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	1.34	1.06	1.26	0.31	0.29	1.06	75635	72831	1.04
2	1.09	1.27	0.86	0.19	0.20	0.94	48288	55010	0.88
3	1.67	1.66	1.00	0.31	0.28	1.11	81305	67730	1.20



**Figure 4.6** Les patrons PRPD des barres en groupe à l'ambient avec gain de 10-40.

La signature triangulaire des DP d'encoche est aussi présente sur ces trois patrons mais avec une très faible intensité.

#### 4.2.3 Les barres individuelles

La mesure de DP sur les barres individuelles est réalisée à la température ambiante (23°C). Avant d'effectuer la mesure, les barres échantillons sont conditionnées pendant 20 minutes à la tension nominale de 8 kV. Le schéma de la mesure des barres individuelles est illustré à la figure 4.7.

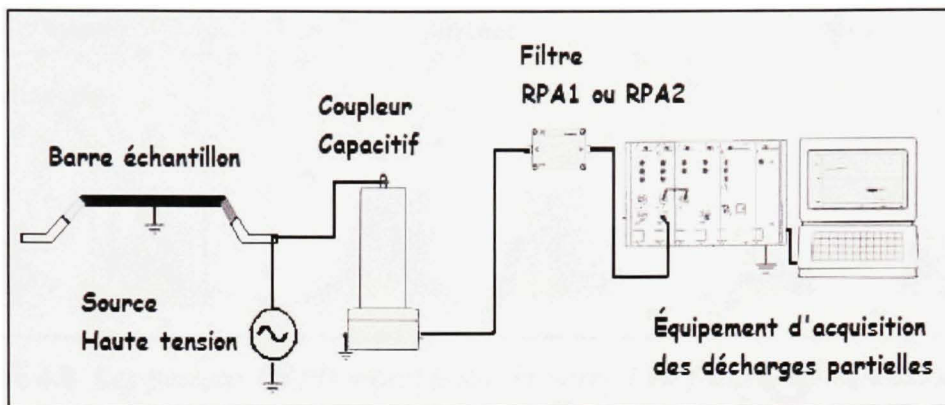


Figure 4.7 Le schéma de la mesure de DP sur les barres individuelles.

#### 4.2.3.1 Les résultats de la mesure de DP sur les barres individuelles

Les résultats sont séparés en trois sections selon les conditions de vieillissement. Toutes les mesures sont réalisées avec un gain 10-20, ce qui facilite la comparaison entre chacune d'elles. Les quantifications relevées des patrons PRPD incluent toute l'activité de DP qui survient durant chacune des alternances du cycle de la tension d'alimentation.

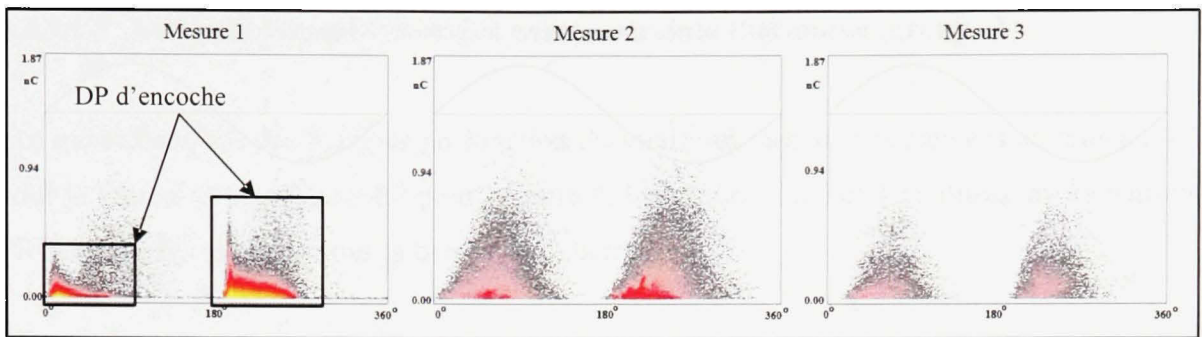
##### 4.2.3.1.1 Le vieillissement électrique (groupe 1)

Les quantifications des trois mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.4 pour la barre 1 et au tableau 4.5 pour la barre 2. Les figures 4.8 et 4.9 illustrent les patrons PRPD des trois mesures pour ces deux barres.

Tableau 4.4

Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 1 avec un gain 10-20

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	1.19	1.17	1.02	0.41	0.10	4.13	140234	36342	3.86
2	1.38	1.19	1.17	0.23	0.17	1.35	38129	25599	1.49
3	0.94	0.81	1.16	0.055	0.046	1.20	8504	8476	1.01

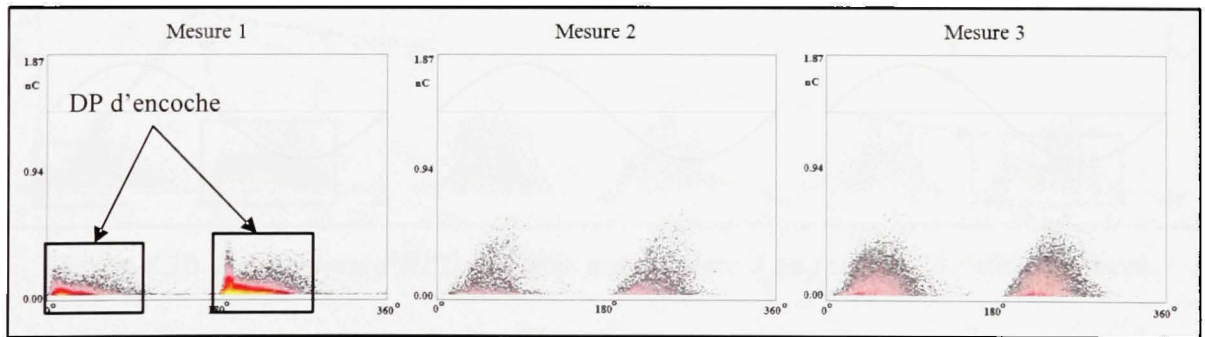


**Figure 4.8** Les patrons PRPD mesurés sur la barre 1 en fonction du vieillissement.

Tableau 4.5

Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 2 avec un gain 10-20

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	0.54	0.54	1	0.17	0.034	4.90	72641	14787	4.91
2	0.75	0.64	1.17	0.020	0.017	1.17	4278	3686	1.16
3	0.93	0.67	1.38	0.056	0.050	1.12	10997	10454	1.05



**Figure 4.9** Les patrons PRPD mesurés sur la barre 2 en fonction du vieillissement.

Dans le cas des barres 1 et 2, la signature PRPD typique des DP d'encoche est seulement présente sur la mesure 1. Les mesures 2 et 3 illustrent des signatures PRPD qui se rapproche d'une signature typique de DP internes. Il y a donc eu disparition des DP d'encoche à 8 kV en fonction du vieillissement.



#### 4.2.3.1.2 Le vieillissement électrique avec contrainte thermique (groupe 2)

Les quantifications des mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.6 pour la barre 3 et au tableau 4.7 pour la barre 4. Les figures 4.10 et 4.11 illustrent les patrons PRPD des trois mesures pour la barre 3 et la barre 4.

Tableau 4.6

Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 3 avec un gain 10-20

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	0.74	0.60	1.23	0.30	0.08	3.92	127123	28790	4.42
2	0.86	0.79	1.08	0.063	0.060	1.04	11638	12024	0.97
3	0.81	0.70	1.16	0.13	0.03	4.51	49110	6666	7.37

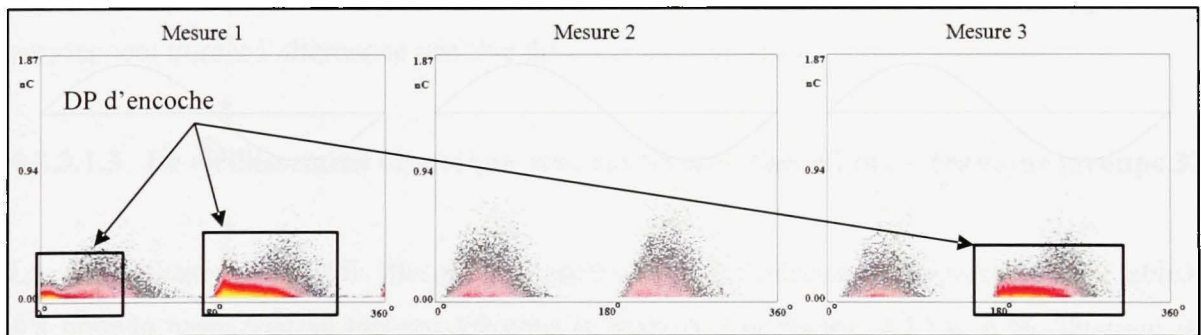
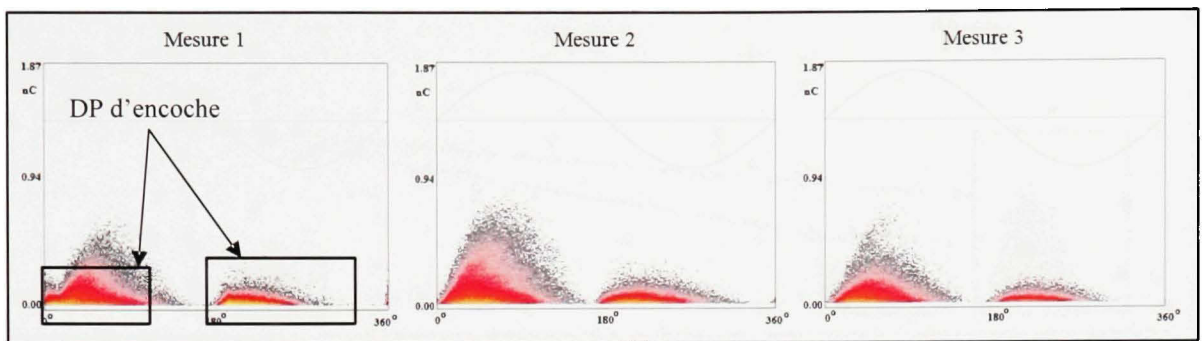


Figure 4.10 Les patrons PRPD mesurés sur la barre 3 en fonction du vieillissement.

Tableau 4.7

Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 4 avec un gain 10-20

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	0.45	0.73	0.61	0.14	0.36	0.40	67680	101047	0.67
2	0.40	0.95	0.43	0.12	0.58	0.21	51986	121542	0.43
3	0.34	0.90	0.37	0.048	0.25	0.19	21581	70128	0.31



**Figure 4.11** Les patrons PRPD mesurés sur la barre 4 en fonction du vieillissement.

La signature PRPD typique des DP d'encoche est présente sur la mesure 1 et la mesure 3 de la barre 3. Dans le cas de la barre 4, la mesure 1 présente une signature PRPD de faible DP d'encoche, tandis que les mesures 2 et 3 sont complètement dominées par une activité de DP de type délamination. Ce type de DP est occasionné par un décollement entre l'isolation de masse et le cuivre. La signature PRPD des DP de type délaminations, présente sur la figure 4.11, est de forme arrondie avec une asymétrie en faveur des décharges négatives qui surviennent durant l'alternance positive du cycle de la tension.

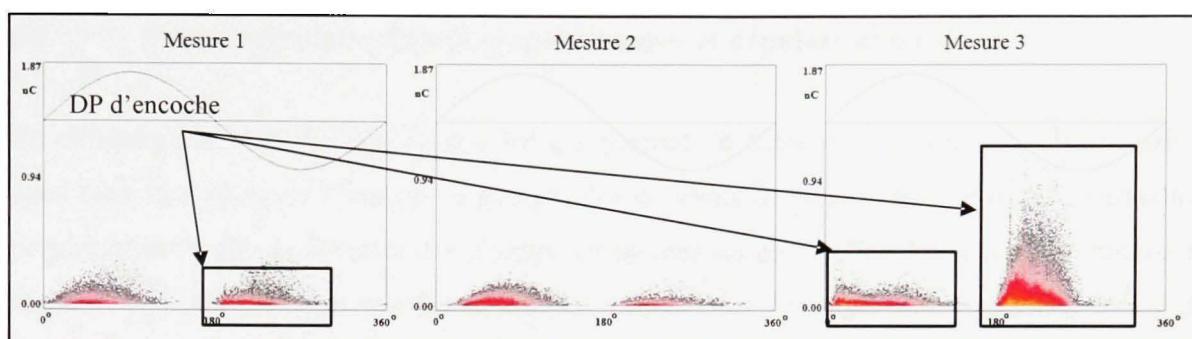
#### 4.2.3.1.3 Le vieillissement électrique avec contraintes thermique/mécanique (groupe 3)

Les quantifications des trois mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.8 pour la barre 5 et au tableau 4.9 pour la barre 6. Les figures 4.12 et 4.13 illustrent les patrons PRPD des trois mesures pour ces deux barres.

Tableau 4.8

Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 5 avec un gain 10-20

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	0.45	0.41	1.11	0.029	0.027	1.12	12285	9625	1.28
2	0.24	0.29	0.83	0.011	0.044	0.24	5396	17953	0.30
3	1.27	0.40	3.15	0.34	0.050	6.66	78797	23186	3.40

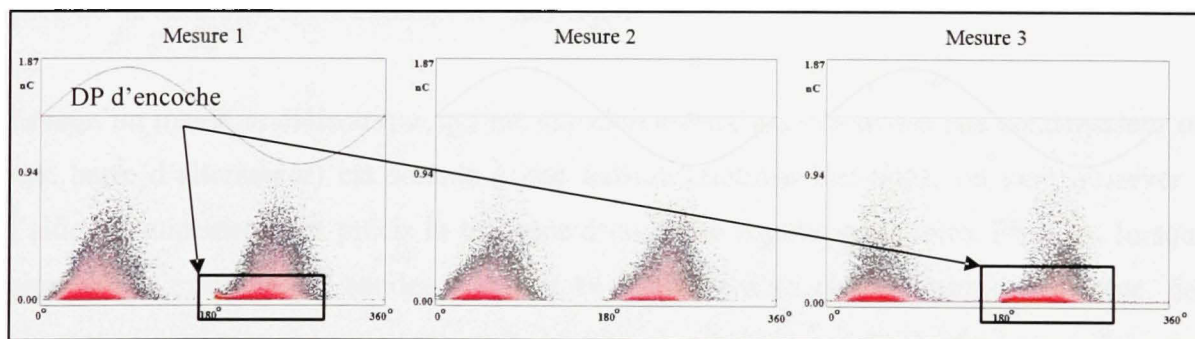


**Figure 4.12** Les patrons PRPD mesurés sur la barre 5 en fonction du vieillissement.

Tableau 4.9

Les quantifications relevées des patrons PRPD de la barre 6 avec un gain de 10-20

Mesure	Q+ nC	Q- nC	Q+/Q-	NQS+ μA	NQS- μA	NQS+/NQS-	N+	N-	N+/N-
1	1.11	1.15	0.97	0.16	0.14	1.12	29787	26745	1.11
2	1.11	1.12	0.99	0.11	0.10	1.06	19395	21746	0.89
3	1.28	1.09	1.17	0.093	0.073	1.28	24364	18482	1.32



**Figure 4.13** Les patrons PRPD mesurés sur la barre 6 en fonction du vieillissement.

Dans le cas des barres 5 et 6, la signature PRPD typique des DP d'encoche est présente sur la mesure 1 et la mesure 3. La mesure 2 présente une signature PRPD typique des DP internes pour la barre 6 et de délamination pour la barre 5.

### **4.3 La mesure des courants de polarisation et dépolarisation**

En comparaison avec la mesure des DP qui permet de détecter des points faibles localisés dans ou à la surface de l'isolant, la mesure des courants de polarisation et de dépolarisation permet quant à elle de détecter des changements dans les propriétés physiques des matériaux isolants. Afin de bien comprendre la mesure, la première partie de cette section présente de façon générale les aspects théoriques. Ensuite, les montages expérimentaux utilisés lors de la prise de mesures sont décrits et finalement, les résultats obtenus sont présentés.

#### **4.3.1 La théorie de la mesure**

Cette mesure dans le domaine du temps est effectuée en appliquant un échelon de tension continue entre le cuivre et la mise à la terre de l'échantillon mesuré pour ensuite observer le courant de polarisation, c'est-à-dire le courant de charge. Après un temps déterminé (temps de charge), l'échelon de tension continue est enlevé et l'échantillon est court-circuité à la masse dans le but d'observer le courant de dépolarisation, soit celui de décharge, durant une période de temps déterminé (temps de décharge).

Lorsqu'un matériau diélectrique qui est introduit entre deux électrodes (un condensateur ou une barre d'alternateur) est soumis à une tension continue constante, on peut observer à l'aide d'équipement très précis la présence d'un faible courant transitoire. En effet, lorsque comme par exemple, un condensateur est en présence d'un champ électrique externe, des charges électriques apparaissent aux bornes du matériau diélectrique en raison des mécanismes de polarisation. Ces charges qui produisent un champ électrique interne dans le matériau s'opposent aux charges que portent les électrodes et qui sont dues au champ électrique externe. Afin que la tension, entre les électrodes, demeure constante et ainsi compenser pour le champ électrique interne, la source doit fournir de nouvelles charges sur les électrodes du condensateur. Cette variation de charge représente le faible courant transitoire et est appelée courant de déplacement (Fournié et Coelho, 2000).



Dès lors, lorsqu'un champ électrique variable dans le temps  $E(t)$  est appliqué entre les deux électrodes d'un condensateur composé d'un matériau diélectrique, la densité de charge induite sur les électrodes  $D(t)$  est donnée par l'équation 4.3.

$$D(t) = \varepsilon_0 E(t) + P(t) \quad (4.3)$$

Respectivement  $\varepsilon_0$  et  $P(t)$  sont la permittivité du vide ainsi que la polarisation diélectrique qui varie aussi en fonction du temps avec par contre, un certain retard sur le champ électrique appliqué. La polarisation diélectrique inclue deux mécanismes, soit un rapide et l'autre lent (Helgeson, 2000). Les mécanismes rapides surviennent tout de suite après l'application du champ électrique tandis que les mécanismes lents dépendent de la fonction de réponse du matériau donnée par  $f(t)$ . Cette fonction décrit comment le phénomène de polarisation d'un matériau existe après un certain temps  $t$  sous l'application d'un champ électrique. Elle représente l'effet mémoire du matériau diélectrique, c'est-à-dire l'historique dû à l'application d'un champ électrique. En pratique, cette mémoire peut s'étendre sur quelques secondes, des heures et même des jours dépendamment du matériau diélectrique. La polarisation diélectrique incluant ces deux mécanismes est donnée par l'équation 4.4.

$$P(t) = \varepsilon_0 \chi_e E(t) + \varepsilon_0 \int_0^t f(\tau) E(t - \tau) d\tau \quad (4.4)$$

Où  $\chi_e$  est la susceptibilité diélectrique du matériau isolant reliée aux mécanismes rapides. Cette formulation, qui est incorrecte d'un point de vue théorique, est bien adaptée aux mesures effectuées en laboratoire et sur le terrain. En effet, d'un point de vue pratique, les mécanismes rapides sont considérablement plus rapides que le taux d'acquisition du courant et à toute fin pratique, la polarisation due à ces phénomènes peut être considérée comme suivant exactement l'évolution du champ électrique. Comme cette mesure permet d'observer les courants de polarisation et dépolarisation en fonction du temps, il est opportun d'exprimer ces mécanismes sous la forme d'équation du courant. Ainsi, la densité du courant parcourant un diélectrique est donnée selon la relation de Maxwell à l'équation 4.5.

$$J(t) = \sigma E(t) + \frac{dD(t)}{dt} \quad (4.5)$$

De plus, en combinant les équations 4.3 et 4.4, la densité du courant est alors donnée par l'équation 4.6.

$$J(t) = \sigma E(t) + \varepsilon_0 \frac{d}{dt} \left[ \varepsilon_\infty E(t) + \int_0^t f(\tau) E(t - \tau) d\tau \right] \quad (4.6)$$

Où  $\varepsilon_\infty$  est la composante haute fréquence de la permittivité relative qui est égale à  $1 + \chi_\varepsilon$ . Étant donné que les barres mesurées sont considérées comme un condensateur plan avec une surface  $A$  et une distance entre les électrodes  $d$ . Le champ électrique et la tension appliquée sont donc reliés par l'équation 4.7.

$$E(t) = \frac{U(t)}{d} \quad (4.7)$$

La séquence de tension appliquée durant cette mesure peut être approximée par l'équation 4.8, où  $t_{charge}$  est le temps de charge, c'est-à-dire le temps où la barre est alimentée avec l'échelon de tension.

$$U(t) = \begin{cases} 0 & \text{pour } t < 0 \\ U_0 & \text{pour } 0 \leq t \leq t_{charge} \\ 0 & \text{pour } t > t_{charge} \end{cases} \quad (4.8)$$

Ensuite, la densité du courant et le courant électrique sont reliés par l'équation 4.9.

$$J(t) = \frac{I(t)}{A} \quad (4.9)$$

Finalement, en combinant les équations 4.6, 4.7, 4.8 et 4.9, l'expression du courant de polarisation (charge) est donnée selon l'équation 4.10 et celle du courant de dépolarisation (décharge) est donnée selon l'équation 4.11.

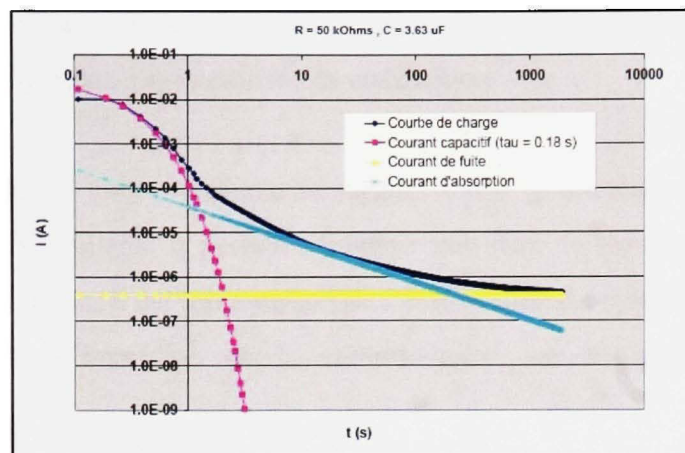
$$I_{charge}(t) = \frac{C_0 \sigma}{\varepsilon_0} U_0 + U_0 C_0 [\varepsilon_\infty \delta(t) + f(t)] \quad (4.10)$$

$$I_{décharge}(t) = -U_0 C_0 [\varepsilon_\infty \delta(t) + f(t - t_{charge}) - f(t)] \quad (4.11)$$

Le terme  $C_0$  est la capacité sous vide donnée par  $\varepsilon_0 \frac{A}{d}$  et  $\delta(t)$  est la fonction delta de Dirac. Dans l'équation 4.10, on retrouve trois contributions, le terme  $\frac{C_0 \sigma}{\varepsilon_0} U_0$  représente le courant de conduction directe, c'est-à-dire le courant de conduction ou de fuite dans le diélectrique. Ensuite, le terme  $U_0 C_0 \varepsilon_\infty \delta(t)$  qui représente l'impulsion de courant occasionnée par l'effet capacitif de la barre mesurée. En pratique, une résistance série est placée entre l'échantillon et la source de telle sorte que le courant capacitif correspond plutôt à une exponentielle décroissante de constante de temps RC. Le dernier terme appelé le courant d'absorption, représente les mécanismes lents de polarisation du diélectrique mesuré. On remarque que l'équation 4.11 est presque l'inverse de l'équation 4.10, on y retrouve aussi la contribution de l'effet capacitif et de celle des mécanismes de polarisation. De plus, l'expression du courant de décharge contient un terme,  $f(t)$ , représentant l'effet mémoire. Pour un temps de charge très long, ce terme tend vers zéro. En négligeant l'effet mémoire, les deux équations du courant de polarisation (charge) et dépolarisation (décharge) se résument selon les équations 4.12 et 4.13 (David, 2007). La figure 4.14 présente un bel exemple du courant de charge incluant ces trois composantes.

$$I_{charge}(t) = I_{cond.dir.} + I_{capacitif}(t) + I_{absorption}(t) \quad (4.12)$$

$$I_{décharge}(t) = -I_{capacitif}(t) - I_{absorption}(t) \quad (4.13)$$



**Figure 4.14** *La représentation graphique du courant de charge incluant ces trois composantes.*  
(Tirée de (David, 2007))

Source : Cette figure a été tirée des notes de cours de É. David, *Matériaux de l'électrotechnique IGEE 4453*, 2007.

Plusieurs paramètres sont importants dans l'interprétation de cette mesure. Ces paramètres sont retrouvés dans la littérature ainsi que dans les normes internationales IEEE 43-2000 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000a).

La résistance de l'isolation en charge donnée en ohms ( $\Omega$ ) est le quotient de la tension appliquée à l'échantillon par le courant de charge mesuré. Étant donné que ce courant varie en fonction du temps, la résistance varie aussi en fonction du temps. Dans la norme internationale IEEE 43-2000, cette résistance est calculée une minute après l'application de l'échelon de tension. De plus, afin d'être en mesure de comparer les valeurs, la résistance est premièrement corrigée à une température de référence de 40°C selon une procédure qui dépend du type de l'isolation de masse. Par la suite, elle est multipliée par la capacité de l'échantillon. Ce paramètre, la résistance de l'isolation en charge, est influencé par la présence d'un courant de conduction et dépend du type et du vieillissement des matériaux isolants. Ensuite, la résistance de l'isolation en décharge est déterminée selon la même procédure que celle en charge sauf que c'est le courant de décharge qui est utilisé dans le calcul. Ce paramètre permet d'obtenir des informations qui sont directement reliées au



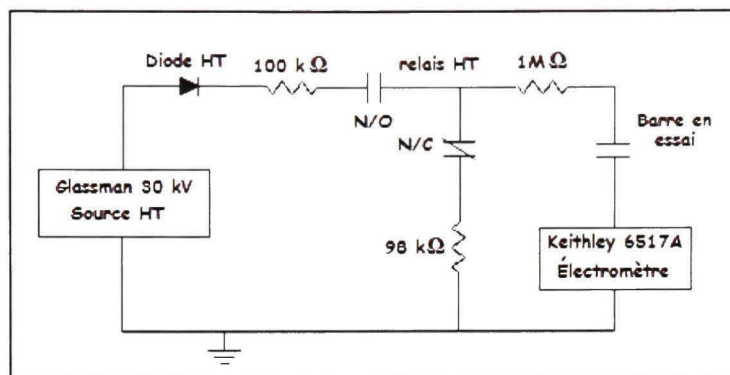
courant d'absorption (les mécanismes de polarisation du diélectrique) car le courant de décharge n'est pas influencé par le courant de conduction.

L'indice de polarisation (IP) représente le rapport entre le courant de polarisation à une minute et celui à dix minutes. Il permet d'obtenir une idée de l'importance du courant de conduction. Généralement, il est représentatif de l'état externe du système d'isolation, c'est-à-dire de l'absorption d'humidité, de la contamination sur les parties hors du noyau magnétique, etc.

L'instrumentation utilisée pour faire cette mesure est une source de tension Glassman de 30 kV CC, un électromètre Keithley 6517A, un relais haute tension, ainsi que toute la quincaillerie nécessaire au montage, résistances, câbles haute tension et de mise à la terre et une diode haute tension. Toutes les mesures sont effectuées à la température ambiante du laboratoire (23°C). De plus, à l'aide d'un multimètre portable, la valeur de la capacité de la barre est relevée avant chacune des mesures.

#### **4.3.2 Les barres complètes individuelles**

Les mesures des courants de charge et de décharge sont réalisées sur chacune des six barres complètes individuellement avec trois niveaux de tension, 1 kV, 5 kV et 10 kV. Le temps de charge et de décharge est fixé à 2000 secondes, (s). Le schéma du montage est illustré à la figure 4.15.



**Figure 4.15** *Le schéma du montage de la mesure sur les barres complètes individuelles.*

#### 4.3.2.1 Les résultats des mesures sur les barres complètes individuelles

Les résultats sont séparés en trois sections selon les conditions de vieillissement. Les courbes présentées sur les figures et les quantifications retrouvées dans les tableaux sont les résultats des mesures effectuées avec une tension de 5 kV. De plus, étant donné que les barres ont à peu près la même capacité, les données qui servent aux quantifications ne sont pas normalisées par la capacité.

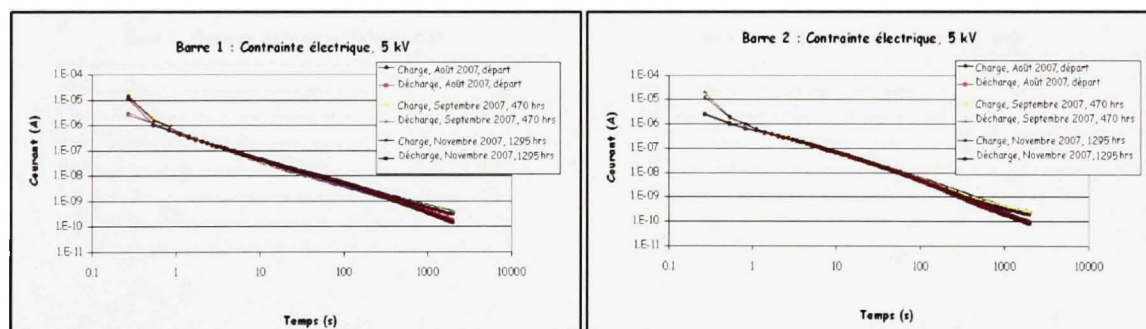
##### 4.3.2.1.1 Le vieillissement électrique (groupe 1)

Les quantifications des trois mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.10 et la figure 4.16 illustre les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 1 (à gauche) et la barre 2 (à droite). La différence entre les quantifications de la barre 1 et celles de la barre 2, est occasionnée par les développantes qui sont différentes sur ces deux barres (voir tableau 3.1). En effet, les revêtements à base de SiC sont beaucoup plus conducteurs que ceux à base d'oxyde de fer.

Tableau 4.10

Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge pour la barre 1 et la barre 2

Mesure	Capacité nF	R/R'	R (40°) GΩ charge	R' (40°) GΩ décharge	Indice de Polarisation, IP
<b>Barre 1</b>					
1	2.58	0.86	534	618	7.61
2	2.57	0.88	521	589	8.33
3	2.58	0.91	450	494	9.92
<b>Barre 2</b>					
1	2.51	0.93	390	418	15.22
2	2.50	0.92	403	438	15.52
3	2.50	0.94	422	450	17.85



**Figure 4.16** Les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 1 (à gauche) et la barre 2 (à droite).

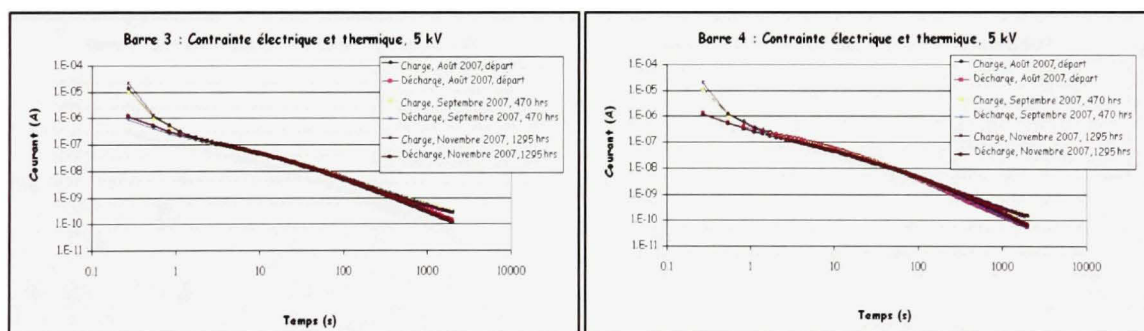
#### 4.3.2.1.2 Le vieillissement électrique avec contrainte thermique (groupe 2)

Les quantifications des trois mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.11 et la figures 4.17 illustre les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 3 (à gauche) et la barre 4 (à droite).

Tableau 4.11

Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge pour la barre 3 et la barre 4

Mesure	Capacité nF	R/R'	R (40°) GΩ charge	R' (40°) GΩ décharge	Indice de Polarisation, IP
<b>Barre 3</b>					
1	2.52	0.95	411	434	11.37
2	2.53	0.94	415	441	11.35
3	2.51	0.95	438	459	11.82
<b>Barre 4</b>					
1	2.51	0.95	482	506	19.88
2	2.41	0.95	469	495	17.69
3	2.39	0.96	487	508	15.54



**Figure 4.17** Les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 3 (à gauche) et la barre 4 (à droite).

La principale distinction entre les quantifications est aussi occasionnée par l'influence des développantes qui sont différentes pour ces deux barres.

#### 4.3.2.1.3 Le vieillissement électrique avec contraintes thermique/mécanique (groupe 3)

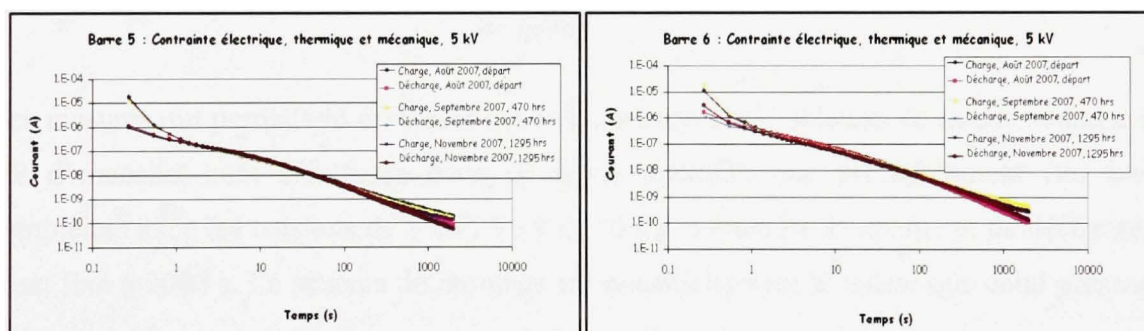
Les quantifications des trois mesures sont présentées au tableau 4.12 et la figure 4.18 illustre les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 5 (à gauche) et la barre 6 (à droite).



Tableau 4.12

Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge pour la barre 5 et la barre 6

Mesure	Capacité nF	R/R'	R (40°) GΩ charge	R' (40°) GΩ décharge	Indice de Polarisation, IP
<b>Barre 5</b>					
1	2.38	0.92	563	611	12.72
2	2.37	0.94	593	634	14.08
3	2.38	0.95	591	621	18.02
<b>Barre 6</b>					
1	2.49	0.95	336	356	14.92
2	2.44	0.91	328	359	10.47
3	2.43	0.94	389	416	11.12



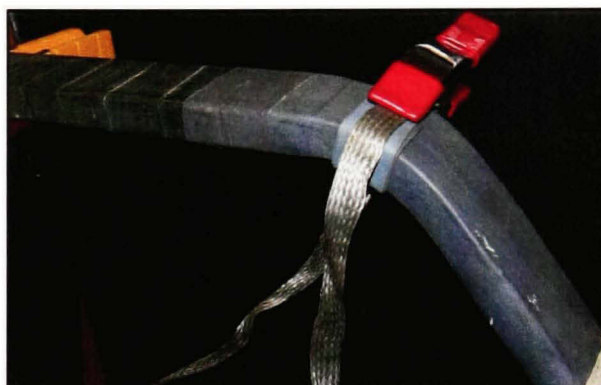
**Figure 4.18** Les trois courbes du courant de charge et de décharge pour la barre 5 (à gauche) et la barre 6 (à droite).

De plus, il est à noter que ces deux barres ont aussi des développantes différentes, ce qui influence les quantifications.

### 4.3.3 La partie droite des barres individuelles

Les mesures des courants de charge et décharge sont réalisées sur la partie droite de chacune des barres individuellement. Afin d'obtenir une mesure efficace de la partie droite, deux électrodes de garde en caoutchouc conducteur sont utilisées. Ces électrodes qui sont enroulées autour des deux développantes à environ deux centimètres de la jonction des

peintures et reliées à la mise à la terre par une tresse conductrice servent à séparer électriquement la partie droite des développantes telles que retrouvées dans la norme IEEE 286-2000 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2001). La figure 4.19 illustre le branchement pour une développante.



**Figure 4.19** *Branchement d'une électrode de garde.*

Ces mesures qui permettent d'obtenir des informations sur l'isolation de masse soumise aux DP d'encoche, sont effectuées dans la même situation que précédemment (les barres complètes) avec les tensions de 1 kV, 5 kV et 10 kV. Le temps de charge et de décharge est aussi fixé à 2000 s. Le schéma du montage est essentiellement le même que celui présenté à la figure 4.15.

#### **4.3.3.1 Les résultats des mesures sur la partie droite des barres individuelles**

Les mesures sur la partie droite ont été commencées seulement après 470 heures de vieillissement, ainsi cette section contient seulement deux séries de mesures. Les résultats sont séparés en trois sections selon les conditions de vieillissement. Les mesures présentées sur les figures sont celles effectuées avec une tension de 5 kV et les données retrouvées dans les tableaux qui servent aux quantifications ne sont pas normalisées par la capacité.

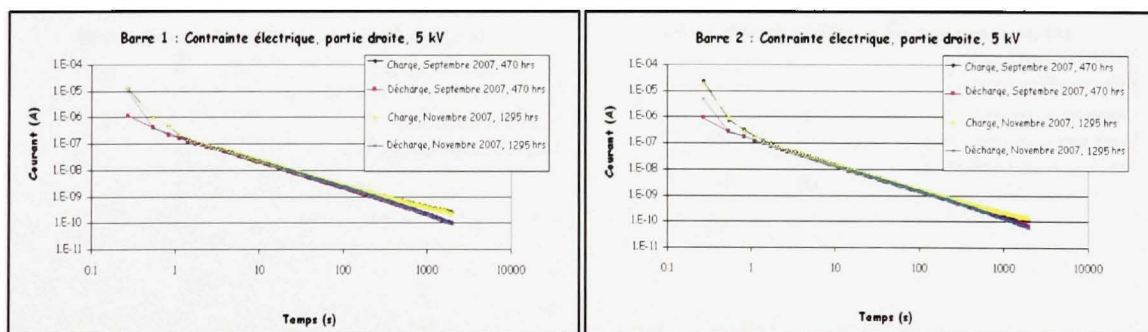
#### 4.3.3.1.1 Le vieillissement électrique (groupe 1)

Les quantifications des deux mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.13 et la figure 4.20 illustre les courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 1 (à gauche) et la barre 2 (à droite).

Tableau 4.13

Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge de la partie droite pour la barre 1 et la barre 2

Mesure	Capacité nF	R/R'	R (40°) GΩ charge	R' (40°) GΩ décharge	Indice de Polarisation, IP
<b>Barre 1</b>					
2	2.59	0.89	980	1106	6.78
3	2.59	0.88	926	1056	7.34
<b>Barre 2</b>					
2	2.61	0.88	1480	1681	8.45
3	2.52	0.87	1482	1709	7.90



**Figure 4.20** Les deux courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 1 (à gauche) et la barre 2 (à droite).

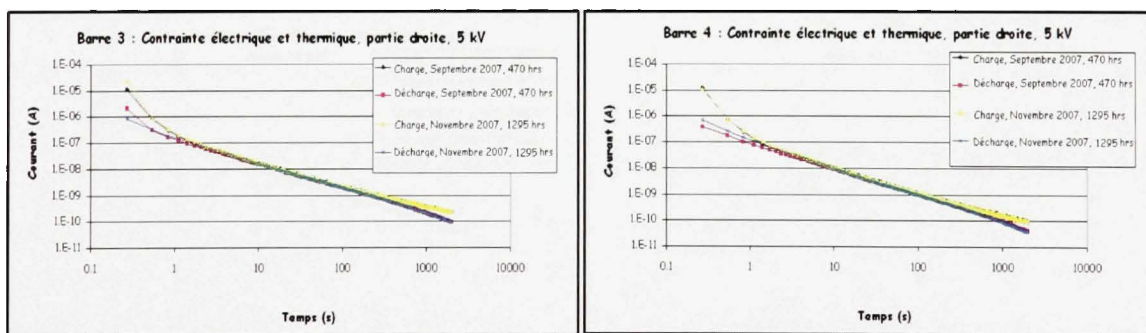
#### 4.3.3.1.2 Le vieillissement électrique avec contrainte thermique (groupe 2)

Les quantifications des deux mesures en fonction du vieillissement sont présentées au tableau 4.14 et la figure 4.21 illustre les courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 3 (à gauche) et la barre 4 (à droite).

Tableau 4.14

Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge de la partie droite pour la barre 3 et la barre 4

Mesure	Capacité nF	R/R'	R (40°) GΩ charge	R' (40°) GΩ décharge	Indice de Polarisation, IP
<b>Barre 3</b>					
2	2.57	0.88	1178	1337	6.41
3	2.55	0.87	1192	1370	6.36
<b>Barre 4</b>					
2	2.44	0.85	2099	2469	7.81
3	2.42	0.84	2182	2593	7.51



**Figure 4.21** Les deux courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 3 (à gauche) et la barre 4 (à droite).



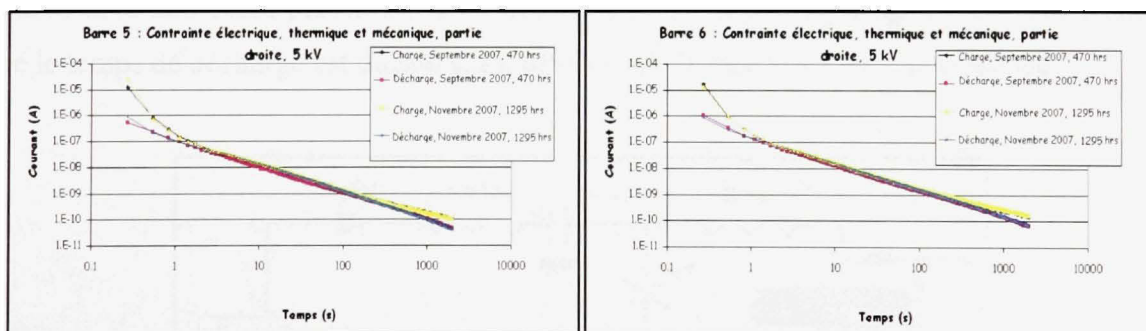
#### 4.3.3.1.3 Le vieillissement électrique avec contraintes thermique/mécanique (groupe 3)

Les quantifications des deux mesures sont présentées au tableau 4.15 et la figure 4.22 illustre les courbes du courant de charge et de décharge de la partie droite pour la barre 5 (à gauche) et la barre 6 (à droite).

Tableau 4.15

Les quantifications des mesures du courant de charge et décharge de la partie droite pour la barre 5 et la barre 6

Mesure	Capacité nF	R/R'	R (40°) GΩ charge	R' (40°) GΩ décharge	Indice de Polarisation, IP
<b>Barre 3</b>					
2	2.41	0.86	200	2326	7.46
3	2.41	0.88	1640	1869	9.29
<b>Barre 4</b>					
2	2.50	0.86	1496	1736	6.76
3	2.52	0.87	1357	1555	7.12

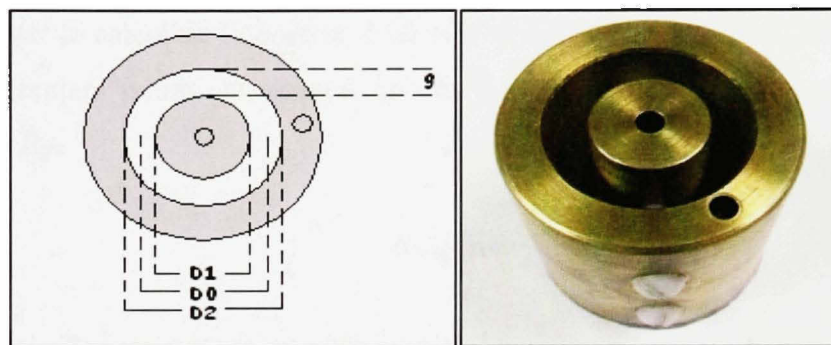


**Figure 4.22** Les deux courbes du courant de charge et décharge de la partie droite pour la barre 5 (à gauche) et la barre 6 (à droite).

Il est important de mentionner qu'à ce stade du vieillissement pour les trois groupes de barres, les résultats présentés dans cette section sont à peu près tous similaires.

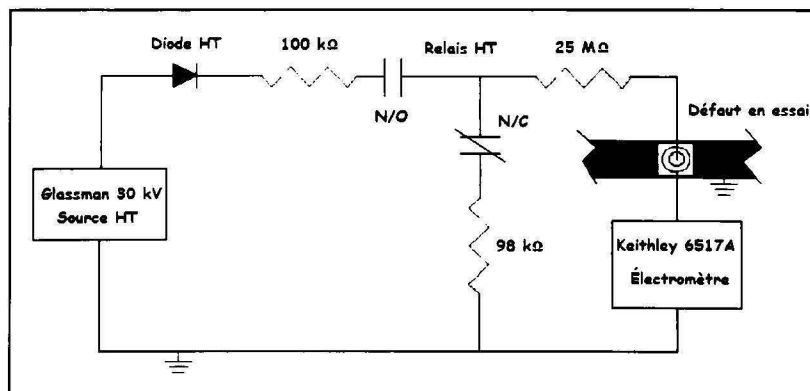
#### 4.4 La mesure de la conductivité de surface des défauts

La mesure de la conductivité de surface des défauts est réalisée avec l'appareillage utilisé lors de la mesure mentionnée dans la section 4.3, avec en plus, une électrode concentrique illustrée à la figure 4.23.



**Figure 4.23** *L'électrode concentrique utilisée pour le calcul de la conductivité de surface.*

La source haute tension alimente l'électrode interne à une tension de 1 kV, tandis que l'électrode externe est connectée à l'électromètre. Le revêtement semi-conducteur est mis à la terre avec une tresse placée sur toute sa longueur. Le temps de charge est de 1000 s tandis que le temps de décharge est de 500 s. La figure 4.24 illustre le schéma du montage.



**Figure 4.24** *Le schéma du montage de la mesure de la conductivité de surface des défauts.*

La procédure afin de déterminer la conductivité de surface des défauts, qui est tirée de la norme ASTM D257-99 (American Society for Testing and Materials, 1999), est la suivante :

- Faire une moyenne des cinq derniers points de la courbe du courant de charge, afin d'obtenir une bonne estimation du courant de conduction.
- Effectuer le calcul de l'équation 4.14 avec la tension appliquée  $V$  et la moyenne des cinq derniers points du courant de charge  $I$ , pour obtenir la résistance totale du circuit  $R_T$ .

$$R_T(\Omega) = \frac{V}{I} \quad (4.14)$$

- Soustraire les résistances en série avec l'objet d'essai afin d'obtenir une valeur de la résistance de surface seule  $R_s$ .
- Effectuer le calcul de la résistivité de surface à l'aide de l'équation 4.15.

$$\rho_s \left( \Omega / \text{carré} \right) = R_s \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right)} \quad (4.15)$$

- Calculer la conductivité de surface, en commençant par d'abord déterminer la conductance de surface qui est donnée par l'inverse de la résistance de surface.

$$G_s(S) = \frac{1}{R_s} \quad (4.16)$$

- Effectuer le calcul du périmètre effectif de la surface mesurée.

$$P = D_0 \pi \quad (4.17)$$

- Déterminer la conductivité de surface à l'aide de l'équation 4.18.

$$\gamma_s \left( S / \text{carré} \right) = \frac{g}{p} G_s \quad (4.18)$$

#### 4.4.1 Les résultats des mesures de la conductivité de surface des défauts

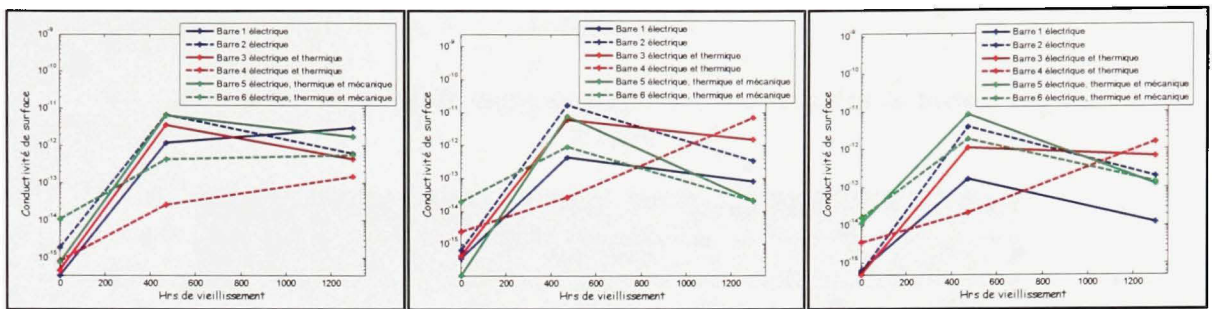
Le tableau 4.16 présente les résultats, en fonction du vieillissement, des mesures de la conductivité de surface des trois défauts (A, B et C). L'évolution de ces mesures est illustrée sur la figure 4.25. A (à gauche), B (au centre) et C (à droite).

Tableau 4.16

La conductivité de surface (S/carré) des trois défauts

Mesure	Barre 1	Barre 2	Barre 3	Barre 4	Barre 5	Barre 6
<b>Défaut A</b>						
1	3,41E-16	1,94E-15	4,59E-16	8,07E-16	7,69E-16	1,02E-14
2	1,19E-12	6,88E-12	3,60E-12	2,63E-14	6,60E-13	4,48E-13
3	3,01E-12	6,26E-13	4,37E-13	1,48E-13	1,77E-12	5,79E-13
<b>Défaut B</b>						
1	3,84E-16	6,42E-16	4,41E-16	2,37E-15	1,13E-16	2,00E-14
2	4,43E-13	1,66E-11	5,87E-12	2,59E-14	7,64E-12	9,21E-13
3	8,32E-14	3,38E-13	1,48E-13	7,09E-12	2,13E-14	2,10E-14
<b>Défaut C</b>						
1	6,32E-16	5,79E-16	4,98E-16	3,52E-15	1,13E-14	1,56E-14
2	1,69E-13	4,09E-12	1,13E-12	2,13E-14	8,63E-12	1,95E-12
3	1,20E-13	2,01E-13	6,74E-13	1,54E-12	1,24E-13	1,43E-13





**Figure 4.25** *L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite).*

Tous les défauts des barres 2, 3, 5 ainsi que les défauts B et C des barres 1 et 6 ont augmenté leur conductivité de surface durant la première séquence de vieillissement, pour ensuite diminuer durant la deuxième séquence de vieillissement. Tous les défauts de la barre 4 ainsi que le A des barres 1 et 6 ont continuellement augmenté leur conductivité de surface durant toute la période de vieillissement.

#### 4.5 La mesure de la conductivité de surface des plaques de mise à la terre

Les mesures de la conductivité de surface des plaques de mises à la terre sont réalisées avec l'électrode concentrique utilisée dans la section précédente et un multimètre portatif. En plaçant cette électrode sur la surface oxydée des plaques d'acier et ou des paquets de tôles, la résistance de surface est directement mesurée et à l'aide des équations 4.15, 4.16, 4.17 et 4.18, la conductivité de surfaces est calculée.

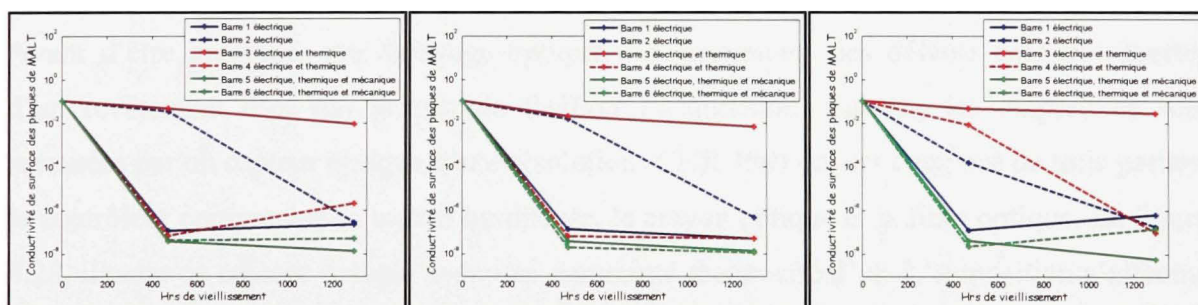
##### 4.5.1 Les résultats des mesures des électrodes de mise à la terre

Le tableau 4.17 présente les résultats, en fonction du vieillissement, des mesures de la conductivité de surface des plaques et ou paquets de tôles de la mise à la terre placée sur les défauts A, B et C. L'évolution des mesures est illustrée sur la figure 4.26, A (à gauche), B (au centre) et C (à droite).

Tableau 4.17

La conductivité de surface (S/carré) des électrodes de mise à la terre

Mesure	Barre 1	Barre 2	Barre 3	Barre 4	Barre 5	Barre 6
<b>Défaut A</b>						
1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1
2	1,20E-7	3,61E-2	4,61E-2	6,92E-8	3,46E-8	4,15E-8
3	2,34E-7	2,86E-7	9,23E-3	2,08E-6	4,61E-8	5,19E-8
<b>Défaut B</b>						
1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1
2	1,41E-7	1,57E-2	2,08E-2	6,39E-8	3,77E-8	2,08E-12
3	5,16E-8	4,88E-7	7,04E-3	5,19E-8	1,36E-8	1,22E-13
<b>Défaut C</b>						
1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1	1,04E-1
2	1,28E-7	1,61E-4	5,54E-2	8,30E-3	4,15E-8	2,31E-8
3	6,34E-7	1,86E-7	2,86E-2	1,02E-7	6,02E-9	1,48E-7

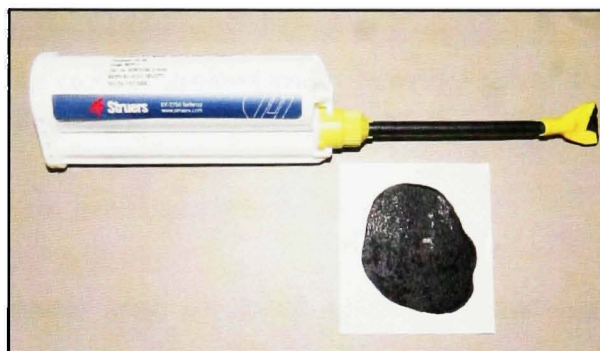


**Figure 4.26** L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite).

La conductivité de surface de toutes les plaques et paquets de tôles (mise à la terre) a diminué durant la première séquence de vieillissement. Durant la deuxième séquence de vieillissement, les plaques et paquets de tôles (mise à la terre) des défauts B ont encore diminué leur conductivité de surface tandis que ceux du défaut A des barres 1, 4 et 6 ainsi que ceux du défaut C des barres 1 et 6 ont augmenté leur conductivité de surface.

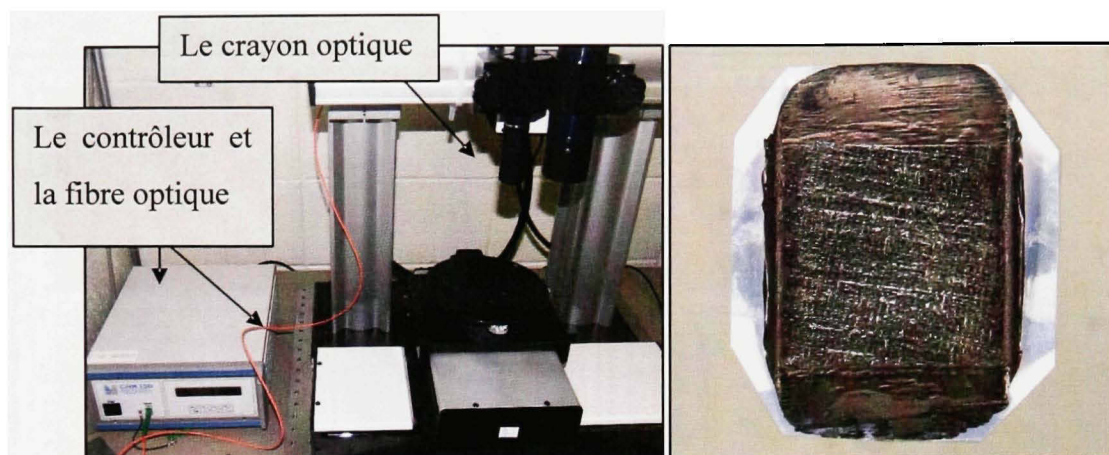
#### 4.6 La mesure du profil de surface des défauts

Cette mesure permet de caractériser la surface des défauts afin d'en analyser l'évolution de la dégradation physique. Pour ce faire, une empreinte du défaut est réalisée avec un mélange à deux éléments de silicone caoutchoutée. Ce mélange illustré à la figure 4.27, durcit rapidement et offre des répliques flexibles de grande qualité.



**Figure 4.27** *Le mélange à deux éléments de silicone caoutchoutée.*

Avant d'être analysées par balayage optique, les empreintes des défauts sont recouvertes d'un revêtement d'or qui permet de faciliter l'acquisition. Ensuite, les empreintes sont mesurées par un capteur optique haute résolution (CHR 150) qui est composé de trois parties, le contrôleur comprenant la source lumineuse, le crayon optique et la fibre optique. La figure 4.28, illustre ce capteur optique avec une empreinte recouverte d'or. L'acquisition s'effectue sur 50 mm par 60 mm avec un pas de 150  $\mu\text{m}$  dans les deux coordonnées. Les données sont par la suite traitées avec le logiciel Mountains Map® Topography XT. Le traitement des données permet d'obtenir des informations sur l'état de la surface, dont les paramètres de rugosité qui caractérise la répartition des amplitudes. Les paramètres mesurés sont définis par rapport à un plan moyen obtenu par redressement par le plan des moindres carrés de la surface mesurée et ensuite par centrage des altitudes autour de la moyenne (Digital Surf, 1996). Dans ce projet, les paramètres de rugosité utilisés sont la moyenne arithmétique des écarts à la moyenne ( $S_a$ ) et la hauteur totale de la surface ( $S_t$ ), c'est-à-dire la hauteur entre le pic le plus haut et le creux le plus profond.



**Figure 4.28** *Le capteur optique utilisé pour la mesure des empreintes (à gauche) et une empreinte d'un défaut (à droite).*

#### 4.6.1 Les résultats du profil de surface des défauts

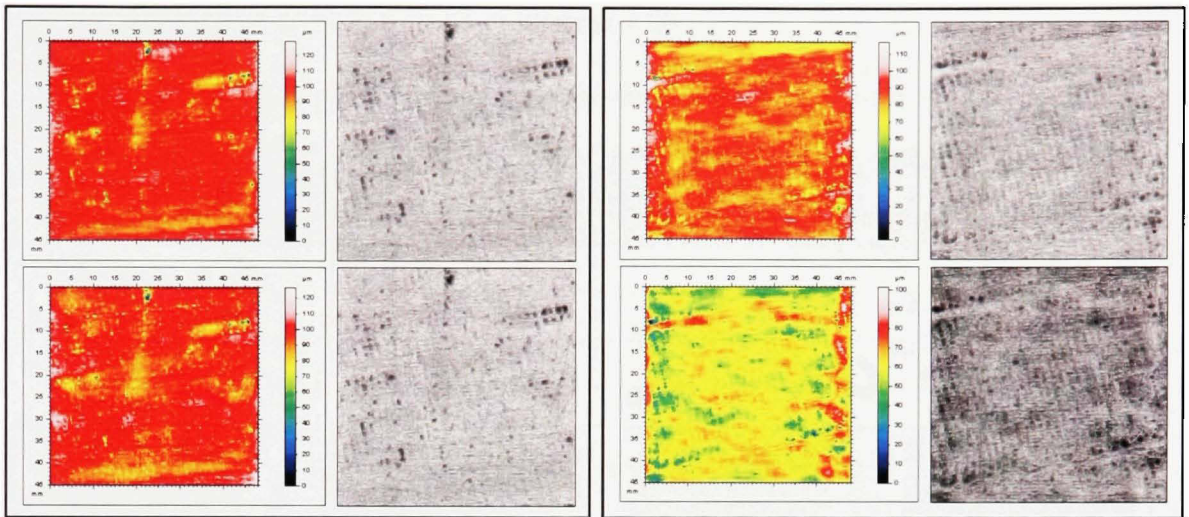
Les résultats sont présentés pour un défaut selon les conditions de vieillissement. Les paramètres  $S_a$  et  $S_t$  sont donnés dans les tableaux 4.18, 4.19 et 4.20. Les figures 4.29, 4.30 et 4.31 illustrent pour les mesures 1 et 3, les profils de surface avec en plus, une simulation photo.

Tableau 4.18

Les paramètres de rugosité de la barre 1 et la barre 2

Barre 1 (défaut A)			Barre 2 (défaut A)		
Mesure	$S_a$ ( $\mu\text{m}$ )	$S_t$ ( $\mu\text{m}$ )	Mesure	$S_a$ ( $\mu\text{m}$ )	$S_t$ ( $\mu\text{m}$ )
1	4.48	129	1	5.01	117
2	4.96	127	2	5.99	120
3	5.42	134	3	6.01	101



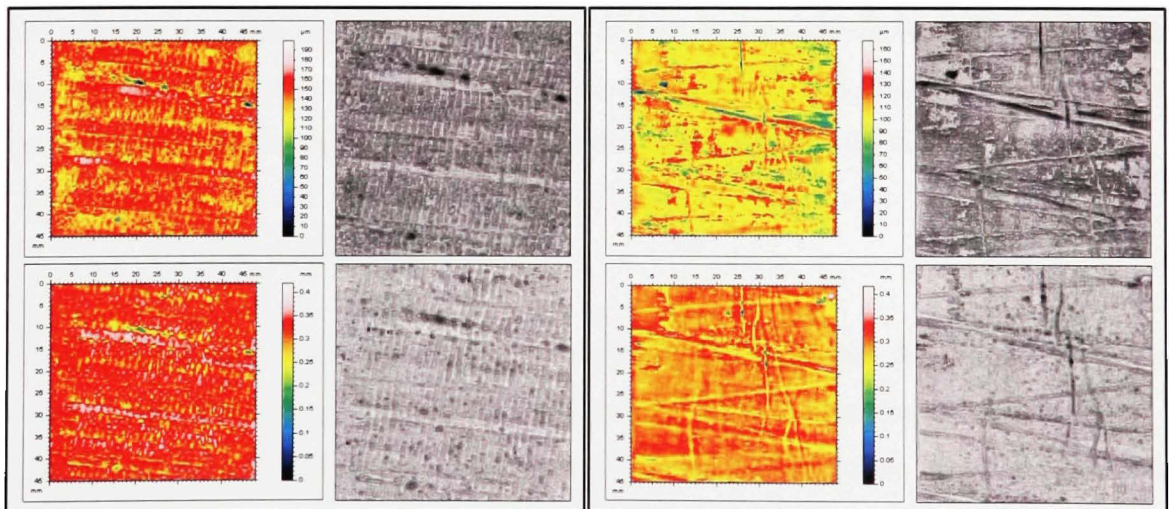


**Figure 4.29** Les profils de surface de la mesure 1 (haut) et la mesure 3 (bas) pour la barre 1 (gauche) et de la barre 2 (droite).

Tableau 4.19

Les paramètres de rugosité de la barre 3 et la barre 4

Barre 3 (défaut A)			Barre 4 (défaut A)		
Mesure	Sa (µm)	St (µm)	Mesure	Sa (µm)	St (µm)
1	8.87	232	1	8.31	181
2	15.7	337	2	13.7	313
3	19.6	419	3	15.7	417

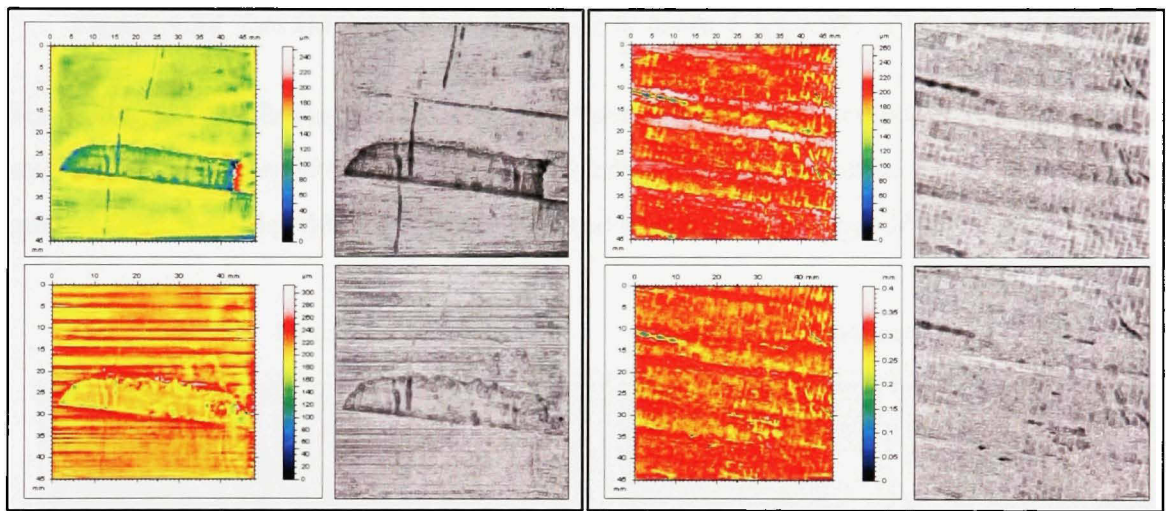


**Figure 4.30** Les profils de surface de la mesure 1 (haut) et la mesure 3 (bas) pour la barre 3 (gauche) et de la barre 4 (droite).

Tableau 4.20

Les paramètres de rugosité de la barre 5 et la barre 6

Barre 5 (défaut C)			Barre 6 (défaut C)		
Mesure	Sa ( $\mu\text{m}$ )	St ( $\mu\text{m}$ )	Mesure	Sa ( $\mu\text{m}$ )	St ( $\mu\text{m}$ )
1	9.93	254	1	14.1	251
2	10.2	259	2	14.4	264
3	13.6	313	3	15.4	405



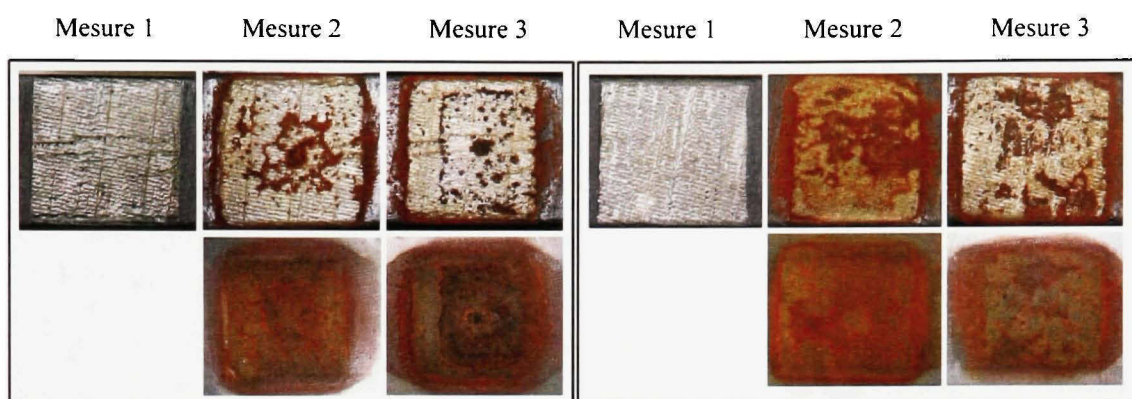
**Figure 4.31** *Les profils de surface de la mesure 1 (haut) et la mesure 3 (bas) pour la barre 5 (gauche) et de la barre 6 (droite).*

Les mesures du profil de surface des barres 1 et 2 ne révèlent pas de changements importants en fonction du vieillissement. Par contre, les paramètres Sa et St des barres 3, 4, 5 et 6 indiquent des modifications de la surface des défauts en fonction du vieillissement.

#### 4.7 L'inspection visuelle

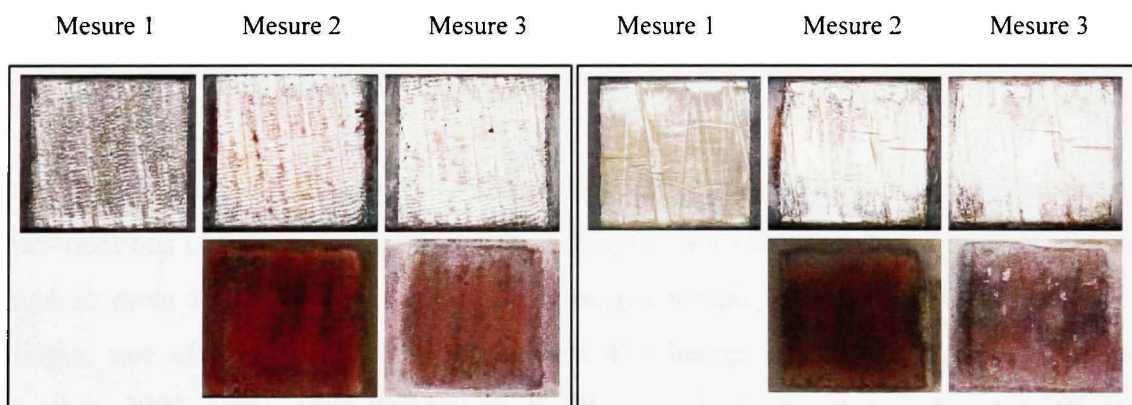
L'inspection visuelle a permis de prendre des photos de la surface des défauts ainsi que de celles des plaques et ou paquets de tôles de mise à la terre, en fonction du vieillissement. Les figures 4.32, 4.33 et 4.34 illustrent le défaut A de chacune des barres, avec la surface initiale (à gauche), la mesure 2 (au centre) et la mesure 3 (à droite).





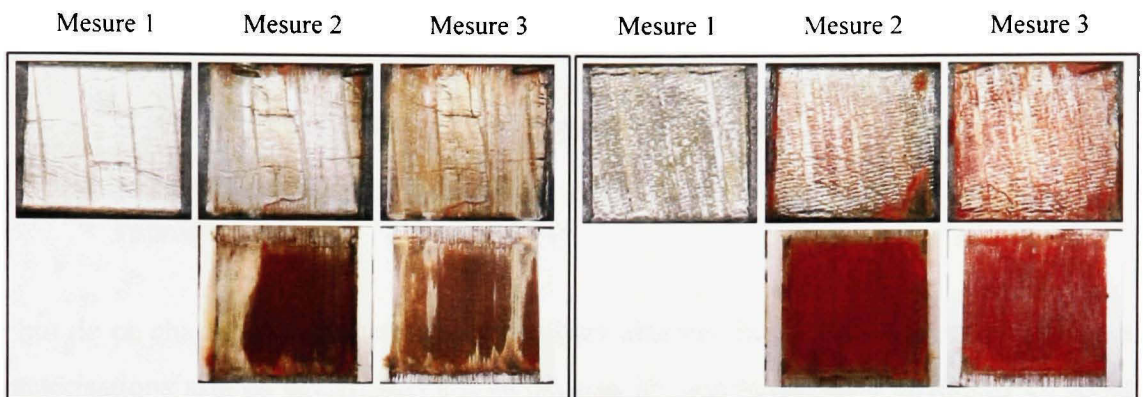
**Figure 4.32** *Les surfaces d'un défaut de la barre 1 (gauche) et la barre 2 (droite).*

Sur la figure 4.32, la surface des défauts présente une quantité considérable d'oxyde de fer sous forme de poudre libre. De plus, l'oxydation des plaques de mise à la terre présentent les mêmes formes que les dépôts de poudre retrouvés sur la surface des défauts.



**Figure 4.33** *Les surfaces d'un défaut de la barre 3 (gauche) et la barre 4 (droite).*

Sur la figure 4.33, la surface des défauts vieillis avec une contrainte thermique ne présente pas les mêmes caractéristiques que sur la figure 4.32. il n'y a pas de dépôts d'oxyde de fer sous forme de poudre libre. De plus, l'oxydation créée sur la surface des plaques de mise à la terre est beaucoup plus rougeâtre avec des traces noires.



**Figure 4.34** *Les surfaces d'un défaut de la barre 5 (gauche) et la barre 6 (droite).*

Dans le cas de la figure 4.34, la surface des défauts présente des traces d'érosion en forme de lignes occasionnées par la vibration des paquets de tôles. De plus, il est intéressant de noter que les deux barres vieillissent différemment. Rappelons que le type d'isolant de ces deux barres est différent.

#### **4.8 La conclusion du chapitre**

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats des mesures périodiques de caractérisations obtenus sur les six barres en fonction du vieillissement. Le vieillissement a débuté au mois d'août 2007 et en plus de la mesure initiale, deux séries de mesures ont été réalisées, une série en septembre 2007 après 470 heures de vieillissement et l'autre en novembre 2007 après 1295 heures de vieillissement. Les mesures de caractérisations réalisées sur les barres durant les arrêts périodiques étaient la mesure des DP, des courants de polarisation et dépolarisation, de la conductivité de surface (isolant et plaque de mise à la terre), du profil de surface et finalement une inspection visuelle.

Le prochain chapitre présentera l'analyse des résultats obtenus durant toute la période de vieillissement, afin de déterminer l'impact de chacune des conditions sur l'évolution de la dégradation de l'isolation de masse due aux DP d'encoche.



## **CHAPITRE 5**

### **ANALYSE DES RÉSULTATS**

#### **5.1 Introduction**

Le but de ce chapitre est d'analyser les résultats obtenus durant les mesures périodiques de caractérisations afin de déterminer s'il se dégage des comportements différents en fonction des conditions de vieillissement. Pour ce faire, la première partie de ce chapitre présente l'analyse des résultats pour les mesures des barres en groupe. Ensuite, la deuxième partie présente l'analyse des résultats dans chacune des conditions de vieillissement, c'est-à-dire vieillissement électrique seul, vieillissement électrique avec contrainte thermique et vieillissement électrique avec contrainte thermique et mécanique. Finalement, même si les durées de vieillissement sont courtes pour ce type d'isolant, les résultats sont comparés afin de déterminer l'impact des différentes conditions de vieillissement sur l'évolution de la dégradation de l'isolation de masse due aux DP d'encoche.

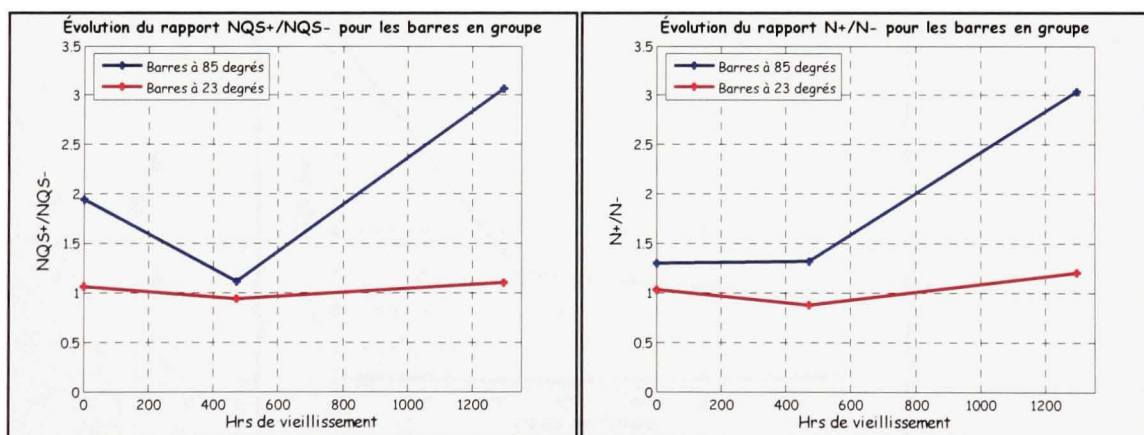
#### **5.2 Les barres en groupe**

La seule mesure effectuée sur les six barres en groupe est celle des DP. Elle est donc la seule qui permet de mesurer directement l'influence de la température sur l'intensité des DP. Les figures 4.5 et 4.6 présentent les patrons PRPD des mesures à chaud et des mesures à la température ambiante.

L'intensité des DP d'encoche est beaucoup plus importante aux trois séries de mesures de la figure 4.5 que celle aux trois séries de mesures à l'ambient de la figure 4.6. La forme triangulaire typique de la signature PRPD des DP d'encoche est demeurée présente sur toutes les mesures à chaud de la figure 4.5. De plus, la mesure 2 présente une amplitude des DP négatives  $Q^-$  plus élevée que celle des DP positives  $Q^+$ , ce qui est contraire au comportement habituel (Hudon et Belec, 2005). Par contre, les valeurs positives du courant apparent moyen,  $NQS^+$  et du nombre de DP,  $N^+$  sont tous deux plus élevés que les valeurs négatives. Sur la

figure 4.6, l'intensité des DP d'encoche à l'ambiant est beaucoup plus faible pour les trois séries de mesures. Il est important de noter que les échelles sont différentes entre les patrons de ces deux figures. La principale contribution retrouvée sur la figure 4.6 est celle des DP internes qui sont caractérisées par une signature PRPD arrondie et symétrique dans les deux alternances du cycle de la tension d'alimentation. Ce type de DP se produit dans les cavités à l'intérieur de l'isolation de masse. Dans des conditions normales d'opération, ce phénomène est toujours présent dans les alternateurs à 13.8 kV.

Afin d'identifier si l'activité des DP d'encoche est dominante, il est possible d'utiliser les ratios  $NQS+/NQS-$  et  $N+/N-$ . En présence de DP d'encoche, ces rapports sont généralement plus grands que 1. La figure 5.1 illustre l'évolution de ces deux ratios pour les mesures sur les barres en groupe dans les deux conditions.

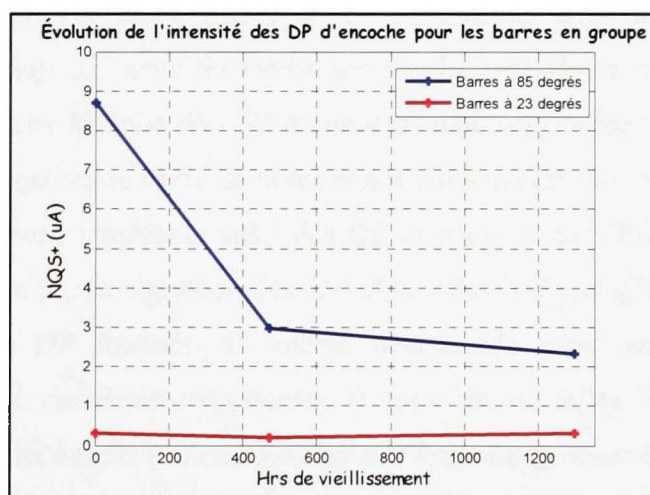


**Figure 5.1** *L'évolution des ratios  $NQS$  et  $N$  en fonction du vieillissement pour les barres en groupe.*

La figure 5.1 permet d'observer que l'activité des DP d'encoche est plus élevée lorsque la température est plus élevée. Ces résultats sont dans le même sens que ceux obtenus dans les travaux précédents (Farahani et al., 2005; Hudon et al., 2007) et énoncés au chapitre 1. L'allure des deux courbes présente une diminution de l'intensité des DP d'encoche à la deuxième série de mesures. Dans le cas des barres à l'ambiant, les ratios de la mesure 2 passent même légèrement en dessous de 1, ce qui signifie que l'activité des DP est plus intense durant l'alternance positive du cycle de la tension d'alimentation. Après 1295 heures

de vieillissement, la figure 5.1 illustre que les DP d'encoche à chaud ont généralement tendance à augmenter l'asymétrie entre les décharges positives et négatives, même si les valeurs du NQS+ et NQS- ont continuellement diminué en fonction du vieillissement. Cette tendance n'est pas claire pour les mesures réalisées à l'ambient car les ratios NQS+/NQS- et N+/N- demeurent assez constants. Il faudrait attendre un temps de vieillissement probablement beaucoup plus long avant qu'une tendance explicite se dégage et ce même dans le cas des mesures à chaud.

Par contre, un élément est toutefois évident, la dégradation sous DP d'encoche est beaucoup plus sévère à chaud qu'à l'ambient. La figure 5.2 présente l'intensité des DP d'encoche donnée par les valeurs positives du courant apparent moyen, NQS+.



**Figure 5.2** *L'évolution du paramètre NQS+ pour les barres en groupe.*

La figure 5.2 permet d'observer que même si l'intensité des DP d'encoche à chaud réduit en fonction du vieillissement, elle reste tout de même près de dix fois plus importante qu'à l'ambient.

### 5.3 Les barres individuelles

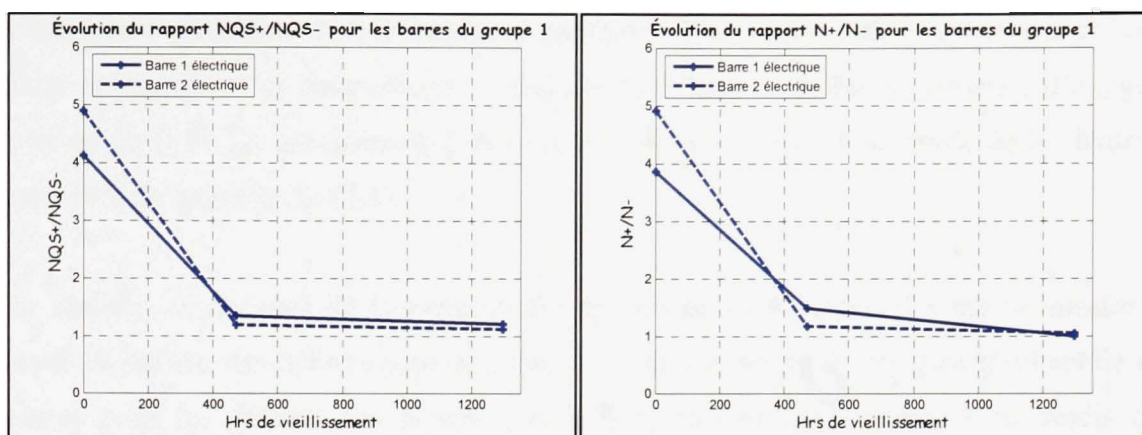
Cette section analyse les résultats obtenus sur toutes les mesures de caractérisations effectuées sur les barres individuelles. Elle est divisée selon les trois différentes conditions de vieillissement.

#### 5.3.1 Le vieillissement électrique (groupe 1)

En fonctionnement normal dans un alternateur hydraulique, il est évident que cette condition ne se produit jamais. Dans ce projet, elle est incluse afin de comprendre la contribution individuelle de ce vieillissement sur la dégradation de l'isolation de masse.

Les patrons PRPD de ces deux barres (1 et 2), illustrés aux figures 4.8 et 4.9, ont significativement changé au cours du vieillissement. La première mesure illustre, pour ces deux barres, la signature typique des DP d'encoche avec une forme triangulaire dominante durant l'alternance négative du cycle de la tension d'alimentation. En plus de la signature des DP d'encoche, la mesure 1 présente aussi des DP internes. Durant la première séquence de vieillissement (mesure 2), la signature des DP d'encoche a disparu laissant seulement une signature typique de DP internes. Le même phénomène s'est aussi produit durant la deuxième séquence de vieillissement (mesure 3). En effet, les ratios NQS et N illustrés à la figure 5.3 pour ces deux barres, ont continuellement diminué au cours du vieillissement, pour se rapprocher de la valeur unitaire, ce qui confirme la disparition des DP d'encoche.



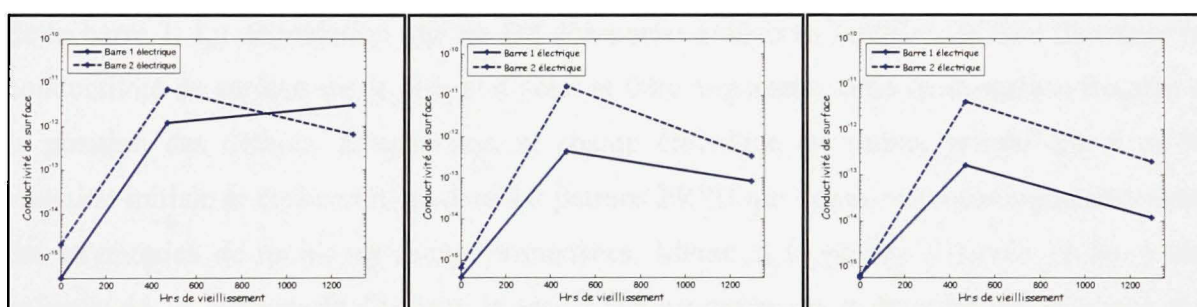


**Figure 5.3** *L'évolution des ratios NQS et N en fonction du vieillissement pour les barres du groupe 1.*

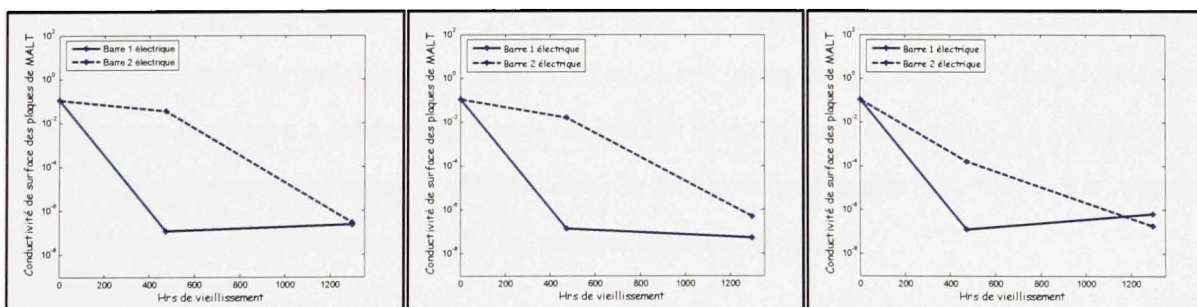
L'inspection visuelle de la surface des défauts de ces barres ainsi que des plaques de mise à la terre, illustrée à la figure 4.32 présente une quantité considérable de dépôts d'oxyde de fer sous forme de poudre libre. Cette poudre d'oxyde de fer semble s'être déposée en fonction des irrégularités de la surface de l'isolant. La géométrie de l'érosion retrouvée sur les plaques d'acier coïncide avec les dépôts de poudre sur la surface des défauts. Cette observation indique qu'à certains endroits sur les défauts, l'activité de DP était plus intense qu'à d'autres. Ce phénomène s'explique par les variations de l'espacement d'air entre la surface du défaut et la surface de la mise à la terre. Ainsi, les petites dépressions sur la surface des défauts vont contribuer à augmenter l'espacement d'air, ce qui contribue à augmenter l'intensité des DP d'encoche aux endroits où les conditions sont les plus favorables pour causer la rupture diélectrique de l'air. Il a été démontré que lorsque l'espacement d'air augmente dans les limites qui nous intéressent ici, l'intensité des DP d'encoche augmente aussi (Hudon et al., 2007). Pour les barres du groupe 1, la poudre d'oxyde de fer s'est accumulée aux sites de DP les plus intenses en quantité suffisante pour remplir les petites dépressions et possiblement court-circuiter l'espacement d'air. En conséquence, cette accumulation de poudre d'oxyde de fer serait responsable de la réduction du champ électrique et de la disparition de l'activité des DP d'encoche sur les barres 1 et 2. Le même phénomène avait déjà été observé par Wilson et Jackson du CEGB lors d'un vieillissement électrique de bobines affectées par des DP d'encoche (Jackson et Wilson, 1982). Selon leurs travaux, les dépôts importants de poudre d'oxyde auraient été occasionnés par la présence d'humidité aux sites de DP, lors du

vieillissement électrique à la température ambiante. Dans notre cas, une analyse de cette poudre réalisée avec un microscope à balayage (S-3600N) a révélé la présence d'oxygène (O) et de fer (Fe). La stœchiométrie de cette poudre serait celle d'un oxyde de fer hydraté, c'est-à-dire du type  $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot x\text{H}_2\text{O}$ .

Pour réaliser les mesures de la conductivité de surface de l'isolant, il a été nécessaire de balayer la surface des défauts pour éliminer la poudre d'oxyde de fer. Les résultats de ces mesures pour les défauts des barres 1 et 2 sont présentés au tableau 4.16 tandis que l'évolution des mesures est illustrée sur la figure 5.4. De plus, les résultats pour la surface des plaques d'acier servant de mise à la terre pour ces barres sont présentés au tableau 4.17 alors que la figure 5.5 illustre l'évolution de ces mesures en fonction du vieillissement.



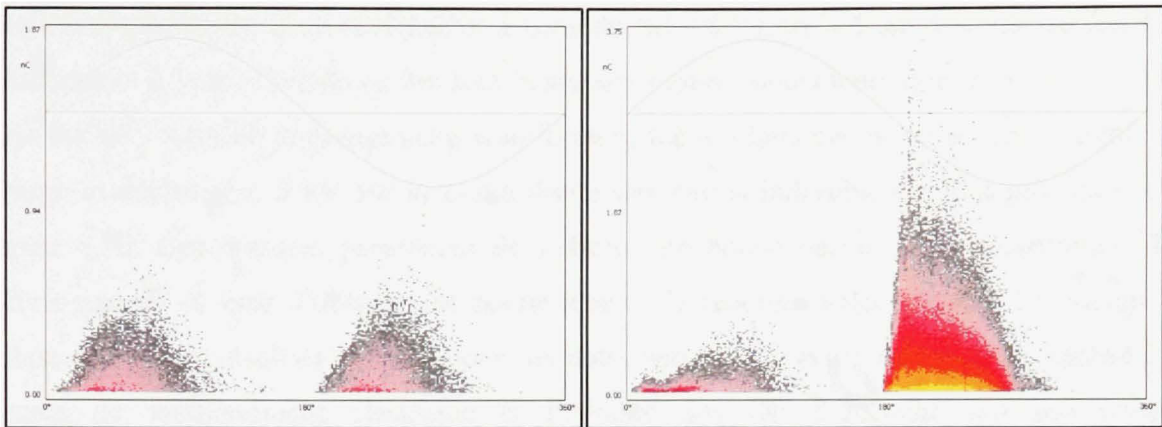
**Figure 5.4** L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite) des barres du groupe 1.



**Figure 5.5** L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite) des barres du groupe 1.

La conductivité de ces deux surfaces a une grande importance dans le changement du mécanisme des DP d'encoche. Comme il a été mentionné au chapitre 2, ce type de DP présente une asymétrie (en faveur des décharges positives qui surviennent durant l'alternance négative du cycle de la tension d'alimentation), qui est occasionnée par les deux différentes surfaces impliquées (isolant / conducteur). Les résultats retrouvés sur la figure 5.5 montrent que la conductivité de surface des plaques d'acier de ces barres a diminué durant la première séquence de vieillissement pour tous les défauts. Par contre, durant la deuxième séquence de vieillissement, les défauts A et C de la barre 1 ont légèrement augmenté leur conductivité de surface. Quant aux surfaces isolantes, l'évolution de leur conductivité, illustrée sur la figure 5.4, montre une augmentation de la conductivité de surface pour tous les défauts de ces deux barres durant la première séquence de vieillissement. Ensuite, durant la deuxième séquence de vieillissement, la conductivité de surface a diminué pour tous les défauts sauf le défaut A de la barre 1. La dégradation due au DP d'encoche a donc eu tendance à faire diminuer la conductivité de surface sur la plaque d'acier et faire augmenter celle de la surface isolante à la position des défauts. L'asymétrie du champ électrique est moins grande que dans la situation initiale et ceci se reflète dans les patrons PRPD qui donne aussi des signatures avec des asymétries de moins en moins prononcées. Même si la poudre d'oxyde de fer a été enlevée de la surface de l'isolant et que l'augmentation de la conductivité n'a pas été caractérisée, il est évident que celle-ci joue un rôle important dans la disparition des patrons PRPD de DP d'encoche. À l'arrêt périodique du mois de novembre (mesure 3), une mesure de DP a été effectuée sur la barre 2 avec et sans les dépôts d'oxyde de fer sur les trois surfaces isolantes. En présence de cette poudre, il n'y avait aucun signe de DP d'encoche, mais lorsque la poudre a été retirée, l'activité des DP d'encoche a recommencé. La différence entre les mesures avec et sans les dépôts d'oxyde de fer est présentée à la figure 5.6. Notons que les échelles verticales ne sont pas les mêmes dans ces deux cas.





**Figure 5.6** *Une mesure de DP sur la barre 2 avec les dépôts d'oxyde de fer (gauche) et sans les dépôts d'oxyde de fer (droite).*

Dans les alternateurs hydrauliques, les barres sont positionnées verticalement dans les encoches au lieu d'être dans une position horizontale comme dans le laboratoire. Lorsqu'elle est présente, la poudre d'oxyde de fer ne peut donc pas s'accumuler sur la surface des barres car elle tombe sous l'influence de la gravitation. C'est pourquoi à une prochaine étape du vieillissement, les barres 1 et 2 seront repositionnées de sorte que les dépôts d'oxyde de fer puissent tomber au sol.

D'autre part, les résultats des mesures du profil de surface des défauts, présentés au tableau 4.18 et à la figure 4.29, n'indiquent pas de changements importants de la surface des défauts. Après 1295 heures de vieillissement électrique seul, l'attaque des DP d'encoche (lorsque présente) n'a pas dégradée significativement la surface de l'isolant. Les paramètres de la rugosité de surface ( $S_a$  et  $S_t$ ) sont demeurés sensiblement les mêmes pour les trois mesures. Tandis que les reproductions photos de la mesure 1 et de la mesure 3 illustrent des surfaces assez similaires autant pour le défaut de la barre 1 que celui de la barre 2.

Les mesures des courants de charge et décharge sur les barres complètes individuelles à 5 kV illustrées à la figure 4.16, ont présenté des résultats assez similaires sur les trois séries de mesures. La principale différence entre les résultats obtenus pour la barre 1 et la barre 2, est occasionnée par l'influence des développantes. En effet, la barre 2 a sur les deux développantes des revêtements à base de carbure de silicium (SiC), tandis que la barre 1 a



une développante avec un revêtement à base de SiC et l'autre à base d'oxyde de fer. Les revêtements à base d'oxyde de fer sont beaucoup moins conducteurs que les revêtements à base de SiC. Afin de diminuer cette contribution, les résultats des mesures des courants de charge et décharge à 5 kV sur la partie droite des barres individuelles sont présentés à la figure 4.20. Ces mesures permettent de réduire une bonne partie de la contribution des développantes et ainsi d'obtenir une bonne idée de la réponse diélectrique de l'isolation de masse seule. Les résultats obtenus pour ces deux barres sont assez semblables. Après 1295 heures, le vieillissement électrique et l'attaque des DP d'encoche n'a pas affecté significativement les propriétés de l'isolation de masse de ces deux barres.

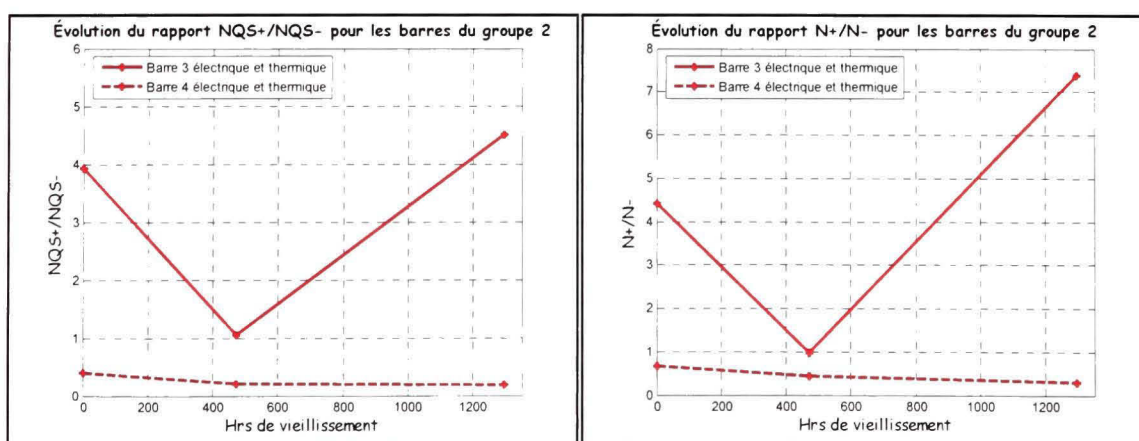
En conclusion, les barres 1 et 2 soumises à un vieillissement électrique seul ne présentent pas une dégradation prononcée de la surface de l'isolant. Le point important dans cette condition est la présence de dépôts de poudre d'oxyde de fer qui altère le mécanisme des DP d'encoche. Cet oxyde augmente la conductivité à la surface de l'isolant et réduit celle des plaques de mise à la terre. La quantité d'oxyde de fer devient, après peu de temps d'exposition aux DP, probablement assez grande pour court-circuiter l'espace d'air et faire disparaître les DP d'encoche. Dans la suite du projet, des modifications seront nécessaires afin de limiter l'accumulation de la poudre d'oxyde de fer sur la surface des défauts et permettre aux DP d'encoche de se maintenir.

### **5.3.2 Le vieillissement électrique avec contrainte thermique (groupe 2)**

Sous des conditions normales d'opération, les alternateurs hydrauliques sont toujours soumis à des contraintes thermiques. Leur température de fonctionnement est directement dépendante de la puissance fournie.

Dans le cas de la barre 3, les patrons PRPD de la mesure 1 et 3 illustrés à la figure 4.10, présentent une signature typique de DP d'encoche avec en plus, la présence de DP internes. En contrepartie, la mesure 2, qui révèle des ratios NQS et N très près de 1 (tableau 4.6 et figure 5.7), illustre seulement une signature typique de DP internes. Quant à eux, les patrons

PRPD de la barre 4 illustrés à la figure 4.11, présentent un cas assez spécial pour les trois mesures. La signature de DP d'encoche est présente sur la mesure 1, mais celle-ci est difficile à repérer, car elle est dominée par une autre source de DP. De plus, la signature de DP d'encoche est inexistante sur les mesures 2 et 3. Dans tous les cas, la signature PRPD illustrée à la figure 4.11 est dominée par une activité de DP ayant la signature de type délamination. Cette signature est de forme arrondie avec une asymétrie en faveur des décharges négatives qui surviennent durant l'alternance positive du cycle de la tension d'alimentation. Dans ce cas, les ratios NQS et N illustrés à la figure 5.7, sont en dessous de 1. Généralement, ce type de DP se manifeste lorsque l'isolation de masse se décolle du conducteur en cuivre haute tension, d'où le nom délamination. Il y a donc une asymétrie (conducteur/isolant), mais contrairement aux DP d'encoche, la surface isolante devient la cathode durant l'alternance positive du cycle de la tension, ce qui explique que l'asymétrie est en faveur des décharges négatives. Selon Hudon et Bélec (Hudon et Belec, 2005), les DP de type délamination ne sont pas communes avec les barres qui ont un système d'isolation époxy-mica. Afin de déterminer hors de tous doutes qu'il s'agit bien de ce phénomène, il faudrait pratiquer une dissection sur cette barre et cette option n'est pas envisageable avant la fin du vieillissement.



**Figure 5.7** L'évolution des ratios  $NQS$  et  $N$  en fonction du vieillissement pour les barres du groupe 2.

Par contre, il est intéressant de noter que la barre 4 possède un isolant identifié type 2 (tableau 3.1) tandis que la barre 3 possède celui identifié type 1 (tableau 3.1). Il est donc

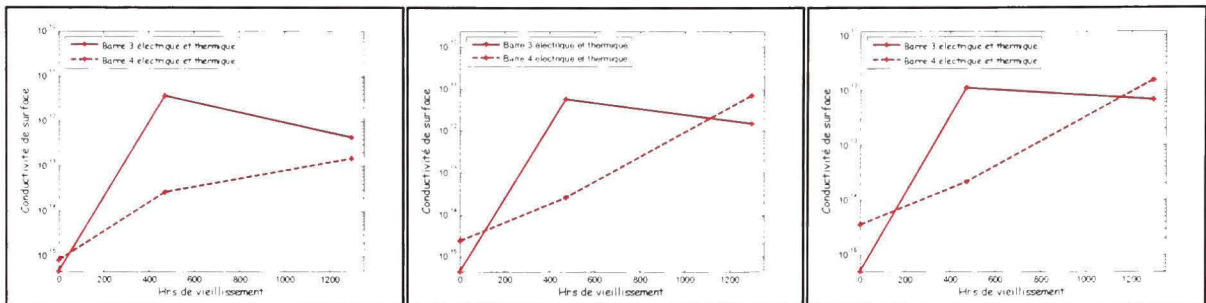
possible que ce type d'isolant soit plus propice à la délamination. D'ailleurs, la barre 5 est l'autre barre du lot qui possède aussi l'isolant de type 2 et la mesure 2 de cette barre illustrée à la figure 4.12, présente un début de signature PRPD de type délamination.

Une différence importante ici, avec les deux barres du groupe 1, est que la température à laquelle les mesures de DP s'effectuent n'est pas celle du vieillissement et à haute température, l'activité de DP d'encoche est probablement beaucoup plus grande sur les barres 3 et 4 que ce qui est illustrée aux figures 4.10 et 4.11. D'ailleurs, on voit bien aux tableaux 4.2 et 4.3 que l'activité des DP d'encoche est 5 à 10 fois plus importante à chaud qu'à l'ambiant.

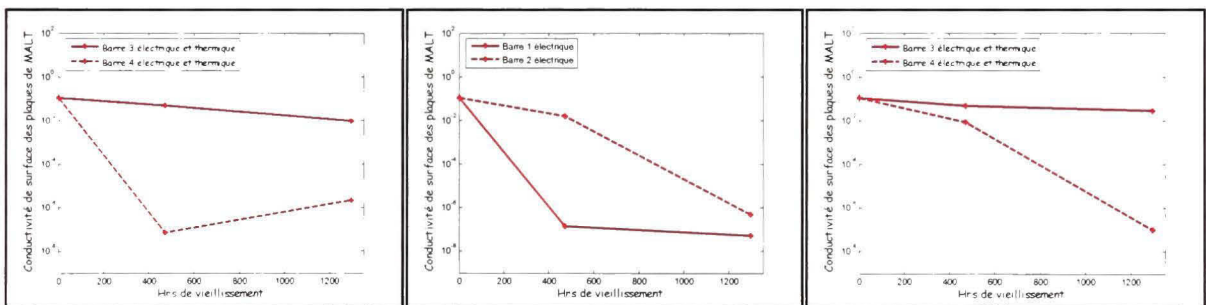
Les résultats des mesures de la conductivité de surface des défauts sont présentés au tableau 4.16, tandis que la figure 5.8 illustre l'évolution de la conductivité de surface pour les trois défauts de ces deux barres en fonction du vieillissement. Les résultats des mesures pour les plaques d'acier présentés au tableau 4.17 ainsi qu'à la figure 5.9 montrent de façon générale, une diminution en fonction du vieillissement, sauf pour le défaut A de la barre 4 qui a augmenté durant la deuxième séquence de vieillissement. Dans le cas de la barre 3, la conductivité de surface des défauts a augmenté durant la première séquence de vieillissement pour ensuite diminuer durant la deuxième séquence de vieillissement. Cette évolution est cohérente avec l'activité des DP d'encoche, c'est à dire une diminution de l'intensité des DP d'encoche à la mesure 2 lorsque la conductivité de surface des défauts augmente et une augmentation de l'intensité des DP d'encoche à la mesure 3 lorsque la conductivité de surface des défauts diminue. La raison de ce phénomène d'augmentation suivi d'une diminution n'est pas très bien comprise, mais comme il est mentionné dans la section précédente, lorsque la conductivité de surface des défauts augmente et que celle des plaques d'acier diminue, l'asymétrie due à la nature des surfaces impliquées diminue aussi. Pour ces deux barres, il n'a pas été nécessaire de balayer la surface avant de faire la mesure de conductivité. Pour ce qui est de la barre 4, les résultats de la conductivité de surface des défauts ont continuellement augmenté en fonction du vieillissement, un comportement qui peut être typique à l'isolant de type 2. Cette augmentation sur la barre 4 ne devrait pas



influencer les patrons PRPD de type délamination, mais elle devrait plutôt avoir une incidence sur la diminution de l'activité des DP d'encoche.



**Figure 5.8** L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite) des barres du groupe 2.



**Figure 5.9** L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite) des barres du groupe 2.

D'un autre côté, l'inspection visuelle sur les barres 3 et 4 illustrée à la figure 4.33, a révélé une dégradation de surface due à l'attaque des DP d'encoche, très similaire entre les deux types d'isolant. Contrairement aux barres 1 et 2, la surface des défauts ne présente pas de dépôts d'oxyde de fer sous forme de poudre libre. Les composants de l'isolation de masse se sont par contre séparés en surface, pour donner lieu à des flocons de mica libre. Une analyse de ces flocons réalisée à l'aide d'un microscope à balayage, a principalement révélé la présence de silicium (Si), d'aluminium (Al), de potassium (K) d'oxygène (O) et de fer (Fe). Chimiquement, le mica est un composé complexe de silicate d'aluminium avec du potassium, magnésium, fer et autres traces d'éléments (Stone et al., 2004). La décomposition de la surface de l'isolant est probablement occasionnée par un phénomène d'électroérosion



engendré par les DP, additionnée à une dégradation thermique. Ici, la température de surface des barres s'ajoute à celle locale due à l'énergie libérée par les DP. En comparaison avec les barres 1 et 2, la température semble avoir éliminée la présence d'humidité dans le processus d'oxydation de l'acier. La surface des plaques d'acier des barres 3 et 4, illustrée à la figure 4.33, présente une oxydation d'une couleur beaucoup plus rougeâtre avec des traces noires, ce qui indique que la température plus élevée favorise la formation d'un autre type d'oxyde de fer que celui retrouvé sur les barres du groupe 1. Conséquemment, ces deux surfaces (isolant et mise à la terre) montrent qu'il y a eu une augmentation intense de la température locale aux défauts. Clairement, cette condition combinée à une attaque de DP d'encoche engendre une dégradation beaucoup plus prononcée de la surface de l'isolant que la condition du groupe 1. Ces modifications sont présentées dans les résultats des mesures du profil de surface (tableau 4.19 et figure 4.30) en fonction du vieillissement. Les paramètres de la rugosité de surface ( $S_a$  et  $S_t$ ) ont augmenté durant les deux séquences de vieillissement. En fait, ces barres présentent les plus grandes variations du paramètre  $S_a$ , même si l'activité de DP à la température ambiante a rapidement disparue sur la barre 4 et est faible sur la barre 3.

Les mesures des courants de charge et décharge des barres complètes individuelles à 5 kV qui sont illustrées à la figure 4.17, présentent des courbes identiques sur les trois mesures pour la barre 3 et presque identiques pour la barre 4. Le même phénomène est retrouvé sur les mesures de la partie droite illustrées à la figure 4.21. Après 1295 heures, ces mesures indiquent que l'isolation de masse, n'est pas sensible au vieillissement électrique localisé avec contrainte thermique. En fait, les revêtements anti-effluves sont beaucoup plus affectés par la température que l'isolation de masse. D'ailleurs, même si les résultats de la barre complète 4 ne présentent pas de différence majeure, le léger décalage observé sur la figure 4.17 (à droite) provient des développantes à base de SiC. En effet, lorsque les revêtements anti-effluves à base de SiC sont soumis à une contrainte thermique, ceux-ci réticulent et deviennent légèrement moins conducteurs.

En conclusion, les barres 3 et 4 soumises à un vieillissement électrique avec une contrainte thermique présentent la dégradation de la surface de l'isolant la plus prononcée de toutes les

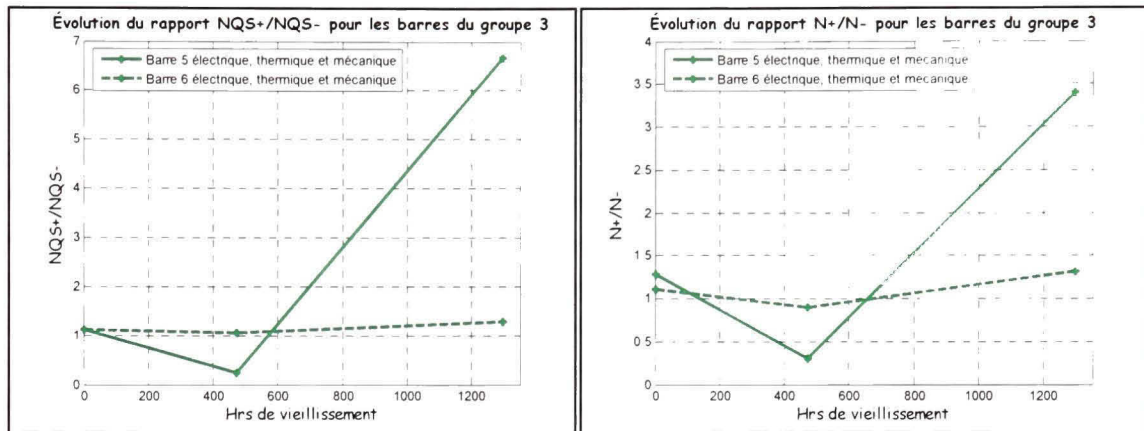
barres. Les résultats obtenus pour la barre 3 démontrent que l'évolution des DP d'encoche a probablement subi une phase de transition durant la première séquence de vieillissement. Dans le cas de la barre 4, il est difficile d'identifier l'évolution des DP d'encoche, du fait que les patrons PRPD ont disparu à l'ambient durant les deux séquences de vieillissement pour mettre en évidence seulement des patrons PRPD de type délamination. Malheureusement, ces tendances ne peuvent pas être mesurées à chaud et dans ce cas, il est possible que la mesure des DP à l'ambient soit un moins bon indicateur du vieillissement que la mesure du profil de surface.

### 5.3.3 Le vieillissement électrique avec contrainte thermique/mécanique (groupe 3)

La contrainte mécanique est un facteur déterminant dans l'évolution des DP d'encoche. Elle peut être la cause de l'apparition des DP d'encoche et elle accélère la dégradation de l'isolation de masse menant à une usure prématurée de celui-ci.

Les patrons PRPD de la barre 5 illustrés à la figure 4.12, révèlent une signature de DP d'encoche à la mesure 1 avec une amplitude très faible (ratio NQS de 1.12 illustré à la figure 5.10). Par la suite, cette signature a complètement disparu durant la première séquence de vieillissement pour laisser paraître une signature de DP de type délamination similaire à celle de la barre 4 (ces deux barres possèdent le même type d'isolant). Les ratios NQS et N de la mesure 2, retrouvés à la figure 5.10 sont en dessous de 1. Durant la deuxième séquence de vieillissement, l'activité des DP d'encoche a par contre, considérablement augmenté. Cette augmentation est d'ailleurs la plus prononcée de toutes les barres avec un ratio  $NQS^+/NQS^-$  de 6.66 et une valeur positive du courant apparent moyen parmi les plus élevée  $NQS^+$  de  $0.34 \mu A$ . Quant à eux, les patrons PRPD de la barre 6 illustrés à la figure 4.13, présentent une signature de DP d'encoche assez faible sur les mesures 1 et 3 et aucune activité de ce type de DP n'est perceptible sur la mesure 2. Les ratios NQS et N illustrés à la figure 5.10 sont très près de 1 pour la mesure 1 et 2, tandis qu'ils augmentent pour la mesure 3. Les trois patrons PRPD de cette barre présentent une contribution des DP internes assez importante. Encore

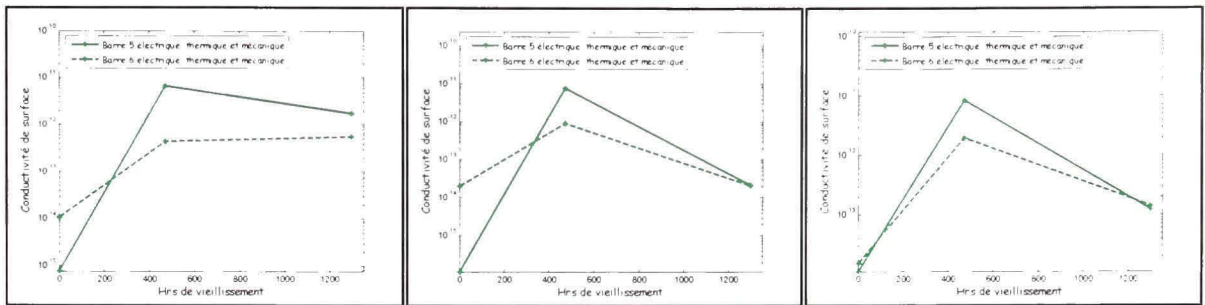
une fois ici, les mesures de DP à la température ambiante ne sont peut-être pas représentatives des conditions de vieillissement.



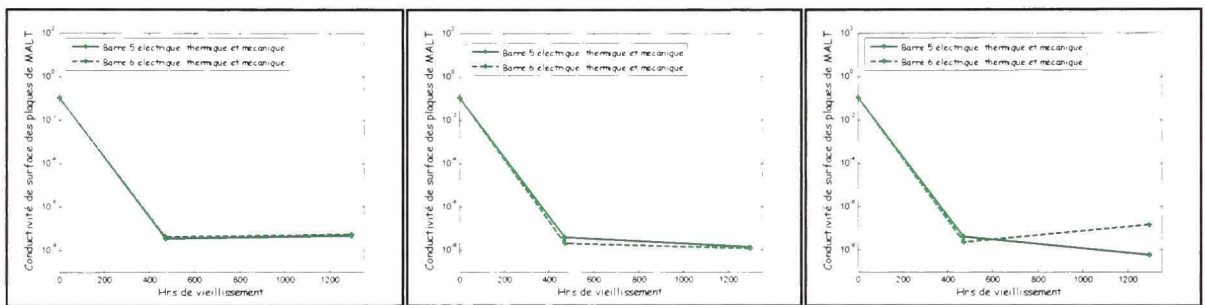
**Figure 5.10** *L'évolution des ratios NQS et N en fonction du vieillissement pour les barres du groupe 3.*

Les résultats des mesures de la conductivité de surface des défauts sont présentés au tableau 4.16, tandis que la figure 5.11 illustre l'évolution en fonction du vieillissement. Les résultats de ces mesures pour les paquets de tôles présentés au tableau 4.17, ainsi qu'à la figure 5.12 illustrent que de façon générale, la conductivité de surface a diminué en fonction du vieillissement, sauf pour les défauts A et C de la barre 6 qui ont augmenté légèrement leur conductivité durant la deuxième séquence de vieillissement. L'évolution présentée à la figure 5.11 illustre une augmentation de la conductivité de surface de l'isolant pour tous les défauts de ces deux barres durant la première séquence de vieillissement. Ensuite, durant la deuxième séquence de vieillissement, la conductivité de surface a diminué pour tous les défauts sauf le défaut A de la barre 6 qui a très légèrement augmenté. Cette évolution est dans le même sens que celle observée pour la barre 3. Une augmentation de la conductivité de surface des défauts occasionnerait une diminution de l'activité des DP d'encoche telle que retrouvée sur la mesure 2, tandis qu'une diminution de la conductivité de surface des défauts engendrerait une augmentation de l'activité des DP d'encoche et ce résultat est valable pour les deux barres (5 et 6).





**Figure 5.11** *L'évolution de la conductivité de surface des défauts A (à gauche), B (au centre) et C (à droite) des barres du groupe 3.*



**Figure 5.12** *L'évolution de la conductivité de surface des électrodes de mise à la terre placées sur les défauts A (gauche), B (centre) et C (droite) des barres du groupe 3.*

L'inspection visuelle illustrée à la figure 4.34, a révélé une dégradation de la surface isolante, due à l'attaque des DP d'encoche additionnée à la vibration des paquets de tôles, très différente pour les deux types d'isolant. La barre 5 présente des signes d'érosion qui sont visibles sur toute la surface du défaut et l'oxydation des paquets de tôles est plus brune avec la présence de poudre blanche. Cette érosion favorise l'activité des DP d'encoche en créant des espacements d'air entre la surface de l'isolant et celle du paquet de tôles. Quant à eux, les patrons d'érosion de la barre 6 ne sont visibles qu'en périphérie des défauts et dans ce cas, l'oxydation des paquets de tôles, présente une couleur plus orangée. La différence entre la couleur de l'oxydation sur ces deux barres peut être occasionnée par la différence entre les deux types d'isolation de masse (barre 5, type 2 et barre 6, type 1) et les réactions électrochimiques qui en découlent. De plus, les défauts de ces deux barres ne présentent pas de dépôts significatifs de poudre d'oxyde de fer. Par contre, s'il y a formation de poudre d'oxyde de fer, elle est probablement attirée sur la surface des paquets de tôles en raison des



puissants aimants permanents positionnés sur le dessus de ceux-ci. Même si ces barres sont soumises à la même température de surface ( $85^{\circ}\text{C}$ ) que les barres 3 et 4, il n'est pas possible de retirer autant de flocons de mica de la surface. Ainsi, la dégradation des composants de l'isolation de masse semble en apparence moins significative que les barres soumises à la condition précédente. Par contre, l'action dynamique des paquets de tôles a pu contribuer à balayer les flocons de mica libres hors de la surface des défauts. En fonction du vieillissement, les modifications de la surface de l'isolant sont présentées dans les résultats des mesures du profil de surface (tableau 4.20 et figure 4.31). Les reproductions photos illustrent bien les patrons d'érosion de la barre 5, tandis que ceux de la barre 6 ne sont pas perceptibles. L'augmentation du paramètre  $St$  est plus grande pour la barre 6 que pour la barre 5, tandis que le paramètre  $Sa$  n'a pratiquement pas changé pour la barre 6 et a augmenté faiblement pour la barre 5. L'augmentation de ces paramètres pour la barre 5 est cohérente avec les marques d'érosion mécaniques sur l'isolant. Pour la barre 6, l'augmentation marquée du paramètre  $St$  durant la deuxième séquence de vieillissement est due à quelques flocons de mica retirés de la surface isolante.

Les mesures des courants de charge et décharge des barres complètes individuelles à 5 kV qui sont illustrées à la figure 4.18, présentent des courbes presque identiques sur les trois mesures de ces deux barres. Le même phénomène est retrouvé sur les mesures de la partie droite illustrées à la figure 4.22. Après 1295 heures de vieillissement, ces mesures indiquent que l'isolation de masse des barres n'est pas affectée par le vieillissement électrique localisé avec contrainte thermique et mécanique. De même que pour les barres 3 et 4, les revêtements anti-effluves à base de SiC sont beaucoup plus affectés par la température que l'isolation de masse. D'ailleurs, la barre complète 6 illustrée figure 4.18 (à droite), présente aussi un léger décalage qui provient des développantes. Comme pour la barre 4, lorsque les revêtements anti-effluves à base de SiC sont soumis à une contrainte thermique, ceux-ci réticulent et deviennent légèrement moins conducteurs.

En conclusion, les barres 5 et 6 soumises à un vieillissement électrique avec contrainte thermique et mécanique, présentent une évolution de l'activité des DP d'encoche similaire

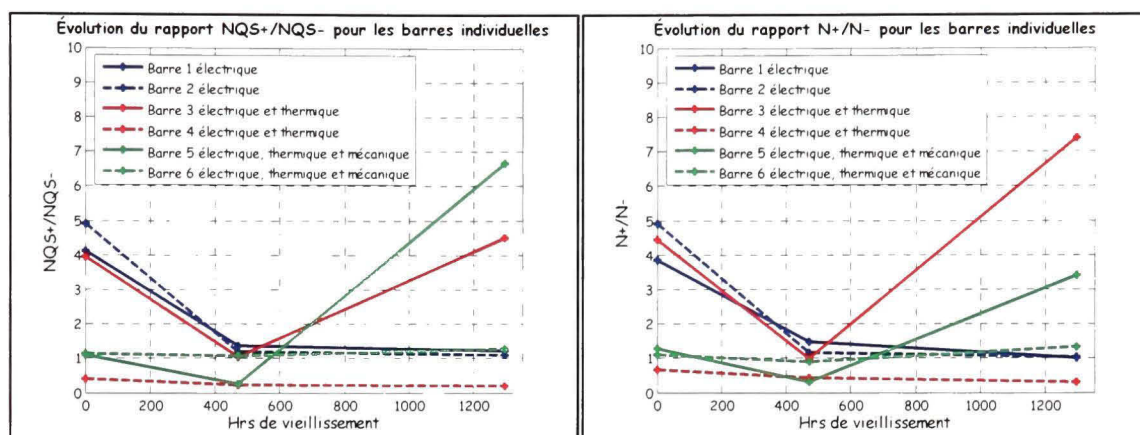
dans les deux cas, c'est-à-dire une disparition du phénomène durant la première séquence de vieillissement pour ensuite réapparaître durant la deuxième séquence de vieillissement. Ces résultats en concordance avec ceux obtenus pour la barre 3, indiquent que l'évolution des DP d'encoche a probablement subi une phase de transition, mais rappelons que cette tendance n'est pas représentative des conditions de vieillissement à chaud. Finalement, la barre 5 qui démontre les patrons d'érosion les plus prononcés, est celle qui a subi l'augmentation la plus significative de l'activité des DP d'encoche à la température ambiante. En conséquence, si cette tendance se précise dans le futur, ceci suggérerait que le vieillissement électrique avec contrainte thermique et mécanique serait la pire condition pour la dégradation de l'isolant sous des DP d'encoche.

#### **5.4 La comparaison entre les trois différentes conditions de vieillissement**

La section suivante présente une comparaison entre les trois différentes conditions, vieillissement électrique seul, vieillissement électrique avec contrainte thermique et vieillissement électrique avec contrainte thermique et mécanique. Après 1295 heures de vieillissement, il est trop tôt pour tirer des conclusions définitives et ceci n'est pas surprenant car même si le vieillissement est accéléré par une tension à deux fois la tension nominale, ces isolants sont connus pour avoir des durées de vie de 40 ans ou plus. En conséquence, nous anticipons que les dégradations qui ont débuté vont s'intensifier avec le temps. Ainsi, cette section présente seulement la tendance initiale du vieillissement.

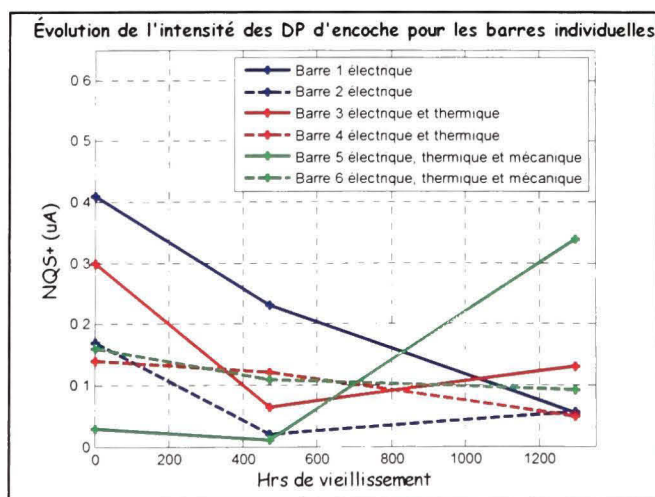
Premièrement, les paramètres importants pour identifier la présence des DP d'encoche sur les barres échantillons aux différentes conditions de vieillissement sont les ratios  $N_{QS+}/N_{QS-}$  et  $N_{+}/N_{-}$ . Ces paramètres illustrés à la figure 5.13 pour les six barres individuelles en fonction du vieillissement, révèlent si les DP d'encoche sont présentes, sans indiquer leur intensité. Cette figure illustre un changement de comportement de l'activité des DP d'encoche entre la première et la deuxième séquence de vieillissement. Rappelons toutefois que l'activité de DP d'encoche mesurée à la température ambiante pourrait ne pas être représentative des conditions de vieillissement à haute température et à haute tension pour les barres 3 à 6. Pour

ce qui est des barres 1 et 2, la température de la mesure est la même que celle du vieillissement, mais pas la tension.



**Figure 5.13** *L'évolution des ratios NQS et N en fonction du vieillissement pour les barres individuelles.*

Après une diminution initiale des DP d'encoche, l'activité a grandement augmenté à la deuxième série de mesures pour les barres 3 et 5, elle est demeurée assez stable pour les barres 4 et 6, alors qu'elle a diminué pour les barres 1 et 2. Les variations des valeurs positives du courant apparent moyen, NQS+, illustrées à la figure 5.14 indiquent les mêmes tendances que les ratios de la figure 5.13 pour les barres 3 et 5.

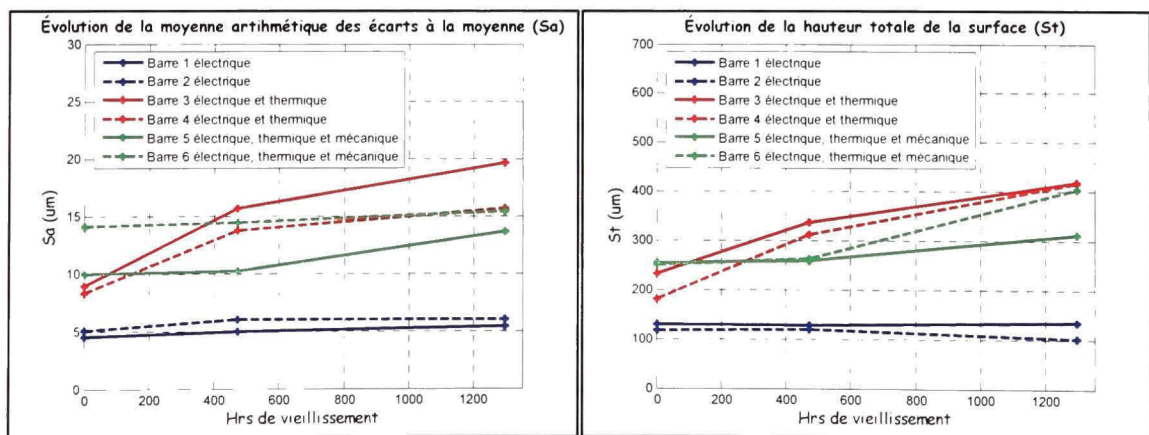


**Figure 5.14** *L'évolution du paramètre NQS+ pour les barres individuelles.*



Toutefois, la figure 5.14 ne spécifie pas si la valeur positive du courant apparent moyen vient des DP d'encoche ou d'autres sources, comme des DP internes ou couronnes. Ainsi, des signatures PRPD, nous savons qu'il y a eu disparition des DP d'encoche sur les barres 1 et 2 et qu'il y a eu augmentation importante de celle-ci sur la barre 5. À la figure 5.13, ce sont seulement les barres 3 et 5 qui présentent une asymétrie de DP d'encoche significative. L'inspection visuelle, de ces deux barres, indique une dégradation de la surface de l'isolant beaucoup plus prononcée sur la barre 3 que sur la barre 5. Après 1295 heures de vieillissement, même s'il est encore trop tôt pour prouver que ces tendances se maintiendront, il y a seulement deux barres (3 et 5) qui se démarquent comme étant celles qui sont le plus affectées par le vieillissement.

L'évolution des paramètres de la rugosité de surface  $S_a$  et  $S_t$  pour un défaut sur chacune des barres est illustrée à la figure 5.15. L'évolution des paramètres de la mesure du profil de surface indique bien une différence dans la dégradation de la surface de l'isolant. La figure 5.15 illustre que les barres 3 et 4 sont celles qui ont subi la plus grande variation des paramètres de la rugosité.



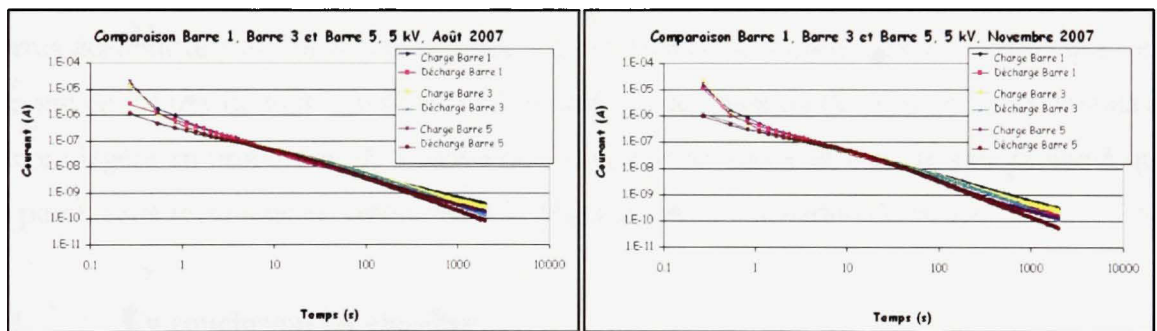
**Figure 5.15** L'évolution des paramètres  $S_a$  et  $S_t$  en fonction du vieillissement pour un défaut sur chacune des barres.

L'inspection visuelle de ces deux barres a présenté une dégradation plus prononcée de la surface des défauts avec des flocons de mica libre en surface. Par contre, la barre 5 qui présente des traces visibles d'usure mécanique ne se démarque pas comme étant celle avec

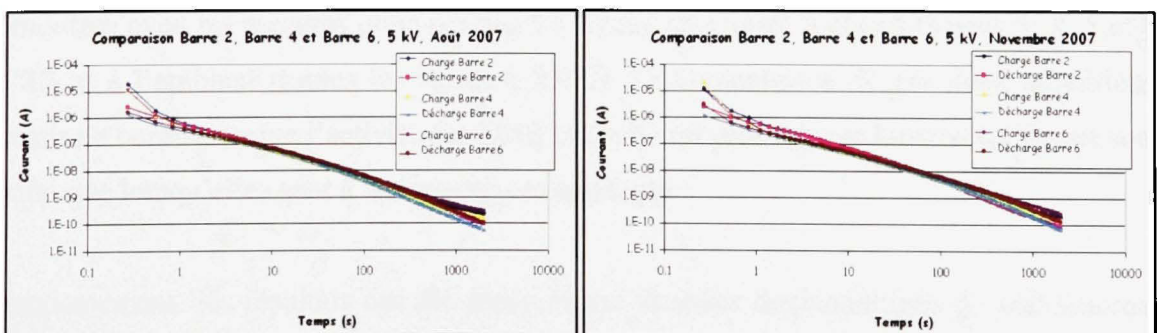


les paramètres de la rugosité les plus élevés, ce qui suppose que la dégradation est assez uniforme sur toute la surface.

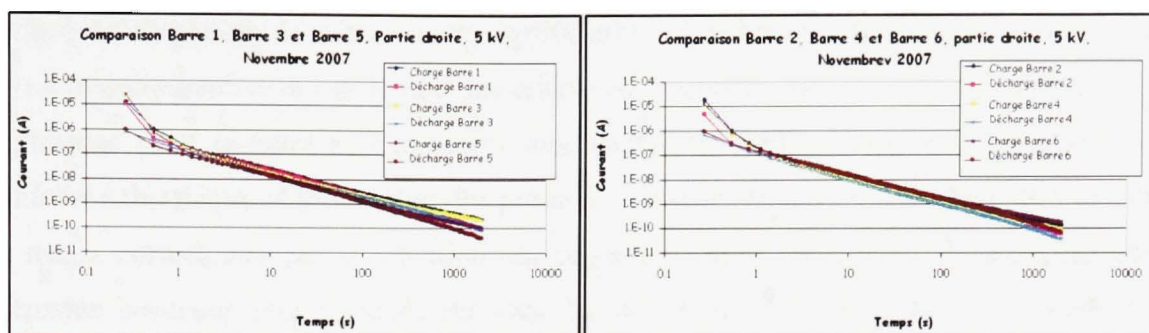
La comparaison entre les mesures des courants de charge et décharge est effectuée entre les barres qui possèdent les mêmes revêtements anti-effluves. La figure 5.16 illustre pour les barres complètes individuelles 1, 3 et 5, la mesure 1 (à gauche) et la mesure 3 (à droite). Ensuite, la figure 5.17 illustre pour les barres complètes individuelles 2, 4 et 6, la mesure 1 (à gauche) et la mesure 3 (à droite). La figure 5.18 illustre les mesures de la partie droite, seulement dans le cas de la mesure 3 (à gauche) pour les barres individuelles 1, 3 et 5 et la mesure 3 (à droite) pour les barres individuelles 2, 4 et 6.



**Figure 5.16** *La comparaison entre les courants de polarisation et de dépolarisation pour les barres complètes 1, 3, et 5, mesure 1 (à gauche) et mesure 3 (à droite).*



**Figure 5.17** *La comparaison entre les courants de polarisation et de dépolarisation pour les barres complètes 2, 4, et 6, mesure 1 (à gauche) et mesure 3 (à droite).*



**Figure 5.18** *La comparaison entre les courants de polarisation et de dépolarisation pour la partie droite des barres 1, 3, et 5, mesure 3 (à gauche) et des barres 2, 4, 6, mesure 3 (à droite).*

La comparaison de ces mesures ne permet pas de faire ressortir un cas parmi les autres. Ces mesures sont toutes assez semblables et elles indiquent que l'isolation de masse des six barres échantillons est en bonne état après 1295 heures de vieillissement. Notons que cette mesure en est une de tout le volume de l'isolant. La dégradation de la surface des défauts est encore légère en proportion du volume de l'isolation de masse et c'est ce qui explique qu'à ce point, cette technique est insensible à la dégradation de l'isolation de masse.

## 5.5 La conclusion du chapitre

Ce chapitre a exposé l'analyse des résultats obtenus des mesures périodiques de caractérisations présentées au chapitre 4. Premièrement, l'influence de la température a été démontrée avec les mesures obtenues sur les barres en groupe à chaud (barres 3, 4, 5 et 6 à 85°C) et à l'ambient (toutes les barres à 23°C). La comparaison de ces deux conditions a permis de confirmer que l'activité des DP d'encoche est plus intense lorsque les barres sont à chaud que lorsqu'elles sont à la température ambiante.

Deuxièmement, les résultats ont été analysés sur chacune des conditions de vieillissement. Les barres soumises à un vieillissement électrique seul n'ont pas démontré une dégradation importante de la surface de l'isolation de masse et l'évolution des DP d'encoche a continuellement diminué en fonction du vieillissement. Par la suite, les barres soumises à un vieillissement électrique avec une contrainte thermique ont présenté une dégradation de la

surface de l'isolation de masse assez significative. L'évolution des DP d'encoche a donné lieu à une diminution et même une disparition de l'activité pour la barre 4 tandis qu'elle a augmentée pour la barre 3. Les barres soumises à un vieillissement électrique avec une contrainte thermique et mécanique ont présenté une dégradation de la surface de l'isolation de masse occasionnée par la vibration des paquets de tôles. La barre 5 présente des traces d'érosion beaucoup plus marquée sur toute la surface des défauts tandis que la barre 6 en présente seulement en périphérie des défauts. L'évolution des DP d'encoche de la barre 5 a significativement augmenté durant la deuxième séquence de vieillissement tandis qu'elle est demeurée assez constante durant tout le vieillissement sur la barre 6. La comparaison des trois différentes conditions de vieillissement a permis de déterminer qu'après 1295 heures de vieillissement, les barres 3 et 5 sont celles qui sont les plus affectées par le vieillissement. Comme ces deux barres subissent des contraintes différentes, il n'est pas possible à ce point de déterminer laquelle des deux conditions est la plus critique pour l'isolation de masse des barres d'alternateurs.

Finalement, après 1295 heures de vieillissement, ces résultats permettent d'évaluer la sensibilité des techniques de mesures utilisées pour quantifier la dégradation. La mesure des DP à l'ambient ainsi qu'à 8 kV sur les barres individuelles n'est probablement pas représentative de la dégradation créée dans les conditions de vieillissement à une tension de 16 kV ainsi qu'avec la contrainte thermique de 85°C. La mesure du profil de surface permet de bien représenter la dégradation de la surface des défauts tandis que la mesure des courants de charge et décharge est, quant à elle, insensible à une dégradation localisée de l'isolation de masse.



## CONCLUSION

L'objectif de cette recherche visait à établir la différence des taux de dégradations des barres d'alternateurs soumises à des décharges partielles d'encoche sous différentes contraintes. Pour ce faire, six barres échantillons ont été simultanément vieillis électriquement sous différentes contraintes, c'est-à-dire vieillissement électrique seul, vieillissement électrique avec une contrainte thermique et finalement vieillissement électrique avec une contrainte thermique et mécanique.

En première partie, une revue des travaux réalisés sur les DP d'encoche a été présentée. Cette revue a permis de relever un historique de l'apparition du phénomène dans les machines ainsi que des méthodes de détection et de reconnaissance des signaux PRPD. Ensuite, les différents travaux reliés à l'analyse des DP d'encoche sous différentes contraintes ont démontré qu'aucune étude à ce jour n'a considéré l'érosion mécanique occasionnée par la vibration des barres dans les encoches.

Par la suite, une description du mécanisme des DP d'encoche a été exposée. La principale caractéristique de ce phénomène qui survient dans l'air est donnée par l'asymétrie des surfaces impliquées, c'est-à-dire la surface de l'isolation de masse et la surface conductrice du noyau magnétique. De plus, l'intensité et le nombre de ces DP sont plus élevés durant l'alternance négative du cycle de la tension d'alimentation, lorsque la cathode est la surface isolante.

Par la suite, le montage expérimental a été présenté. Ce montage assemblé dans les laboratoires de l'IREQ a permis de réaliser le vieillissement des barres soumises à des DP d'encoche sous différentes contraintes. Il a été mis en fonction au mois d'août 2007 et ensuite il a été périodiquement arrêté afin de réaliser des mesures de caractérisations sur les barres en fonction du vieillissement. En plus de la mesure initiale, deux séries de mesures ont été réalisées, une en septembre 2007 après 470 heures de vieillissement et une autre en novembre 2007 après 1295 heures de vieillissement. Les mesures périodiques de



caractérisations des barres étaient des mesures de DP, des courants de polarisation (charge) et dépolarisation (décharge), de la conductivité de surfaces (isolant et mise à la terre), du profil de surface ainsi que la réalisation d'inspection visuelle.

Par la suite, l'analyse des résultats obtenus des mesures périodiques de caractérisations a démontré que les trois conditions de vieillissement présentent une dégradation différente de la surface de l'isolation de masse. Après 1295 heures de vieillissement, l'évolution des résultats a démontré que les barres 3 et 5 sont celles qui sont le plus affectées par le vieillissement. De plus, ces résultats ont permis de valider la sensibilité des techniques de mesures utilisées pour quantifier la dégradation. Ainsi, la mesure des DP à la température ambiante n'est pas représentative de la dégradation occasionnée dans les conditions de vieillissement à haute température et à haute tension, la mesure du profil de surface permet quant à elle de mieux représenter la dégradation de la surface des défauts et la mesure des courants de charge et décharge est insensible à une dégradation localisée de l'isolation de masse. Évidemment, il est encore trop tôt pour tirer des conclusions définitives et avec le temps et la dégradation, des tendances plus marquées sont anticipées.

Finalement, le montage expérimental des six barres soumises à des DP d'encoche sous différentes conditions de vieillissement est encore en fonction. La suite de cette recherche fait l'objet d'un projet de doctorat qui permettra d'analyser à plus long terme l'impact des différentes conditions de vieillissement sur la dégradation de l'isolation de masse et d'obtenir ainsi des tendances permettant d'établir clairement laquelle des conditions est la plus critique pour l'isolation de masse. Des estimations de la durée de vie des alternateurs hydrauliques soumis aux DP d'encoche sous différentes contraintes pourront par la suite être déterminées.

## BIBLIOGRAPHIE

- American Society for Testing and Materials. 1998. *Standard Test Method for Detection and Measurement of Partial Discharge (Corona) Pulses in Evaluation of Insulating Systems*. Norme Internationale, ASTM D1868-93. American National Standard, 9 p.
- American Society for Testing and Materials. 1999. *Standard Test Methods for DC Resistance or Conductance of Insulating Materials*. Norme Internationale, ASTM D257-99. American National Standard, 13 p.
- Bartnikas, R., et E. J. McMahon. 1979. *Engineering Dielectrics Volume 1 : Corona Measurement and Interpretation*, (February 1979). VI. Baltimore: American Society for Testing and Materials ASTM, 520 p.
- Belec, M., C. Hudon et C. Guddemi. 2001. « Laboratory study of slot discharge characteristic PRPD patterns ». *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference*, (2001), p. 547-550.
- Commission Électrotechnique Internationale. 2000. *Techniques des Essais à Haute Tension - Mesures des Décharges Partielles*. Norme Internationale, CEI/IEC 60270-2000. 98 p.
- Commission Électrotechnique Internationale. 2004. *Évaluation et Qualification des Systèmes d'Isolation Électrique* Norme Internationale, CEI/IEC 60505-2004. Genève 118 p.
- Dakin, T.W., C.N. Works et John S. Johnson. 1969. « An Electromagnetic Probe for Detecting and Locating Discharges in Large Rotating-Machine Stators ». *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. n° 3 (March), p. 251-257.
- David, É. 2007. *IGEE 4453 : Matériaux de l'Électrotechnique* Note du cours IGEE 4453 Diélectriques Chapitre 4, Montréal.
- Digital Surf, sarl. 1996. *Mountains Map Topography XT*, version. 4.1.1.4167. Logiciel. France : Digital Surf.

- Evans, D. L. 1981. « IEEE Working Group Report of Problems with Hydrogenerator Thermoset Stator Windings Part I-Analysis of Survey ». *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. n° 7, p. 3284-3291.
- Farahani, M., H. Borsi, E. Gockenbach et M. Kaufhold. 2005. « Partial discharge and dissipation factor behavior of model insulating systems for high voltage rotating machines under different stresses ». *IEEE Electrical Insulation Magazine*, p. 5-19.
- Florkowska, B. 1995. « Assessment of temperature influence on partial discharges in epoxy/mica insulation ». *Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics*, (ICSD'95. 1995), p. 356-360.
- Fournié, R. 1986. *Les isolants en électrotechnique Concepts et Théories*, Paris. Collection de la direction des études et recherches à Électricité de France. Paris: Eyrolles.
- Fournié, R., et R. Coelho. 2000. « Diélectriques - Bases Théoriques ». *Techniques de l'Ingénieur*. Février 2000, p. 18.
- Garand, A., et M. Gravelle. 2006. *Certificat d'Analyse : Échantillons du revêtement semi-conducteur des barres d'Outarde 34* Montréal (Qué) : Bodycote Essais Matériaux Canada INC., 1 p.
- Gibney, J.J. 1994. *GE Generators - An Overview*. Schenectady (NY) : GE Industrial & Power Systems, 16 p.
- Gross, D. W., et M. Söller. 2005. « Partial Discharge of Large Rotating Machines ». *Proceeding of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering* (August 25-29).
- Helgeson, A. 2000. « Analysis of Dielectric Response Measurement methods and Dielectric Properties of Resin-Rich Insulation during Processing ». Thesis, Stockholm, Kungl Tekniska Högskolan, 221 p.
- Hudon, C., et M. Belec. 2005. « Partial discharge signal interpretation for generator diagnostics ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, p. 297-319.

- Hudon, C., M. Chaaban, M. Bélec et D.N. Nguyen. 2007. « Effect of Temperature and Thermal Expansion on Slot Partial Discharge Activity ». *EIC/IEEE Electrical Insulation Conference*. (Octobre 2007).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2000a. *IEEE recommended practice for testing insulation resistance of rotating machinery*. Norme Internationale, IEEE Std 43-2000. 27 p.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2000b. *IEEE Trial-Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery*. Norme Internationale, IEEE Std 1434-2000. 63 p.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2001. *IEEE Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation*. Norme Internationale, IEEE Std 286-2000. 29 p.
- Jackson, R.J., et A. Wilson. 1982. « Slot-discharge activity in air-cooled motors and generators ». vol. 129, (3 mai 1982), p. 154-167.
- Johnson, John. S. 1951a. « A Maintenance Inspection Program for Large Rotating Machines ». *Winter General Meeting*, vol. 70, (janvier), p. 749-755.
- Johnson, John. S. 1951b. « Slot discharge Detection between coil surface and core of high-voltage stator winding ». *Fall General Meeting* vol. 70, (octobre), p. 1993-1997.
- Johnson, John. S., et Warren. Mead. 1951. « Detection of Slot Discharges in High-Voltage Stator Winding during Operation ». *Fall General Meeting*, vol. 70, (22-26 octobre 1951), p. 1998-2000.
- Kai, Wu, M. Kanegami, T. Takahashi, H. Suzuki, T. Ito, T. Okamoto et H. Yano. 2006. « Effect of mechanical vibration on the behavior of partial discharges in generator windings ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 13, n° 2, p. 345-352.



- Kaufhold, M., K. Schafer, K. Bauer, A. Bethge et J. A. Risse. 2002. « Interface phenomena in stator winding insulation - challenges in design, diagnosis, and service experience ». *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, n° 2, p. 27-36.
- Kelen, A. *Les essais fonctionnels de l'isolation des stators d'alternateurs haute tension*. ASEA, 16 p.
- Kogan, V., et B. Nindra. 1997. « Investigation of high voltage stator winding vibrations in full-scale slot model ». *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference* (1997), p. 155-166.
- Kurtz, M., et J.F. Lyles. 1979. « Generator insulation diagnostic testing ». *Transaction on Power Apparatus and System*, vol. 98, n° 5 (sept/oct 1979), p. 1596-1603.
- Lonseth, P., et V.R. Mulhall. 1976. « High intensity slot spark discharge, its cause and cure ». *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, (juin).
- Maughan, C.V. 1997. *Maintenance of Turbine-Driven Generators*. Schenectady : Maughan Engineering Consultants.
- Nikonov, V., R. Bartnikas et M. R. Wertheimer. 2001. « The influence of dielectric surface charge distribution upon the partial discharge behavior in short air gaps ». *IEEE Transactions on Plasma Science*, vol. 29, n° 6, p. 866-874.
- Novak, J. P., et R. Bartnikas. 1995. « Ionization and excitation behavior in a microcavity ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 2, n° 5, p. 724-728.
- Novak, J. P., et R. Bartnikas. 2000. « Effect of dielectric surfaces on the nature of partial discharges ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 7, n° 1, p. 146-151.
- Paoletti, G., et A. Golubev. 1999. « Partial discharge theory and applications to electrical systems ». *Pulp and Paper Industry Technical Conference* (1999), p. 124-138.

- Sheehy, R. C., T. R. Blackburn et J. Rungis. 1996. « Accelerated aging of high voltage stator bars using a power electronic converter ». *IEEE International Symposium on Electrical Insulation* (1996), p. 230-234.
- Stone, G. C., E. A. Boulter, I Culbert et H. Dhirani. 2004. *Electrical Insulation for Rotating machines*, Coll. « IEEE Press Series in Power Engineering ». Piscataway, NJ: John Wiley & Sons, Inc., 370 p.
- Stone, G. C., T. E. Goodeve, H. G. Sedding et W. A. McDermid W. McDermid. 1995. « Unusual PD pulse phase distributions in operating rotating machines ». *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 2, n° 4, p. 567-577.
- Stone, G. C., et H. G. Sedding. 1993. « In-service evaluation of motor and generator stator windings using partial discharge tests ». *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting* (1993), p. 240-247.
- Thienpont, J., et T.H. Sie. 1964. *Suppression des décharges superficielles dans les bobinages statoriques des machines tournantes haute tension*. Cigré, 25 p.
- Wilson, A. 1990. « High and low intensity slot discharge ». *IEEE International Symposium on Electrical Insulation* (1990), p. 363-366.
- Wilson, A. 1991. « Slot discharge damage in air cooled stator windings ». *Science, Measurement and Technology, IEEE Proceedings A*, vol. 138, n° 3, p. 153-160.
- Wilson, A. 1996. « Slot Discharge Activity in Stator Winding Insulation ». *Sixty-Third Annual International Conference of Doble Clients* (March).