

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

THÈSE PRÉSENTÉE À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À CHICOUTIMI
COMME EXIGENCE PARTIELLE
DU DOCTORAT EN INGÉNIERIE

Par

Fethi Meghnefi

Étude temporelle et fréquentielle du courant de fuite des isolateurs de poste recouverts de
glace en vue du développement d'un système de surveillance et de prédiction en temps
réel du contournement électrique

Août 2007



Mise en garde/Advice

Afin de rendre accessible au plus grand nombre le résultat des travaux de recherche menés par ses étudiants gradués et dans l'esprit des règles qui régissent le dépôt et la diffusion des mémoires et thèses produits dans cette Institution, **l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC)** est fière de rendre accessible une version complète et gratuite de cette œuvre.

Motivated by a desire to make the results of its graduate students' research accessible to all, and in accordance with the rules governing the acceptance and diffusion of dissertations and theses in this Institution, the **Université du Québec à Chicoutimi (UQAC)** is proud to make a complete version of this work available at no cost to the reader.

L'auteur conserve néanmoins la propriété du droit d'auteur qui protège ce mémoire ou cette thèse. Ni le mémoire ou la thèse ni des extraits substantiels de ceux-ci ne peuvent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

The author retains ownership of the copyright of this dissertation or thesis. Neither the dissertation or thesis, nor substantial extracts from it, may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

RÉSUMÉ

Les isolateurs constituent des éléments essentiels dans le bon fonctionnement des réseaux d'énergie électrique. Cependant, l'accumulation de glace sur leur surface peut entraîner une diminution de leur tenue diélectrique pouvant conduire à des contournements électriques considérés comme des phénomènes extrêmement complexes et dangereux. Dans ce contexte, il peut s'avérer très utile, afin d'améliorer la fiabilité des réseaux électriques, de pouvoir prédire l'imminence de ces contournements.

D'après certains travaux réalisés sur les isolateurs pollués, il a été déterminé que le courant de fuite (CF) est une source évidente d'informations sur le comportement des isolateurs pollués. Celui-ci est de plus facilement mesurable en ligne. Ainsi, durant les périodes d'accumulation de glace, considérées comme des régimes de pollution sévère, une analyse détaillée du CF pourrait permettre d'identifier une signature du contournement ou de la tenue des isolateurs recouverts de glace.

Cette étude est donc consacrée à l'analyse du courant de fuite mesuré sur les isolateurs recouverts de glace en périodes d'accumulation et en périodes de fonte. L'objectif est d'en recueillir des informations pouvant aider à mieux comprendre le comportement des isolateurs sous condition de givrage atmosphérique. Ces informations peuvent, par ailleurs nous renseigner sur la sévérité des précipitations et ainsi nous permettre de déterminer la probabilité de contournement. Elles seraient par conséquent fort utiles dans l'élaboration d'un système de surveillance en temps réel pouvant prédire l'imminence du contournement électrique des isolateurs opérant dans des postes stratégiques.

Les différents résultats de l'analyse du courant de fuite nous ont permis d'extraire, autant pour la période d'accumulation que pour celle de fonte, un nombre important d'informations à partir notamment de son amplitude et de sa forme d'onde. Ces informations constituent des outils indéniables dans l'étude du comportement électrique des isolateurs recouverts de glace.

L'analyse temporelle du CF réalisée au cours d'une accumulation de glace a montré que l'évolution temporelle de ce dernier passe par deux périodes distinctes. Le temps de transition t_s entre ces deux périodes peut être facilement déterminé à l'aide du rapport de la valeur efficace sur la valeur moyenne du courant de fuite.

Les résultats obtenus ont montré que selon le type d'isolateur utilisé, le temps de la transition t_s permet d'estimer la quantité de glace accumulée ainsi que le taux d'accumulation moyen si le début de l'accumulation est détecté.

De plus, il a été montré que l'influence de la conductivité de l'eau d'accumulation est significative après la formation du pont de glace entre les jupes de l'isolateur. Au cours de cette période, l'influence de la conductivité peut être facilement évaluée en étudiant les fluctuations de l'enveloppe du courant de fuite

Les résultats obtenus montrent aussi que la distance entre les jupes de l'isolateur a une influence directe sur l'évolution temporelle de l'enveloppe du courant de fuite. Il a ainsi été constaté que la relation entre le pas de l'isolateur et le temps de transition est presque linéaire.

Au cours de la période de fonte, l'évolution du courant de fuite comporte deux régimes: un «transitoire» et un «permanent». Le premier est caractérisé par une augmentation progressive de la fréquence d'apparition des décharges électriques tandis que le second se caractérise par l'établissement permanent de l'arc électrique blanc et par une augmentation importante de l'amplitude du courant de fuite.

Le passage du régime transitoire au régime permanent se fait pour une valeur crête du courant de fuite située autour de 20 mA.

L'étude fréquentielle du CF a montré que le déphasage permet clairement de détecter le début de l'accumulation.

Enfin, en se basant sur l'étude de l'évolution de la fréquence d'apparition des décharges électriques au cours de la période de fonte, un outil numérique utilisant les réseaux de neurones a été développé. Celui-ci permet de générer un signal d'alerte indiquant l'approche de l'établissement de l'arc électrique.

REMERCIEMENTS

Cette recherche a été réalisée dans le cadre de la Chaire Industrielle sur le Givrage Atmosphérique des Équipements des Réseaux Électriques (CIGELE) CRSNG/Hydro-Québec/UQAC.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude et ma reconnaissance envers mon directeur de recherche Monsieur Masoud Farzaneh, Professeur à l'Université du Québec à Chicoutimi et Directeur de la CIGELE, qui m'a guidé tout au long de cette recherche par ses conseils éclairés et sa disponibilité. Je le remercie également de m'avoir accueilli au sein de son équipe et de m'avoir fait confiance aux cours de cette étude.

Je remercie également mon co-directeur le Docteur Christophe Volat, Professeur à l'Université du Québec à Chicoutimi pour le soutien qu'il m'a apporté en me faisant part de ses expériences, ainsi que pour ses précieux conseils, ses critiques constructives et pertinentes.

Je remercie la CIGELE pour son soutien financier qui a grandement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Je voudrais aussi remercier Monsieur Mostéfa Brahami, maître de conférences à l'Université de Sidi Bel Abbès en Algérie pour ses instructions éclairées et son soutien moral durant toutes mes études universitaires.

Je remercie les membres du Comité d'évaluation pour l'honneur qu'ils me font en acceptant de juger ce travail.

Je remercie également tout le personnel du laboratoire et mes camarades chercheurs et étudiants pour l'ambiance agréable et favorable au travail qu'ils ont su créer. En particulier, je remercie grandement Marc André Perron, Pierre Camirand et Xavier Bouchard pour l'aide apportée en tant que techniciens.

Je tiens à exprimer mes plus sincères sentiments à ma femme, Iman, pour son support et pour son encouragement ainsi que les corrections linguistiques apportées à cette thèse.

Et finalement, je remercie de tout mon coeur ma famille et mes amis pour leur soutien moral et leur encouragement. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma reconnaissance profonde.

Que mes chers parents trouvent dans ce travail ma reconnaissance et ma gratitude pour leur patience tout le long de ma scolarité.

TABLE DES MATIÈRES

Résumé	i
Remerciements	iii
Table des matières	iv
Liste des abréviations et des symboles	viii
Liste des tableaux	ix
Liste des figures	x
Chapitre 1 Introduction.....	1
1.1 Problématique et contexte général	1
1.2 Objectif de cette recherche.....	6
1.3 Méthodologie	7
1.4 Structure de la thèse	10
1.5 Originalité de la recherche	11
Chapitre 2 Revue de littérature	13
2.1 Introduction	13
2.2 Contournement des isolateurs recouverts de glace	14
2.2.1 Formation de la glace sur sites naturels	14
2.2.2 Formation de la glace en laboratoire.....	17
2.2.3 Formation des glaçons sur les isolateurs.....	20
2.2.4 Paramètres influençant le contournement des isolateurs recouverts de glace	22
2.2.4.1 Type et densité de glace	23
2.2.4.2 Épaisseur du dépôt de glace	24
2.2.4.3 Conductivité de l'eau d'accumulation	25
2.2.4.4 Uniformité de la glace.....	26
a) Vitesse du vent.....	27

b)	Intervalles d'air et arcs électriques.....	27
c)	Position de l'isolateur.....	29
2.2.4.5	Type d'isolateur	30
a)	Distance entre les jupes de l'isolateur.....	30
b)	Longueur de l'isolateur	30
c)	Diamètre des jupes de l'isolateur	31
2.2.5	Processus de contournement des isolateurs recouverts de glace.....	31
2.3	Modélisation du contournement des isolateurs recouverts de glace	33
2.4	Systèmes de surveillance des isolateurs sous conditions de pollution.....	38
2.4.1	Analyse du courant de fuite des isolateurs pollués	38
2.4.2	Systèmes de mesure et de surveillance du courant de fuite des isolateurs pollués développés	41
2.5	Analyse du courant de fuite des isolateurs recouverts de glace.	46
2.5.1	Étude au cours de la période d'accumulation	46
2.5.1.1	Courant de fuite de base I_B	49
2.5.1.2	Courant de fonte I_M	51
2.5.1.3	Courant d'arc blanc I_W	52
2.5.1.4	Courant de contournement I_F	53
2.5.2	Étude au cours de la période de fonte	54
2.5.3	Discussion	57
2.6	Conclusion.....	58
Chapitre 3 Procédures expérimentales et système d'acquisition.....		60
3.1	Introduction	60
3.2	Chambre climatique	61
3.2.1	Le système de refroidissement.....	62
3.2.2	Le système d'arrosage.....	63
3.2.3	Le système de ventilation.....	64
3.3	Système de haute tension	65
3.4	Types d'isolateurs utilisés	67
3.5	Procédure des tests	71
3.5.1	Période d'accumulation.....	72

3.5.2	Période de refroidissement.....	77
3.5.3	Période de fonte.....	77
3.5.4	Modification du taux d'accumulation.....	78
3.6	Présentation du système d'acquisition.....	80
3.7	Système de visualisation et de traitement des données.....	84
3.8	Conclusion.....	85
Chapitre 4 Analyse temporelle du courant de fuite.....		86
4.1	Introduction.....	86
4.2	Analyse temporelle en période d'accumulation.....	87
4.2.1	Enveloppe et formes d'onde du courant de fuite.....	87
4.2.1.1	Étude de l'enveloppe du courant de fuite.....	87
4.2.1.2	Étude des formes d'onde du courant de fuite.....	93
4.2.2	Influence de la géométrie de l'isolateur.....	97
4.2.2.1	Rapport de la valeur efficace (rms) sur la valeur maximale du courant de fuite.....	103
4.2.2.2	Énergie cumulative du courant de fuite.....	108
4.2.3	Influence du taux d'accumulation.....	114
4.2.4	Influence de la conductivité de l'eau d'accumulation.....	118
4.2.4.1	Évolution de l'enveloppe du courant de fuite.....	120
4.2.4.2	Énergie cumulative du courant de fuite.....	123
4.2.4.3	Spectre de croisement empirique.....	125
4.3	Analyse temporelle en période de fonte.....	127
4.3.1	Évolution temporelle de la forme d'onde du courant de fuite.....	127
4.4	Conclusion.....	134
Chapitre 5 Analyse fréquentielle du courant de fuite.....		136
5.1	Introduction.....	136
5.2	Analyse fréquentielle en période d'accumulation.....	137
5.2.1	Représentation fréquentielle du courant de fuite.....	137
5.2.2	Évolution des troisième et cinquième harmoniques.....	141
5.2.3	Évolution du déphasage.....	144
5.3	Analyse fréquentielle en période de fonte.....	147

5.3.1	Évolution des harmoniques du courant de fuite.....	147
5.3.1.1	Analyse dans le cas d'un contournement.....	148
5.3.1.2	Analyse dans le cas de tenue.....	155
5.3.2	Évolution du déphasage.....	161
5.3.2.1	Cas de contournement.....	161
5.3.2.2	Cas de tenue.....	167
5.4	Conclusion.....	171
Chapitre 6 Système de surveillance des isolateurs recouverts de glace.....		173
6.1	Introduction.....	173
6.2	Estimation de la sévérité d'une accumulation.....	174
6.2.1	Estimation de l'épaisseur de glace au moment de la transition t_s	175
6.2.2	Détection du début d'accumulation.....	177
6.2.3	Estimation du taux moyen d'accumulation pendant la période 1.....	184
6.2.4	Discussion.....	186
6.3	Prédiction du contournement électrique en période de fonte.....	188
6.3.1	Détection des débuts des cycles et séparation des cycles.....	190
6.3.2	Identification du régime d'arcs électriques par réseaux de neurones ...	192
6.3.3	Prédiction de l'imminence du contournement.....	197
6.4	Proposition d'un système de surveillance en temps réel des isolateurs recouverts de glace.....	211
6.5	Conclusion.....	215
Chapitre 7 Conclusion générale et recommandations.....		218
7.1	Conclusion générale.....	218
7.2	Recommandations pour les travaux futurs.....	223
Annexe Spécifications technique de certains systèmes industrielle de la surveillance du courant de fuite des isolateurs à haute tension.....		225
Références bibliographiques.....		235
Publications découlant de cette recherche Doctorale.....		245

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES SYMBOLES

AC	Alternative Current
CF	Courant de Fuite
CIGELE	Chaire Industrielle sur le Givrage Atmosphérique des Équipements éLectriques
ESDD	(Equivalent Salt Deposit Density) Densité équivalente de dépôt de sel
E_{ts}	Épaisseur de glace à l'instant ts
FFT	Fast Fourier Transform (transformée de Fourier Rapide)
H.T	Haute Tension
T.H.T	Très Haute Tension
R_{CF}	Rapport (valeur efficace/valeur maximale) du courant de fuite
RMS	(Root Mean Square) valeur efficace
SCE	Spectre de croisement empirique
t_s	Temps de transition entre la période 1 et 2
UQAC	Université du Québec À Chicoutimi
$V_{50\%}$	Tension de tenue 50%
V_{eff}	Valeur efficace
V_{max}	Valeur maximale
V_{TM}	Tension de tenue maximale

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Conditions atmosphériques associées à la formation de glace sur les sites naturels [38]-[40].....	16
Tableau 2.2 : Tension de tenue maximale, exprimée par mètre de distance d'arc, V_{TM}/m , (kV/m), [30], [32].....	24
Tableau 3.1. Paramètres expérimentaux pour la formation de la glace en régime humide	74
Tableau 4.1 : Caractéristiques géométriques des isolateurs utilisés	99
Tableau 4.2 : Valeur moyenne du SCE en fonction de la conductivité	127
Tableau 6.1 : Épaisseurs de glace estimées aux instants t_s pour chaque type d'isolateur	176
Tableau 6.2 : Différents tests réalisés dans nos investigations expérimentales * Vent appliqué pendant la période de fonte.....	205
Tableau 6.3 : Résultats de la prédiction de l'approche de l'établissement du régime permanent pour tous les tests conduisant à un contournement avec comme origine temporelle le début de la période de fonte	207
Tableau 6.4 : Résultats de la prédiction de l'approche de l'établissement du régime permanent pour tous les tests conduisant à un contournement avec comme origine temporelle l'apparition des arcs électrique partiels	209

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Illustration schématique du système de production de précipitations froides en laboratoire.....	18
Figure 2.2 : Différents types de précipitations froides obtenues en laboratoire.....	19
Figure 2.3 : Décharges partielles apparaissant à l'extrémité d'un glaçon.....	21
Figure 2.4 : Forme de dépôt de glace obtenue à la fin de la période d'accumulation sous tension appliquée.....	21
Figure 2.5 : Forme du dépôt de glace sur un isolateur standard de poste en absence de tension appliquée.....	22
Figure 2.6 : Différentes étapes du contournement électrique des isolateurs recouverts de glace	33
Figure 2.7 : Circuit équivalent du processus de contournement des isolateurs recouverts de glace.....	35
Figure 2.8 : Échantillon de la glace utilisé pour la détermination des paramètres d'arc [25].....	38
Figure 2.9 : Structure générale du système de mesure du courant de fuite.....	42
Figure 2.10 : Différentes configurations utilisées pour la mesure du courant de fuite ...	43
Figure 2.11 : Capteur de courant basé sur l'effet de Hall	43
Figure 2.12 : Capteur de courant modèle 3525 de la firme « PEARSON ELECTRONICS, INC. ».....	44
Figure 2.13 : Taux d'accumulation de glace en fonction de la température [37]	47
Figure 2.14 : Différentes composantes du courant de fuite [37].....	49
Figure 2.15 : Courant de fuite de base I_B en fonction du taux d'accumulation de glace et de la température [37].	50
Figure 2.16 : Seuil du courant d'arc blanc I_{WT} en fonction de la température [37]	53
Figure 2.17 : Différents types du courant de fuite pendant la période de fonte [36].	55
Figure 3.1 : Intérieur de la chambre climatique de la CIGELE utilisée pour les tests....	62
Figure 3.2 : Type de gicleur utilisé	64

Figure 3.3 : Système de production de vent.....	65
Figure 3.4 : Unité de commande pour le transformateur 350 kV	66
Figure 3.5 : Système de haute tension situé au pavillon de recherche sur le givrage atmosphérique	67
Figure 3.6 : Caractéristiques principales des isolateurs standard de poste en porcelaine	69
Figure 3.7 : Caractéristiques principales des isolateurs de poste en porcelaine triple alternance	70
Figure 3.8 : Caractéristiques principales des isolateurs de ligne en porcelaine de type « capot et tige »	71
Figure 3.9 : Système de refroidissement de l'eau d'accumulation	75
Figure 3.10 : Mesure de l'épaisseur de la glace accumulée sur les isolateurs par le cylindre témoin.....	75
Figure 3.11 : Épaisseur de glace mesurée sur le cylindre au cours de la période d'accumulation.....	76
Figure 3.12 : Aspect visuel de la glace humide accumulée sur une colonne isolante standard constituée de deux unités.....	76
Figure 3.13 : Épaisseur de glace accumulée pendant 60 min en fonction de la température de la chambre	79
Figure 3.14 : Système de mesure et d'acquisition du courant de fuite et de la tension. .	82
Figure 3.15 : Interface graphique du système d'acquisition et d'enregistrement du courant de fuite.....	83
Figure 3.16 : Interface graphique du système de lecture et du traitement du courant de fuite.....	84
Figure 4.1 : Enveloppes positive et négative du courant de fuite de l'isolateur standard de poste pour une accumulation de 60 min	88
Figure 4.2 : Enveloppes du courant de fuite de l'isolateur standard de poste pour une accumulation de 60 min	89
Figure 4.3 : Enveloppe moyenne du courant de fuite de l'isolateur standard de poste pour une accumulation de 60 min	90
Figure 4.4 : Aspect visuel du dépôt de glace à l'instant de transition t_s	91
Figure 4.5 : Aspects visuels de l'évolution du dépôt de glace au cours de la période d'accumulation de 60 minutes.....	92
Figure 4.6 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la période 1 correspondant à un temps d'accumulation de 2,5 min	94

Figure 4.7 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la transition entre la période 1 et 2 à un temps d'accumulation de 6 min	95
Figure 4.8 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la période 2 après un temps d'accumulation de 12 min	96
Figure 4.9 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la période 2 après un temps d'accumulation de 55 min	97
Figure 4.10 : Différents types d'isolateurs utilisés.....	99
Figure 4.11 : Enveloppes moyennes du courant de fuite obtenues pour chaque type d'isolateur pendant la période d'accumulation de 60 min.	100
Figure 4.12 : Géométrie d'accumulation de glace obtenue au temps de transition t_s (a) isolateur standard de poste après 5 min d'accumulation; (b) isolateur de lignes après 20 min et (c) isolateur triple alternances après 30 min.	102
Figure 4.13 : Les différentes étapes de la transition t_s entre la période 1 et 2	105
Figure 4.14 : Évolution du rapport R_{CF} des trois tests obtenus pour l'isolateur standard de post au cours de la période d'accumulation de glace.	106
Figure 4.15 : Évolution du rapport R_{CF} moyen obtenue pour chaque type d'isolateur au cours de la période d'accumulation.....	108
Figure 4.16 : Évolution de l'énergie cumulative du courant de fuite pendant les trois périodes d'accumulations de glace réalisées avec l'isolateur standard de poste	111
Figure 4.17 : Évolution temporelle moyenne de l'énergie cumulative du courant de fuite obtenu pour les trois types isolateurs durant la période d'accumulation ..	112
Figure 4.18 : Temps de transition t_s et moment de formation complète du pont de glace (t_e) en fonction de la distance entre les jupes de l'isolateur.....	113
Figure 4.19 : Évolution de l'enveloppe du CF obtenue pour un isolateur standard de poste au cours d'une période d'accumulation de 60 min avec un taux d'accumulation de 7,5 mm/h et de 15 mm/h	116
Figure 4.20 : Évolution du rapport R_{CF} obtenue pour un isolateur standard de poste au cours d'une période d'accumulation de 60 min avec un taux d'accumulation de 7,5mm/h et de 15 mm/h.....	116
Figure 4.21 : Évolution de l'enveloppe du CF en fonction de l'épaisseur de glace avec un taux d'accumulation de 7,5mm/h et de 15 mm/h.....	117
Figure 4.22 : Évolution du rapport R_{CF} en fonction de l'épaisseur de glace avec un taux d'accumulation de 7,5mm/h et de 15 mm/h	117
Figure 4.23 : Aspect visuel du dépôt de glace obtenu à la fin de la période d'accumulation pour différentes conductivités d'eau d'accumulation.....	119

Figure 4.24 : Évolution des enveloppes du courant de fuite de l'isolateur standard de poste au cours d'une période d'accumulation de 35 min pour différentes valeurs de conductivité d'eau.....	120
Figure 4.25 : Détails de la transition entre la période 1 et 2	121
Figure 4.26 : Énergie cumulative obtenue pour l'isolateur standard de poste pour différentes conductivités d'eau au cours d'une accumulation de 35 min. ...	124
Figure 4.27 : Spectre de croisement empirique (SCE) obtenu pour un pas de seuil de 0,5 mA pour les trois valeurs de la conductivité utilisées.....	126
Figure 4.28 : Évolution de l'enveloppe du Courant de fuite ainsi que la température de la chambre climatique au cours d'une période de fonte ayant mené au contournement.....	128
Figure 4.29 : Forme d'onde de la tension appliquée et du courant de fuite avant l'apparition des décharges partielles (repère temporel N°1).....	129
Figure 4.30 : Forme d'onde de la tension et du courant de fuite en fonction du temps lors de l'apparition des premières décharges partielles (repère temporel N°2).....	130
Figure 4.31 : Forme d'onde de la tension et du courant de fuite lors de l'établissement des décharges partielles (repère temporel N°3).....	132
Figure 4.32 : Forme d'onde de la tension et du courant de fuite des derniers cycles précédant le contournement (repère temporel N°4).....	133
Figure 5.1 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue après 2,5 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste	138
Figure 5.2 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue à 6 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste.....	139
Figure 5.3 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue après 12 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste	140
Figure 5.4 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue après 55 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste	141
Figure 5.5 : Évolution du troisième et cinquième harmoniques du courant de fuite en période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur standard de poste	143
Figure 5.6 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite en période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur standard de poste	144
Figure 5.7 : Évolution du déphasage entre le courant de fuite et la tension appliquée durant la période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur de poste.....	146
Figure 5.8 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 1	149

Figure 5.9 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 2	149
Figure 5.10 : Forme du dépôt de glace obtenue à la fin de la période d'accumulation pour les deux tests présentés respectivement aux figures 5.8 et 5.9	150
Figure 5.11 : Évolution du troisième et cinquième harmoniques durant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 1	151
Figure 5.12 : Évolution du troisième et cinquième harmoniques durant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 2	151
Figure 5.13 : Forme d'onde du courant de fuite durant le régime transitoire en période de fonte (cas d'un contournement).....	154
Figure 5.14 : Exemple d'arcs électriques et de forme d'onde du courant de fuite durant le régime permanent en période de fonte (cas d'un contournement).	154
Figure 5.15 : Géométrie du dépôt de glace obtenu à la fin de la période d'accumulation pour les deux tests menant à une tenue. (a) conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm; (b) conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7,5mm.	156
Figure 5.16 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'une tenue; conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm).....	156
Figure 5.17 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'une tenue; conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7.5mm).....	157
Figure 5.18 : Évolution du troisième et du cinquième harmonique en période de fonte (cas d'une tenue; conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm).....	158
Figure 5.19 : Évolution du troisième et du cinquième harmonique en période de fonte (cas d'une tenue; conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7.5mm).....	158
Figure 5.20 : État du dépôt de glace à la fin de la période de fonte pour les deux tests menant à une tenue. (a) conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm; (b) conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7,5mm.....	160
Figure 5.21 : Agrandissement de la fin de la période de fonte pour le test présenté à la Figure 5.16.	161
Figure 5.22 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'un contournement). Test 1.....	163
Figure 5.23 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'un contournement). Test 2.....	163
Figure 5.24 : Déphasage entre la tension et le fondamental du courant de fuite dans le cas d'un régime transitoire d'arcs électriques	165

Figure 5.25 : Déphasage entre la tension et le fondamental du courant de fuite dans le cas d'un régime permanent d'arcs électriques	165
Figure 5.26 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage obtenus dans le cas d'un contournement – Test 1	166
Figure 5.27 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage obtenus dans le cas d'un contournement – Test 2	167
Figure 5.28 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'une tenue - conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm).	168
Figure 5.29 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'une tenue - conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7.5mm).	169
Figure 5.30 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage dans le cas d'une tenue (conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm)	170
Figure 5.31 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage dans le cas d'une tenue (conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7,5mm)	170
Figure 6.1 : Agrandissement de la période 1 de l'évolution du déphasage entre le courant et la tension en période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur standard de poste (partie encerclée sur la Figure 5.7).	179
Figure 6.2 : Architecture d'un neurone	180
Figure 6.3 : Architecture d'un réseau de neurones à 3 couches	181
Figure 6.4 : Illustration de déphasage pris sur 60 secondes (a) : avant le début d'accumulation ; (b) : après le début d'accumulation	182
Figure 6.5 : Déphasage et sortie correspondante du réseau de neurone délivrée. (a), (b) et (c) : pour un taux d'accumulation de 15 mm/h ; (d) : pour un taux d'accumulation de 7,5 mm/h	184
Figure 6.6 : Distribution des tenues et des contournements pour différentes valeurs de l'épaisseur de glace et de la conductivité de l'eau d'accumulation	188
Figure 6.7 : Représentation des M échantillons d'un cycle	191
Figure 6.8 : Exemple de 5 cycles détectés et séparés	191
Figure 6.9 : Architecture d'un réseau de neurones à carte auto-organisatrice	194
Figure 6.10 : Exemples de formes d'ondes du courant des 4 classes.	196
Figure 6.11 : Nuage de points du déphasage obtenu en utilisant la troisième harmonique classifié par le réseau de neurones utilisé (cas d'un contournement)	197
Figure 6.12 : Fréquence d'apparition des décharges électriques calculée pour chaque seconde dans le cas d'un contournement (conductivité : $30\mu\text{S}/\text{cm}$, Épaisseur : 15mm)	198

Figure 6.13 : Fréquence d'apparition des décharges électriques calculée pour chaque seconde dans le cas d'une tenue. (Conductivité : 30 μ S/cm, Épaisseur : 7,5 mm).	199
Figure 6.14 : Nuage de points de l'amplitude maximale du courant de fuite avec la fréquence d'apparition des décharges (cas de contournements).	201
Figure 6.15 : Nuage de points de l'amplitude maximale du courant de fuite avec la fréquence d'apparition des décharges (cas de tenues)	202
Figure 6.16 : Organigramme du calcul du vecteur d'entrée du réseau de neurones	204
Figure 6.17 : Exemple de sortie du réseau de neurones pour un test ayant comme résultat un contournement	206
Figure 6.18 : Différence entre les instants de prédiction et de contournement en fonction de l'instant de contournement (début des décharge pris comme référentiel)	209
Figure 6.19 : Différence entre les instants de prédiction et de contournement en fonction de l'instant de prédiction (début des décharges pris comme référence temporelle).....	210
Figure 6.20 : Exemple de sortie du réseau de neurones pour un test où l'arc s'est établi mais le contournement n'a pas eu lieu	211
Figure 6.21 : Schéma récapitulatif du système de surveillance des isolateurs recouverts de glace.....	215

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 Problématique et contexte général

Les équipements de haute et très haute tension (H.T et T.H.T.) présents dans les réseaux aériens de transport d'énergie électrique sont supposés opérer de façon fiable quelque soient les conditions environnementales. En particulier, les isolateurs, qui représentent relativement un faible pourcentage dans le prix des lignes aériennes, constituent un élément essentiel dans le bon fonctionnement de ces lignes. Par définition, leur rôle est de maintenir et isoler une ou plusieurs pièces électriques conductrices entre elles, comme les parties portées à la H.T et les parties mises à la terre [1].

Depuis plusieurs années, l'un des principaux axes de recherche et de développement dans le domaine de la transmission et de la distribution électrique a été la diminution du nombre et de la durée des interruptions de l'alimentation en énergie électrique des consommateurs. Une quantité importante d'isolateurs est pourtant utilisée dans les réseaux aériens de transport d'énergie électrique qui peuvent souvent être

amenés à opérer sous différents contextes environnementaux notamment tropical, arctique, côtier, atmosphère polluée, etc.

De toutes les conditions météorologiques auxquelles peuvent être soumis les équipements des réseaux électriques, les accumulations de neige et de glace sont les plus dangereuses [1]-[3]. En effet, dans plusieurs régions froides telles que le Québec, les accumulations de neige et de glace sur les équipements des réseaux électriques peuvent entraîner non seulement des dommages mécaniques sur les pylônes et les conducteurs, mais aussi peuvent affecter considérablement les performances diélectriques des isolateurs. Une fois leur rigidité diélectrique affaiblie par ces accumulations, ces isolateurs subissent des contournements électriques pouvant entraîner des interruptions partielles, voire totales, de la distribution électrique [3]. Un contournement électrique se traduit par un court-circuit entre la partie portée à la *H.T* et la mise à la terre créé par un arc électrique s'établissant généralement à la surface de la couche de glace recouvrant l'isolateur [4]. Il en résulte des interruptions de l'énergie électrique qui peuvent être plus ou moins longues dépendamment de la localisation ainsi que de la sévérité de l'accumulation de glace. Par exemple, des incidents sérieux du genre sont survenus au Canada en 1986 et en 1988. En mars 1986, un brouillard givrant a causé 57 contournements d'isolateurs qui se sont traduits par de nombreuses interruptions sur une grande partie du réseau d'Hydro-Ontario [5], [6]. En avril 1988, une série de six contournements dus à une accumulation de neige humide sur les isolateurs a entraîné une interruption presque totale de l'alimentation en énergie

électrique sur l'ensemble de la province québécoise [7]. De même, plusieurs incidents semblables liés à l'accumulation de glace et de neige ont été observés sur les réseaux d'énergie électrique d'autres pays tels que les États-Unis [8] et [9], l'Angleterre [10], le Japon [11], la Norvège [12] ainsi que la Chine [13].

Les coupures engendrées par les contournements électriques des isolateurs glacés sont souvent difficiles à identifier après coup et de plus, certains de ces contournements se produisent dans des lieux très éloignés et inhabités. Par conséquent, ceci rend leur observation très aléatoire et difficile, constituant un risque pour les observateurs. De plus, les interruptions engendrées par ces contournements se produisent dans la majorité des cas à des périodes où le besoin en énergie électrique est vital. Dans ce contexte, il est primordial de réaliser des tests en laboratoire afin de récolter le plus de données possibles sur les causes de ces contournements et d'approfondir les connaissances sur le sujet tant au point de vue théorique que pratique. Les informations ainsi récoltées pourront permettre de développer des méthodes pouvant, dans le meilleur des cas, prédire l'instant de contournement, ou tout au moins, suivre l'évolution des accumulations de glace sur les isolateurs afin d'en évaluer la dangerosité.

Les recherches menées dans différents laboratoires sur la problématique du contournement des isolateurs recouverts de glace ont permis de démontrer que le contournement électrique à la surface d'un isolateur recouvert de glace est un processus

dynamique fort complexe dont la compréhension passe par l'identification des paramètres qui peuvent l'influencer. Ces paramètres sont généralement liés aux caractéristiques physiques et géométriques du dépôt de glace (conductivité du film d'eau, résistance du dépôt de glace, présence de plusieurs intervalles d'air, longueur totale de ces intervalles d'air), ainsi qu'aux conditions expérimentales (vitesse du vent, température environnante, taux de précipitations, grosseur des gouttelettes, etc...). Les conditions expérimentales peuvent être contrôlées (en laboratoire) ou mesurées (sur sites naturels) mais cette opération est plus difficilement réalisable pour les paramètres liés au dépôt de glace.

Ces recherches auront aussi permis de démontrer que, du fait de la complexité inhérente au processus d'établissement de l'arc électrique sur une surface de glace, il est difficile de prédire le contournement des isolateurs recouverts de glace. À ce sujet, de nombreuses études ont été réalisées afin de modéliser le phénomène [14]-[25]. Quelques uns des modèles numériques, statiques et dynamiques qui ont été développés et permettent d'ailleurs de déterminer, avec une certaine précision, la tension de contournement d'un isolateur recouvert de glace [16]-[21]. Le principal inconvénient de ces modèles mathématiques est qu'ils requièrent au préalable une très bonne connaissance de plusieurs paramètres influents tels que l'épaisseur de glace, la conductivité du film d'eau présent sur la surface du dépôt de glace mais aussi ceux caractérisant l'arc électrique. De plus, ces modèles ne sont valides que pour des cas extrêmes où le dépôt de glace formé peut être considéré comme uniforme.

Il existe cependant une autre alternative aux modèles numériques qui pourrait être utilisable dans le but de prédire l'imminence du contournement des isolateurs recouverts de glace. Cette alternative utilise le courant de fuite (CF) qui est un paramètre facilement mesurable et permettant de recueillir un certain nombre d'informations à la fois sur l'état de surface de l'isolateur ainsi que sur l'activité électrique se produisant à sa surface. Tel qu'il a été montré au chapitre II, l'analyse du CF a été utilisée avec succès pour suivre l'évolution de la pollution surfacique des isolateurs afin de déterminer l'instant idéal de lavage de ces derniers [26]. Le CF a aussi été utilisé pour déterminer la dégradation de l'état de surface (et en particulier d'hydrophobicité) des isolateurs synthétiques [27], [28]. Plus récemment, un système de prédiction des contournements des isolateurs pollués, basé sur l'analyse du CF, a même été proposé avec des résultats mitigés mais permettant de pousser plus loin les investigations [29].

En se basant sur différents résultats forts prometteurs obtenus avec les isolateurs pollués et en partant du principe que la glace est une certaine forme de pollution sévère, l'étude du CF circulant sur la surface d'un isolateur recouvert de glace peut permettre d'obtenir des informations intéressantes sur l'évolution de l'accumulations de glace et même sur la possibilité d'avoir un contournement électrique. Cependant, malgré le grand intérêt porté à la compréhension et à la modélisation des phénomènes de contournement des isolateurs recouverts de glace, il existe très peu d'études (voir Chapitre II) relatives à l'analyse systématique temporelle et fréquentielle du courant de

fuite et ce, aussi bien en période d'accumulation qu'en période de fonte. Ainsi, une analyse détaillée du CF pourrait permettre d'identifier une signature du contournement ou de la tenue diélectrique de l'isolateur glacé. De telles informations seraient fort utiles dans toute démarche visant à développer un système de surveillance en temps réel des postes dits stratégiques afin de prédire l'imminence d'un contournement électrique au niveau des isolateurs. Un tel système d'alerte permettrait aux équipes d'entretien d'avoir assez de temps pour agir en conséquence et ainsi assurer la fiabilité du réseau électrique.

1.2 Objectif de cette recherche

L'objectif principal de cette recherche est de mener l'étude temporelle et fréquentielle du courant de fuite d'un isolateur recouvert de glace. Un intérêt particulier sera porté aux isolateurs standard de poste 735 kV. Ceux-ci sont plus susceptibles de subir des contournements étant donné que le stress électrique auquel ils sont soumis est plus grand que celui auquel sont soumis les autres isolateurs.

Plus précisément, nos investigations tenteront d'identifier une signature en courant du contournement électrique à partir des données recueillies pendant les phases d'accumulation et de fonte. Pour ce faire, il sera donc nécessaire d'entreprendre une étude détaillée de l'évolution de la forme d'onde et de l'amplitude du courant de fuite au cours de ces deux périodes. De plus, cette étude devra être réalisée pour différents paramètres expérimentaux tels que le type d'isolateurs, l'épaisseur de la glace accumulée, la conductivité de l'eau d'accumulation ainsi que la durée d'accumulation.

Les informations récoltées sont nécessaires à l'atteinte d'objectifs spécifiques tels que :

- l'établissement de corrélations entre les paramètres évolutifs du courant de fuite pendant les périodes d'accumulation et de fonte et l'état de surface de l'isolateur recouvert de glace (épaisseur de glace, intervalles d'air, température, formation de film d'eau, etc.) ;
- l'identification des principaux paramètres influençant le courant de fuite ;
- l'identification d'une signature en courant du contournement électrique basée sur l'analyse temporelle et fréquentielle du courant de fuite en période d'accumulation et de fonte ;
- la détermination des méthodes de prédiction de la probabilité de l'approche du contournement électrique des isolateurs recouverts de glace.

1.3 Méthodologie

Afin d'atteindre les différents objectifs fixés dans cette recherche, nous nous sommes proposé une méthodologie qui tient en plusieurs étapes. Celles-ci sont :

- **Étape 1 :** Analyse du problème et revue de la littérature;
- **Étape 2 :** Développement d'un système d'acquisition permettant d'enregistrer et d'afficher en temps réel la forme d'onde et l'enveloppe du courant de fuite ainsi que la forme d'onde de la tension appliquée à l'isolateur.

- **Étape 3 :** Créer une banque de données sur laquelle sera basé le développement d'un système de prédiction du contournement des isolateurs recouverts de glace et qui permettra d'évaluer tous les paramètres mis en jeu lors des différents tests. Cette banque sera en partie constituée de tests réalisés dans le cadre d'un contrat industriel avec Hydro-Québec pour déterminer la performance de différents isolateurs soumis à différentes épaisseurs de glace (15 et 30 mm). Cependant étant donné que ces tests ont été réalisés avec une seule valeur de conductivité de l'eau d'accumulation, la banque de données devra être complétée par des tests supplémentaires qui intègrent les paramètres expérimentaux évalués dans de cette présente étude différents dans le but de répondre aux critères de la présente recherche.
- **Étape 4 :** Développer des outils d'analyse et de traitement des signaux sur la base de données permettant de caractériser l'évolution du CF au cours des périodes d'accumulation et de fonte. Ces méthodes tiendront naturellement compte des paramètres expérimentaux que sont l'épaisseur de glace, la conductivité d'eau d'accumulation, la température, la géométrie du dépôt de glace (présence de plusieurs intervalles d'air) et l'état de surface de la couche de glace (présence d'un film d'eau conducteur). Il sera alors possible d'établir des corrélations entre ces paramètres et les différentes composantes constituant la forme d'onde du

CF. Celles-ci sont la composante capacitive, la composante résistive et les pics de courant liés aux décharges partielles. Elles peuvent être identifiées et séparées par traitement du signal.

- **Étape 5 :** Identifier une signature du courant de fuite menant au contournement. Cette identification pourra à la fois être basée sur l'analyse fréquentielle du CF ainsi que sur les corrélations établies entre ses composantes et les paramètres expérimentaux. De plus, vu que le courant de fuite varie de façon non linéaire en fonction de la tension appliquée, il perd sa forme sinusoïdale, ce qui fait apparaître d'autres composantes dans le domaine fréquentielle (autre que la composante fondamentale 60 Hz).
- **Étape 6 :** À partir de l'identification de la signature du CF, il sera possible de déterminer la sévérité d'une accumulation ou l'imminence d'un contournement électrique. Nous comptons alors aussi établir une méthode prédictive du contournement électrique des isolateurs recouverts de glace. Cette méthode pourra, entre autres, être basée sur des travaux connexes déjà réalisés sur les isolateurs pollués afin de déterminer, parmi les méthodes proposées (réseaux de neurones ou méthodes statistiques), celle qui est la mieux adaptée dans notre cas. Pour cela, différents modèles de réseaux de neurones permettant de prédire la probabilité de contournement des isolateurs recouverts de glace seront étudiés. Dans la

même optique, des modèles stochastiques appliqués à la signature temporelle ou fréquentielle du CF seront analysés. Finalement, le modèle donnant la meilleure prédiction sera retenu.

1.4 Structure de la thèse

Le deuxième chapitre présente une revue de littérature relative aux études réalisées sur l'analyse du courant de fuite des isolateurs pollués et recouverts de glace. De plus, les notions fondamentales concernant les conditions de contournement électrique des isolateurs recouverts de glace seront abordées en insistant sur les paramètres pouvant influencer le processus.

Les équipements du laboratoire de la CIGELE, les procédures expérimentales employées dans cette recherche et les types d'isolateurs utilisés ainsi que le système d'acquisition sont exposés au troisième chapitre.

Le quatrième chapitre présentera le traitement et l'analyse temporelle du courant de fuite aussi bien au cours de la période d'accumulation que de la période de fonte pour différents types d'isolateurs ainsi que pour différentes valeurs de la conductivité de l'eau d'accumulation. De plus, à partir des informations obtenues, la mise en évidence de certains paramètres évolutifs du courant de fuite pouvant aider à déterminer la signature en courant du processus menant au contournement électrique sera expliquée.

Le cinquième chapitre sera consacré à l'étude de l'évolution des paramètres fréquentiels du courant de fuite. Un intérêt particulier sera porté sur l'évolution du troisième et du cinquième harmonique du courant de fuite ainsi que sur l'évolution du déphasage entre la tension et le fondamental du courant durant les périodes d'accumulation et de fonte.

Le sixième chapitre présente les différentes techniques de détection, d'estimation et de prédiction utilisant les résultats obtenus et présentés dans les quatrième et cinquième chapitres. En particulier, des méthodes sont proposées afin de déterminer la dangerosité d'une accumulation de glace par l'estimation du taux moyen d'accumulation ainsi qu'une méthode permettant de prédire l'établissement de l'arc électrique à la surface du dépôt de glace basée sur l'utilisation des réseaux de neurones.

Pour finir, les conclusions générales ainsi que les recommandations sur les travaux futurs sont présentées au septième chapitre.

1.5 Originalité de la recherche

À ce jour et au meilleur de nos connaissances, il n'existe aucune étude relative à l'analyse systématique, aussi bien fréquentielle que temporelle, du courant de fuite circulant le long des isolateurs recouverts de glace.

L'originalité de cette recherche réside dans l'étude détaillée de l'évolution de la forme d'onde et de l'amplitude du courant de fuite des isolateurs recouverts de glace aussi bien au cours de la période d'accumulation que de la période de fonte. Cette étude permet l'établissement de corrélations entre les paramètres évolutifs du courant de fuite et l'état de surface de l'isolateur recouvert de glace et ceci afin d'identifier une signature en courant de fuite du contournement électrique.

CHAPITRE 2

REVUE DE LITTERATURE

2.1 Introduction

Les conditions atmosphériques hivernales auxquelles sont soumis les équipements d'isolation des réseaux électriques entraînent généralement la dégradation de leur performance diélectrique. Dans des cas sévères, tels que des accumulations de glace, cela peut conduire à des interruptions partielles voir totales, dans les cas les plus graves, de la distribution de l'énergie électrique. Dans la majorité des cas répertoriés, ce sont les contournements électriques des équipements d'isolations tels que les isolateurs de postes qui sont responsables de tels incidents lors de précipitations givrantes. Plusieurs études ont jusqu'ici été effectuées pour analyser la performance diélectrique des isolateurs lorsqu'ils sont recouverts de glace [1], [2], [30]-[35]. Cependant très peu ont été dédiées à l'analyse détaillée du courant de fuite. Une étude effectuée sur le sujet a toutefois suggéré que le courant de fuite d'un isolateur glacé, pendant la période d'accumulation était la superposition de quatre composantes [36], [37]. Cette étude a cependant été limitée uniquement à l'analyse de l'enveloppe du courant de fuite. Les formes d'ondes des différentes composantes du courant de fuite ont été présentées mais n'ont pas été analysées.

Ce chapitre aborde une revue de littérature sur les notions fondamentales permettant de caractériser le contournement électrique des isolateurs recouverts de glace. Une présentation rapide des différents modèles numériques permettant de prédire la tension de tenue d'un isolateur glacé est réalisée. Enfin, les résultats des travaux concernant l'analyse du courant de fuite des isolateurs pollués ainsi que ceux recouverts de glace seront présentés en détails dans la dernière section de ce chapitre.

2.2 Contournement des isolateurs recouverts de glace

Le contournement électrique des isolateurs recouverts de glace est l'une des principales problématiques à laquelle les compagnies de production et de distribution de l'énergie électrique doivent faire face en période hivernale. Ce phénomène a été étudié par plusieurs chercheurs et un grand nombre de recherches, aussi bien pratiques que théoriques, ont été réalisées dans plusieurs laboratoires. Toutes ces études s'accordent à dire que l'accumulation de glace sur les isolateurs constitue un danger réel pour les réseaux électriques [1], [2], [30]-[35].

2.2.1 Formation de la glace sur sites naturels

Les dépôts de glace formés sur les équipements des réseaux électriques se font par impact de gouttelettes d'eau surfondues. Le type de glace ainsi obtenu est fortement dépendant des conditions atmosphériques notamment la température, la vitesse du vent, la teneur en eau ou la grosseur des gouttelettes [1], [6], [30]-[32].

Suivant les conditions météorologiques et environnementales présentes lors des précipitations, le type de glace obtenu sera soit du givre léger, du givre lourd ou du verglas.

Le givre léger s'accumule lors du passage des bruines ou des nuages à petites gouttelettes d'eau, à des températures basses et sous l'effet d'un vent faible. Ce type de glace est généralement peu dangereux en ce qui concerne le contournement des isolateurs à cause de sa faible densité et surtout l'absence de glaçons [38]-[40].

Le givre lourd se forme normalement dans des conditions de précipitations froides ou lors du passage de nuages à gouttelettes surfondues. Ce type de glace est adhésif et s'accumule facilement à la surface des isolateurs. Étant donné que les précipitations qui favorisent ce type de glace persistent parfois longtemps, les dépôts accumulés peuvent atteindre des quantités importantes, occasionnant un danger pour la tenue électrique des isolateurs [38]-[40].

Enfin, le verglas se produit généralement dans un régime humide et entraîne la formation de glaçons dans les intervalles d'air entre les jupes des isolateurs. Ce type de glace très dur et adhésif est particulièrement dangereux de part sa persistance [38]-[40].

Le Tableau 2.1 résume les conditions atmosphériques associées à la formation des types de glace que l'on retrouve dans des conditions naturelles [38]-[40].

Type de glace	Densité (g/cm ³)	Caractéristique de la glace	Température ambiante (°C)	Vitesse du vent (m.s ⁻¹)
verglas	0,8 à 0,9	transparent, très dur, adhésif	0 à -3	1 à 20
givre lourd	0,6 à 0,9	semi-transparent, dur, adhésif	-3 à -15	5 à 20
givre léger	≤ 0,6	opaque, mou, peu adhésif	-5 à -25	5 à 20

Tableau 2.1 : Conditions atmosphériques associées à la formation de glace sur les sites naturels [38]-[40].

Les études réalisées sur le comportement électrique des isolateurs recouverts de glace aboutissent toutes à la même conclusion : les accumulations de glace en régime humide sont plus dangereuses que celles réalisées en régime sec [1]. La forte dangerosité du régime humide provient principalement de la présence du film d'eau de grande conductivité à la surface de la glace et de la présence de glaçons dans les intervalles d'air. Ce film d'eau, qui caractérise le régime humide, est présent pour des accumulations de glace produites à une température environnante située entre -9°C et 0°C avec des gouttelettes de grand diamètre. Dans ce cas, nous sommes en présence de verglas. Mais le film d'eau est aussi présent lorsque la température dépasse le point de congélation. Dans ces conditions, la fonte de la surface de la glace due au réchauffement s'opère, ce qui contribue à l'augmentation du volume du film d'eau. La fonte de la glace peut être aussi produite par la présence d'arcs locaux dans les intervalles d'air, ce qui augmente le courant de fuite à la surface de la couche de glace et entraîne ainsi une

fonte prématurée de celle-ci. Il est donc possible de passer d'un régime sec à un régime humide uniquement à cause de ces facteurs électriques.

Sur des sites naturels, les processus de formation et d'évolution de la glace sur les isolateurs suivent toujours trois phases [1] :

- La phase d'accumulation caractérisée par une croissance rapide du dépôt de glace;
- La phase d'endurance qui représente une croissance (ou décroissance) lente du dépôt sous l'effet des fluctuations de la température;
- La phase de délestage caractérisée par une décroissance rapide du dépôt de glace (fonte ou bris mécanique de la glace).

2.2.2 Formation de la glace en laboratoire

L'opportunité d'étudier le comportement des isolateurs recouverts de glace en laboratoire a beaucoup facilité la recherche sur les processus de contournement des isolateurs glacés puisque les accumulations de glace peuvent se réaliser à n'importe quel moment de l'année en chambre climatique en contrôlant les paramètres environnementaux.

Pour les essais de contournement d'isolateurs en laboratoire, la glace est produite artificiellement avec les installations présentées à la Figure 2.1 dans deux régimes distincts : le régime sec et le régime humide. En régime sec, la glace est formée

à partir de petites gouttelettes d'eau (environ $15\mu\text{m}$) qui gèlent immédiatement au moment de leur impact sur la surface de l'isolateur. Sous l'effet d'un vent faible et en raison des nombreuses bulles d'air emprisonnées, la glace ainsi produite, ou givre léger, est blanche, opaque et peu adhésive. Sa densité est d'environ $0,4$ à $0,6\text{ g/cm}^3$ et elle s'apparente au givre léger formé dans des conditions atmosphériques naturelles (voir Figure 2.2.a).

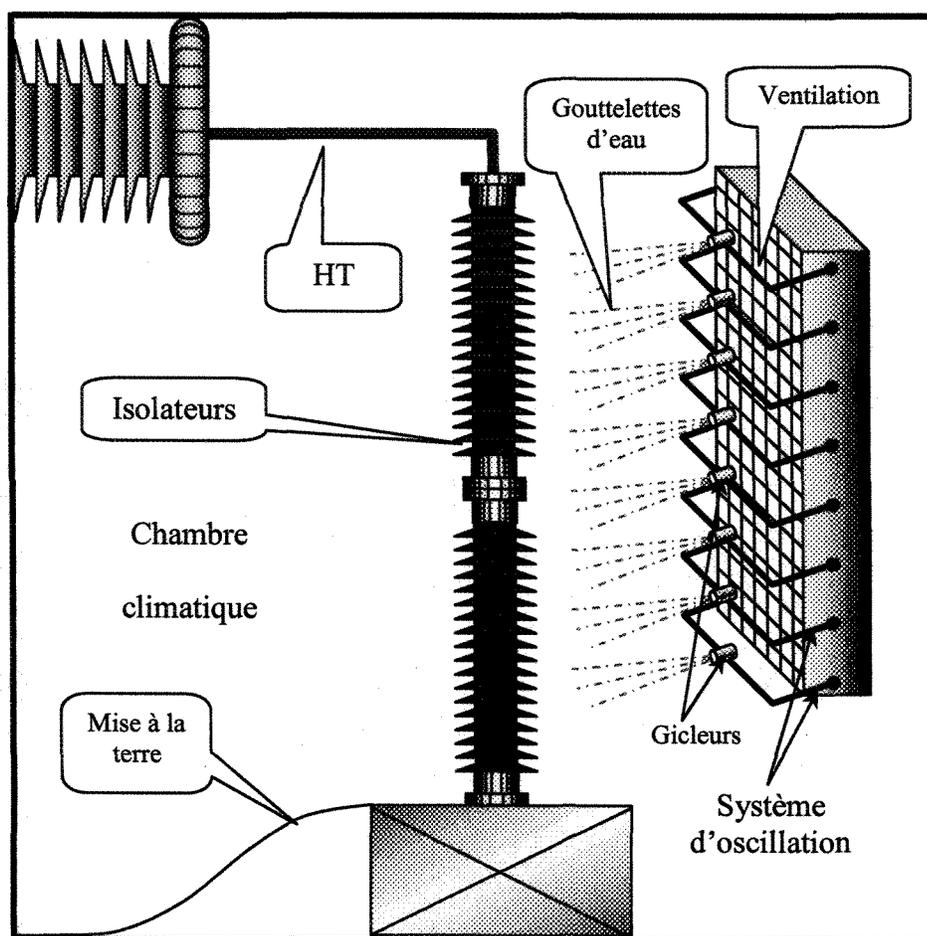


Figure 2.1 : Illustration schématique du système de production de précipitations froides en laboratoire.

En régime humide, la glace est formée à partir de gouttelettes d'eau surfondues plus volumineuses (de 50 à 80 μm) que celles utilisées dans le cas du givre léger. Les gouttelettes ne gèlent pas pendant le parcours dans l'air et arrivent à l'état liquide sur la surface froide des isolateurs. Résultant d'échanges thermiques complexes, la glace s'accumule sur les jupes des isolateurs sous forme de glaçons dans les espaces entre celles-ci [1], [3]. La densité de la glace ainsi obtenue est d'environ 0,9 g/cm^3 pour les glaçons et 0,87 g/cm^3 pour le dépôt à la surface des isolateurs. La couleur et l'opacité de cette glace varient en fonction de la teneur en bulles d'air et les dépôts ainsi obtenus s'apparentent à la glace atmosphérique formée lors de pluies verglaçantes (voir Figure 2.2.b).

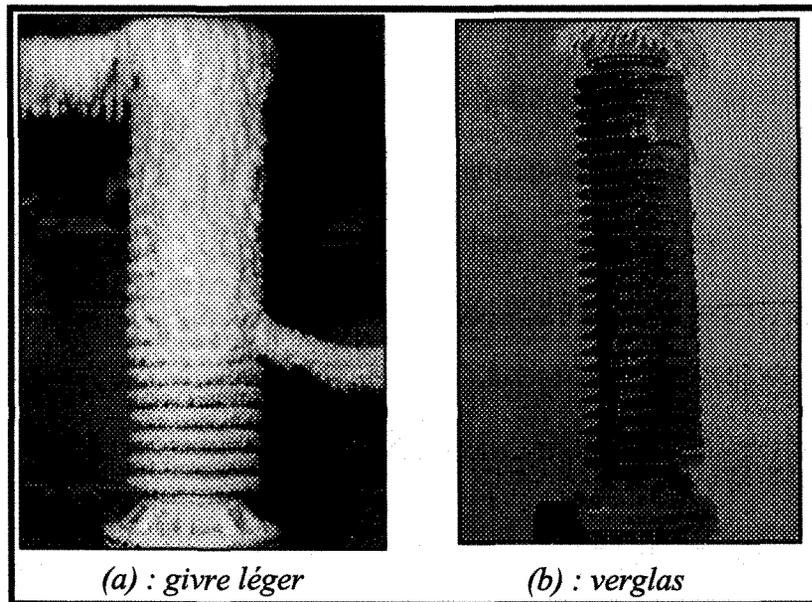


Figure 2.2 : Différents types de précipitations froides obtenues en laboratoire

2.2.3 Formation des glaçons sur les isolateurs

Les formes des dépôts de glace obtenues sur les isolateurs sous tension électrique sont différentes de celles obtenues en absence de tension. En effet, sous l'action du champ électrique qui est plus intense au niveau de l'électrode haute tension, plusieurs phénomènes prennent naissance et viennent modifier localement la formation des glaçons.

Le principal et plus important phénomène réside dans la formation de décharges partielles (ou streamers) à l'extrémité des glaçons (Figure 2.3). Les observations expérimentales et simulations numériques de calcul de champ électrique [41] ont montré que l'apparition des décharges partielles se produit généralement au niveau des jupes situées proches des électrodes et particulièrement proche de l'électrode haute tension. L'apparition des décharges se produit lorsque les glaçons atteignent une certaine longueur critique. Ces décharges ont pour effet de stopper la croissance des glaçons, ce qui donne naissance à des intervalles d'air, comme le montre la Figure 2.4. La longueur critique des glaçons est en fait régie par la distribution du champ électrique le long de l'isolateur. Cette distribution se modifie en effet continuellement au fur et à mesure que l'accumulation de glace progresse [41]. Ainsi lorsque le champ électrique, dont l'intensité est renforcée à l'extrémité du glaçon par la présence de goutte d'eau [41], atteint une valeur seuil d'environ 26 kV/cm, les décharges partielles peuvent s'établir dans l'intervalle d'air.



Figure 2.3 : Décharges partielles apparaissant à l'extrémité d'un glaçon

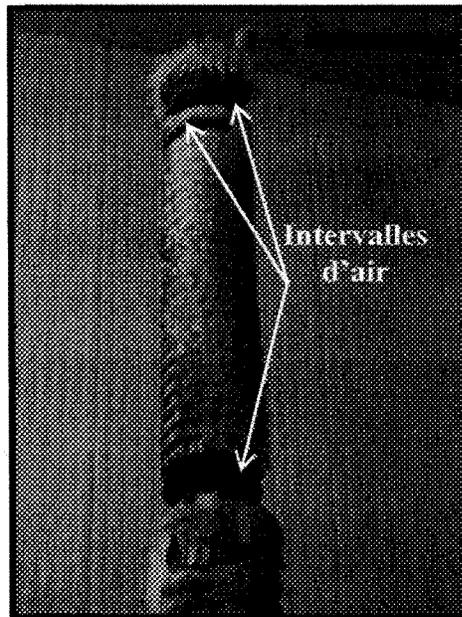


Figure 2.4 : Forme de dépôt de glace obtenue à la fin de la période d'accumulation sous tension appliquée

Lorsque l'accumulation de glace sur la surface de l'isolateur est réalisée sans tension appliquée, il n'y a pas de processus de fonte des glaçons. Ces derniers croissent alors tous à la même vitesse. Dans ce cas, un pont de glace uniforme, exempt de tout

intervalle d'air, est ainsi formé sur toute la surface de l'isolateur, comme le montre la Figure 2.5.

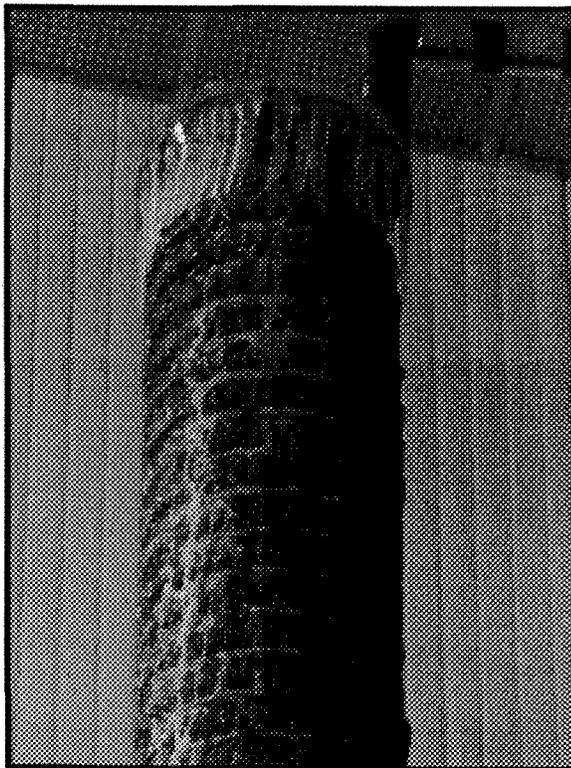


Figure 2.5 : Forme du dépôt de glace sur un isolateur standard de poste en absence de tension appliquée.

2.2.4 Paramètres influençant le contournement des isolateurs recouverts de glace

Les paramètres qui influencent le contournement électrique des isolateurs recouverts de glace affectent du même coup les performances électriques de ces derniers. Il existe plusieurs méthodes pour déterminer les performances électriques des isolateurs recouverts de glace [8], [9], [32], [42], [43]. De ces méthodes, deux ont fait l'objet d'études à l'UQAC [32], [43]. Celles-ci ont essentiellement pour but de

déterminer la tension de tenue des isolateurs recouverts de glace considérée comme paramètre d'évaluation de leurs performances électriques. La première méthode est appelée « méthode de tension de tenue maximale » (V_{TM}) et la deuxième « méthode de tension de tenue 50% » $V_{50\%}$.

Il est clair que plusieurs facteurs liés au processus de formation de la glace peuvent avoir une influence sur la tension de tenue des isolateurs glacés. Les paramètres impliqués sont liés aux conditions environnementales et aux caractéristiques de formation de la glace. La forme et la configuration de l'isolateur peuvent également avoir une influence sur le contournement. Une revue de ces paramètres est présentée dans les lignes qui suivent.

2.2.4.1 Type et densité de glace

L'influence du type et de la densité de glace sur la tenue diélectrique des isolateurs a été mise en évidence dans plusieurs études [1], [30], [33], [43]-[45]. En particulier, il a été démontré que la tension de tenue maximale des isolateurs dépend de la densité de la glace accumulée [1], [44], [45]. Ainsi, plus cette densité est importante et plus la tension de tenue maximale diminue. Cette diminution est plus prononcée lorsque la densité augmente à $0,9 \text{ g/cm}^3$, ce qui correspond à une accumulation de verglas. Des essais réalisés au laboratoire de recherche sur le givrage atmosphérique à l'UQAC [30] ont confirmé l'importance du type de glace. L'étude, réalisée sur quatre types d'isolateurs, a démontré que la glace formée en régime humide est plus nuisible

que le givre léger. Les résultats obtenus, présentés au Tableau 2.2, montrent que la tension de tenue maximale est toujours plus faible dans le cas de la glace formée en régime humide (verglas) que celle obtenue en régime sec (givre). Cela est donc une preuve de la forte dangerosité des accumulations de glace réalisées en régime humide [30], [32].

		Type d'isolateur			
		Isolateur standard IEEE	Isolateur Antibrouillard	Isolateur Composites (EPDM)	Colonne isolante
Type de glace	Régime sec	>148	>146	>168	>197
	Régime humide	60	84	96	90

Tableau 2.2 : Tension de tenue maximale, exprimée par mètre de distance d'arc, V_{TM}/m , (kV/m), [30], [32].

2.2.4.2 Épaisseur du dépôt de glace

D'après les résultats de différentes études [8], [30]-[33], [36], [43], [45]-[50], la tension de tenue des isolateurs recouverts de glace varie considérablement en fonction de la quantité de glace accumulée sur la surface exposée de l'isolateur. Ainsi, le risque de contournement des isolateurs augmente avec l'accroissement de l'épaisseur du dépôt de glace accumulée.

Afin d'évaluer la quantité de dépôts de glace accumulée sur la surface des isolateurs lors des différents tests, plusieurs méthodes ont été appliquées. Celles-ci

permettent de mesurer la quantité de glace, soit directement sur l'isolateur [8], [36], [45], [48]-[50] soit par l'utilisation d'un cylindre témoin fixe ou tournant [30]-[33], [43], [46], [47]. La quantité de glace mesurée directement est obtenue par la mesure du poids de la glace, de son volume, de la longueur des glaçons, etc.

Des études effectuées à l'UQAC ont montré que la tension de tenue maximale d'un isolateur de poste diminue avec l'augmentation de l'épaisseur de glace [30]-[33], [43], [46], [47]. Dans cette étude, l'épaisseur de glace correspond à l'épaisseur radiale de glace mesurée à l'aide d'un cylindre témoin tournant à 1 tour/minute [33], [47]. Les résultats montrent que la diminution de la tension de tenue maximale en fonction de l'accroissement de l'épaisseur de glace est respectée jusqu'à une épaisseur critique au-dessus de laquelle la tension de tenue maximale demeure constante. Cette valeur critique change pour différents types d'isolateurs et d'épaisseurs de glace [30], [43].

2.2.4.3 Conductivité de l'eau d'accumulation

La conductivité de l'eau utilisée pour l'accumulation de glace a une influence importante sur la valeur de la tension de tenue des isolateurs recouverts de glace [1], [4], [30], [32], [33], [43], [47], [51]-[56]. D'après [12], il a été constaté que les contournements d'isolateurs observés en période hivernale résultent, en général, de l'accumulation de glace contenant une quantité importante d'ions provenant de la salinité marine et de l'activité industrielle. Ainsi, les accumulations de glace formées à partir de l'eau de pluie polluée semblent être plus dangereuses pour les isolateurs glacés

Puisque la conductivité électrique d'une solution aqueuse est un paramètre dépendant de la température, sa valeur est généralement calculée et référencée à 20°C [30], [33], [57].

L'effet de la conductivité de l'eau de congélation sur la tension de tenue des isolateurs recouverts de glace a été également étudié au laboratoire de recherche sur le givrage atmosphérique [1], [30], [32], [33], [43], [47], [53]. Les résultats obtenus s'accordent à dire que plus la conductivité de l'eau augmente et plus la tension de tenue maximale diminue. Cette tendance se maintient jusqu'à une certaine valeur seuil de conductivité au-delà de laquelle cette dernière ne semble plus avoir d'influence significative sur la tension de tenue maximale V_{TM} [30].

D'autres études réalisées par [4], [54] ont montré que la tension de contournement d'un isolateur recouvert de glace s'est avérée linéairement proportionnelle à la racine carrée de la résistivité de l'eau d'accumulation.

2.2.4.4 Uniformité de la glace

L'uniformité de la glace est influencée par plusieurs paramètres, à savoir la vitesse du vent qui augmente l'angle de déviation des glaçons, les intervalles d'air causés par les décharges partielles et la position de l'isolateur qui, elle aussi, permet d'augmenter l'angle de déviation des glaçons.

a) Vitesse du vent

Des études effectuées au laboratoire de recherche sur le givrage atmosphérique de la CIGELE ont permis de mettre en évidence l'influence de la vitesse du vent pendant l'accumulation sur la tension de contournement des isolateurs glacés [1], [30], [31], [33], [43], [58]. La vitesse du vent pendant l'accumulation de glace joue un rôle non négligeable sur la tension de tenue maximale des isolateurs recouverts de glace. En effet, la distance de fuite des isolateurs glacés est étroitement liée à la distribution de la glace sur ceux-ci; cette distribution étant elle-même influencée directement par l'action du vent [31]. Ainsi, une distribution uniforme de la glace se produit en présence de vents relativement faibles. À l'inverse, les vents forts sont à l'origine de dépôts de glace irréguliers. Dans le cas de vents faibles, de vitesses inférieures à 5 m/s, les glaçons sont formés entre les jupes verticalement, présentant ainsi une inclinaison presque nulle. La distance de fuite ainsi obtenue est relativement courte, d'où une tension de tenue maximale relativement faible. Par contre, dans le cas de vents forts, de vitesses supérieures à 5 m/s, l'inclinaison des glaçons est plus importante et est dirigée vers l'intérieur de l'isolateur ce qui entraîne une augmentation de la distance de fuite. En conséquence, les résultats obtenus montrent que la valeur de la tension de tenue maximale augmente avec la vitesse du vent.

b) Intervalles d'air et arcs électriques

La présence de la tension pendant la période d'accumulation affecte la distribution de la glace le long de l'isolateur. Ainsi, certaines zones de l'isolateur,

appelées « intervalles d'air », peuvent se retrouver sans de glace. Les études ont démontré que la présence d'arcs électriques partiels est étroitement liée à la présence d'intervalles d'air le long des isolateurs glacés [3], [33], [37], [43]. En effet, la création des intervalles d'air débute pendant la phase d'accumulation de la glace sur l'isolateur. Au cours de cette phase, les glaçons se forment entre les jupes de l'isolateur, grandissent et finissent par atteindre le dessus de la jupe suivante. Cependant, tel que mentionné à la section 2.1.3, au voisinage des électrodes, des décharges électriques partielles apparaissent à l'extrémité des glaçons avant que ceux-ci n'atteignent la jupe suivante, ce qui a pour effet de stopper leur croissance. Cela a ainsi pour effet de créer des intervalles d'air qui subsistent jusqu'à la fin de l'accumulation.

Des études sur l'influence de la longueur et la position d'intervalles d'air ont été réalisées sur des isolateurs recouverts de glace. Elles ont permis d'établir que la position des intervalles d'air a une influence significative sur la tension de contournement. Les études expérimentales réalisées à la CIGELE [59] ont montré que la présence de glace au voisinage de l'électrode de mise à la terre contribue à augmenter la tension de tenue de l'isolateur en offrant une barrière diélectrique plus importante que celle offerte par un intervalle d'air.

Si une période de fonte intervient, des arcs électriques partiels peuvent s'établir le long des intervalles d'air à condition que la chute de tension le long de ceux-ci soit supérieure à la tension de claquage dans l'air [60]. Dans le cas où les conditions requises

sont présentes, ces arcs partiels peuvent conduire au contournement de l'isolateur. Cependant, il est parfois possible d'observer la chute de parties de glace aux abords des intervalles d'air où la glace est rendue moins adhérente par la fonte localisée engendrée par les arcs partiels [13]. Cette chute de glace entraîne un agrandissement des intervalles d'air et peut, sous certaines conditions, inhiber ou accélérer le processus de contournement [30].

c) Position de l'isolateur

La position de l'isolateur a aussi un effet remarquable sur l'uniformité de la glace accumulée. Normalement, les glaçons ne peuvent jamais former un pont de glace entre les jupes d'un isolateur en position horizontale, alors que cela est facilement réalisable sur un isolateur en position verticale. Ainsi, le nombre et la taille des glaçons entre les jupes de l'isolateur dépendent de l'angle de déviation de celui-ci. Cet angle, qui varie entre la position verticale et la position horizontale, a un effet sur la tension de contournement des isolateurs recouverts de glace [4], [54], [61], [62]. Des études ont montré que les petits angles de déviation ($<10^\circ$) n'ont pas d'effets notables sur la tension de contournement [4], [54]. Cependant lorsque l'angle de déviation est augmenté au-delà de 10° , le nombre de glaçons entre les jupes de l'isolateur diminue fortement entraînant l'augmentation de la tension de contournement. Avec un angle de déviation de 35° , la tension de contournement obtenue est presque le double de celle obtenue en position verticale.

2.2.4.5 *Type d'isolateur*

Les performances des isolateurs sous conditions de givrage atmosphérique dépendent non seulement de différentes conditions de givrage, mais également du type d'isolateurs utilisés et en particulier de ses caractéristiques géométriques.

a) Distance entre les jupes de l'isolateur

La longueur des glaçons est influencée par un certain nombre de paramètres dont la distance entre les jupes qui joue un rôle important dans la détermination de la tension de tenue [9], [42], [44], [62], [63]. En effet, dans le cas d'un isolateur de distance entre jupes faible, les glaçons vont combler l'espace entre deux jupes adjacentes plus rapidement, entraînant la formation d'un pont de glace. Dans ce cas, la distance de fuite de l'isolateur est grandement diminuée, ce qui conduit à une forte probabilité d'un contournement [35]. Dans le cas où la distance entre les jupes est plus importante, l'espace entre deux jupes adjacentes n'est pas obstrué par la glace et des intervalles d'air sont ainsi formés. Cela a pour effet d'augmenter la distance de fuite de l'isolateur, ce qui conduit à une tension de tenue plus grande que dans le cas d'un pont de glace.

b) Longueur de l'isolateur

La tension de tenue est influencée par la longueur de fuite ainsi que par la longueur de l'isolateur. Plusieurs études ont montré qu' approximativement, la tension de contournement d'un isolateur en position verticale est, linéairement proportionnelle à la longueur de l'isolateur [8], [31], [35], [43], [48], [54], [55], [63], [64].

c) Diamètre des jupes de l'isolateur

Pour les mêmes conditions atmosphériques, la probabilité de contournement des isolateurs de grand diamètre est plus élevée que celle des isolateurs de petit diamètre. En effet, la quantité de glace accumulée sur un objet est proportionnelle à la surface exposée aux gouttelettes surfondues. En conséquence, un isolateur avec un grand diamètre accumulera plus de glace qu'un isolateur de même longueur et de plus petit diamètre, ce qui donnera une résistance résiduelle plus faible [33], [59].

2.2.5 Processus de contournement des isolateurs recouverts de glace

Le phénomène du contournement électrique est généralement précédé par la formation d'un film d'eau sur la surface de la glace [4], [33], [43]. Cela peut être dû à l'augmentation de la température ambiante ou à la fonte de glace due aux arcs partiels et à l'effet de couronne [8].

La présence de ce film d'eau permet ainsi au courant de fuite (CF) de circuler à la surface du dépôt de glace [24], [65], [66]. La circulation du CF est rendue possible par le fait que la conductivité surfacique de la glace est beaucoup plus élevée que sa conductivité volumique [67], [68]. Cela est dû d'une part aux impuretés rejetées à la surface de glace lors de la cristallisation des gouttelettes d'eau pendant la période d'accumulation et d'autre part à la présence d'une couche quasi-liquide de l'ordre de quelques nanomètres à l'interface glace-air [69]. La conductivité élevée de cette couche

surfactive entraîne une redistribution du potentiel électrique le long de l'isolateur avec une augmentation considérable de la chute de tension le long des différents intervalles d'air présents [70]. Ce phénomène conduit, dans les cas extrêmes où les chutes de tension sont importantes, au claquage des intervalles d'air et à l'établissement d'arcs électriques partiels le long de ces derniers.

Ces arcs partiels de couleur violette entraîne la fonte de l'extrémité des glaçons ce qui contribue à augmenter l'épaisseur du film d'eau à la surface du dépôt de glace. Dans ce cas, l'effet thermique dû aux arcs est plus dominant que l'effet de la température ambiante. Le maintien de ce processus thermique peut produire assez d'eau pour que la conductivité surfacique atteigne un niveau critique. Cela se traduit par une augmentation du courant de fuite circulant à la surface de l'isolateur glacé qui peut mener, lors qu'une valeur critique est atteinte, à l'apparition des arcs électriques blancs. Si toutes les conditions requises sont présentes, cette étape peut mener au contournement électrique de l'isolateur glacé.

La Figure 2.6 résume les principales étapes du développement de l'arc électrique sur les isolateurs recouverts de glace avec : fonte de la surface du dépôt de glace et naissance des décharges partielles au niveau des intervalles d'air (figure 2.6-a); apparition des arcs électriques partiels le long des intervalles d'air (figure 2.6-b); propagation des arcs électriques blancs à la surface du dépôt de glace jusqu'au contournement (figure 2.6-c).

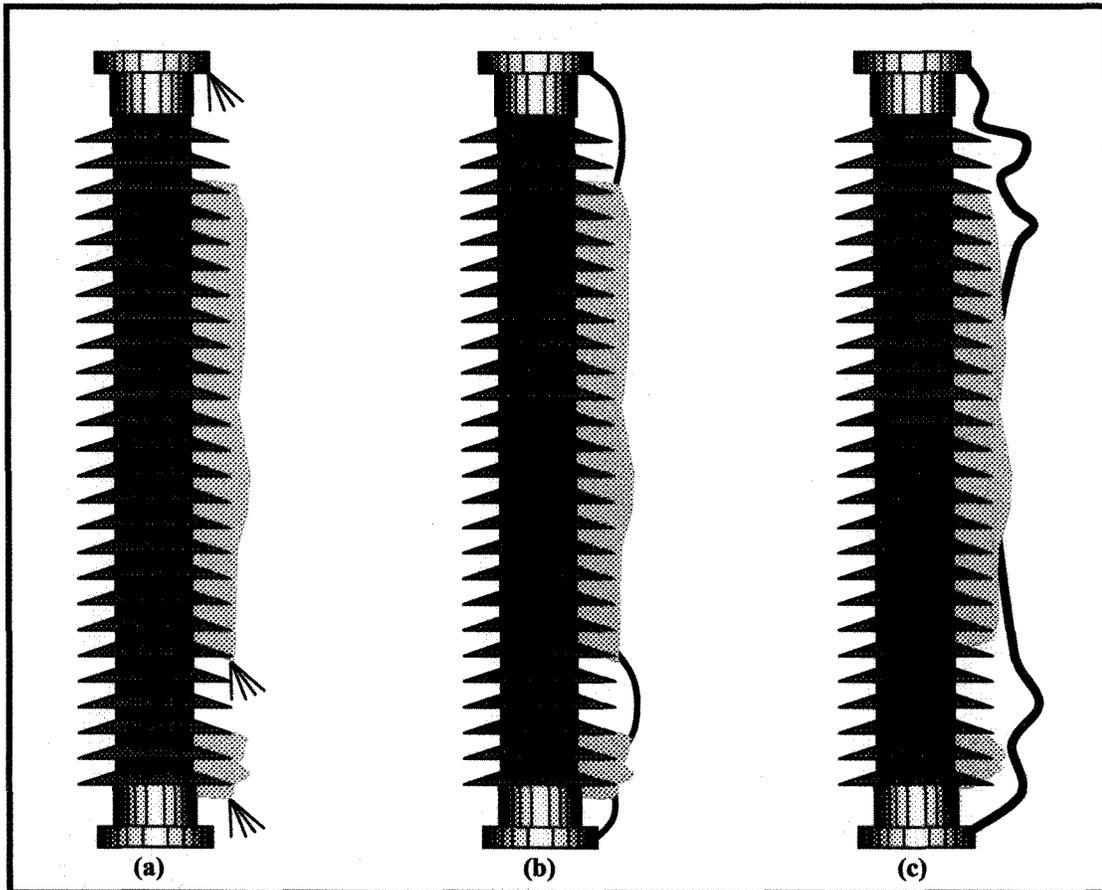


Figure 2.6 : Différentes étapes du contournement électrique des isolateurs recouverts de glace

2.3 Modélisation du contournement des isolateurs recouverts de glace

Afin d'estimer la performance des isolateurs recouverts de glace, plusieurs recherches dont la plupart réalisées à la CIGELE ont été consacrées au développement de modèles mathématiques permettant de prédire la tension de contournement des isolateurs recouverts de glace [14]-[25].

La présence de la tension pendant la période d'accumulation affecte la distribution de la glace le long de l'isolateur. Ainsi, certaines portions de l'isolateur, généralement situées au voisinage des électrodes, peuvent se retrouver sans glace. Ces portions appelées encore « intervalles d'air » sont créées par la fonte de glace due à l'activité électrique à l'extrémité des glaçons lors de la période d'accumulation.

En fait, due à l'augmentation de la température de l'air, au rayonnement solaire ou à l'effet thermique d'arcs électriques partiels, il peut survenir une période de réchauffement durant laquelle un film d'eau sera générée sur la surface de glace. Ce phénomène finit par créer une situation semblable à celle entourant les isolateurs pollués, c'est-à-dire des bandes sèches en série avec une couche de pollution humide [26], [29]. Cela explique d'ailleurs pourquoi la glace est considérée comme un type particulier de pollution atmosphérique. Dans ces conditions, des méthodes semblables à celles utilisées pour les isolateurs pollués ont ainsi pu être appliquées dans la modélisation mathématique du contournement des isolateurs recouverts de glace. Le modèle de base utilisé est celui initialement proposé par Obenaus [71]. Ainsi le processus de contournement d'un isolateur recouvert glace peut être étudié en utilisant le circuit équivalent de la Figure 2.7.

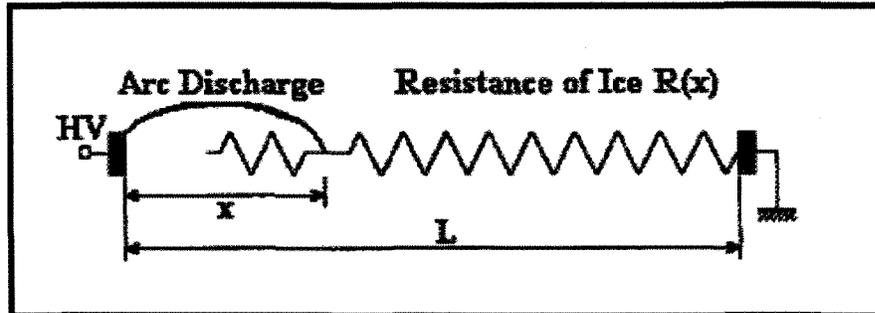


Figure 2.7 : Circuit équivalent du processus de contournement des isolateurs recouverts de glace.

L'équation du processus de contournement (Figure 2.7) s'exprime comme suit :

$$V_m = AxI_m^{-n} + I_m R(x) + V_e \quad (2.1)$$

où

V_m (V) est la valeur maximale de la tension appliquée ;

V_e (V) est la tension de l'arc ;

x (cm) est la longueur d'arc ;

I_m (A) est la valeur maximale du courant de fuite ;

$R(x)$ (Ω) est la résistance résiduelle de la couche de glace ;

A et n sont les constantes d'arc.

Pour des arcs générés sous tension alternative, la tension d'arc, V_e , peut être négligée et induite dans la chute de tension le long de l'arc [25], ainsi :

$$V_m = AxI_m^{-n} + I_m R(x) \quad (2.2)$$

Sous la tension alternative, le courant passe par zéro deux fois par cycle et, par conséquent, l'arc local s'éteint et se ré-allume deux fois. Dans ce cas, les conditions de rallumage d'arc doivent être satisfaites. Ces conditions peuvent être exprimées comme suit :

$$V_m \geq \frac{kx}{I_m^b} V \quad (2.3)$$

et la condition critique est :

$$V_m = \frac{kx}{I_m^b} V \quad (2.4)$$

où k et b sont les constantes de rallumage d'arc.

Les études ont permis de démontrer que c'est lorsque l'isolateur est complètement couvert de la glace, c'est-à-dire qu'un pont de glace est totalement formé (Figure 2.4) que la tension de contournement est la plus basse [46]. Dans ce cas, la couche de glace peut être simplifiée et considérée comme un demi-cylindre [72] et la résistance résiduelle peut être calculée en utilisant la formule suivante [33] :

$$R(x) = \frac{1}{2\pi\gamma_e} \left[\frac{4(L-x)}{D+2d} + \ln\left(\frac{D+2d}{4r}\right) \right] \quad (2.5)$$

où γ_e (en μs) est la conductivité extérieure de la couche de glace ;

L et D sont la longueur et le diamètre de l'isolateur, respectivement ;

d est l'épaisseur de la couche de glace ;

et r est le rayon de l'arc.

À partir des équations (2.1) et (2.4), la tension de contournement des isolateurs recouverts de glace peut être calculée si tous les paramètres des équations (2.1), (2.4) et (2.5) sont déterminés. Généralement, ces paramètres sont déterminés expérimentalement suite à des séries des tests longues et fastidieuses [25].

Afin de déterminer les constantes d'arc A et n , une géométrie simple d'échantillon de glace triangulaire a été employée (Figure 2.8). Cette géométrie assure la formation d'un arc partiel dans un endroit prédéterminé et facilite la mesure de la tension d'arc [25].

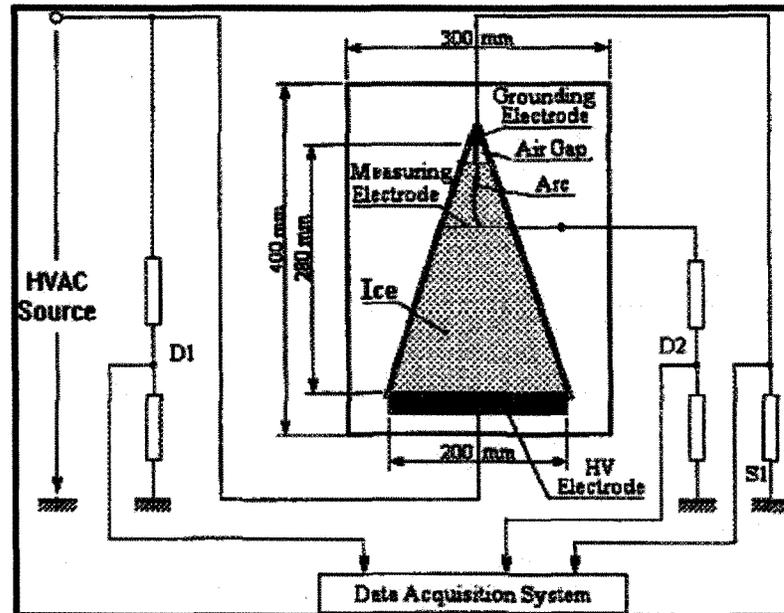


Figure 2.8 : Échantillon de la glace utilisé pour la détermination des paramètres d'arc [25]

2.4 Systèmes de surveillance des isolateurs sous conditions de pollution

2.4.1 Analyse du courant de fuite des isolateurs pollués

Il existe un certain nombre d'études spécifiques relatives à l'analyse du courant de fuite (CF) des isolateurs pollués [26]-[29], [73]-[85]. Toutes ces études s'accordent à dire que la mesure du courant de fuite (CF) est une source évidente d'informations sur le comportement des isolateurs pollués. En outre, l'étude du courant de fuite permet d'analyser l'état de surface de l'isolateur afin de déterminer si celui-ci est sec, humide, faiblement polluée, fortement polluée ou si des bandes sèches (le long desquelles se produisent les arcs électriques partiels) sont présentes ou en cours de formation. L'analyse du courant de fuite peut aussi permettre de prédire, dans certains cas, le

contournement des isolateurs pollués [29], [73]. L'objectif final de ces études portant sur le courant de fuite est de réaliser un système temps-réel de surveillance sur site des isolateurs afin d'en prédire le contournement ou d'émettre des avertissements concernant la probabilité qu'un tel phénomène survienne [26], [29], [73].

Généralement, l'étude du courant de fuite passe par une analyse fréquentielle de ce dernier qui est mesurée à partir d'un système d'acquisition. Il est alors possible de déterminer une signature permettant d'identifier ou de prévoir le contournement de l'isolateur pollué. L'établissement de cette signature se fait généralement soit par une analyse fréquentielle, basée sur l'utilisation de méthodes de traitements du signal (analyse spectrale) [29], [74], [80]-[82], soit par réseaux de neurones [26], [28], [73], [79].

Dans la majorité des cas, ce sont en fait les premiers harmoniques du courant de fuite qui sont étudiés et particulièrement les harmoniques d'ordre impair dont les amplitudes semblent avoir un lien direct avec la probabilité de contournement. Il a ainsi pu être mis en évidence l'existence d'un lien très direct entre l'augmentation significative de l'amplitude du troisième harmonique à l'approche d'un contournement [29], [74], [80]-[82].

Ces informations pertinentes, couplées à l'identification de la forme d'onde du courant de fuite (sinusoïdale, non linéaire et non linéaire avec des décharges

transitoires) peuvent être mises à contribution par des réseaux de neurones afin de pouvoir déterminer le degré de pollution de la surface de l'isolateur [26].

Dans une autre étude [73], un ensemble de bases de données a été développé dans le but d'entraîner un modèle de réseaux de neurones. Les données utilisées ont été recueillies lors de tests réalisés sur des isolateurs pollués pour déterminer leur tension de contournement en fonction de l'enveloppe du courant de fuite mesuré, de la signature mesurée par ultrasons des décharges partielles et de l'humidité relative de l'air ambiant. À partir de la banque de données obtenue, le modèle développé est alors capable de prédire avec une certaine précision la probabilité d'un contournement. Une autre étude utilisant le même principe des réseaux de neurones a été réalisée afin d'établir une relation entre la « densité équivalente de dépôt de sel » (ESDD) des isolateurs pollués et différents paramètres environnementaux à savoir la température, l'humidité, la pression, les précipitations et la vitesse du vent [79].

Dans un autre domaine, d'autres travaux ont été réalisés sur l'analyse temporelle du courant de fuite et en particulier sur son enveloppe [29], [83]-[85]. À partir de cette dernière, des analyses statistiques utilisant des fonctions de prédiction stochastiques ont permis de définir des critères de contournement électrique pour les isolateurs pollués.

La difficulté dans l'analyse du courant de fuite des isolateurs glacés est due au fait que le comportement de ce dernier est beaucoup plus aléatoire que celui des

isolateurs pollués. Cela provient principalement du changement aléatoire et rapide de la géométrie et de l'état de surface de la couche de glace déposée sur l'isolateur (fonte de glace, chutes de parties de glace, agrandissement des intervalles d'air, formation du film d'eau, etc....).

2.4.2 Systèmes de mesure et de surveillance du courant de fuite des isolateurs pollués développés

Il existe plusieurs techniques de mesure et de surveillance du courant de fuite des isolateurs sous conditions de pollution qui sont actuellement utilisées autant dans les laboratoires de recherche que dans l'industrie [86]-[94]. La structure systématique générale du système de mesure du courant de fuite est illustrée à la Figure 2.9. Le capteur du courant est placé entre l'isolateur et la mise à la terre. Ainsi le courant de fuite circulant à la surface de l'isolateur et s'écoulant vers la terre traverse le capteur qui génère à sa sortie une tension proportionnelle au courant de fuite. La sortie analogique du capteur de courant est directement connectée à l'unité centrale de mesure où le signal est conditionné, converti en signal numérique et ensuite introduit au poste de travail d'enregistrement et de contrôle.

Dans l'industrie, dans certains cas, l'unité centrale de mesure mentionnée à la Figure 2.9 est conçue dans une unité portative facilitant ainsi le contrôle rapide de plusieurs isolateurs par le même appareil; et dans le cas d'une surveillance en continu de

l'isolateur, cette unité est munie d'une communication modem qui la relie au poste de travail d'enregistrement et de contrôle comme le montre la Figure 2.10-b [78], [90].

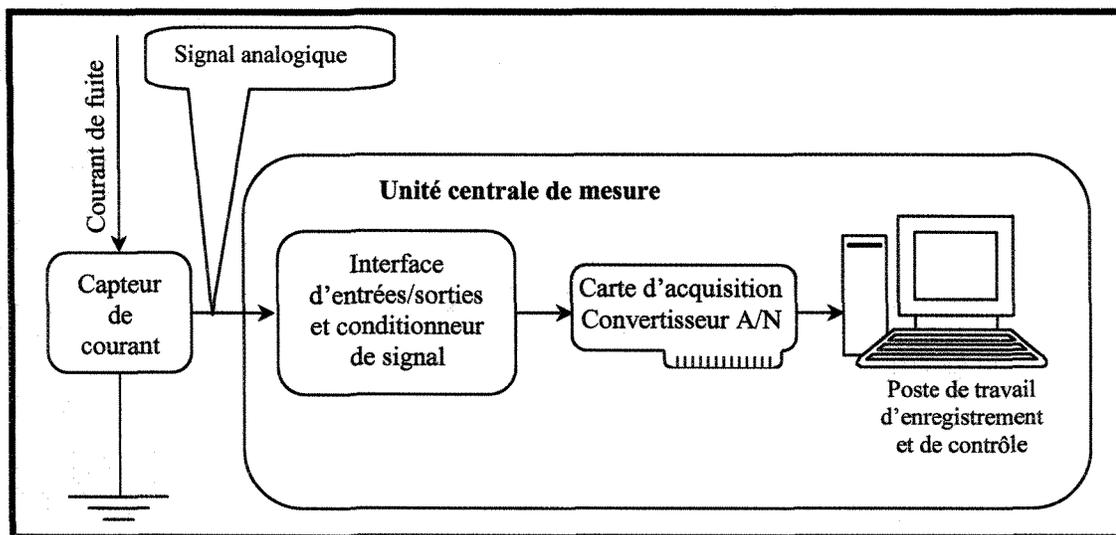


Figure 2.9 : Structure générale du système de mesure du courant de fuite

Le capteur de courant de fuite peut être constitué par une simple résistance de puissance insérée dans le circuit de la mise à la terre de l'isolateur comme le montre la Figure 2.10-a. La Figure 2.10-b montre une autre configuration qui est plus utilisée en industrie. Elle consiste à utiliser des capteurs de courant basés sur l'effet Hall dont le principe est illustré à la Figure 2.11 [78], [81], [90], [93]. Cette configuration permet de placer le capteur de courant sans ouvrir le circuit de mise à la terre de l'isolateur, ce qui le rend plus pratique dans le domaine industriel. À titre d'exemple, la compagnie « PEARSON ELECTRONICS, INC. » commercialise une vaste gamme de ce type de capteurs. La Figure 2.11 monte un exemple de modèle de cette gamme de produits, il s'agit du modèle 3525 dont la fiche technique est donnée en annexe.

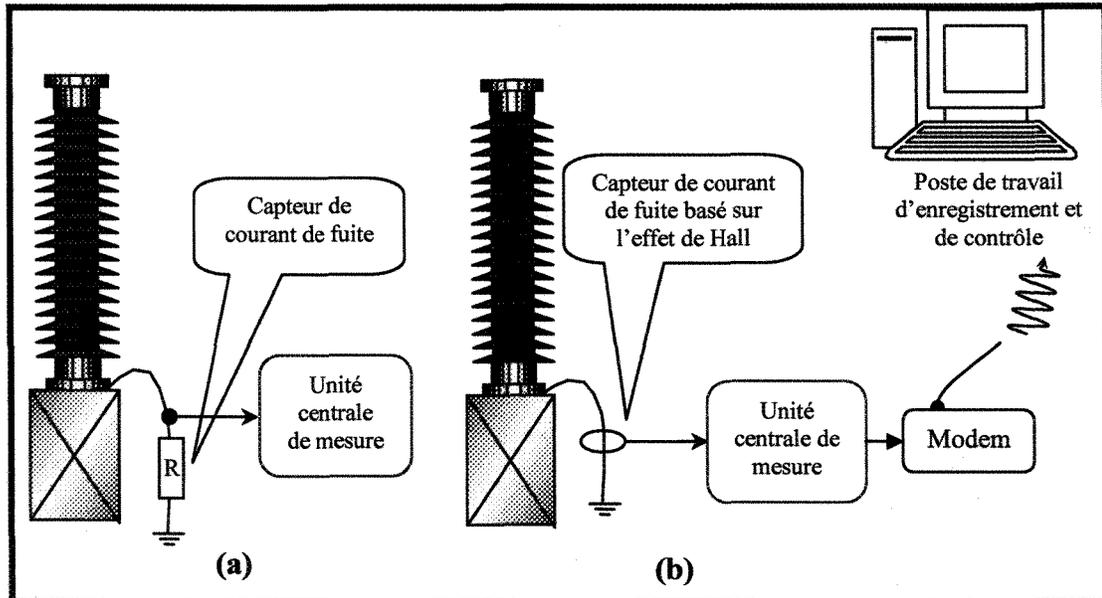


Figure 2.10 : Différentes configurations utilisées pour la mesure du courant de fuite

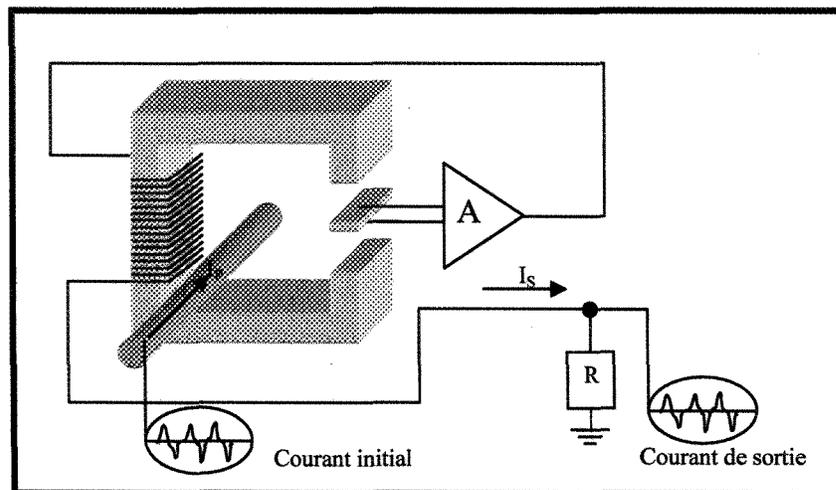


Figure 2.11 : Capteur de courant basé sur l'effet de Hall

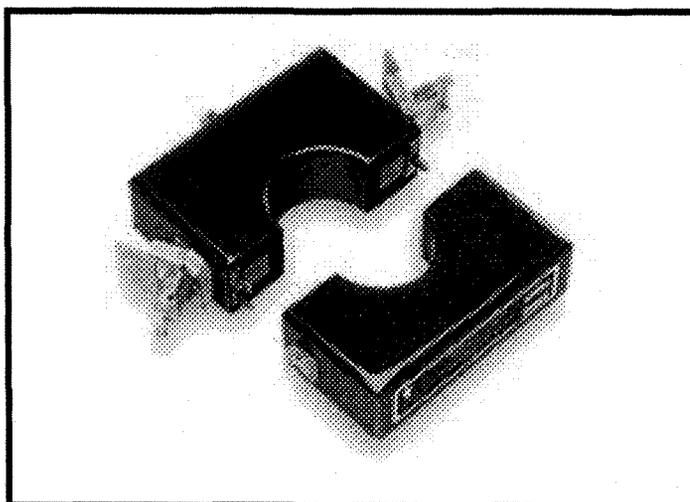


Figure 2.12 : Capteur de courant modèle 3525 de la firme « PEARSON ELECTRONICS, INC. »

Les travaux de recherche réalisés en laboratoires sur l'étude du courant de fuite des isolateurs pollués ont pour but d'identifier les principaux paramètres caractéristiques du courant de fuite des isolateurs et de mettre en application les résultats obtenus [86]-[94]. Toutes ces études s'accordent à dire que la mesure du courant de fuite (CF) est une source évidente d'informations sur le comportement des isolateurs. L'étude du courant de fuite des isolateurs pollués permet d'analyser l'état de surface de l'isolateur afin de déterminer la sévérité de la couche de pollution en vue de fournir des indications d'entretien préventif. Cette analyse est basée généralement sur l'évolution temporelle de l'amplitude du courant de fuite, de ses harmoniques fréquentiels ainsi que de sa forme d'onde. D'autres paramètres météorologiques peuvent également intervenir dans la détermination de la « densité équivalente de dépôt de sel » (ESDD) ou la probabilité d'avoir un contournement électrique des isolateurs pollués [73], [79].

Plusieurs systèmes de surveillance et de diagnostic relatifs à l'état « surfacique » des isolateurs pollués basés sur plusieurs résultats de ces recherches ont été industrialisés. À titre d'exemple on peut citer les systèmes suivants :

- La compagnie « Doble/TransiNor As » : Deux systèmes sont commercialisés par cette compagnie : le IMP (Insulator Pollution Monitor) et le LCM II (Leakage Current Monitoring). Le premier (IPM) est conçu pour la surveillance en ligne continue de la pollution des isolateurs à haute tension et le deuxième (LCM II) pour la vérification de l'état des parafoudres à oxyde de métal.
- La compagnie « GridSense » : Depuis 1992, GridSense a mis sur le marché son système de surveillance du courant de fuite des isolateurs de lignes aériennes (appelé « Pollution Monitor »). Le système mesure le courant de fuite afin de déterminer le niveau de pollution des isolateurs. Les données sont transférées au poste de travail d'enregistrement et de contrôle par l'intermédiaire de cellulaire, de transmission hertzienne ou par fibres optiques. Une alarme est automatiquement déclenchée si le lavage des isolateurs d'une région est nécessaire.
- La compagnie « MagShield » : Elle est reconnue par son système de surveillance du courant de fuite, le LCMS (Leakage Current Monitoring System). Le système est utilisé pour la mesure et la surveillance à long terme du courant de fuite des isolateurs pollués. Le LCMS utilise la valeur instantanée du courant de fuite et sa variation temporelle comme indicateur de la sévérité de la pollution de l'isolateur et produit des alarmes appropriées si nécessaire.

Les spécifications techniques de ces systèmes sont données en annexe.

Généralement, ces systèmes ont été conçus pour effectuer la surveillance continue en ligne de l'effet de la pollution externe sur les isolateurs haute tension et sur d'autres dispositifs tels les parafoudres et les bornes de traversée; ils permettent de déterminer quand le lavage et l'entretien des isolateurs sont nécessaires, réduisant ainsi le coût d'entretien des isolateurs. Ils peuvent aussi évaluer la sévérité de la pollution sur les isolateurs en générant une alarme lorsque les niveaux de pollution dépassent des valeurs seuil prédéfinies sont atteints.

2.5 Analyse du courant de fuite des isolateurs recouverts de glace.

L'analyse du courant de fuite des isolateurs recouverts de glace a été abordée par M. Hara et C.L. Phan afin d'étudier le comportement des isolateurs haute tension pendant la formation du givre et du verglas [37] et pendant les périodes de fontes [36]. Dans leurs travaux, plusieurs dizaines de tests ont été réalisés sur deux types d'isolateur : isolateur suspendu de type « capot tige » et isolateur suspendu synthétique de type « long fût ».

2.5.1 Étude au cours de la période d'accumulation

Selon la valeur de la température, référencée selon quatre régions [37], les accumulations obtenues sur les isolateurs ont été classifiées en trois types de glace : le verglas avec une densité entre 0.88 et 0.92 dans la région I ($-9 < T < 0^{\circ}\text{C}$) ; le givre lourd avec une densité entre 0.84 et 0.87 dans la région III ($-19 < T < -12^{\circ}\text{C}$) ; dans la

région II ($-12 < T < -9^{\circ}\text{C}$) le type de glace obtenue est un mélange de verglas et de givre lourd, alors que dans la région IV, ($T < -19^{\circ}\text{C}$) la glace obtenue est du givre léger avec une densité entre 0.75 et 0.84.

Outre son influence sur le type de glace, le changement de la température affecte aussi le taux d'accumulation comme le montre la Figure 2.13.

L'eau utilisée dans ces expériences est celle du robinet. Sa conductivité mesurée à 8°C est de $275 \mu\text{S}/\text{cm}$.

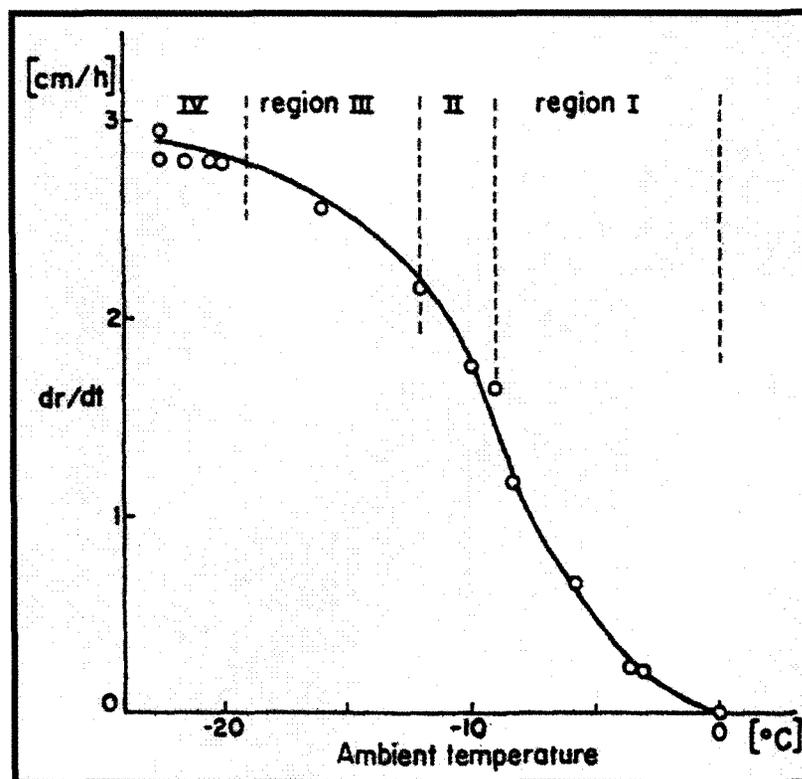


Figure 2.13 : Taux d'accumulation de glace en fonction de la température [37]

D'après les enregistrements du courant réalisés au cours des périodes d'accumulation et de fonte, les auteurs ont considéré le courant de fuite d'un isolateur glacé comme la superposition de quatre composantes, schématiquement illustrée par la Figure 2.14. La première est une composante d'amplitude presque constante, appelée le courant de fuite de base, noté I_B , sur laquelle est superposée une série de pics intermittents. Les glaçons suspendus sous les jupes de l'isolateur fondent rapidement sous l'action de ces pics du courant qui peuvent durer plusieurs minutes chacun. Quand l'amplitude des pics du courant de fuite est au-dessous d'une certaine valeur d'environ 18 mA, indiquée par I_{WT} , les décharges visuelles sont encore considérées comme de des arcs violets et les pics du courant sont appelés courant de fonte I_M . En fait, I_B contribue également à la fonte mais son action est inférieure à celle engendrée par I_M . Avec des pics d'amplitude plus élevée, un arc blanc se forme sur plusieurs jupes de l'isolateur, le courant correspondant dans ce cas est noté I_W . Le contournement se produit lorsqu'un arc se forme entre les deux extrémités de l'isolateur et le courant correspondant I_F devient très grand par rapport à I_W .

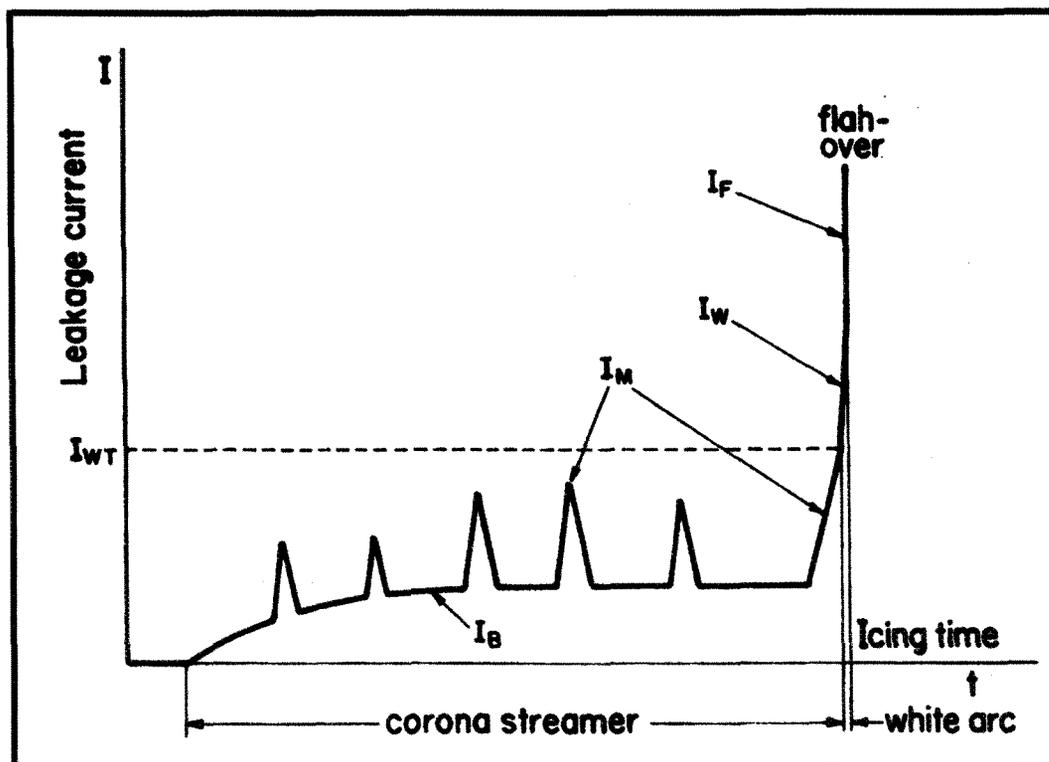


Figure 2.14 : Différentes composantes du courant de fuite [37]

2.5.1.1 Courant de fuite de base I_B

La forme d'onde du courant de fuite de base I_B n'est pas sinusoïdale mais composée de petites impulsions de durée d'environ 2ms pour chaque crête. Les amplitudes des impulsions sont parfois plus élevées avec les crêtes négatives.

Le courant de fuite de base I_B mesuré lorsque l'épaisseur de glace radiale est de 3,4 cm (mesurée sur le cylindre témoin) est présenté en fonction du taux d'accumulation de glace et de la température à la Figure 2.15.

La Figure 2.15 montre que le courant de fuite de base I_B augmente avec la diminution de la température dans la région I. La valeur la plus élevée de I_B est située à la frontière entre les régions I et II. I_B diminue avec la diminution de la température dans la région II et devient négligeable dans les régions III et IV.

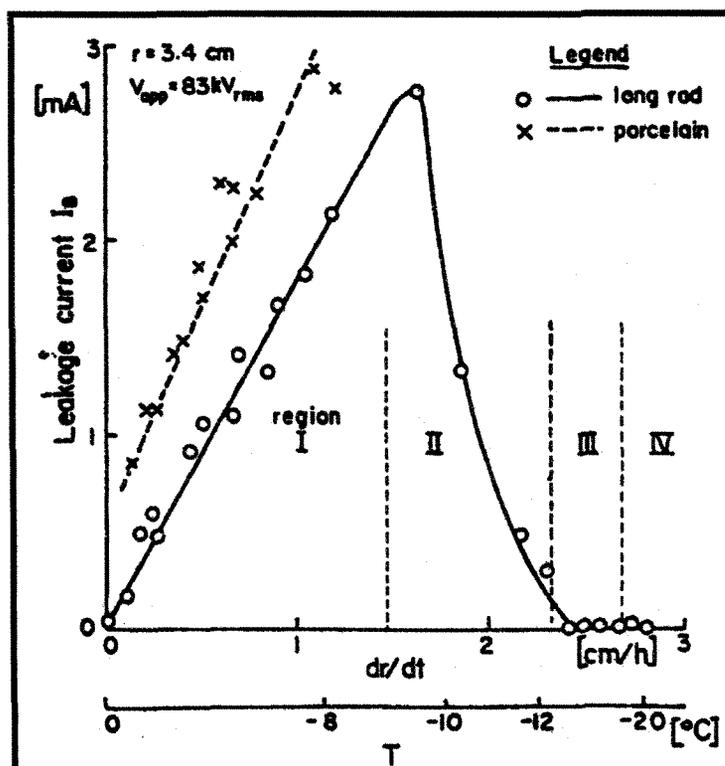


Figure 2.15 : Courant de fuite de base I_B en fonction du taux d'accumulation de glace et de la température [37].

Il est intéressant de remarquer que I_B augmente linéairement avec le taux d'accumulation dans la région I. En outre, les auteurs ont pu observer dans cette région que la longueur totale des intervalles d'air présents entre les jupes de l'isolateur est presque constante. Cela signifie qu'il existe un équilibre entre le taux de fonte causé par le courant de fuite et le taux d'accumulation.

2.5.1.2 *Courant de fonte I_M*

Dans les travaux cités ci-dessus, les auteurs ont pu observer que les pics de courant de fuite de fonte I_M se produisent aléatoirement mais fréquemment dans la région II. Les formes d'ondes enregistrées dans cette région montrent également que I_M est plus symétrique que I_B . L'apparition des pics du courant I_M peut être expliquée comme suit : lorsque le courant de fuite augmente, son action de fonte a comme conséquence une augmentation de la conductivité de la surface du dépôt de glace. Ainsi les gouttes d'eau se formant à l'extrémité des glaçons entraînent un effet de pointe accru qui augmente localement le champ électrique, donnant ainsi naissance à de forts arcs violets. Sous l'effet thermique de ces arcs, les glaçons fondent, les intervalles d'air s'élargissent et les décharges électriques partielles s'affaiblissent. Le cycle recommence avec l'allongement partiel des glaçons et entraînant de nouveau la naissance d'un autre pic du courant I_M .

Toujours d'après Hara et Phan, ces derniers ont remarqué que l'amplitude et la fréquence de I_M augmentent avec la diminution de la température de la région I. La fréquence de l'apparition de I_M est très élevée dans la région II mais l'amplitude moyenne de I_M est la plus élevée dans la région III. D'autre part, le nombre des pics de I_M précédant l'arc blanc dans la région III est plus petit que celui qui se produit dans les autres régions. Ainsi la probabilité de la transition du courant de fonte I_M (arcs violets forts) au courant d'arc blanc est très élevée dans la région III. Les

observations indiquent également que l'arc blanc se produit dans cette région pour une épaisseur de glace radiale faible.

Dans la région IV la glace est sèche (le givre léger est associé "à une croissance sèche") et la valeur de sa conductivité est faible. Cela explique le fait que I_B est égal à zéro et que I_M n'existe pas dans cette région.

2.5.1.3 *Courant d'arc blanc I_W*

La formation de l'arc blanc commence par un changement remarquable de la couleur des arcs électriques partiels violets établis le long des intervalles d'air. La forme d'onde du courant de l'arc blanc I_W observée par les auteurs Hara et Phan est plus sinusoïdale que celle de I_M et de I_B . En raison de l'action de fonte importante, des gouttes d'eau et des morceaux de glace tombent des jupes de l'isolateur. Si la source de la HT est arrêtée et appliquée de nouveau, l'arc blanc se ré-allume à nouveau.

Les auteurs ont aussi remarqué que la transition de I_M à I_W est très rapide, ce qui rend difficile sa détermination. Cependant, il a été noté que pour des températures au-dessus de -5°C , aucun arc blanc n'est visible et cela, jusqu'à l'obtention de fortes accumulations de glace allant jusqu'à 5 centimètres d'épaisseur radiale [37]. La Figure 2.16 présente différentes valeurs de transition relevées pour différentes températures. D'après les résultats obtenus par Hara et Phan, il est possible de remarquer que le seuil estimé du courant d'arc blanc I_{WT} se situe aux environs de 18 mA efficace. Ce seuil

semble être indépendant de la température et du type d'isolateur. Par conséquent, cette valeur de courant de fuite semble être une signature caractéristique de l'établissement de l'arc blanc.

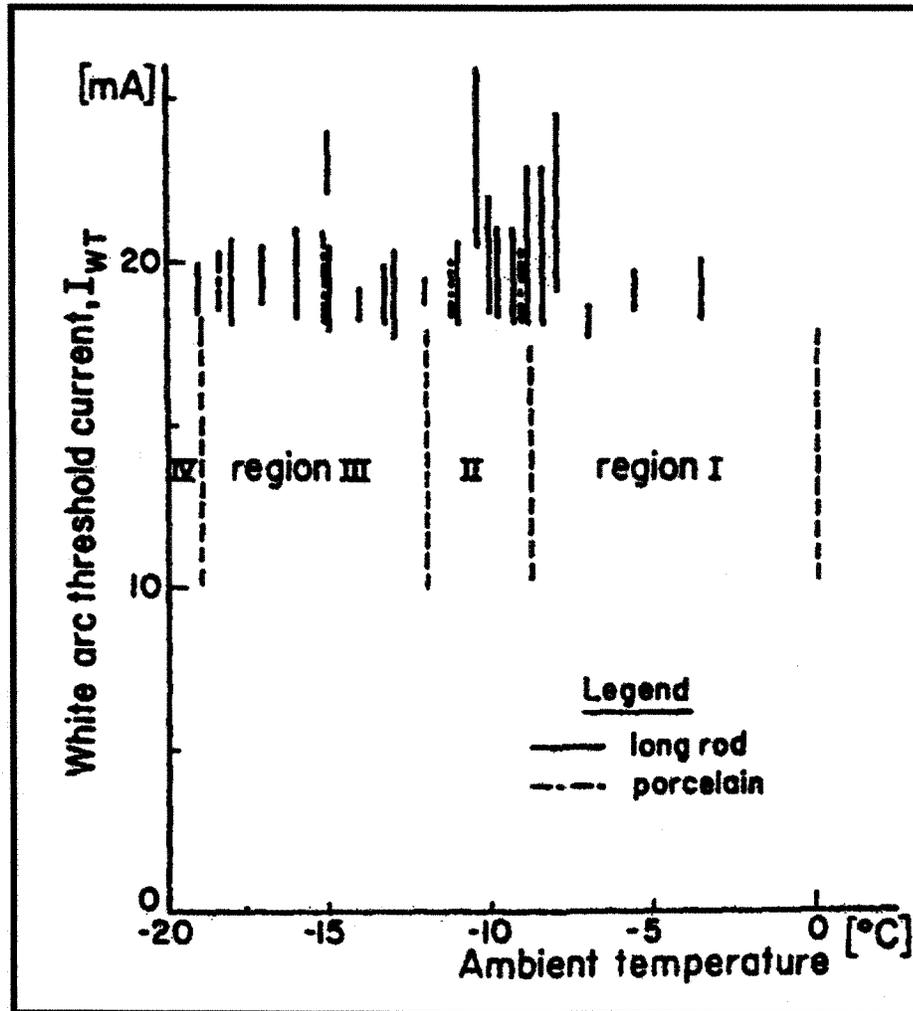


Figure 2.16 : Seuil du courant d'arc blanc I_{WT} en fonction de la température [37]

2.5.1.4 Courant de contournement I_F

Le contournement se produit rarement pendant la période d'accumulation même pour des épaisseurs de glace accumulée très importantes [36], [37]. D'ailleurs, les

caractéristiques du courant de contournement sont apparemment les mêmes pendant la période d'accumulation et de fonte [36], [37].

2.5.2 Étude au cours de la période de fonte

D'après les observations réalisées sur le terrain, il a été établi que dans la majorité des cas répertoriés, le contournement électrique des isolateurs recouverts de glace survenait au cours des matins chauds suivant une tempête de verglas [36], [37]. En fait, il apparaît que le rayonnement solaire et/ou l'augmentation de la température ambiante peuvent être suffisants pour déclencher la fonte du dépôt de glace recouvrant l'isolateur et générer le film d'eau nécessaire au contournement.

Des enregistrements typiques du courant de fuite pendant la période de fonte sont présentés à la Figure 2.17 d'après les travaux de Hara et Phan [36]. Ils ont ainsi établi que le courant de fuite peut évoluer de trois façons différentes en fonction des caractéristiques expérimentales utilisées pour réaliser l'accumulation de glace (température, épaisseur de glace et conductivité de l'eau d'accumulation). Les trois types d'évolution caractéristiques du courant de fuite identifiés et présentés à la Figure 2.17 sont les suivants :

- **Courbe 1**: Cette situation correspond au cas où l'intensité du courant de fuite augmente lentement avec la température mais demeure toujours inférieure au seuil critique I_{WT} de 18 mA. Cela est le cas lorsque la résistance de surface du dépôt de

glace est élevée, soit parce que la conductivité de l'eau ayant servi à l'accumulation est faible soit parce que le pont de glace n'est pas totalement formé. Visuellement, cela se traduit par la présence d'arcs électriques partiels violets établis le long des différents intervalles d'air. Par analogie, le courant de fuite ainsi obtenu correspond au courant de fonte I_M produit pendant la période d'accumulation. Au fur et à mesure que la fonte s'accélère, la conductivité de surface diminue, la longueur des intervalles d'air augmente et les arcs électriques partiels finissent par disparaître. Il n'y a donc pas de contournement et le test se résume par une tenue de l'isolateur.

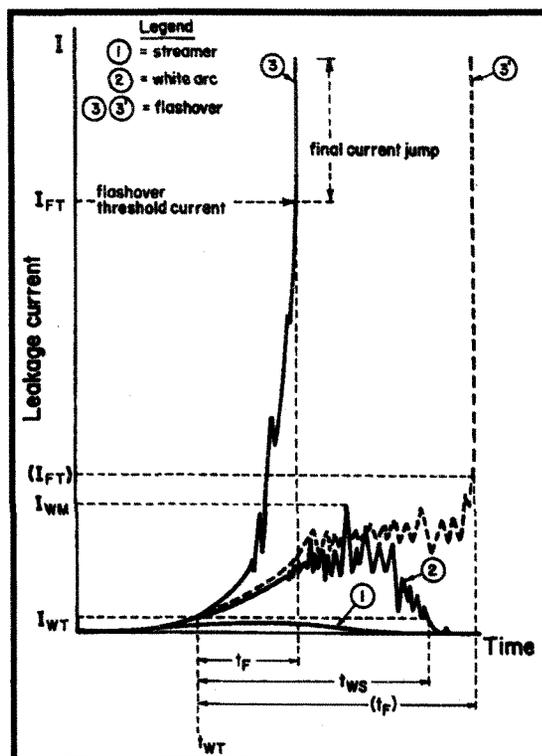


Figure 2.17 : Différents types du courant de fuite pendant la période de fonte [36].

- **Courbe 2**: Dans le cas où la surface du dépôt de glace est plus conductrice (conductivité d'eau plus élevée et/ou épaisseur du dépôt de glace plus importante), l'amplitude du CF augmente rapidement jusqu'à dépasser le seuil des 18 mA. Dans cette situation, les arcs violets se transforment en arcs blancs, ce qui contribue du même coup à augmenter la fonte du dépôt de glace et la valeur du courant de fuite. Cependant, dépendamment de l'état de la surface de glace, l'intensité du CF peut demeurer importante sans pour autant mener au contournement. Cela se traduit alors par la présence « d'arcs blancs stables » établis le long des intervalles d'air. Dans ce cas, la fonte accélérée du dépôt de glace conduit à une diminution de la conductivité surfacique et à l'augmentation de la longueur des intervalles d'air. Cela se traduit par une diminution de l'intensité du CF et par la disparition progressive des arcs blancs qui se transformeront en arcs violets qui finiront par disparaître. Cette évolution mènera vers une tenue. La valeur maximum du courant de fuite mesurée au cours du test est identifiée par I_{WM} .
- **Courbe 3 et 3'**: Dans cette situation, les conditions de conductivité surfacique et d'épaisseur de glace sont réunies pour que l'établissement des arcs blancs conduise au contournement électrique de l'isolateur. Les auteurs ont ainsi pu observer que si l'arc blanc se forme sur plus du tiers de la longueur de l'isolateur glacé, cela conduit dans la majorité des cas au contournement [36]. Selon la température à laquelle le contournement se produit, la variation du courant de fuite suit un des deux modèles décrits par les courbes 3 et 3' de la Figure 2.17. Dans certains cas

illustrés par la courbe 3, l'établissement des arcs blancs conduit très rapidement au contournement de l'isolateur. La période d'arcs blancs stables est alors inexistante. Dans d'autres cas présentés par la courbe 3', il existe une période assez longue d'arcs blancs stables qui finit par conduire au contournement de l'isolateur, contournement qui se produit généralement à des températures positives. La valeur maximum du courant d'arc blanc précédant le contournement (saut final) est définie comme étant le courant du seuil de contournement I_{FT} (Figure 2.17). La durée de temps entre l'apparition de l'arc blanc et le saut final est dénotée par t_F et correspond à la durée d'établissement de l'arc blanc menant au contournement. Les auteurs ont pu observer qu'il existe une valeur du CF d'environ 120 mA qui constitue la frontière entre les arcs blancs stables et les arcs blancs menant aux contournements dans le cas de l'isolateur à long fût. Cette valeur est la même pour tous les types de glace. La valeur maximale du courant de l'arc blanc stable I_{WM} est plus élevée, environ 180 mA dans le cas de la chaîne d'isolateurs suspendue en porcelaine. Cette différence peut être attribuée à la plus grande distance entre les jupes de la chaîne d'isolateurs par rapport aux isolateurs à long fût.

2.5.3 Discussion

La série des pics intermittents (I_M) superposés au courant de base (I_B) est due probablement à la conductivité élevée de l'eau du robinet ($275\mu\text{S}/\text{cm}$) utilisée pour l'accumulation dans les expériences de cette étude. En fait, l'augmentation de la conductivité contribue à l'augmentation du courant de fuite qui accélère l'action de

fonte et par la suite l'augmentation des intervalles d'air. Dans la présente thèse, une étude faite sur l'influence de la conductivité sur l'évolution de l'enveloppe du courant (chapitre 4) a montré que plus la conductivité est élevée plus l'enveloppe du courant présente de grandes fluctuations caractérisées par des pics intermittents.

Malgré l'utilisation de deux types d'isolateurs dans leur expérience dont la principale différence est la distance inter-jupes qui est de 5,25 cm pour l'isolateur long fût et de 15,9 cm pour l'isolateur en porcelaine, les auteurs n'ont pas suffisamment mis en évidence l'influence du type d'isolateur sur le courant de fuite et surtout l'effet de la distance inter-jupes.

2.6 Conclusion

D'après la revue de littérature présentée dans ce chapitre, il semble qu'il existe, très peu d'études qui se sont intéressées particulièrement à l'analyse et le traitement du courant de fuite des isolateurs recouverts de glace. Cependant, en considérant la glace comme une forme particulière de pollution atmosphérique, certaines méthodes d'analyse temporelle et fréquentielle du CF utilisées pour les isolateurs pollués pourront être appliquées dans le cas des isolateurs recouverts de glace.

En ce qui concerne les isolateurs glacés, plusieurs études ont permis de mettre en évidence les principaux paramètres qui peuvent influencer leur contournement. Il est ainsi apparu que les accumulations de glace réalisées en régime humide représentent les

conditions les plus dangereuses, surtout si elles sont suivies d'une période de réchauffement.

Cependant, les performances électriques des isolateurs recouverts de glace dépendent dans une plus large mesure d'autres paramètres qui caractérisent les dépôts de glace et les conditions d'essais. Le type, la quantité et l'uniformité de la glace, la conductivité de l'eau qui a servi à former la glace ainsi que le type d'isolateur sont tous des paramètres qui peuvent influencer le contournement des isolateurs recouverts de glace.

CHAPITRE 3

PROCEDURES EXPERIMENTALES ET SYSTEME D'ACQUISITION

3.1 Introduction

Pour les besoins de nos investigations, plusieurs séries de tests ont été effectuées au laboratoire du Pavillon de recherche sur le givrage atmosphérique de la CIGELE à l'Université du Québec à Chicoutimi. La plupart de ces tests ont été réalisés sur différents types d'isolateurs dont les principales caractéristiques sont présentées plus en détail à la section 3.4.

Le but des différentes séries de test réalisées est de créer une banque de données d'enregistrements de la forme d'onde du courant de fuite et de la tension appliquée pour les analyses et traitements ultérieurs. À cet effet, un système d'acquisition, d'enregistrement et d'affichage a dû être spécifiquement développé pour cet usage compte tenu de la taille importante des fichiers à traiter.

Ce chapitre présente donc les équipements du laboratoire de la CIGELE, les procédures expérimentales employées ainsi que le système d'acquisition développé.

3.2 Chambre climatique

Le type de glace utilisé pour les tests effectués dans cette présente étude est le verglas. Ce type de glace, produit dans un régime humide avec des gouttelettes de grand diamètre ($80\mu\text{m}$), est particulièrement dangereux et favorise l'apparition de l'arc de contournement.

Les expériences effectuées pour créer un tel type de glace sont réalisées dans une chambre climatique au laboratoire de haute tension et de givrage atmosphérique de la CIGELE. Cette chambre, mesure $6\times 6\text{ m}^2$ de superficie et 9 m de hauteur (voir Figure 3.1). Cette hauteur permet l'utilisation des isolateurs relativement longs.

Les paramètres expérimentaux requis pour produire ce type de glace dans le laboratoire sont résumés dans le Tableau 3.1.

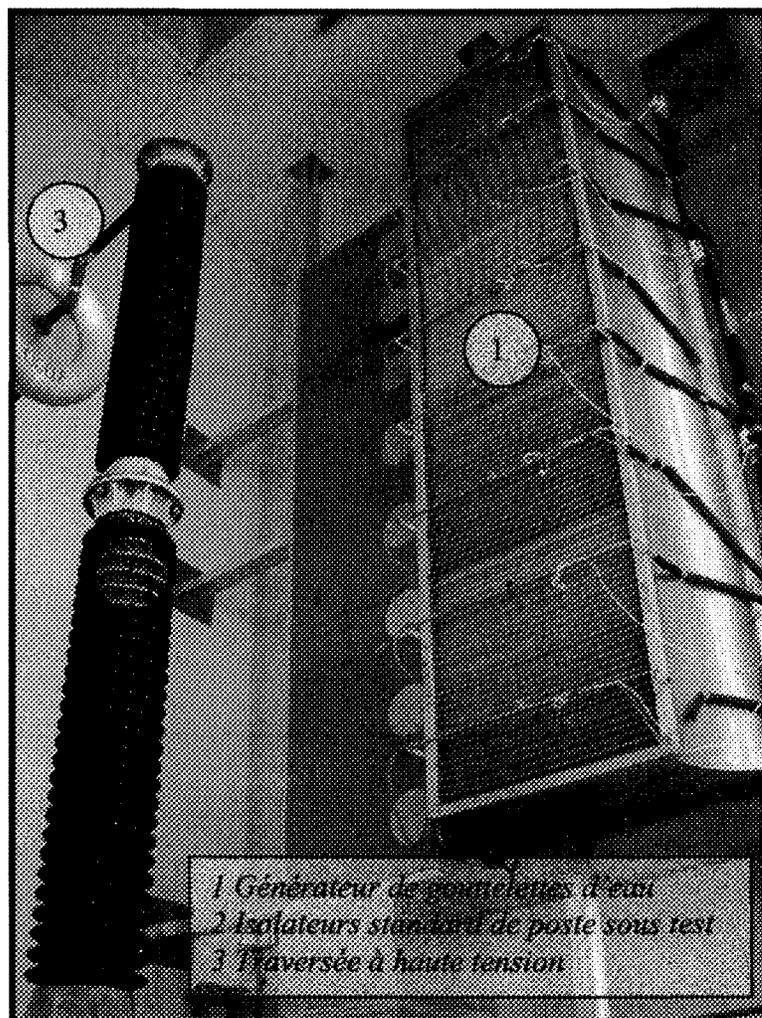


Figure 3.1 : Intérieur de la chambre climatique de la CIGELE utilisée pour les tests

La chambre climatique est équipée d'un système d'arrosage, un système de refroidissement et un système de ventilation.

3.2.1 Le système de refroidissement

La chambre climatique est équipée d'un système de refroidissement par ammoniaque constitué d'une paire de compresseurs frigorifiques dont la capacité est de

316,5 kJ/min. Le système permet d'abaisser et maintenir la température de l'air ambiant par l'intermédiaire d'un régulateur avec une précision de l'ordre de $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$; la température de la chambre pouvant être abaissée jusqu'à -35°C .

3.2.2 Le système d'arrosage

La glace est accumulée sur l'isolateur en pulvérisant les gouttelettes d'eau surfondues sur la surface de ce dernier. Le type de gicleur utilisé pour produire les gouttelettes d'eau est présenté à la Figure 3.2. Le gicleur est alimenté par deux entrées, l'une pour l'eau et l'autre pour l'air. Dans ce cas, les gouttelettes sont produites par un mélange d'eau et d'air comprimé. La taille des gouttelettes d'eau dépend de la pression d'air et du débit de l'eau au niveau du gicleur. Par exemple, une gouttelette d'eau de diamètre moyen d'environ $80\mu\text{m}$ est obtenue par une pression d'air de 10 psi et un débit d'eau de $250\text{ cm}^3/\text{min}$. L'extrémité du gicleur est maintenue à une température légèrement au dessus du point de congélation par l'intermédiaire d'un élément chauffant afin d'éviter l'obstruction de ce dernier au cours de l'accumulation.

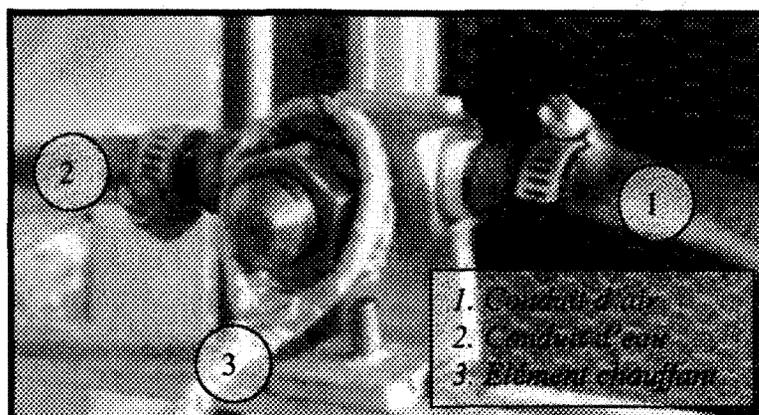


Figure 3.2 : Type de gicleur utilisé

Au total, huit gicleurs sont utilisés et disposés face à l'isolateur sur des traverses oscillant en synchronisation, formant ainsi le système d'arrosage (voir Figure 3.3).

Les huit gicleurs sont alignés et répartis verticalement le long du système de ventilation pour couvrir toute la longueur de l'isolateur testé et obtenir ainsi une accumulation de glace uniforme.

3.2.3 Le système de ventilation

L'ensemble du système d'arrosage est placé devant un groupe de ventilateurs (voir Figure 3.3). Ces ventilateurs servent à fournir le vent nécessaire au transport et au refroidissement des gouttelettes d'eau produites par les gicleurs. La conception spécifique de la convergence et la forme du nid d'abeille situé devant la sortie des ventilateurs permettent d'obtenir une vitesse de vent relativement uniforme le long des isolateurs installés verticalement à une distance approximative de 2,1 m des gicleurs. La vitesse du vent est contrôlée et ajustée électroniquement. La disposition des gicleurs et

la direction du vent assurent que les gouttelettes d'eau surfondues arrivent sur les isolateurs avec un angle d'incidence moyen de 53° par rapport à la verticale.

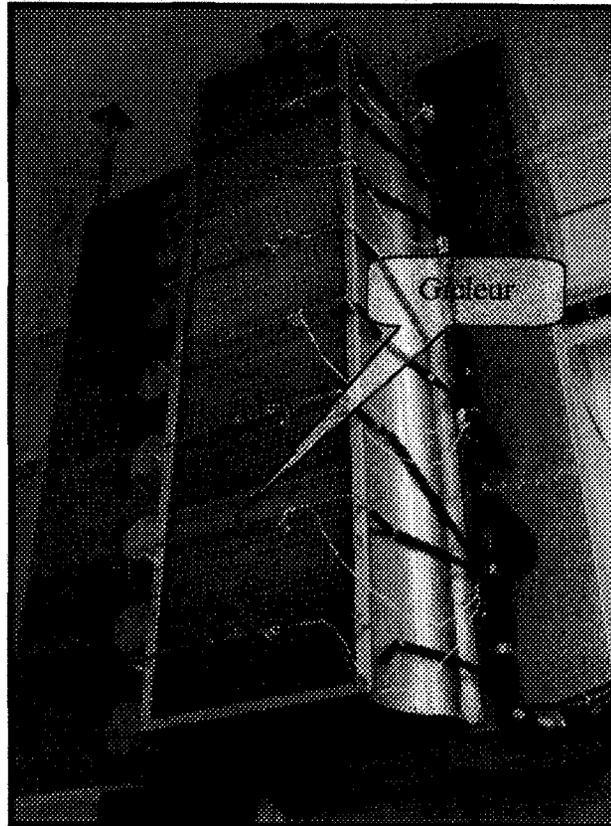


Figure 3.3 : Système de production de vent

3.3 Système de haute tension

Le système de haute tension en courant alternatif alimentant les isolateurs comprend un transformateur haute tension de 350 kV/700 KVA et un régulateur associé de 700 KVA. Le système est installé dans la salle haute tension du pavillon de recherche sur le givrage atmosphérique (Figure 3.5).

Une traversée à haute tension (voir Figure 3.1) ayant une enveloppe composite et remplie de gaz SF₆ assure l'alimentation des isolateurs destinés aux tests sous glace à partir du transformateur situé dans la salle haute tension.



Figure 3.4 : Unité de commande pour le transformateur 350 kV

La tension de sortie de ce système peut être variée de 0 à 350 kV avec une unité de commande (Figure 3.4). Cette tension est mesurée par l'intermédiaire d'un diviseur capacitif. Le taux d'augmentation de la tension peut être réglé suivant cinq différents niveaux d'incrémentations dont le maximum est de 12kV/s. Sur cette unité, la protection contre les surtensions et surintensités peut également être ajustée. Le courant de court-circuit est dans la gamme de 10 à 20 A selon la valeur de la tension d'alimentation. Le courant de court-circuit répond aux exigences de la norme internationale pour les essais de pollution [95].

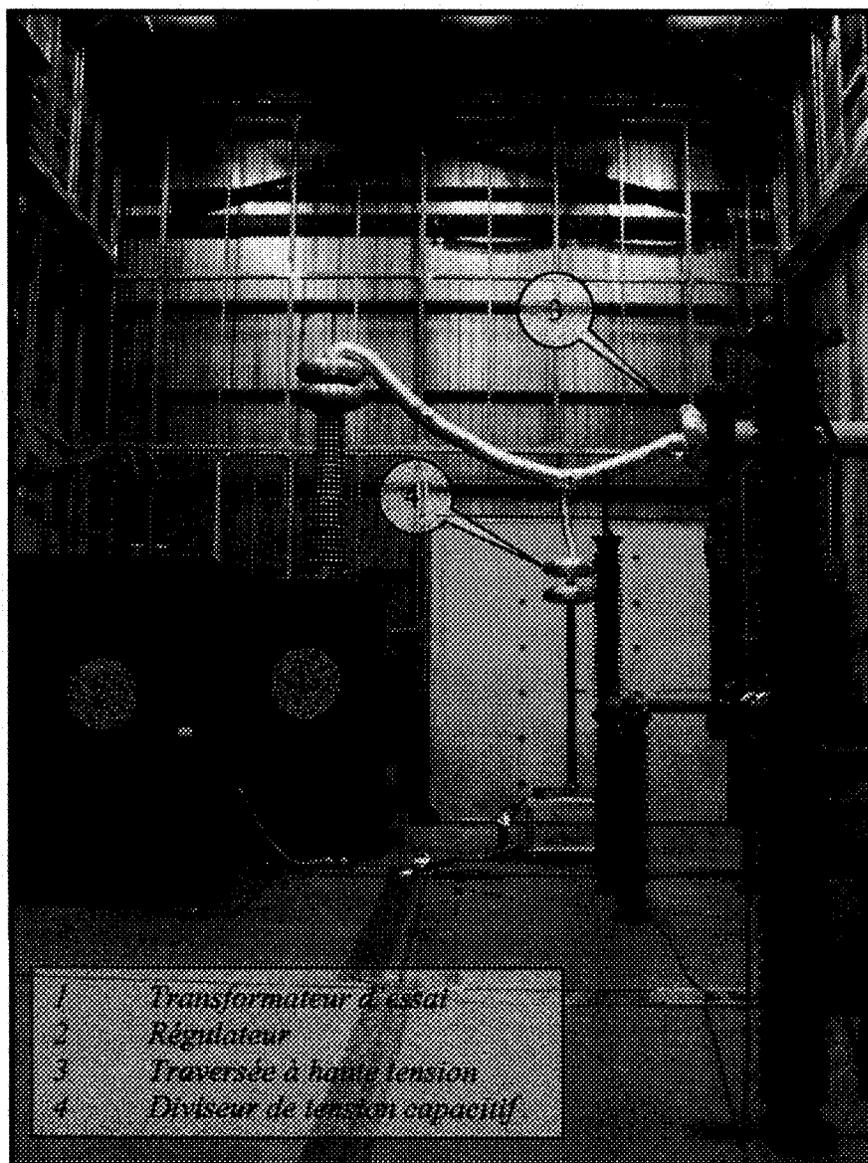


Figure 3.5 : Système de haute tension situé au pavillon de recherche sur le givrage atmosphérique

3.4 Types d'isolateurs utilisés

La majorité des tests a été effectuée sur deux isolateurs de poste standard (Figure 3.1) en porcelaine qui constituent les unités de base et du centre d'une colonne isolante comportant trois unités. Ce type de chaîne d'isolateurs est en général employé dans les

postes extérieurs de transformation et d'interconnexion 735 kV d'Hydro-Québec. Les colonnes isolantes servent principalement à isoler de la terre les différentes parties portées à la haute tension comme les jeux de barres, et sont par conséquent soumises à un stress électrique important. Leur tenue diélectrique est donc d'une importance capitale quelles que soient les conditions environnementales et plus particulièrement les conditions de givrage atmosphérique. La majorité des contournements électriques qui ont pu être répertoriés au Québec a concerné d'ailleurs ces colonnes isolantes dans les postes 735 kV, démontrant ainsi leur vulnérabilité [3]. En effet, les colonnes isolantes sont soumises à un stress électrique important et de plus, elles possèdent une distance inter-jupes faible, ce qui les rend encore plus vulnérables en présence de glace.

Le choix de tester les deux unités du bas d'une colonne isolante standard a été guidé par la limitation de la source de tension qui est de 350 kV. Avec une tension de service de 105 kV/m appliquée à la colonne isolante, il est difficile de tester cette dernière en entier à cause de sa distance d'arc importante de 4,05 m. L'étude s'est donc limitée aux deux unités du bas qui présentent une distance d'arc de 2,7 m. Cela représente donc une tension de service de 285 kV appliquée aux deux unités. De plus, ces derniers présentent des diamètres extérieurs plus importants que l'unité du haut et par conséquent, ont un plus grand risque de contournement [4]. Les caractéristiques générales de ces deux unités sont présentées à la Figure 3.6.

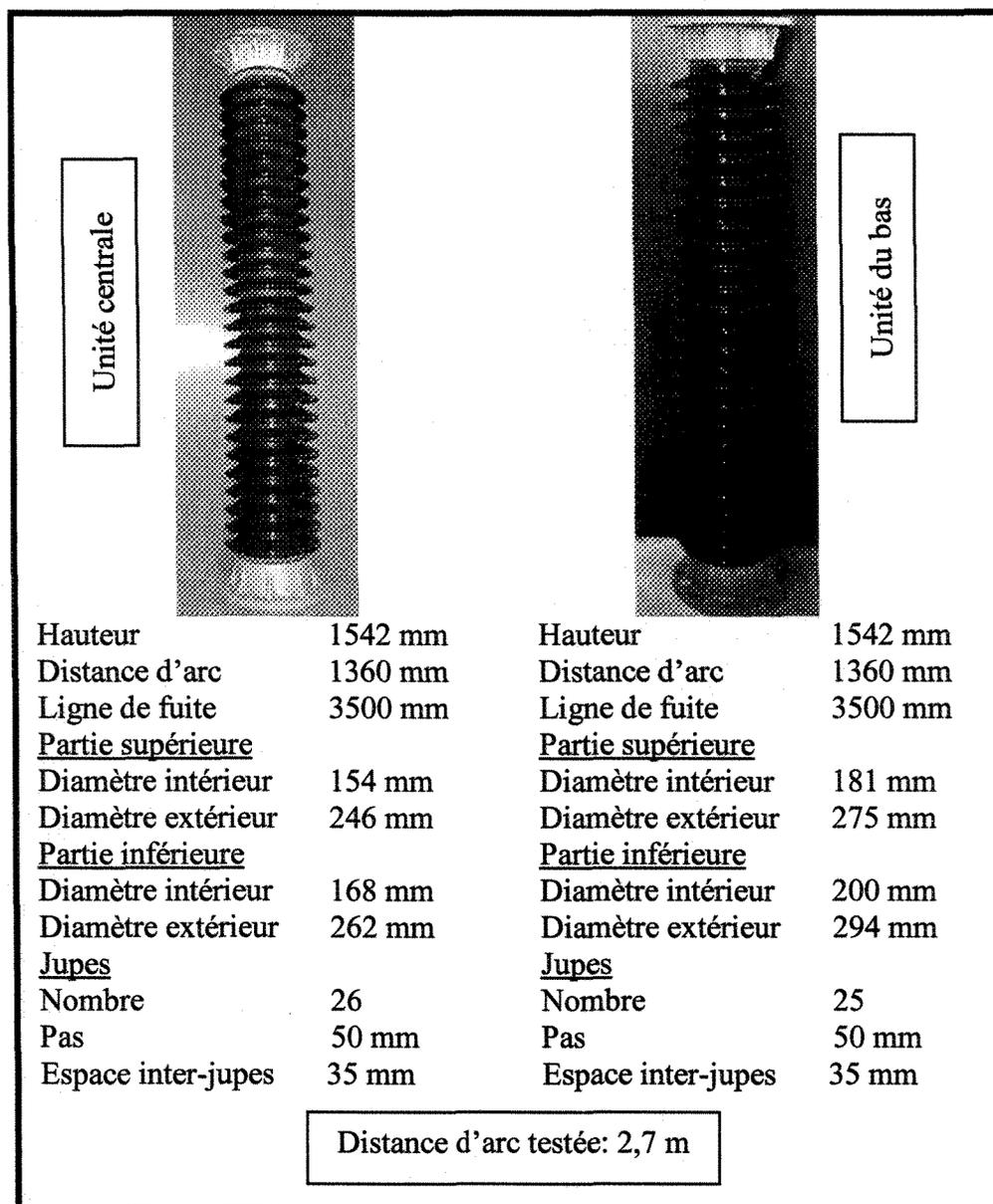


Figure 3.6 : Caractéristiques principales des isolateurs standard de poste en porcelaine

Pour les besoins de cette présente étude, des tests supplémentaires ont été réalisés avec deux autres types d'isolateurs dans le but d'étudier l'influence de la forme de l'isolateur et particulièrement la distance entre deux jupes adjacentes sur l'évolution du courant de fuite.

Les premiers isolateurs étudiés sont deux unités de poste en porcelaine triple alternance dont les caractéristiques sont présentées à la Figure 3.7. Les deux unités testées présentent elles aussi une distance d'arc d'environ 2,7 m et sont donc soumises à la même tension de service que les unités de poste standard. Ces isolateurs non conventionnels sont en fait des prototypes développés par Alstom spécifiquement pour la glace [96], [97]. Leur particularité est qu'ils présentent une alternance de trois jupes consécutives de diamètres décroissants. Cela permet d'obtenir un espacement entre les jupes adjacentes de plus grand diamètre important tout en conservant une ligne de fuite suffisante. Ainsi, les glaçons se forment essentiellement entre les jupes de plus gros diamètres, ce qui nécessite une accumulation beaucoup plus longue pour obtenir un pont de glace.

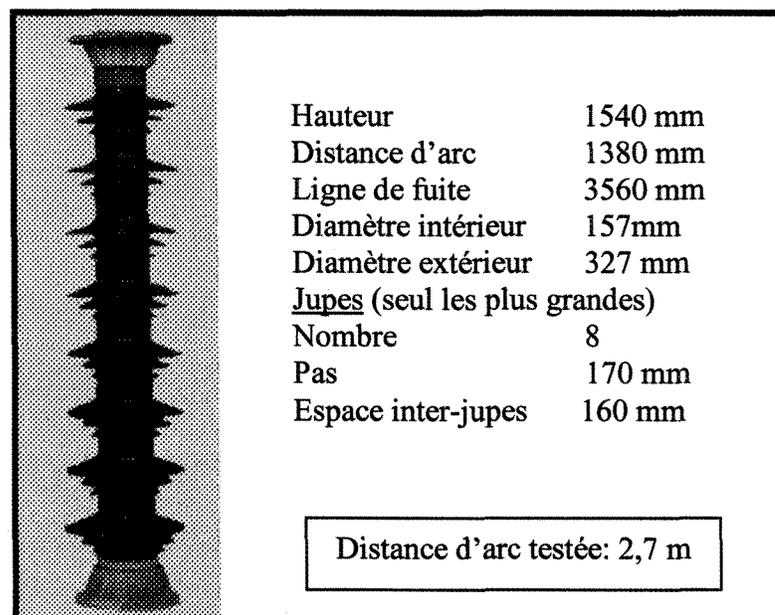


Figure 3.7 : Caractéristiques principales des isolateurs de poste en porcelaine triple alternance

Le deuxième isolateur testé, dont les caractéristiques sont données à la Figure 3.8, est une chaîne d'isolateurs suspendus constituée de seize isolateurs en porcelaine de type « capot et tige ». Le fait d'utiliser seize isolateurs permet ainsi d'obtenir une distance d'arc d'environ 2,7 m identique à celles des isolateurs de postes et permettant ainsi de pouvoir comparer sur une même base les résultats obtenus.

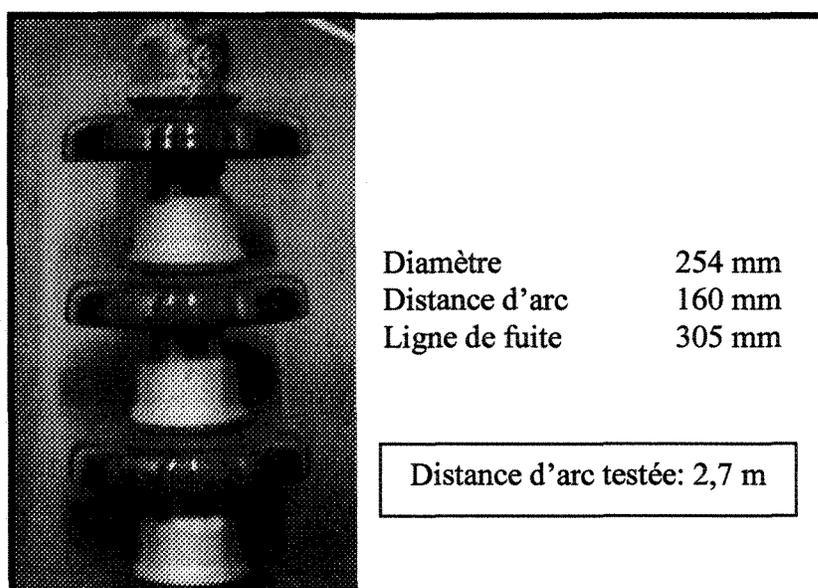


Figure 3.8 : Caractéristiques principales des isolateurs de ligne en porcelaine de type « capot et tige »

3.5 Procédure des tests

La procédure des tests utilisée dans nos travaux est identique à celle utilisée pour évaluer les performances des isolateurs sous conditions de glace atmosphérique [34]. La procédure des tests établie comprend une période d'accumulation de glace, une période de refroidissement et une période de fonte.

3.5.1 Période d'accumulation

Cette période permet de déposer une épaisseur prédéterminée de glace à partir de gouttelettes d'eau surfondues sur les isolateurs.

Le type de glace utilisé est celle accumulée en régime humide. Ce type de glace s'apparente fortement à la glace atmosphérique formée lors de pluies verglaçantes (verglas). Étant très adhésive, elle s'accumule facilement sur la surface des isolateurs et se caractérise principalement par la formation de glaçons entre les jupes. Ce type de glace est considéré comme étant le plus dangereux du point de vue des risques de contournement électrique [1]-[3]. Les paramètres expérimentaux permettant une accumulation de glace en régime humide sont présentés dans le Tableau 3.1.

L'eau servant à l'accumulation est préalablement refroidie à une température de 4°C à l'aide d'un système de refroidissement, tel que présenté à la Figure 3.9.

La conductivité de l'eau d'accumulation est ajustée avant chaque test en utilisant de l'eau distillée à laquelle est ajoutée une quantité prédéterminée de sel.

Il est à noter qu'à la veille de chaque test, les isolateurs devant être testés sont préalablement installés dans la chambre climatique, soigneusement nettoyés et refroidis à la température de -12°C (identique à la température d'accumulation) durant toute la

nuit afin qu'ils soient portés à la même température que celle de l'air ambiant durant l'accumulation de glace.

L'épaisseur de la glace formée sur les isolateurs est mesurée de façon indirecte à l'aide d'un cylindre témoin de 3,8 cm de diamètre et de 60 cm de longueur tournant à une vitesse de 1 tour/min (Figure 3.10). L'épaisseur de la glace déposée sur l'isolateur correspond en fait à l'épaisseur de glace radiale mesurée directement sur le cylindre témoin tournant et obtenue sous les mêmes conditions environnementales. Les résultats de la Figure 3.11 montrent que l'épaisseur radiale est directement proportionnelle au temps d'accumulation. Ainsi, par exemple, pour un temps d'accumulation d'environ 60 min, une épaisseur radiale de 15mm est ainsi obtenue avec les paramètres expérimentaux présentés au Tableau 3.1

Paramètre d'essai	Valeur du paramètre
Température de l'air (°C)	-12°C
Température de l'eau d'accumulation	4°C
Diamètre moyen des gouttelettes (µm)	80 µm
Temps d'accumulation	Selon le test
Épaisseur de glace (cylindre témoin)	Selon le test
Taux des précipitations	15 ou 7,5 mm/heure
Débit de l'eau d'accumulation	300 ml/s par gicleur
Contenance en eau (g/m ³)	30 g/m ³
Conductivité de l'eau d'accumulation à 20°C (µS/cm)	Selon le test
Vitesse du vent (m/s)	3,3 m/s
Angle d'incidence	53°
Stress électrique :	
durant l'accumulation →	105 kV/m (stress de service)
durant le refroidissement →	sans tension
durant la fonte →	105 kV/m (stress de service)

Tableau 3.1. Paramètres expérimentaux pour la formation de la glace en régime humide

Durant la période d'accumulation, l'isolateur testé est soumis à une tension électrique équivalente à la tension de service utilisée sur les lignes de distributions à 735 kV d'Hydro-Québec, c'est-à-dire environ 105 kV par mètre de distance d'arc. Pour une distance d'arc de 2,7 m, cela correspond à une tension appliquée de 285 kV. Une fois l'épaisseur de glace désirée obtenue, le système d'arrosage d'eau est arrêté et la tension d'alimentation coupée tandis que les ventilateurs continuent à générer le vent maintenu à la même vitesse de 3,3 m/s. Ainsi débute la période de refroidissement. La Figure 3.12 présente l'aspect visuel de la glace humide obtenue pour les isolateurs standards de poste.

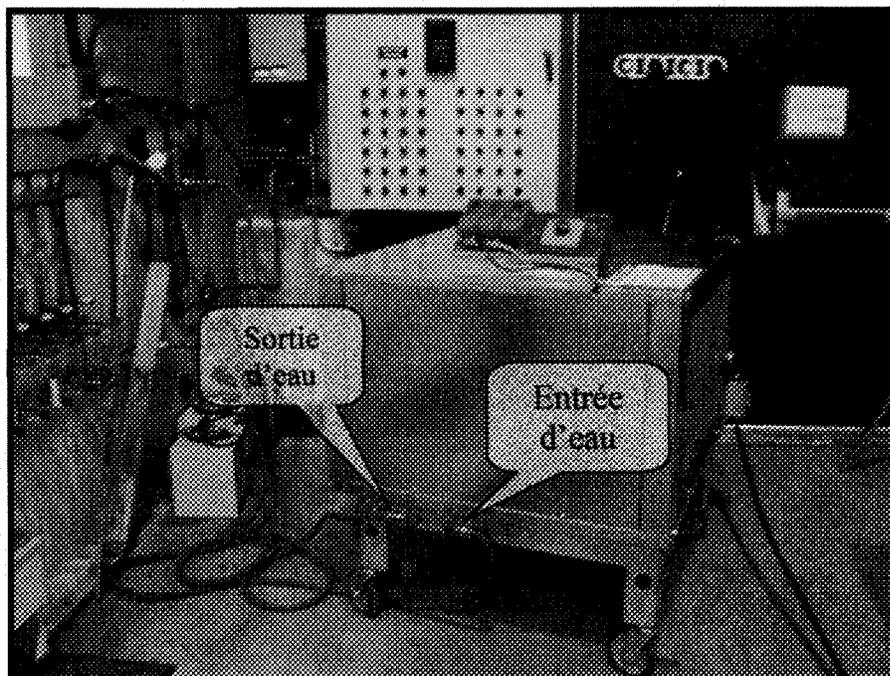


Figure 3.9 : Système de refroidissement de l'eau d'accumulation

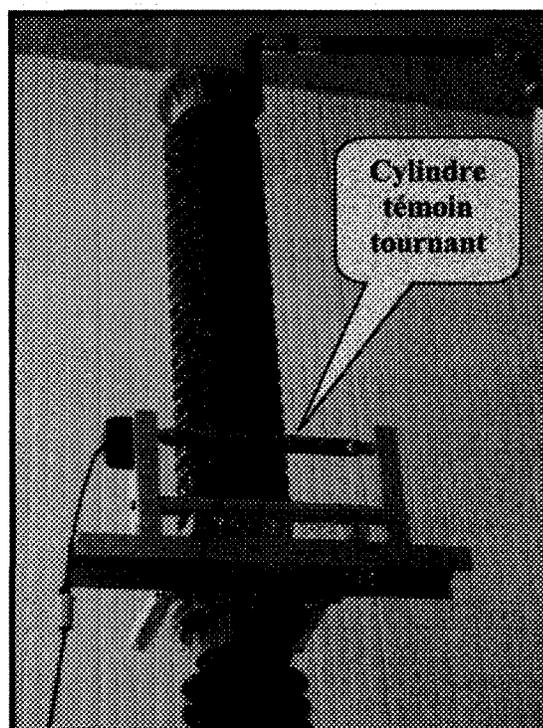


Figure 3.10 : Mesure de l'épaisseur de la glace accumulée sur les isolateurs par le cylindre témoin.

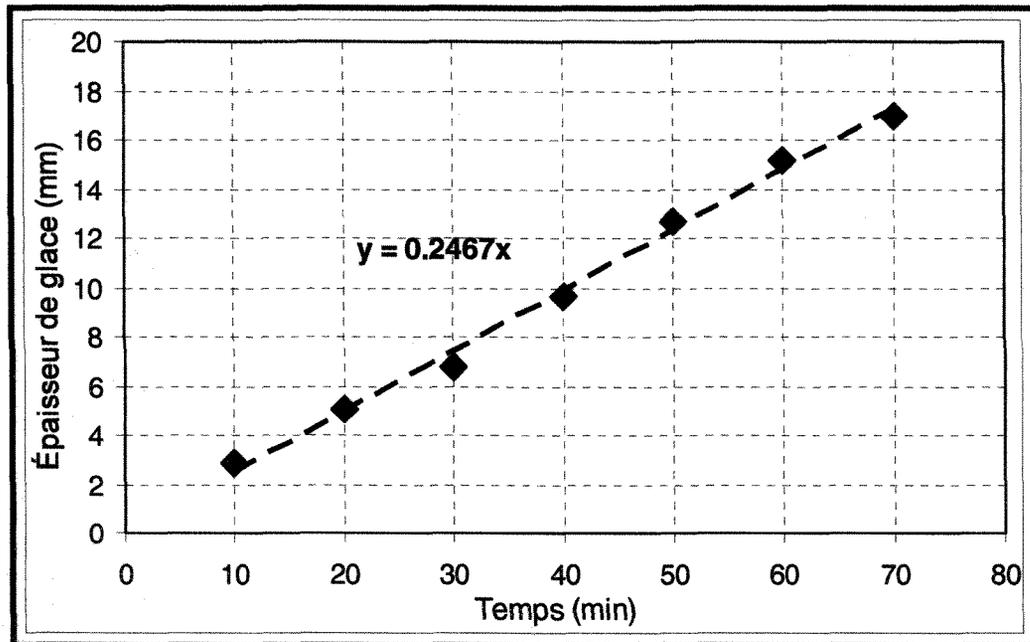


Figure 3.11 : Épaisseur de glace mesurée sur le cylindre au cours de la période d'accumulation

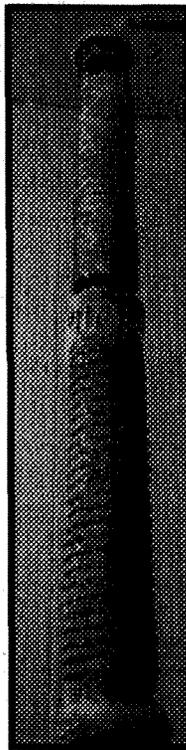


Figure 3.12 : Aspect visuel de la glace humide accumulée sur une colonne isolante standard constituée de deux unités

3.5.2 Période de refroidissement

La période de refroidissement, d'une durée de 20 minutes, s'effectue à une température identique à celle utilisée en période d'accumulation, soit -12°C , en présence de vent et en absence de tension d'alimentation. Cela permet de s'assurer que le film d'eau présent à la surface de glace est complètement gelé et, en même temps, cela permet d'obtenir une meilleure adhésion de la glace à la surface de l'isolateur afin d'éviter la chute prématurée de glace pendant la période de fonte.

3.5.3 Période de fonte

Une fois la période de refroidissement écoulée, les ventilateurs ainsi que le système de refroidissement de la chambre climatique sont arrêtés et les isolateurs soumis à nouveau à la tension nominale de service. La température de la chambre climatique est alors augmentée progressivement en combinant l'ouverture de la porte et l'utilisation des calorifères. Cette augmentation se fait en deux étapes : dans un premier temps, elle est effectuée de -12°C à -2°C , avec un taux d'échauffement moyen de l'ordre de 14°C/h , et ensuite, de -2°C à $+3^{\circ}\text{C}$ environ, avec un taux d'échauffement moyen approximatif de 4°C/h .

Afin d'éviter un gradient vertical de température dans la chambre climatique, une circulation forcée de l'air est réalisée à l'aide des deux ventilateurs, l'un au niveau du sol et l'autre au niveau du plafond.

Au début de cette période, le système d'acquisition est mis en marche pour l'enregistrement des caractéristiques du courant de fuite et de la tension, suivi ensuite de la mise sous tension de l'isolateur. La tension appliquée pendant la période de fonte est identique à celle appliquée pendant la période d'accumulation, soit 285 kV. Ici, cette tension est maintenue jusqu'à la fin de la période, qui s'achève soit par un contournement soit par une tenue. Il n'y a donc pas de tension d'essai appliquée en cours de la période de fonte comme c'est le cas dans la procédure permettant de déterminer la tension de tenue maximale [34].

Remarque : Un test est considéré comme une tenue lorsque la température de la chambre atteint +3°C sans qu'il y ait eu de contournement.

3.5.4 Modification du taux d'accumulation

Afin de vérifier certaines hypothèses relatives à l'évolution du courant de fuite, il a fallu utiliser des taux d'accumulation plus faibles que ceux utilisés pour les tests habituels de 15 mm/heure [4]. Pour ce faire, plusieurs essais ont été réalisés afin de déterminer le paramètre expérimental permettant de contrôler au mieux le taux d'accumulation. Après plusieurs tentatives, il a été constaté que l'augmentation de la température ambiante de la chambre climatique entraînait une diminution du taux d'accumulation. Ainsi, à partir des mesures effectuées sur le cylindre témoin tournant qui sont présentées à la Figure 3.13, il a été possible d'établir une relation linéaire entre le taux d'accumulation et la température de la chambre climatique utilisée en période

d'accumulation. Par exemple, l'augmentation de la température de -12°C à -6°C a diminué le taux d'accumulation de moitié, le faisant passer de 15mm/heure à $7,5\text{mm/heure}$. Cette procédure confirme aussi les résultats obtenus par Hara et Phan sur l'influence de la température sur le taux d'accumulation [37], [36].

Le fait d'augmenter la température de la chambre permet d'avoir un taux de gouttelettes surfondues plus faible, ce qui conduit à un taux d'accumulation plus faible mais à un film d'eau s'écoulant de l'isolateur plus important. Cependant, lorsque utilisée pour réaliser une accumulation de glace sur un isolateur, cette procédure ne permet pas de reproduire une accumulation de glace exactement identique à celle obtenue à -12°C . En effet, en ayant un film d'eau plus important à la surface de l'isolateur, les décharges deviennent plus intenses, créant alors des intervalles d'air plus importants.

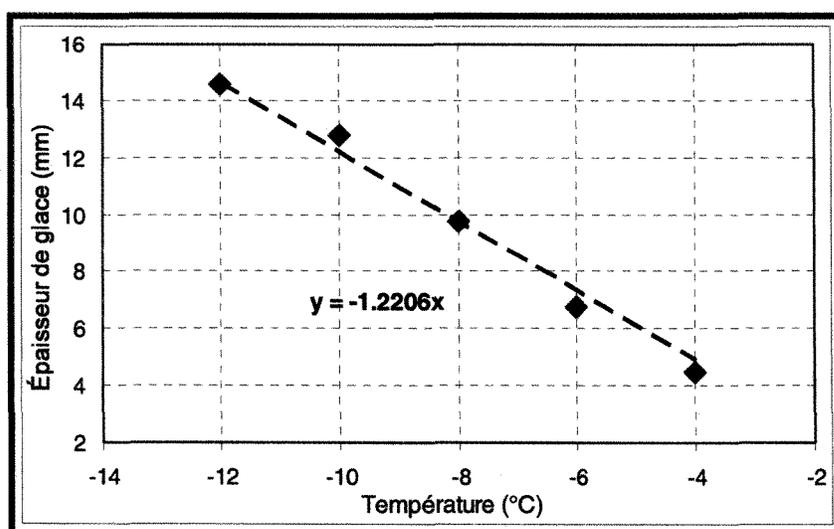


Figure 3.13 : Épaisseur de glace accumulée pendant 60 min en fonction de la température de la chambre

3.6 Présentation du système d'acquisition

Pour les besoins de cette étude, un système d'acquisition permettant d'enregistrer et d'afficher le courant de fuite et la tension appliquée a été réalisé sous l'environnement MATLAB. Notre choix s'est porté sur le logiciel MATLAB de par le fait qu'il offre une souplesse d'utilisation dans le traitement et aussi qu'il permet l'affichage des données aussi bien en temps réel pour le suivi des tests qu'en temps différé pour le traitement ultérieur des données.

Comme le montre la Figure 3.14, le courant de fuite est enregistré par l'intermédiaire d'une résistance shunt insérée dans le circuit de la mise à la terre de l'isolateur. Pour les besoins du projet, deux valeurs de résistances ont ainsi été utilisées : $5\ \Omega$ et $1\ \text{k}\Omega$. La valeur de $5\ \Omega$ a été principalement utilisée pour mesurer les valeurs élevées du courant de fuite, au-delà de $2\ \text{mA}$, pour lesquelles, le rapport signal sur bruit était négligeable comme c'est le cas lors des périodes de fontes. Cependant, afin de permettre une étude plus fine du courant de fuite pour des valeurs de courant inférieures à $2\ \text{mA}$, celles obtenues au début de la période d'accumulation, une valeur de résistance de shunt de $1\ \text{k}\Omega$ a ainsi été utilisée. Cette valeur élevée permis ainsi de s'affranchir du bruit de fond de la carte d'acquisition, facilitant ainsi la tâche d'interprétation et d'analyse du signal. Cet inconvénient de changement de résistance aurait peut être résolu par l'utilisation d'une carte d'acquisition de résolution plus élevée et par l'utilisation des câbles de connexion moins affectés par les interférences tels que des fibres optiques.

La tension appliquée, quant à elle, est mesurée par l'intermédiaire d'un diviseur de tension capacitif. Les données sont enregistrées sur un ordinateur type PC grâce à une carte d'acquisition (NATIONAL INSTRUMENT, model PCI-6035E) contrôlée par le logiciel MATLAB.

L'interface graphique du système conçue sous MATLAB, Figure 3.15, est constituée de deux fenêtres type graphique : la première pour l'affichage des cinq cycles en cours d'acquisition du courant de fuite et de la tension (voir cercle N°1 sur la Figure 3.15), la deuxième pour l'affichage de l'évolution des enveloppes du courant de fuite (cercles N°2 sur la Figure 3.15). La case désignée par le cercle N°3 sert à introduire la valeur de la température de la chambre climatique. En validant par la touche « Entrée », la valeur de la température est ajoutée à la liste de la fenêtre N°4 en lui faisant correspondre le temps de sa validation. Cela permet une synchronisation entre la température et les deux enregistrements : le courant et la tension. La fenêtre du cercle N°5 est utilisée pour introduire des remarques et des notes concernant le test.

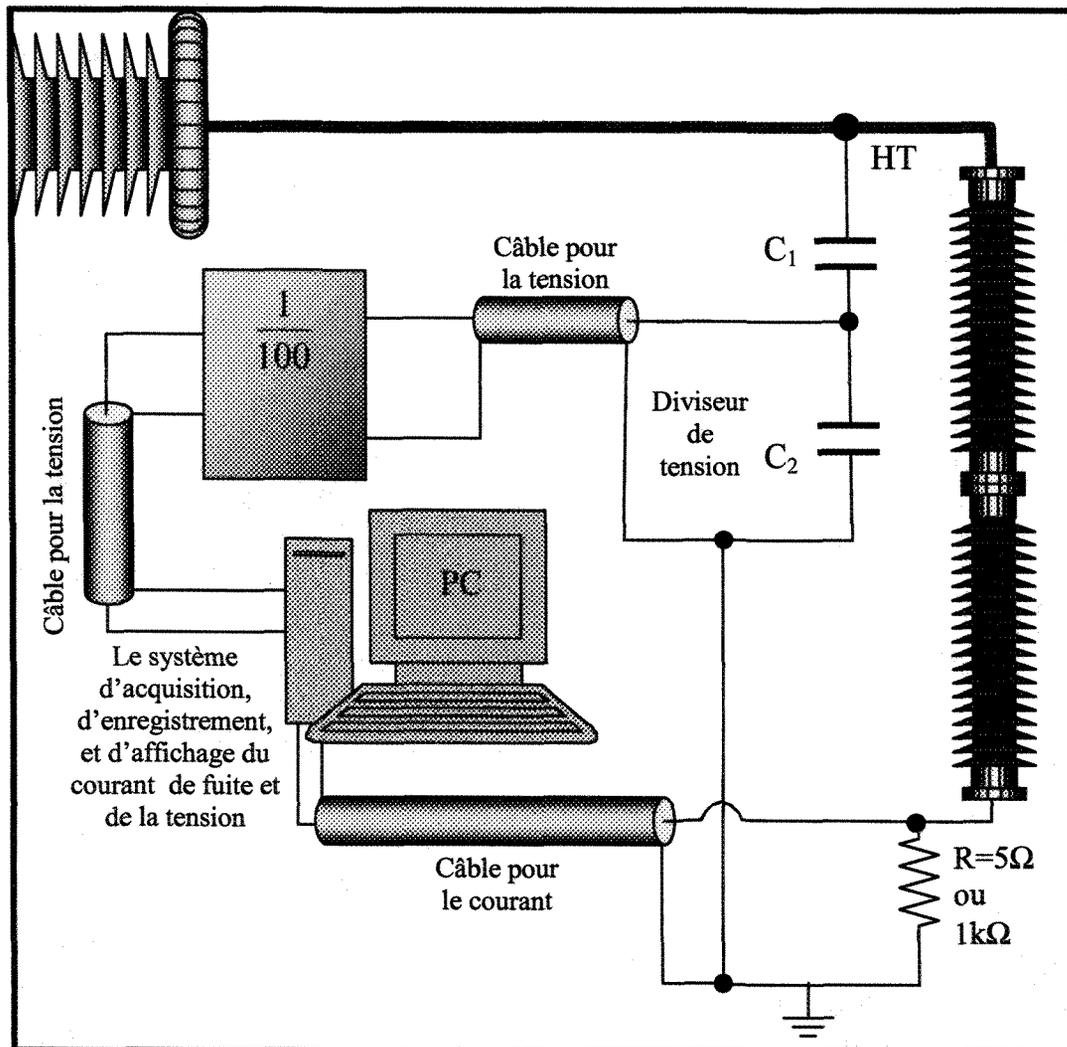


Figure 3.14 : Système de mesure et d'acquisition du courant de fuite et de la tension.

Un des autres avantages à utiliser l'environnement MATLAB est que les données recueillies sont enregistrées en format binaire sur 16 bits (2 octets), ce qui permet d'obtenir des tailles de stockages des données relativement faibles par rapport au format ASCII (format utilisé dans Labview par exemple). En effet, la taille du fichier, qui dépend de la durée de l'expérience et de la fréquence d'échantillonnage, est égale à $2 \times n \times f_e \times \text{durée}$, où n est le nombre d'octets utilisé pour stocker un échantillon (2 octets)

et f_e la fréquence d'échantillonnage. La multiplication par deux est due à l'enregistrement des deux signaux courant et tension. Donc, pour une durée de 60 min et une fréquence de 2400 Hz, la taille du fichier est alors de 32,95 Mo. L'enregistrement des échantillons sur le disque dur est fait par alternance entre le courant et la tension dans un même fichier. La température ainsi que les remarques du test sont enregistrées dans des fichiers à part.

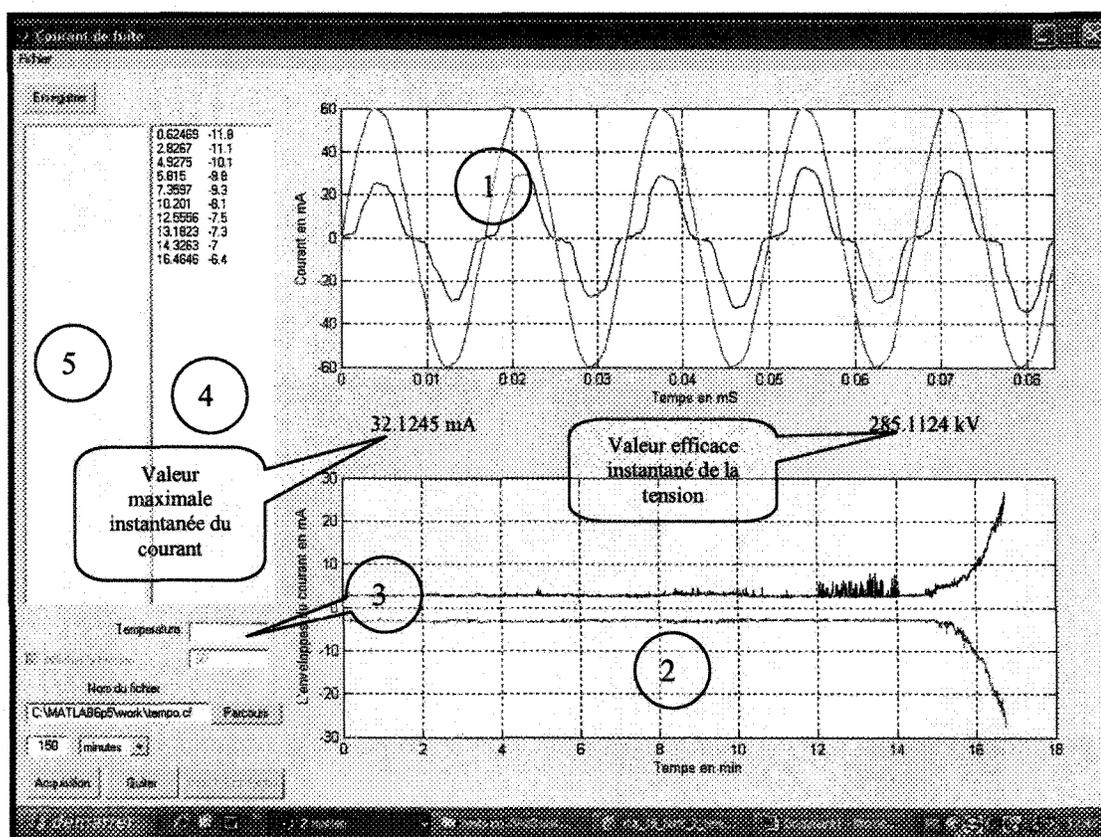


Figure 3.15 : Interface graphique du système d'acquisition et d'enregistrement du courant de fuite.

3.7 Système de visualisation et de traitement des données

Compte tenu de la taille importante des fichiers enregistrés lors des différents tests, un système spécifique de lecture, de visualisation et de traitement des données a ainsi été réalisé sous l'environnement MATLAB (voir Figure 3.16). Ce système permet de faciliter la tâche relative à l'accès à la base de données et surtout à la visualisation de l'évolution de la forme et de l'amplitude du courant de fuite hors test. De plus, il contient des outils permettant la visualisation et l'enregistrement des résultats relatifs à l'analyse fréquentielle et temporelle du courant de fuite.

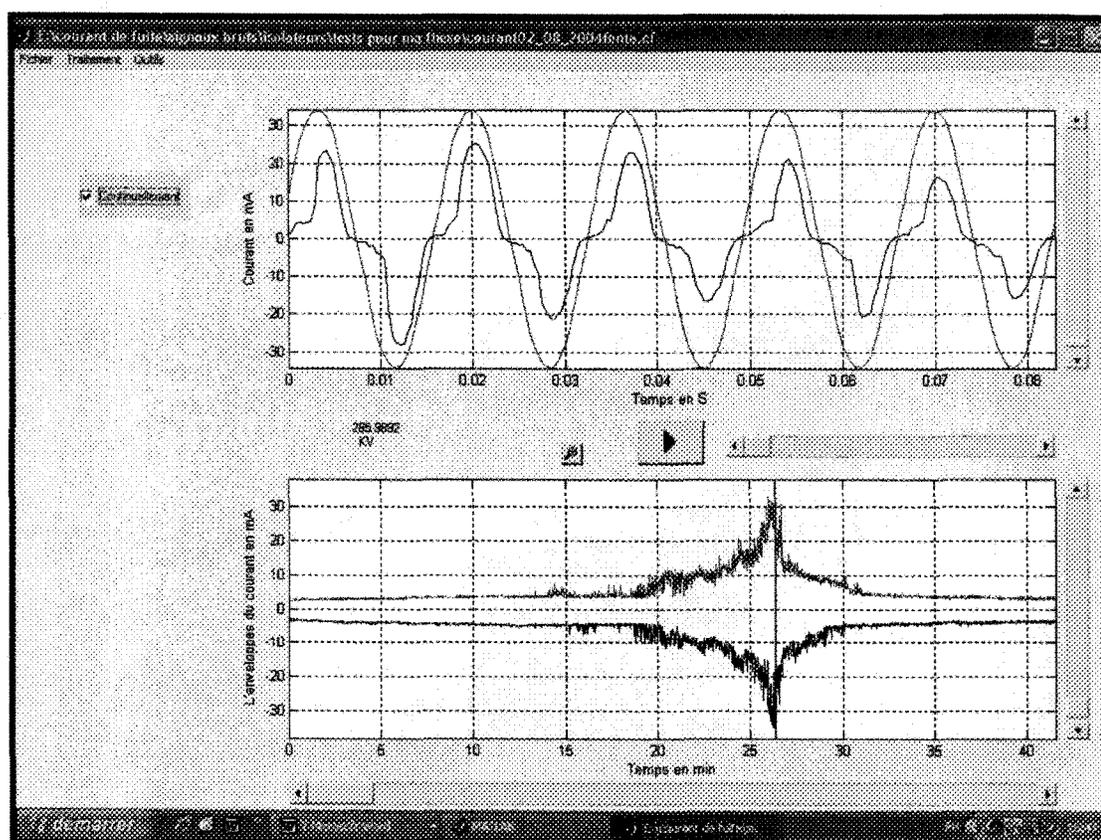


Figure 3.16 : Interface graphique du système de lecture et du traitement du courant de fuite

3.8 Conclusion

Pour les besoins de nos investigations, trois types d'isolateurs ont été utilisés : un isolateur standard de poste, qui est l'isolateur principal utilisé ici, un prototype d'isolateur de poste triple alternance et une chaîne suspendue de 16 isolateurs. Les tests ont été réalisés en régime humide afin de produire la glace qui s'apparente le plus au verglas.

La procédure établie pour les tests suit celle préconisée dans la littérature et inclut la période d'accumulation de glace, la période de refroidissement et la période de fonte. Cependant, pour des fins de comparaison, la tension appliquée en période de fonte, identique à la tension de service, est maintenue constante jusqu'à la fin du test.

Le courant de fuite est enregistré par l'intermédiaire d'une résistance de 5Ω insérée dans le circuit de la mise à la terre de l'isolateur. Quant à la tension appliquée, elle est mesurée par l'intermédiaire d'un diviseur de tension capacitif. Toutes ces données sont enregistrées sur un ordinateur type PC grâce à une carte d'acquisition commandée par un système d'acquisition et d'enregistrement conçu sous environnement MATLAB. Enfin, un système de lecture spécifique a été développé sous environnement MATLAB pour permettre de visualiser et d'effectuer les traitements nécessaires sur les données recueillies.

CHAPITRE 4

ANALYSE TEMPORELLE DU COURANT DE FUITE

4.1 Introduction

Ce chapitre porte sur l'analyse temporelle du courant de fuite aussi bien durant la période d'accumulation que durant celle de fonte. Afin de caractériser l'évolution du courant de fuite, plusieurs tests ont été réalisés soit avec la même conductivité électrique de l'eau d'accumulation pour les trois différents types d'isolateurs, soit avec différentes valeurs de la conductivité de l'eau d'accumulation pour l'isolateur standard de poste. Ainsi, les différentes analyses réalisées permettront d'identifier certains paramètres évolutifs du courant de fuite en fonction du type d'isolateur et de la conductivité de l'eau d'accumulation. Certains des paramètres évolutifs identifiés serviront, tel que présentés dans le Chapitre 7, à caractériser la dangerosité d'une accumulation de glace sur les isolateurs standards de poste tout en gardant à l'esprit que l'objectif final est de pouvoir émettre des avis d'alerte quant à la probabilité de l'imminence d'un contournement en période de fonte.

4.2 Analyse temporelle en période d'accumulation

Cette section porte sur l'étude des paramètres influençant l'évolution du courant de fuite (CF) des isolateurs recouverts de glace au cours de la période d'accumulation dépendamment de différents paramètres. Comme la majorité des contournements électriques surviennent en période de fonte, cette étude s'intéresse à l'identification de signatures susceptibles de caractériser la dangerosité de l'accumulation de glace [2], [3], [36]. C'est une étape importante puisque cela pourrait permettre de prévoir à l'avance dans quelles situations peuvent se trouver les isolateurs de postes à la suite d'une tempête de verglas. Ces situations se définissent en terme de tenue diélectrique et de possibilités de contournement électrique dans le cas où une période de réchauffement est à prévoir.

4.2.1 Enveloppe et formes d'onde du courant de fuite

4.2.1.1 *Étude de l'enveloppe du courant de fuite*

Dans cette section est présentée l'analyse de l'évolution du courant de fuite notamment de son enveloppe. Pour ce faire, deux unités d'isolateurs standards de poste ont été soumises à trois tests distincts d'accumulation de glace suivant les mêmes conditions expérimentales que celles présentées au Tableau 3.1. Pour chaque test, les formes d'ondes du courant de fuite et de la tension appliquée ont été enregistrées pendant la période d'accumulation de 60 minutes, ce qui a donné une épaisseur radiale de glace de 15 mm.

Les enveloppes négative et positive sont calculées respectivement à partir des valeurs maximales crêtes négative et positive du courant de fuite pour chaque seconde, soit 60 cycles. Cela permet ainsi d'effectuer un lissage de l'enveloppe de courant et de diminuer la taille des fichiers sans pour autant perdre d'informations sur l'évolution de l'enveloppe. De plus, cette méthode permet d'afficher et donc de suivre en temps réel l'évolution de l'enveloppe pendant la période d'accumulation.

La Figure 4.1 présente un exemple de l'évolution des enveloppes négative et positive du courant de fuite obtenues pour l'isolateur standard de poste. Les résultats montrent que les enveloppes négative et positive sont symétriques par rapport à l'axe du temps. Dans ces conditions et par souci de simplification, seule l'enveloppe positive a été considérée pour le reste de la présente recherche.

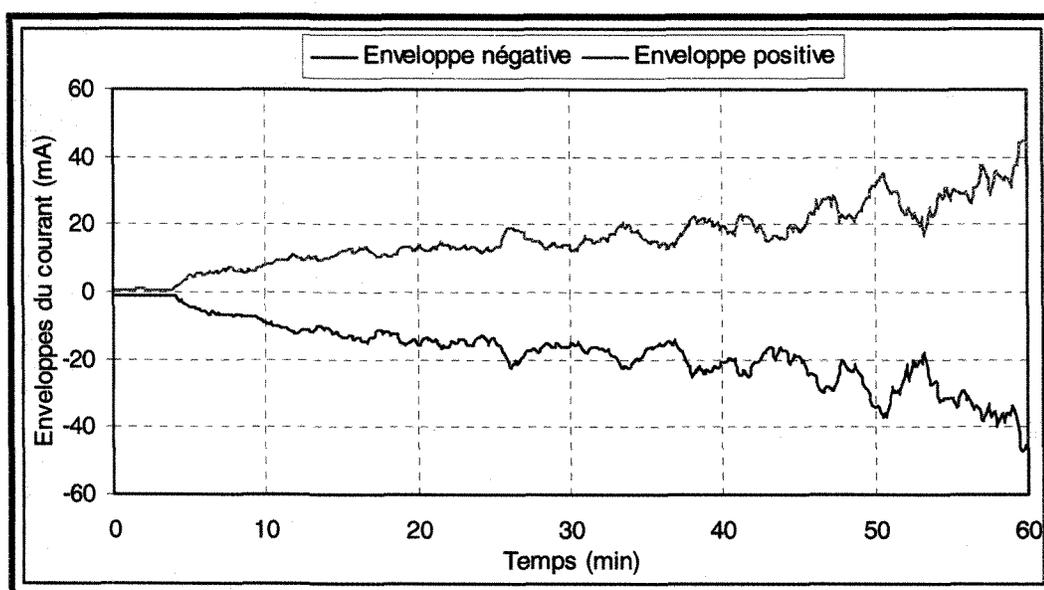


Figure 4.1 : Enveloppes positive et négative du courant de fuite de l'isolateur standard de poste pour une accumulation de 60 min

Après n'avoir retenu que les enveloppes positives, les enveloppes du CF relatives aux trois tests obtenus pour l'isolateur standard de poste pendant la période d'accumulation de glace ont été déterminées. L'évolution de ces dernières est présentée à la Figure 4.2.

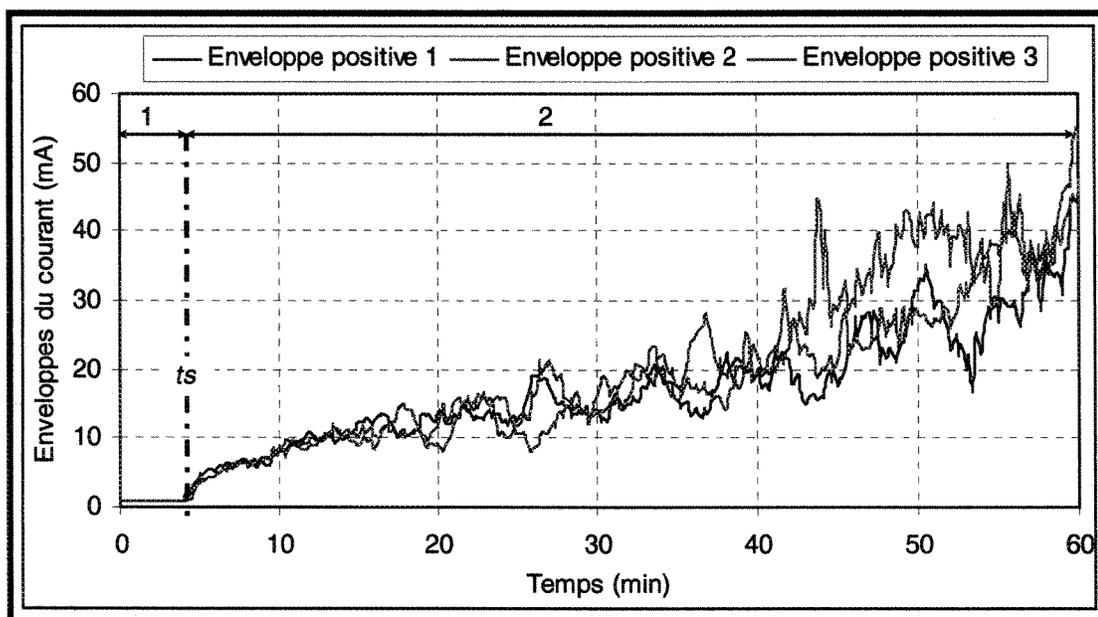


Figure 4.2 : Enveloppes du courant de fuite de l'isolateur standard de poste pour une accumulation de 60 min

De façon générale, les résultats de la Figure 4.2 démontrent que l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite présente sensiblement la même allure d'une accumulation à l'autre, et cela, malgré le caractère fortement aléatoire du processus de décharges et d'arcs électriques partiels. Cela confirme ainsi que sous les mêmes conditions expérimentales, l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite est un paramètre répétitif. Dans ce contexte, une variation temporelle moyenne de l'enveloppe du courant de fuite a ainsi été calculée pour chaque type d'isolateur à partir des

enveloppes obtenues pour les trois tests d'accumulation. La Figure 4.3 présente l'enveloppe moyenne du courant de fuite des trois tests obtenus pour l'isolateur standard de poste pendant la période d'accumulation.

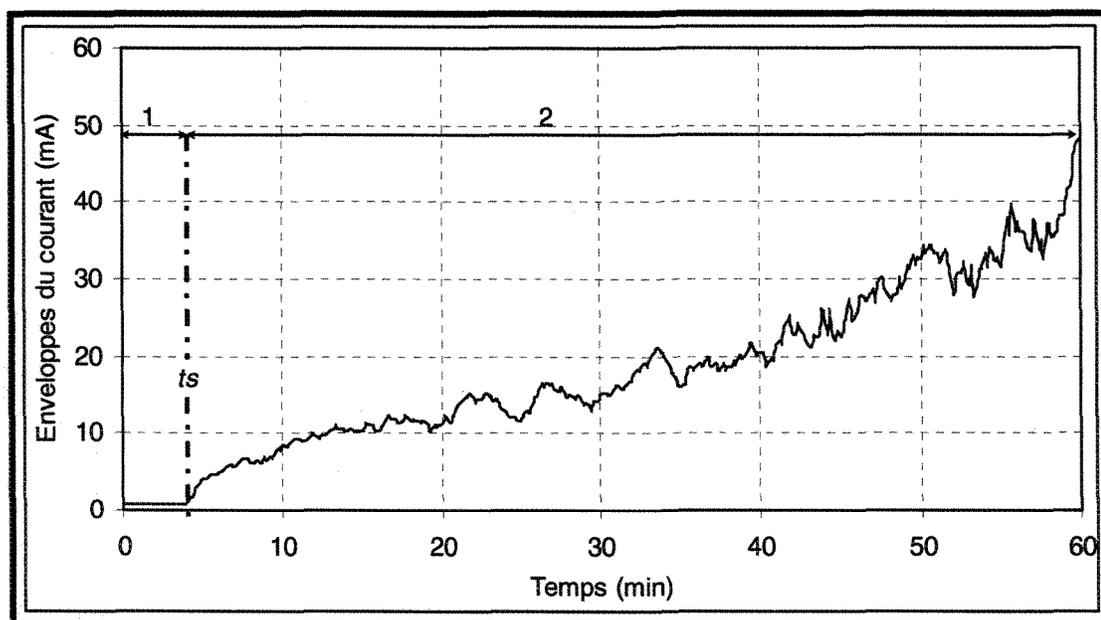


Figure 4.3 : Enveloppe moyenne du courant de fuite de l'isolateur standard de poste pour une accumulation de 60 min

Les résultats des figures 4.2 et 4.3 montrent que l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite présente deux périodes distinctes, numérotées respectivement 1 et 2. Pour des raisons de simplification, le temps de transition entre ces deux périodes est identifié par t_s , comme le montre la Figure 4.3. Ainsi, il est possible de noter que la période 1 est caractérisée par une valeur du CF faible, inférieure à 1 mA, et quasi-constante. La période 2, quant à elle, est caractérisée par une valeur de CF croissante au fur et à mesure que l'accumulation de glace progresse.

Il est intéressant de noter, d'après les résultats de la Figure 4.2, que la transition t_s obtenus pour les trois accumulations survient toujours au même instant sous des conditions d'accumulation de glace identiques. Sous ces mêmes conditions, la croissance des glaçons est sensiblement identique, ce qui signifie que la transition t_s survient pour une longueur particulière de glaçons prenant naissance entre les jupes de l'isolateur standard de poste. La Figure 4.4 représente l'accumulation de glace obtenue pour l'isolateur standard de poste pour un temps égal à environ t_s . Il est intéressant de remarquer que la longueur de la majorité des glaçons, mis à part les glaçons situés dans le voisinage des électrodes, est presque comparable à la distance entre deux jupes adjacentes. Cette transition marque ainsi le début de la formation du pont de glace.

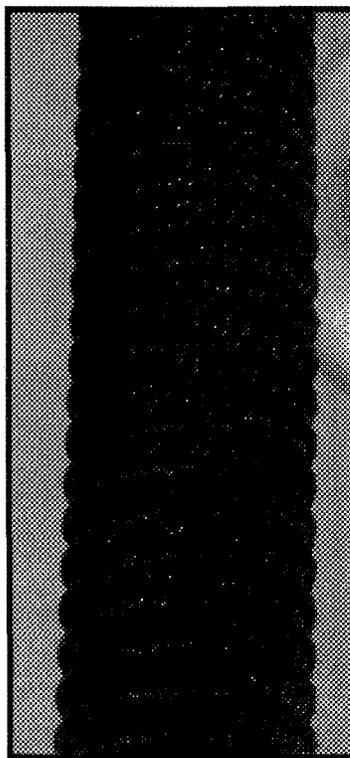


Figure 4.4 : Aspect visuel du dépôt de glace à l'instant de transition t_s .

Ainsi, au cours de la période 2, lorsque l'espace entre les jupes devient de plus en plus obstrué par la glace (Figure 4.5), la résistance du dépôt de glace diminue. Cela est principalement dû à la formation du pont de glace qui crée un canal de plus en plus conducteur pour le CF à la surface de l'isolateur. Cela explique la tendance moyenne de l'enveloppe du CF qui augmente constamment avec l'augmentation de l'épaisseur du dépôt de glace. Les fluctuations de l'enveloppe du CF sont causées par le processus de croissance et de fonte des glaçons au niveau des intervalles d'air.

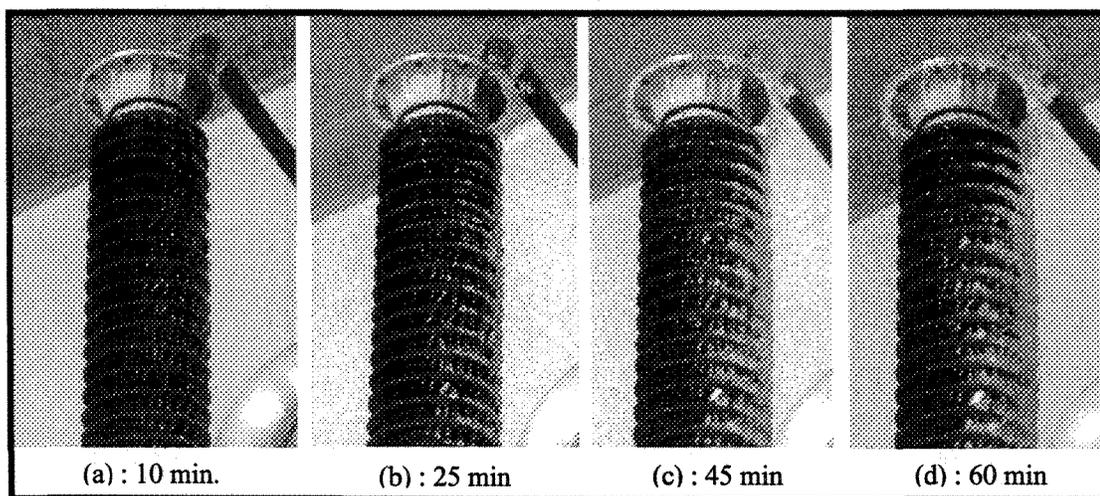


Figure 4.5 : Aspects visuels de l'évolution du dépôt de glace au cours de la période d'accumulation de 60 minutes.

Il peut être intéressant de pouvoir caractériser les différents régimes du CF associées à chacune des périodes 1 et 2. Pour ce faire, différentes formes d'ondes du CF ont été analysées, ce qui a permis d'identifier différents régimes de décharges électriques. Les résultats obtenus sont présentés à la section suivante.

4.2.1.2 *Étude des formes d'onde du courant de fuite*

Tel que mentionné précédemment, la période 1 est principalement caractérisée par une amplitude du courant de fuite quasi-constante et faible. Cette faible valeur de CF est due à l'effet capacitif de l'isolateur combiné aux activités des décharges couronnes initiées aux extrémités des glaçons. Un exemple de la forme d'onde du courant de fuite obtenue au cours de la période 1 est présenté à la Figure 4.6. La forme d'onde du CF, obtenue à un temps d'accumulation de 2,5 min, présente effectivement un déphasage d'environ 90° par rapport à la tension, ce qui démontre bien la dominance capacitive du CF. La forme du CF est quasi-alternative mais présente néanmoins quelques petites discontinuités qui sont en fait les pics relatifs aux décharges couronnes. Cependant, compte tenu du fait que l'échantillonnage se fait à une fréquence de 2400 Hz et que la fréquence des décharges couronnes est de l'ordre de quelques centaines de kilohertz, une grande partie des décharges sont donc « filtrées » par le système d'acquisition.

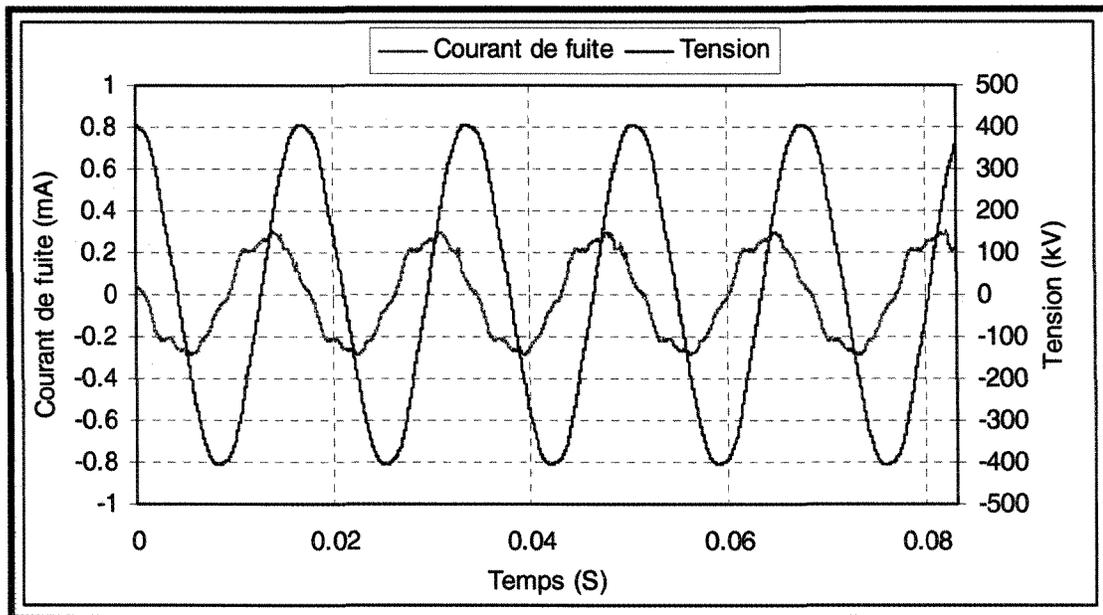


Figure 4.6 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la période 1 correspondant à un temps d'accumulation de 2,5 min

La forme d'onde du CF de la Figure 4.6, représentant un régime de décharges couronnes, demeure sensiblement identique jusqu'à l'apparition des premières décharges partielles visibles qui sont des arcs électriques partiels de couleur violette. Ces décharges partielles visibles à l'extrémité des glaçons se caractérisent par des pics d'intensité élevée, d'une durée de quelques millisecondes et qui sont synchronisés avec la valeur crête de la tension appliquée, comme illustré à la Figure 4.7. Cette transition entre décharges couronnes et arcs partiels correspond en fait à la transition t_s identifiée sur la Figure 4.3. De plus, à partir des résultats de la Figure 4.7, il est possible d'observer que le CF est presque en phase avec la tension appliquée. Cela démontre ainsi que le CF peut librement circuler à la surface de l'isolateur. Cela est rendu possible de part la formation du pont de glace, la présence du film d'eau à sa surface (Figure 4.5) ainsi que la présence des arcs électriques partiels le long des intervalles d'air dont la

combinaison contribue à créer un canal conducteur à la surface du dépôt de glace et permettant ainsi au CF de s'écouler librement. Ainsi, la transition t_s marque le passage, pour le CF, d'un régime capacitif à un régime résistif qui peut aussi être observé visuellement par l'apparition des arcs électriques partiels.

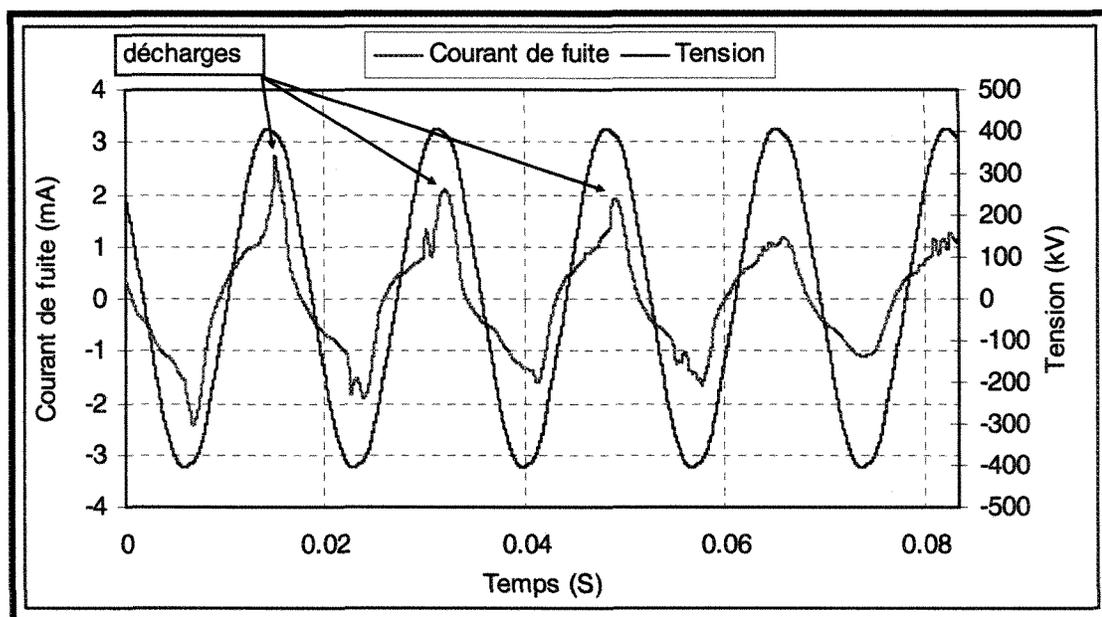


Figure 4.7 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la transition entre la période 1 et 2 à un temps d'accumulation de 6 min

La période 2 débute donc avec l'apparition des arcs électriques partiels de couleur violette due à la faible amplitude du CF [4], [41]. Ces arcs sont surtout visibles au niveau des électrodes où l'intensité du champ électrique est la plus élevée. Avec la formation du pont de glace et la diminution de la résistance surfacique due au dépôt de glace, les chutes de tension au niveau des intervalles d'air augmentent en conséquence [98]. Les arcs électriques partiels ne sont plus intermittents, ils se rallument à chaque demi-période, ce qui explique la forme d'onde particulière du CF comme illustré à la

Figure 4.8. On tombe alors dans un régime permanent d'arcs électriques au niveau des intervalles d'air. Le CF devient purement résistif avec un déphasage nul par rapport à la tension.

Lorsque l'amplitude du CF augmente avec l'augmentation de l'épaisseur du dépôt de glace, les arcs électriques partiels passent de la couleur violette à la couleur blanche. Au cours des différents tests, il a été observé que la transition arcs violets/arcs blancs survenait pour une amplitude d'environ 20 mA, confirmant la valeur avancée par Hara et Phan [36]. Le régime permanent d'arcs électriques demeure toujours mais avec des amplitudes du CF plus importantes, comme le montre la Figure 4.9.

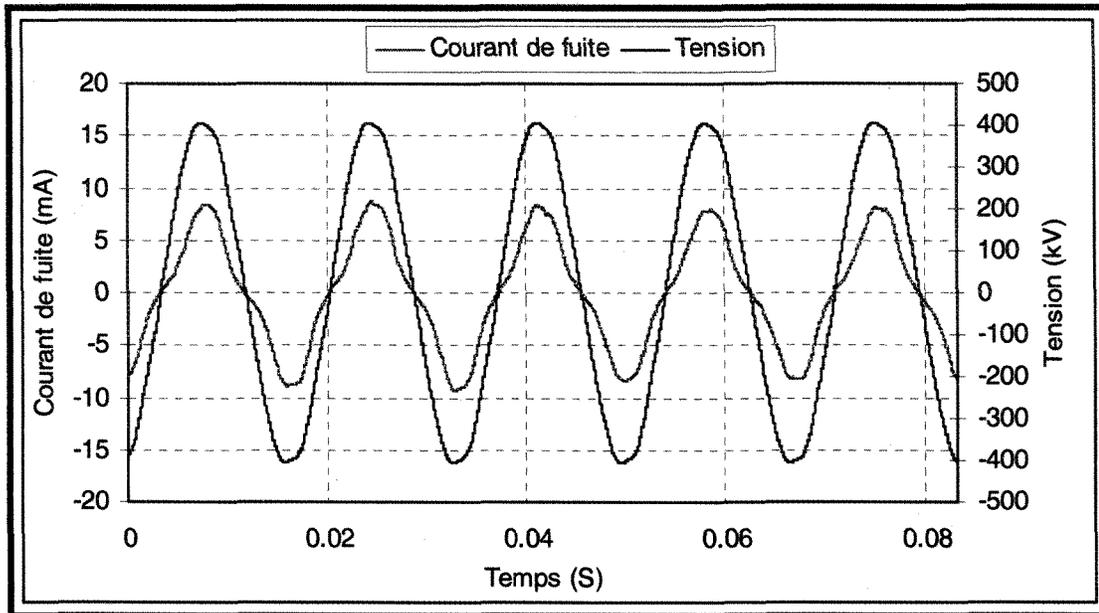


Figure 4.8 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la période 2 après un temps d'accumulation de 12 min

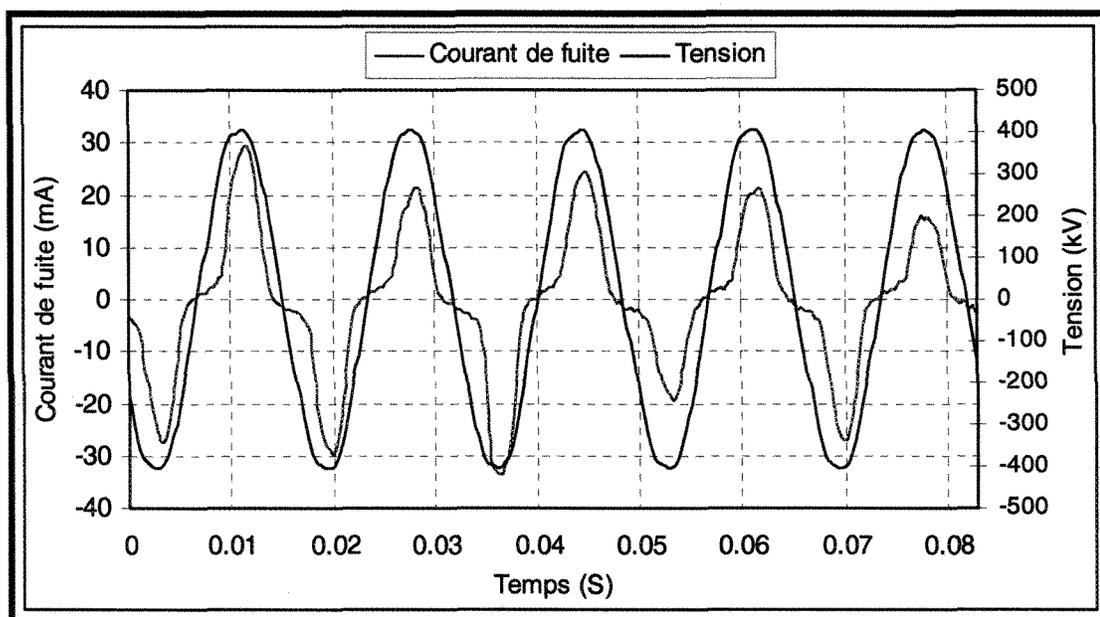


Figure 4.9 : Forme d'onde du courant de fuite pour l'isolateur standard de poste pendant la période 2 après un temps d'accumulation de 55 min

4.2.2 Influence de la géométrie de l'isolateur

L'influence de la géométrie de l'isolateur sur l'évolution temporelle du courant de fuite a été étudiée pour trois types d'isolateurs présentés à la Figure 4.10, dont un isolateur standard de poste en porcelaine (STD) (Figure 4.10-a), un isolateur de poste en porcelaine à triple alternances (3ALT) (Figure 4.10-b) et une chaîne suspendue d'isolateurs de lignes standards en porcelaine (LIGNE) (Figure 4.10-c). Les caractéristiques géométriques principales de chaque isolateur sont décrites au chapitre 3. Le choix de ces isolateurs ne s'est pas fait au hasard car, comme le montre les données du Tableau 4.1, ces isolateurs présentent un diamètre extérieur proche, une distance de fuite identique et une distance inter-jupes différente qui est le principal intérêt de cette étude. Modifier la distance inter-jupes de l'isolateur permet de reproduire un taux

d'accumulation différent puisque les glaçons prennent plus de temps, sous des conditions expérimentales identiques, à combler la distance entre deux jupes adjacentes. Comme il est impossible de trouver un isolateur ayant un pas variable, notre choix s'est donc arrêté sur la chaîne d'isolateurs et sur l'isolateur triple alternance qui étaient disponibles en laboratoire et avaient les caractéristiques géométriques externes les plus proches de celles de l'isolateur standard de poste.

Afin d'étudier l'influence de la géométrie et les caractéristiques de l'isolateur sur l'évolution temporelle du courant de fuite, chaque type d'isolateur présenté à la Figure 4.10 a été soumis à trois tests d'accumulation de glace distincts suivant les paramètres expérimentaux du Tableau 3.1. Pour chaque test, les formes d'ondes du courant de fuite et de la tension appliquée ont été enregistrées pendant une période d'accumulation de 60 minutes, correspondant à une épaisseur radiale de glace de 15 mm.

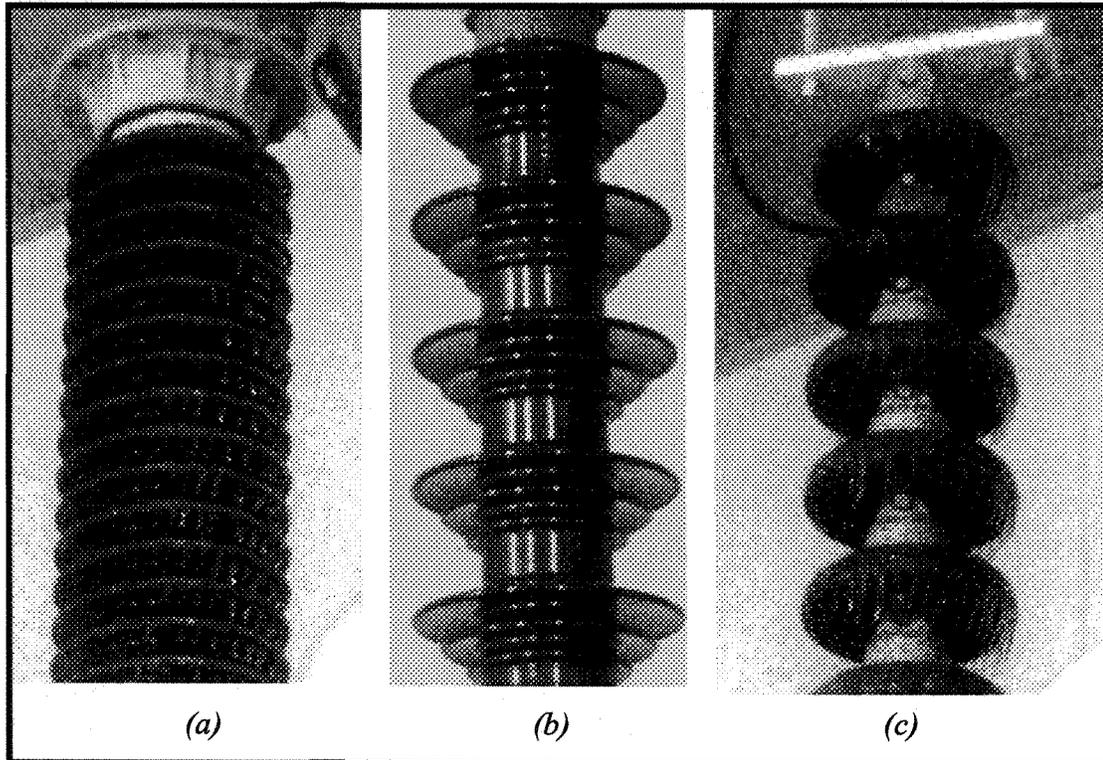


Figure 4.10 : Différents types d'isolateurs utilisés

	STD (2 unités)	3ALT (2 unités)	LIGNE (16 unités)
Distance mesurée entre les jupes (mm)	35	160 entre les jupes de plus grand diamètre	120
Diamètre extérieur moyens (mm)	270	320	254
Distance d'arc (mm)	2700	2700	2700

Tableau 4.1 : Caractéristiques géométriques des isolateurs utilisés

Pour chaque isolateur, l'enveloppe positive moyenne a été déterminée compte tenue de la répétitivité de l'évolution de l'enveloppe du CF. Les résultats obtenus sont présentés à la Figure 4.11.

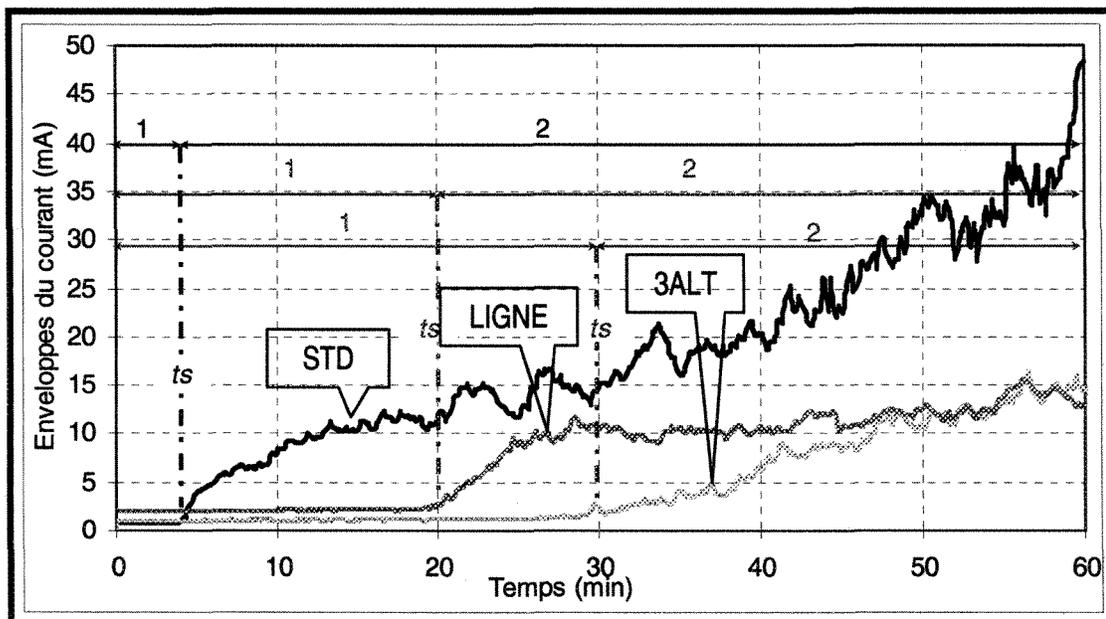


Figure 4.11 : Enveloppes moyennes du courant de fuite obtenues pour chaque type d'isolateur pendant la période d'accumulation de 60 min.

Les résultats de la Figure 4.11 montrent clairement que le type d'isolateur a une influence directe sur l'évolution de l'enveloppe du CF au cours de la période d'accumulation. En particulier, nous pouvons noter que la durée des périodes varie en fonction du type d'isolateur et surtout en fonction de la distance inter-jupes qui semble être le principal paramètre influent. En effet, plus la distance inter-jupes augmente plus le temps de transition t_s ou la durée de la période 1 augmente. Pour l'isolateur standard de poste (STD), la valeur de t_s est d'environ 5 min. alors qu'elle est de 20 min. pour l'isolateur de ligne (LIGNE) et de 30 min. pour l'isolateur de poste triple alternance (3ALT). De plus, il semble que la transition entre les deux périodes soit plus difficilement identifiable pour de grandes distances inter-jupes, comme c'est le cas avec l'isolateur 3ALT.

Comme il a été mentionné à la section précédente pour l'isolateur de poste, la transition t_s correspond à une certaine longueur critique de glaçon. La Figure 4.12 présente l'aspect visuel du dépôt de glace obtenu aux environs de la transition t_s pour chaque type d'isolateur testé

D'après la Figure 4.12, il est possible de remarquer que la longueur des glaçons à t_s semble être égale à la distance inter-jupes pour l'isolateur STD mais qu'elle est légèrement plus petite pour l'isolateur LIGNE et environ deux fois plus petite pour l'isolateur ALT. Cela explique aussi pourquoi l'amplitude du CF au cours de la période 2 évolue plus lentement avec l'augmentation de l'épaisseur de glace. En effet, avec l'augmentation de la distance inter-jupes, le pont de glace se formera pour une épaisseur radiale de glace plus importante. Dans le cas des isolateurs LIGNE et 3ALT, l'évolution de l'enveloppe du CF (Figure 4.11) montre que l'amplitude du CF n'atteint jamais les 20 mA au cours de la période d'accumulation. Cela signifie donc que la surface du dépôt de glace n'est pas aussi conductrice que dans le cas de l'isolateur STD et explique aussi le fait qu'aucun arc partiel blanc n'a pu être observé visuellement lors des différents tests. Cela démontre aussi que le pont de glace n'est pas totalement formé et que plusieurs intervalles d'air sont présents.

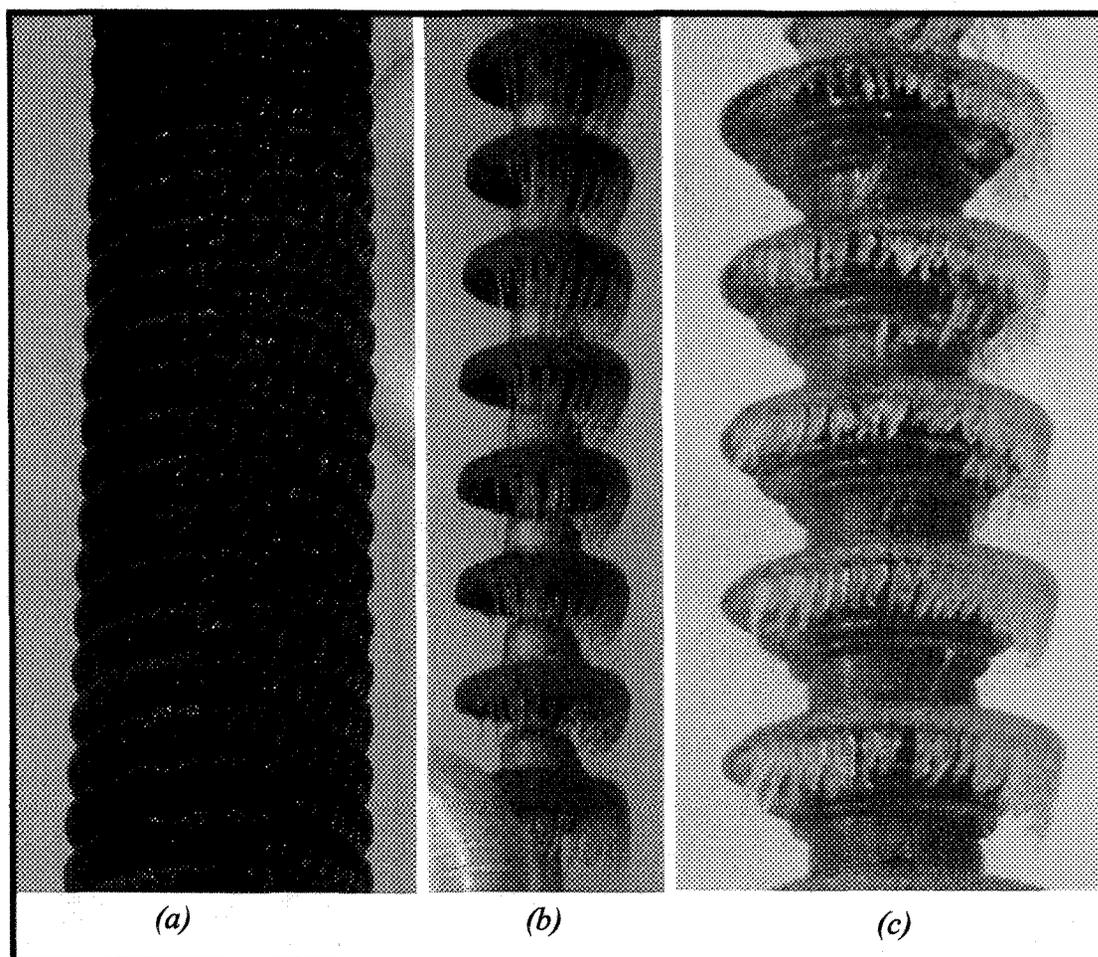


Figure 4.12 : Géométrie d'accumulation de glace obtenue au temps de transition ts (a) isolateur standard de poste après 5 min d'accumulation; (b) isolateur de lignes après 20 min et (c) isolateur triple alternances après 30 min.

Comme la formation du pont de glace a une influence directe sur la tension de contournement, l'évolution du CF au cours de l'accumulation peut donc permettre d'obtenir des informations sur la dangerosité de l'accumulation ou la probabilité d'avoir un contournement en période de fonte. Par exemple, des tests effectués pour Hydro-Québec afin de déterminer la tension de tenue maximale de plusieurs types d'isolateurs ont montré que les isolateurs LIGNE et 3ALT ont respectivement une tension de tenue maximale supérieure à 5% et 18% par rapport à celle obtenue pour l'isolateur STD pour

une épaisseur de glace de 15 mm [96], [97]. Cela démontre que certaines informations peuvent être tirées de l'analyse de l'enveloppe du CF en cours d'accumulation et de la distinction des périodes 1 et 2 se faisant par l'identification de la transition t_s . Cette identification, qui peut être difficilement réalisée automatiquement avec l'enveloppe du CF, nécessite donc le développement d'outils spécifiques.

4.2.2.1 *Rapport de la valeur efficace (rms) sur la valeur maximale du courant de fuite*

Comme démontré précédemment, l'évolution temporelle de l'enveloppe et de la forme d'onde du courant de fuite peut être subdivisée en deux périodes distinctes : la première période caractérisée par une amplitude du courant de fuite très faible et un déphasage d'environ 90° , indiquant une dominance capacitive du CF; la deuxième période caractérisée par une augmentation continue du courant de fuite et un déphasage nul, indiquant une dominance résistive du CF.

Tel que mentionné à la section précédente, il peut être très intéressant de pouvoir identifier la transition t_s entre ces deux périodes. Non seulement cette identification permet de distinguer les deux périodes caractéristiques du CF mais, comme nous le démontrerons plus tard, cela permet de pouvoir estimer le taux d'accumulation et la quantité de glace accumulée sur l'isolateur.

Dans l'optique de développer un système autonome de surveillance des isolateurs standard de poste, il semble difficile de pouvoir identifier la transition t_s uniquement avec la lecture de l'amplitude du CF. En effet, cette identification passe par la détection du passage d'un régime de décharges couronnes à un régime d'arcs électriques partiels qui est, dans un premier temps, intermittent, comme le montre l'évolution de la forme d'onde du CF au cours de la transition t_s de la Figure 4.13.

Pendant la période 1 (Figure 4.6), le courant de fuite a une forme sinusoïdale dont la valeur efficace est donnée par :

$$I_{eff} = \frac{I_{max}}{\sqrt{2}} \quad (4.1)$$

Soit R_{CF} , le rapport en pourcentage de la valeur efficace sur la valeur maximale, donné par :

$$R_{CF}(\%) = \left(\frac{I_{eff}}{I_{max}} \right) \times 100 \quad (4.2)$$

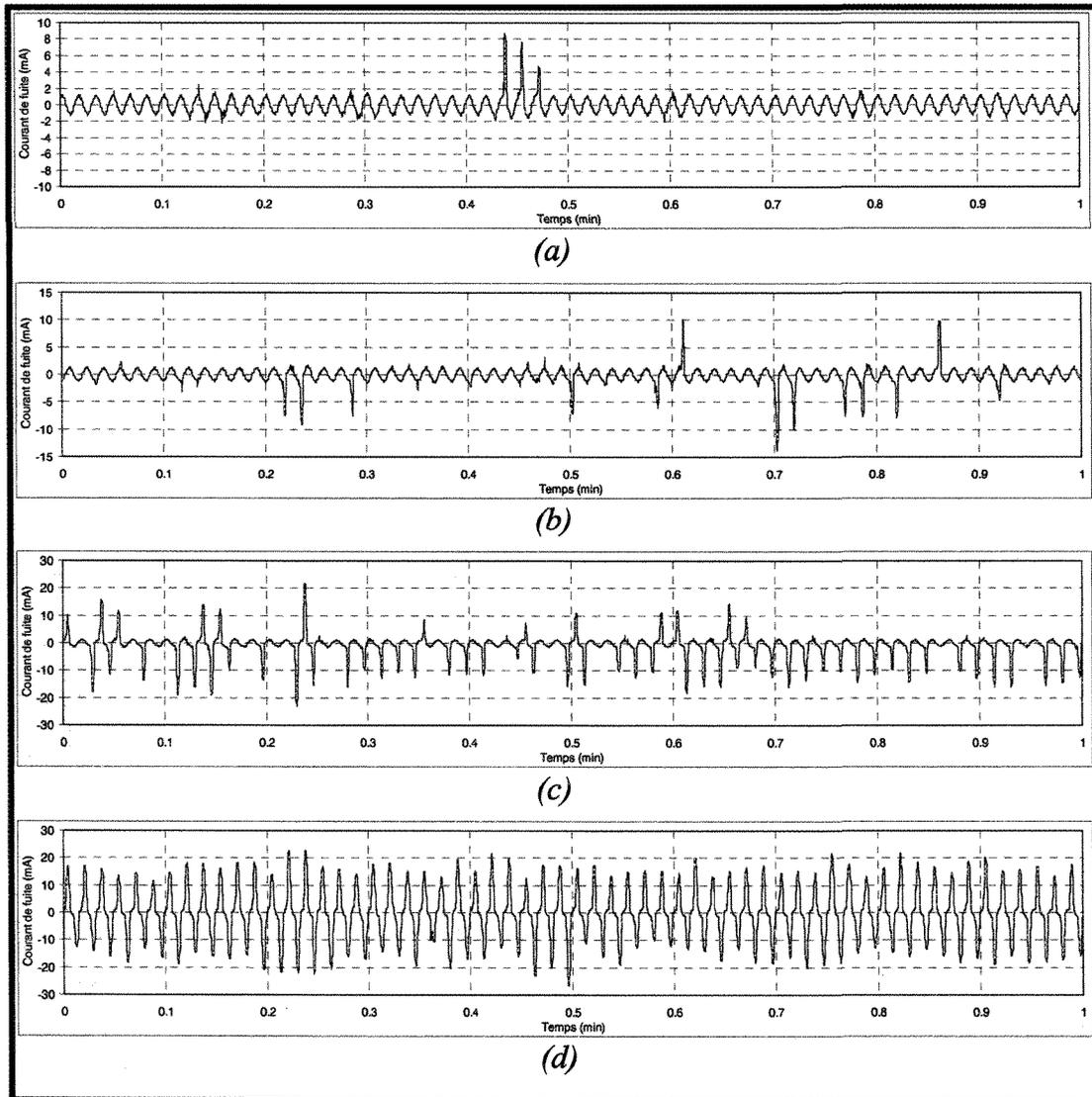


Figure 4.13 : Les différentes étapes de la transition ts entre la période 1 et 2

Dans le cas d'un signal purement sinusoïdal, R_{CF} vaut 70,7%. Cependant, avec l'apparition des premiers arcs électriques partiels intermittents, caractérisés par des pics de courant de durée faible, la valeur de R_{CF} aura tendance à décroître puisque la valeur maximale du courant de fuite devient plus importante par rapport à sa valeur efficace. En se basant sur cette observation, il a ainsi été décidé d'utiliser le R_{CF} afin de pouvoir

identifier la transition entre les périodes 1 et 2. Le R_{CF} a été calculé pour chaque intervalle de temps d'une seconde à partir des différentes formes d'onde enregistrées lors des accumulations de glace réalisées sur les trois types d'isolateurs.

Dans un premier temps, la Figure 4.14 présente l'évolution du rapport R_{CF} obtenue pour les trois tests réalisés avec le même isolateur, soit l'isolateur standard de poste.

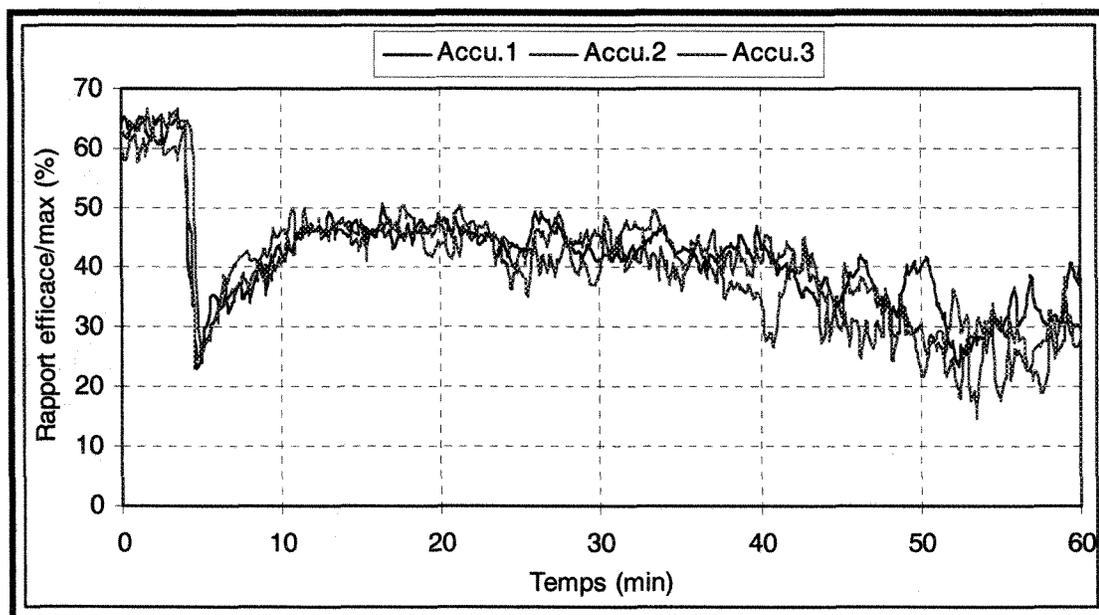


Figure 4.14 : Évolution du rapport R_{CF} des trois tests obtenus pour l'isolateur standard de poste au cours de la période d'accumulation de glace.

Les résultats obtenus montrent que l'évolution du rapport R_{CF} est, au même titre que l'enveloppe du CF, un paramètre répétitif lorsque les accumulations de glace sont réalisées dans les mêmes conditions expérimentales. Ainsi, une variation temporelle moyenne du rapport R_{CF} a alors été calculée pour chaque type d'isolateur (STD,

LIGNE, 3ALT) à partir des enveloppes des trois tests d'accumulation de glace. Les résultats sont présentés à la Figure 4.15.

Les résultats de la Figure 4.15 démontrent clairement que l'évolution de R_{CF} présente une discontinuité significative, passant presque instantanément d'une valeur d'environ 60-65% à une valeur d'environ 30% et moins qui correspond en fait à la transition t_s . Cela confirme que le rapport R_{CF} est donc un très bon indicateur pour identifier la transition t_s entre les périodes 1 et 2.

Une valeur du rapport R_{CF} située entre 60% et 70,7 % signifie que la forme d'onde du courant de fuite est presque sinusoïdale et est peu déformée par les décharges partielles qui demeurent faibles en amplitude, tel qu'illustré par la forme d'onde du courant de fuite de la Figure 4.6. Lorsque la transition t_s est atteinte, les premières décharges électriques commencent à apparaître et le courant de fuite commence à avoir des grands pics intermittents de courtes durées (Figure 4.7 ou 4.13-a), entraînant ainsi la déformation de la forme d'onde du courant de fuite, ce qui fait diminuer de manière significative la valeur du rapport R_{CF} . Lorsque le régime intermittent est remplacé par un régime établi d'arcs électriques partiels, la forme d'onde du courant de fuite devient de plus en plus uniforme (Figure 4.8) menant à l'augmentation de la valeur du rapport R_{CF} . Finalement, à l'approche de la fin de la période d'accumulation, la valeur du rapport R_{CF} diminue principalement à cause des variations aléatoires (voir Figure 4.9) de l'amplitude du courant de fuite dans la fenêtre de temps de 5 secondes utilisées pour

le calcul du rapport R_{CF} . Par conséquent, le rapport R_{CF} peut également être considéré comme un bon indicateur de stabilité du courant de fuite.

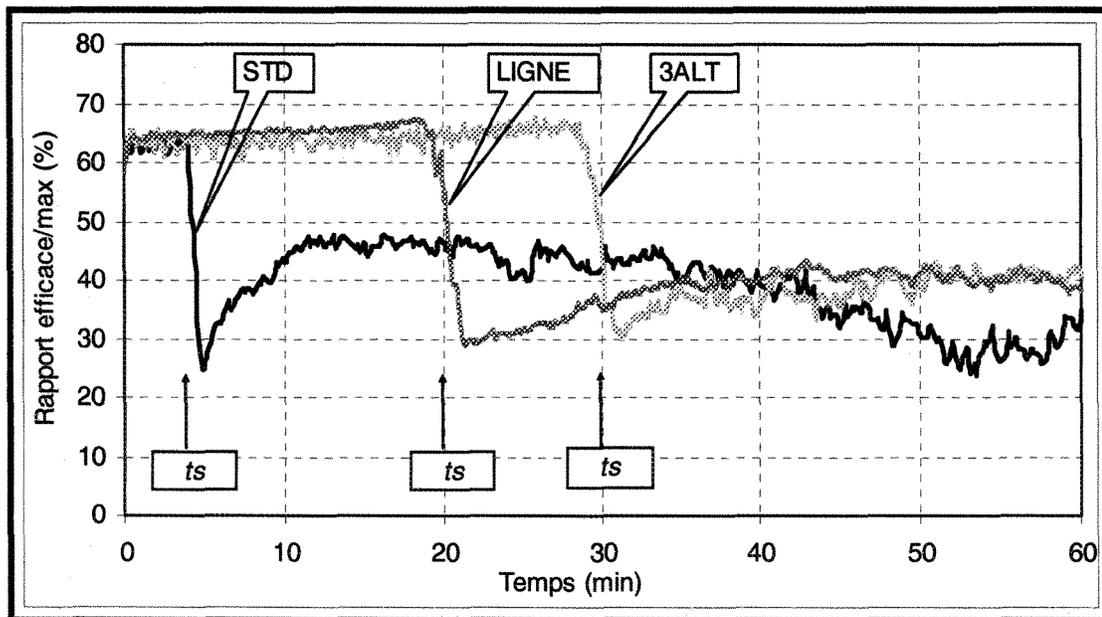


Figure 4.15 : Évolution du rapport R_{CF} moyen obtenue pour chaque type d'isolateur au cours de la période d'accumulation

4.2.2.2 Énergie cumulative du courant de fuite

Les résultats obtenus précédemment ont démontré qu'il existe une relation étroite entre l'évolution du dépôt de glace à la surface de l'isolateur et l'évolution de l'enveloppe du CF circulant à la surface de ce dernier. Les résultats ont ainsi permis de mettre en évidence l'existence de deux régimes distincts du CF qui caractérisent chacune des deux périodes identifiées : un régime de décharges couronnes durant lequel les glaçons croissent et un régime d'arcs électriques partiels correspondant plus ou

moins à la formation du pont de glace. La transition t_s entre ces deux régimes ou périodes peut être clairement identifiée par le rapport R_{CF} .

L'analyse de l'enveloppe du CF obtenue pour chaque type d'isolateur (Figure 4.11) a révélé que l'augmentation du CF au cours de la période 2 est moins rapide lorsque la distance inter-jupes est plus importante. En effet, en fin d'accumulation, la valeur maximale du CF atteinte avec l'isolateur STD est environ 3 fois plus grande que celles obtenues avec les isolateurs LIGNE et 3ALT. Comme les tests se font avec le même niveau de tension appliquée, cela signifie que dans le cas de l'isolateur standard, une énergie plus importante a donc été injectée dans l'intervalle entre les électrodes lors de l'accumulation. Cette énergie sert en particulier à établir puis maintenir la circulation du courant de fuite à la surface du dépôt de glace. En fait, une grande partie de cette énergie est utilisée pour l'établissement des arcs électriques partiels favorisant ainsi la circulation du CF à travers les intervalles d'air. Une autre partie de cette énergie est aussi dissipée par effet Joule dans la résistance résiduelle du dépôt de glace. Ainsi, un lien étroit semble exister entre cette énergie et l'activité des décharges électriques à la surface de l'isolateur glacé [36].

En se basant sur ce constat, il a donc été décidé d'étudier l'évolution du CF au cours de l'accumulation en utilisant un paramètre énergétique. Ce paramètre est l'énergie cumulative notée $E(t)$ et déterminée par la somme cumulative de l'énergie du

courant de fuite calculée pour chaque intervalle de temps d'une seconde. Dans cet intervalle de temps, l'énergie du courant est calculée par l'équation suivante :

$$E(t) = \sqrt{\int_0^t I(\tau)^2 d\tau} \quad (4.3)$$

où $E(t)$ est l'énergie du courant.

La Figure 4.16 présente l'évolution de l'énergie cumulative du courant de fuite, calculée à partir de l'équation (4.3), obtenue pour les trois tests d'accumulation de glace réalisés sur l'isolateur standard de poste.

Les résultats de la Figure 4.16 montrent que l'évolution de l'énergie cumulative pour les trois différentes accumulations de glace est similaire, ce qui confirme la répétitivité des tests d'accumulation de glace pour le même type d'isolateur et dans les mêmes conditions expérimentales. Les mêmes observations ont pu être faites pour le cas de l'isolateur triple alternance et l'isolateur de ligne. Dans ce contexte, une énergie cumulative moyenne a donc été calculée pour chaque type d'isolateur. Les résultats obtenus sont présentés à la Figure 4.17.

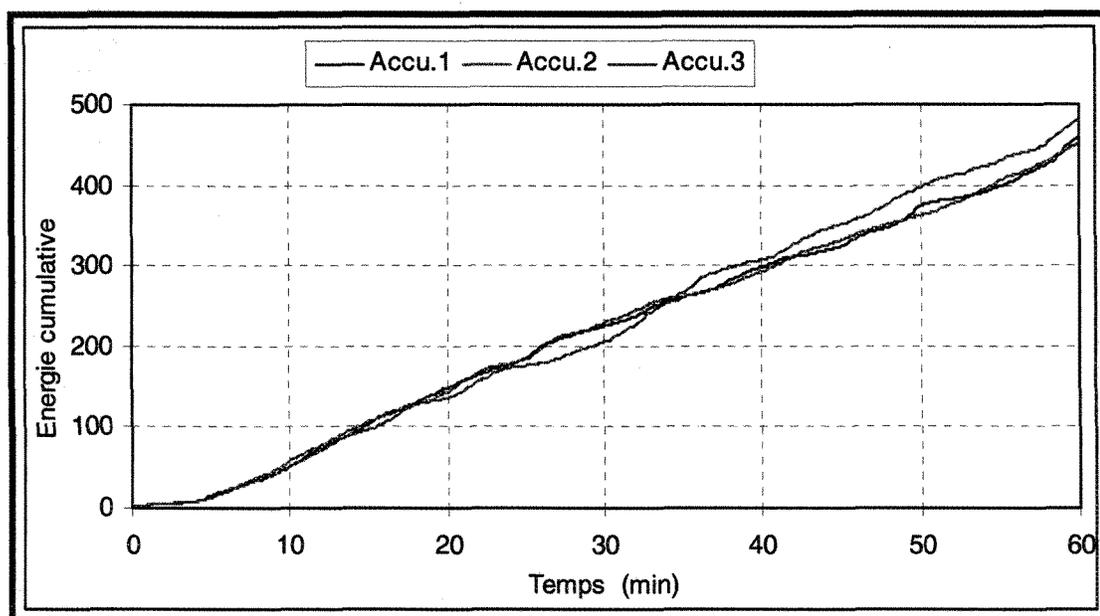


Figure 4.16 : Évolution de l'énergie cumulative du courant de fuite pendant les trois périodes d'accumulations de glace réalisées avec l'isolateur standard de poste

Comme première constatation, il est intéressant de noter, d'après les résultats présentés à la Figure 4.17, que l'énergie cumulative du courant de fuite est directement affectée par la géométrie de l'isolateur puisque cette dernière augmente lorsque la distance inter-jupes de l'isolateur diminue. De plus, comme pour l'enveloppe du CF, l'évolution de l'énergie cumulative obtenue pour chaque type d'isolateur semble être divisée en deux périodes distinctes. La première période est caractérisée par une augmentation linéaire et lente de l'énergie cumulative. Cela signifie que pendant cette période, l'amplitude du courant de fuite est faible et constante ou encore change très lentement, ce qui est typique du régime de décharges couronnes. La deuxième période identifiée est caractérisée par une augmentation, elle aussi linéaire, de l'énergie cumulative mais avec une pente plus importante, ce qui traduit des valeurs de CF plus élevées.

Pour la deuxième période, la pente de la variation linéaire de la courbe d'énergie cumulative du courant de fuite a été déterminée pour chaque type d'isolateur. Les valeurs de ces pentes sont tout à fait comparables dans le cas de l'isolateur LIGNE et de l'isolateur 3ALT (6,142 et 6,218 respectivement). Pour l'isolateur STD, une pente de 7,732 a été obtenue.

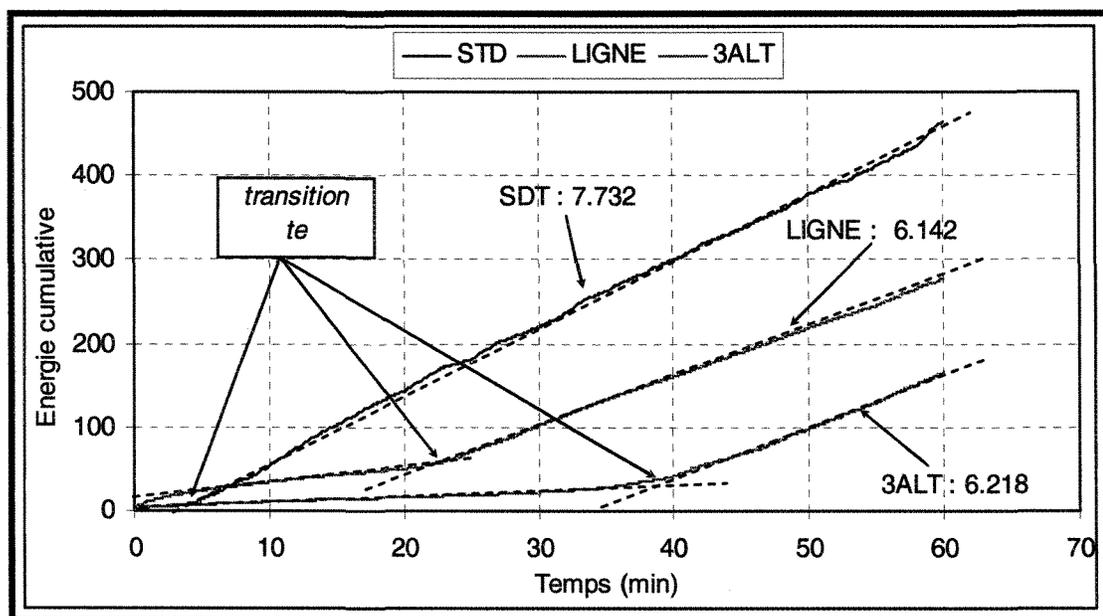


Figure 4.17 : Évolution temporelle moyenne de l'énergie cumulative du courant de fuite obtenu pour les trois types isolateurs durant la période d'accumulation

À partir des résultats de la Figure 4.17, il a été possible d'identifier, pour chaque isolateur, la transition entre les deux périodes caractérisées par des pentes différentes. La transition, notée t_e , a été identifiée par le changement de pente obtenu dans l'évolution de $E(t)$. Les différentes valeurs de t_e ainsi que les valeurs de t_s obtenues pour chaque isolateur caractérisé par sa distance inter-jupes sont présentées à la Figure 4.18.

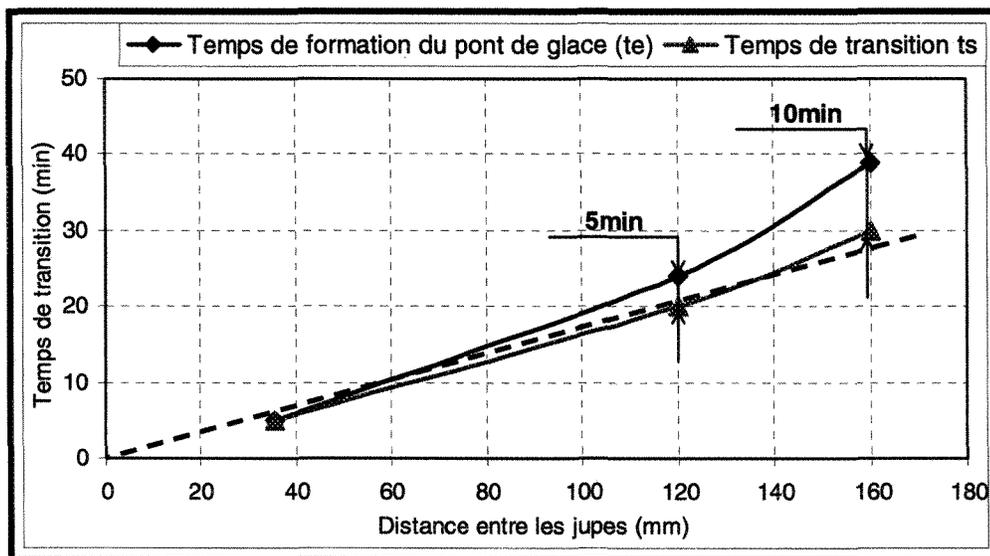


Figure 4.18 : Temps de transition t_s et moment de formation complète du pont de glace (t_e) en fonction de la distance entre les jupes de l'isolateur

Dans le cas de l'isolateur STD, la transition (t_e) entre les deux périodes est plus ou moins la même que le temps t_s obtenu précédemment. Pour l'isolateur LIGNE, une différence de 5 minutes entre t_s et le moment de transition t_e est observable contre une différence de 10 minutes pour l'isolateur 3ALT. Dans cette situation, l'énergie cumulative du courant de fuite peut permettre d'identifier le début de la formation du pont de glace qui correspond en fait à l'instant où la majorité des glaçons atteignent la jupe adjacente. Cet instant marque ainsi l'établissement d'un canal conducteur de résistance plus faible puisque que le nombre d'intervalles d'air est réduit aux intervalles d'air persistants dans les zones à champ électrique élevé. Cette transition est donc à différencier de la transition t_s qui marque l'établissement des arcs électriques partiels.

Dans le cas de l'isolateur standard de poste, à cause de sa faible distance inter-jupes, il y a correspondance entre t_s (longueur critique des glaçons) et t_e (début de la

formation du pont en glace). Ainsi, à mesure que la distance inter-jupes augmente, la différence entre t_s et t_e s'accroît. Cette différence entre t_s et l'instant t_e s'explique par le fait que la transition t_s est détectée par le rapport R_{CF} qui diminue soudainement lorsque les premières décharges apparaissent avant le début de la formation du pont de glace. Par contre, l'énergie cumulative ne sera pas affectée dans ce cas puisque les décharges sont intermittentes et de courtes durées, ce qui représente une faible énergie. Cependant, l'évolution temporelle de l'énergie cumulative change de pente (Figure 4.17) lorsque les décharges deviennent plus intenses et permanentes, ce qui est corrélé avec la formation du pont de glace et l'augmentation de son épaisseur.

4.2.3 Influence du taux d'accumulation

Les résultats obtenus avec les trois types d'isolateurs présentant des distances inter-jupes différentes ont mis en évidence la dépendance de la durée de la période 1 ou de la transition t_s avec la croissance des glaçons. En prenant pour hypothèse que l'augmentation de l'espace inter-jupes est similaire à une réduction du taux d'accumulation puisque les glaçons prennent plus de temps à combler la distance entre deux jupes adjacentes, il est possible d'affirmer que la durée de la période 1 est uniquement dépendante du taux d'accumulation.

Cependant, afin de s'affranchir des différences géométriques entre les trois types d'isolateurs utilisés susceptibles d'influencer le processus d'accumulation et afin de valider l'affirmation précédente, il a été décidé d'effectuer une série de trois tests avec

un taux d'accumulation réduit de 7,5 mm/h. Tel qu'expliqué au chapitre 3, ce taux a été obtenu en modifiant uniquement la température de la chambre climatique qui a été augmentée de -12°C à -6°C .

Les figures 4.19 et 4.20 présentent respectivement l'enveloppe moyenne obtenue pour une accumulation de 7,5 mm/heure ainsi que le rapport R_{CF} correspondant. Les résultats, comparés à ceux obtenus pour un taux d'accumulation de 15 mm/heure, montrent que la réduction du taux d'accumulation de glace entraîne effectivement une augmentation de la durée de la période 1 ou de la transition t_s . Il est surtout très intéressant de noter que le fait d'utiliser un taux d'accumulation de glace deux fois plus petit, passant de 15 mm/h à 7,5 mm/h, est équivalent à augmenter la durée de la période 1 par un facteur deux, passant de 5 minutes à 10 minutes. Il existe donc bien une relation de proportionnalité directe, pour le même type d'isolateur, entre le moment de la transition t_s et le taux d'accumulation. Cela est confirmé par les résultats des figures 4.21 et 4.22 qui représentent respectivement l'évolution de l'enveloppe et du rapport en fonction de l'épaisseur de glace pour les tests effectués avec des taux respectifs d'accumulation de 7,5 mm/h et de 15 mm/h. Il est très intéressant de remarquer que pour les deux taux d'accumulation, la transition t_s s'effectue pour presque la même épaisseur radiale de glace similaire égale à environ 1,25 mm.

Cette information importante pourra être utilisée par le système de surveillance des isolateurs standard de poste afin d'estimer le taux d'accumulation moyen.

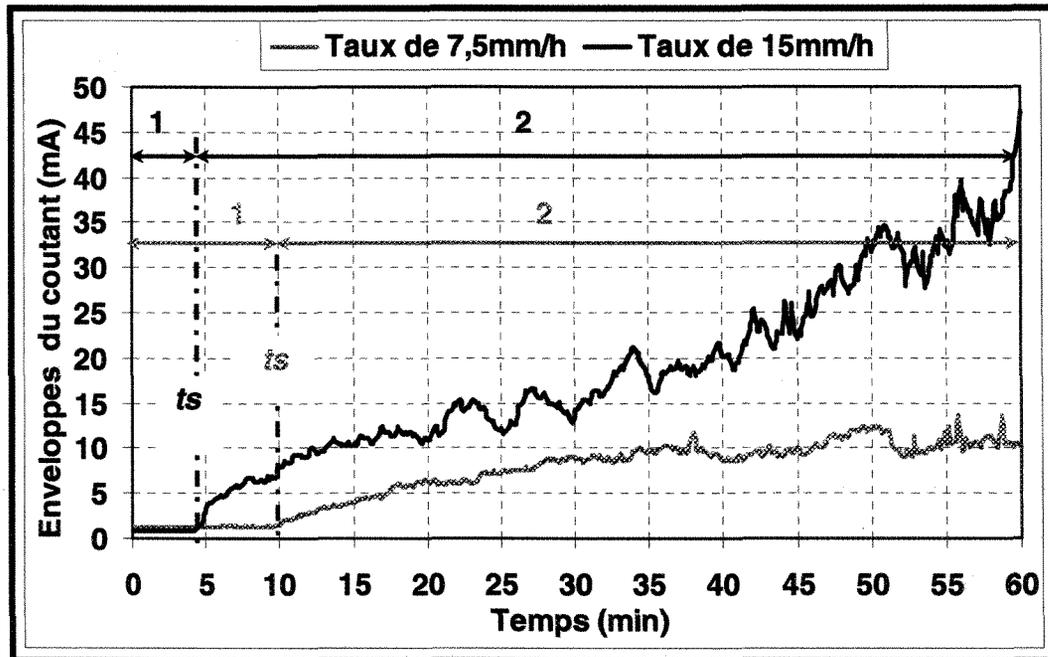


Figure 4.19 : Évolution de l'enveloppe du CF obtenue pour un isolateur standard de poste au cours d'une période d'accumulation de 60 min avec un taux d'accumulation de 7,5 mm/h et de 15 mm/h

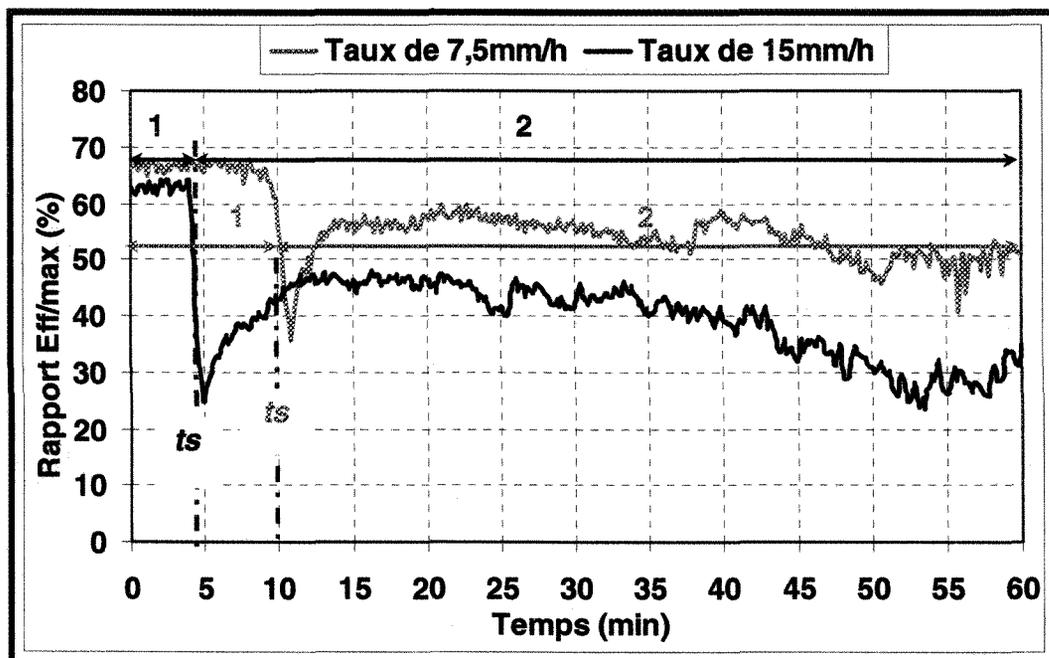


Figure 4.20 : Évolution du rapport R_{CF} obtenue pour un isolateur standard de poste au cours d'une période d'accumulation de 60 min avec un taux d'accumulation de 7,5mm/h et de 15 mm/h

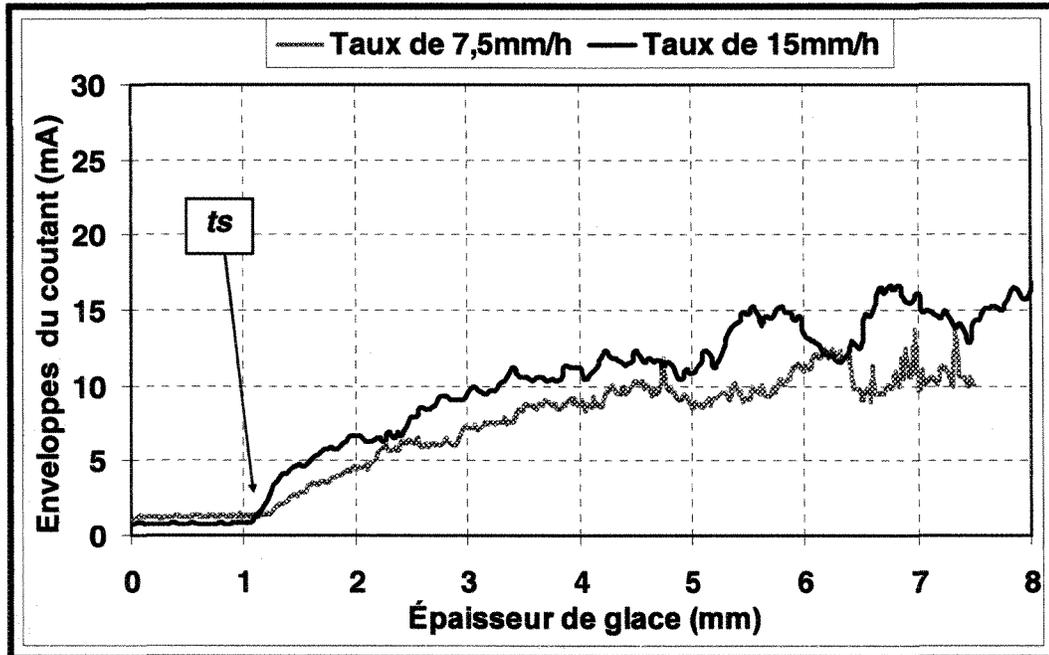


Figure 4.21 : Évolution de l'enveloppe du CF en fonction de l'épaisseur de glace avec un taux d'accumulation de 7,5mm/h et de 15 mm/h

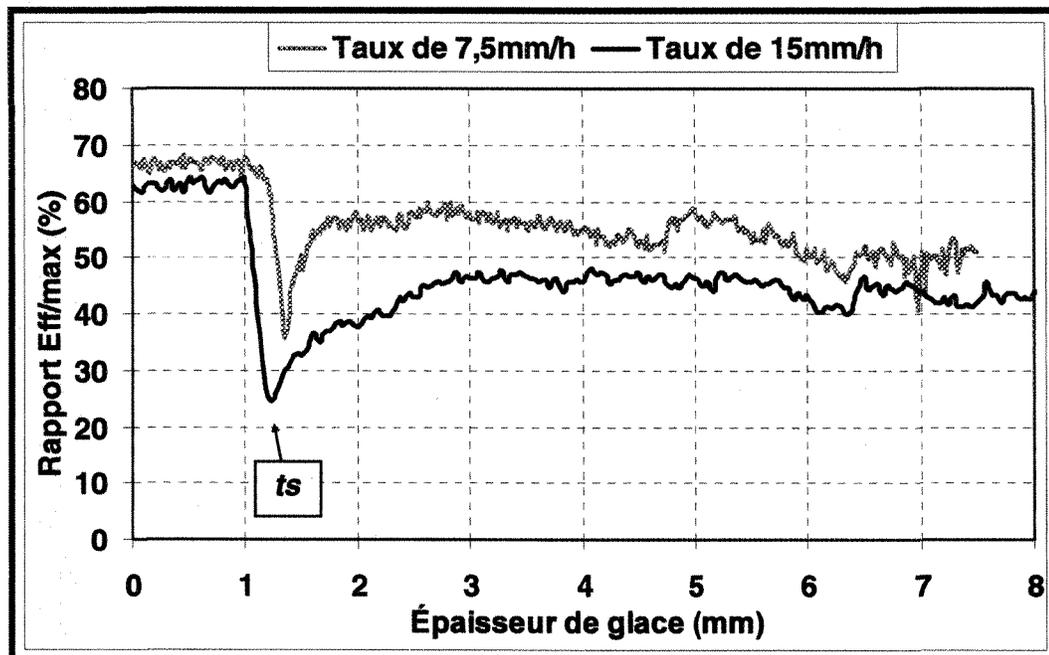


Figure 4.22 : Évolution du rapport R_{CF} en fonction de l'épaisseur de glace avec un taux d'accumulation de 7,5mm/h et de 15 mm/h

4.2.4 Influence de la conductivité de l'eau d'accumulation

Tel que rapporté dans la revue de littérature, la conductivité de l'eau d'accumulation est, avec l'épaisseur du dépôt de glace, un des principaux paramètres qui influencent la tension de contournement des isolateurs standard de poste. En effet, la conductivité et l'épaisseur de glace sont toutes deux des paramètres qui permettent de caractériser la dangerosité d'une accumulation. Il est cependant difficile de pouvoir étudier l'influence de l'épaisseur du dépôt de glace sur l'enveloppe du CF puisque leur évolution au cours de la période d'accumulation de glace est directement liée. Dans ces conditions, il a donc été décidé d'étudier l'influence de la conductivité de l'eau d'accumulation sur l'évolution du CF, et cela, au cours de la période d'accumulation.

Pour les besoins de cette étude, trois conductivités d'eau, mesurées à 20°C ont été utilisées pour les tests réalisés sur une colonne isolante constituée de deux unités standard de poste (STD) : soit 30, 80 et 160 $\mu\text{S}/\text{cm}$. La durée de la période d'accumulation a été limitée à 35 minutes, correspondant à une épaisseur radiale d'environ 9 mm, puisque pour une conductivité d'eau de 160 $\mu\text{S}/\text{cm}$ l'activité électriques des arcs partiels deviendrait trop importante.

La Figure 4.23 présente l'aspect visuel du dépôt de glace obtenu à la fin de la période d'accumulation pour chacune des conductivités d'eau utilisées. Les résultats de la Figure 4.23 indiquent qu'il y a une différence notable dans la géométrie du dépôt de glace obtenue pour 160 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (Figure 4.23-c). Pour cette valeur élevée de conductivité,

le dépôt de glace semble beaucoup moins uniforme puisqu'il présente des intervalles d'air plus importants près des électrodes de haute tension et de mise à la terre. Cela est le résultat d'une activité d'arcs électriques partiels plus intense ayant conduit à un processus de fonte plus important, comme il a été observé dans plusieurs travaux antérieurs [31], [33], [36].

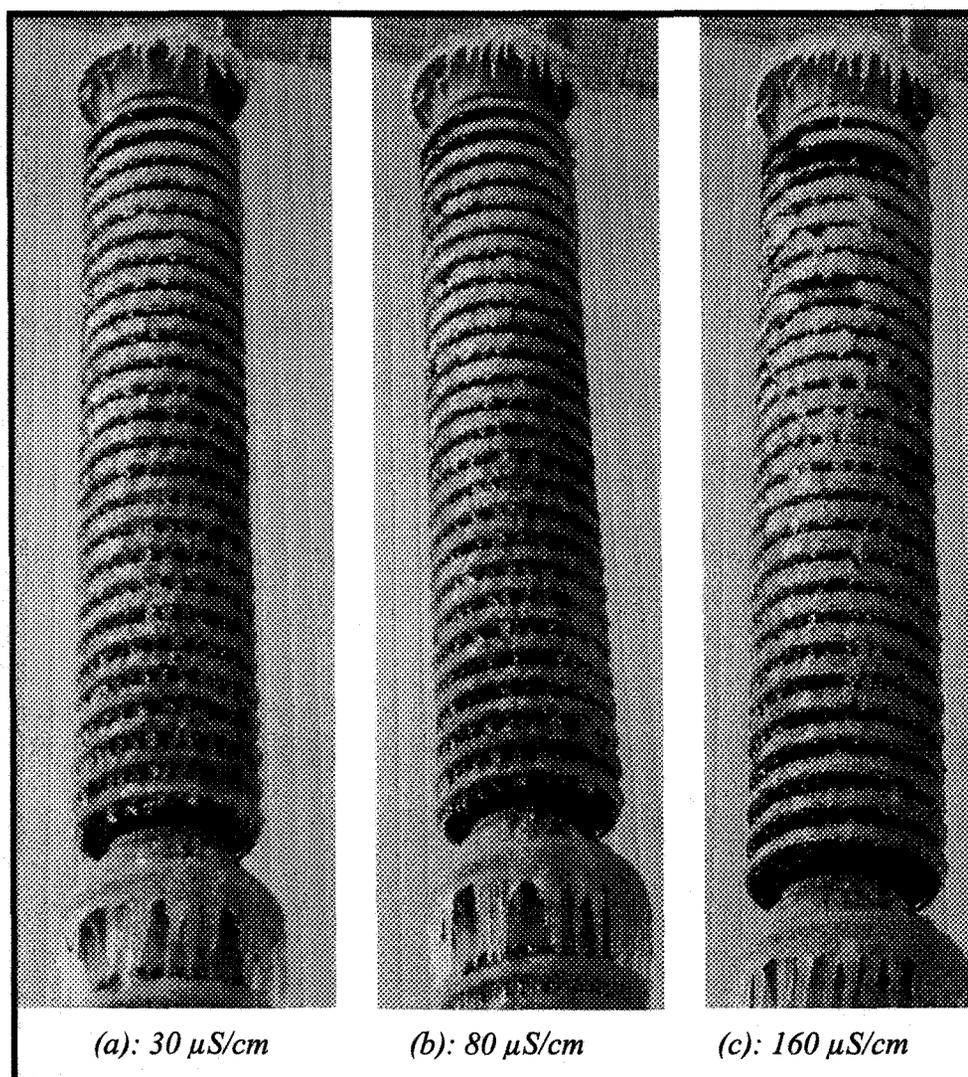


Figure 4.23 : Aspect visuel du dépôt de glace obtenu à la fin de la période d'accumulation pour différentes conductivités d'eau d'accumulation

4.2.4.1 *Évolution de l'enveloppe du courant de fuite*

Tel que démontré précédemment, l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite est tout à fait répétitive et n'est pas vraiment affectée par l'aspect aléatoire des décharges électriques si les tests sont soumis aux mêmes paramètres expérimentaux. Par conséquent, seulement une enveloppe du courant de fuite est présentée pour chaque conductivité d'eau d'accumulation utilisée. L'évolution des enveloppes obtenue pour chaque conductivité est présentée à la Figure 4.24.

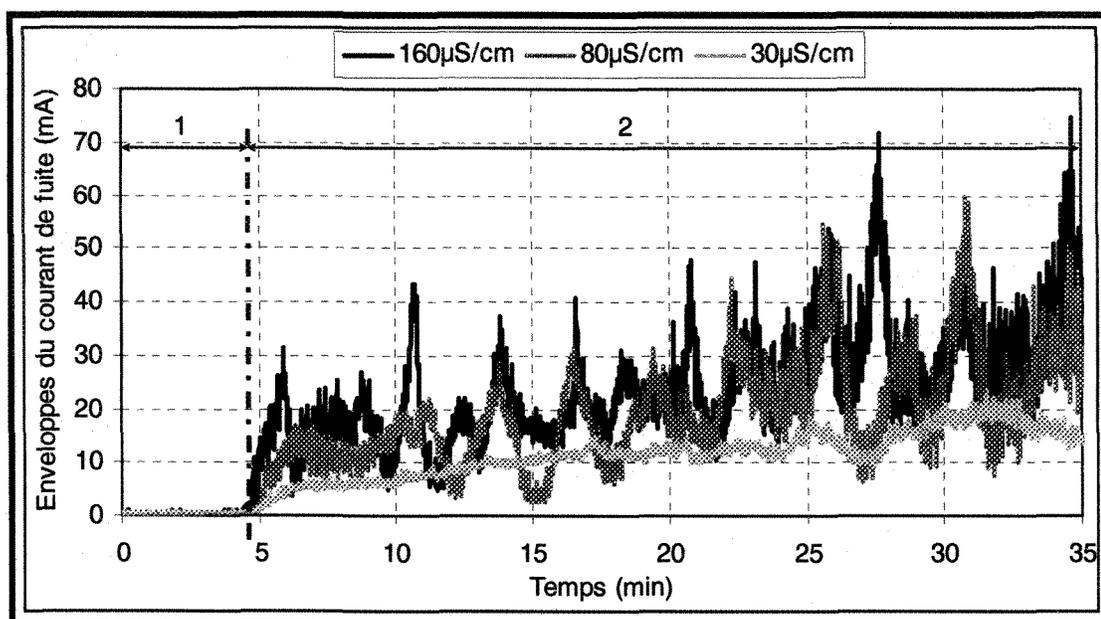


Figure 4.24 : *Évolution des enveloppes du courant de fuite de l'isolateur standard de poste au cours d'une période d'accumulation de 35 min pour différentes valeurs de conductivité d'eau*

Comme remarque générale, les résultats de la Figure 4.24 montrent que l'évolution des enveloppes du CF obtenues pour 80 et 160 µS/cm présente deux périodes distinctes similaires aux périodes identifiées précédemment pour la

conductivité de $30 \mu\text{S}/\text{cm}$. Il est ainsi possible d'identifier la période 1 qui présente aussi une durée d'environ 5 minutes et qui ne semble pas vraiment influencée, au même titre que la transition t_s , par la conductivité de l'eau d'accumulation. Pour s'en convaincre, un zoom de l'évolution des enveloppes réalisées autour de la transition t_s est présenté à la Figure 4.25. Sur cette figure, il semble que la conductivité affecte peu la transition t_s qui se produit dans un délai d'environ 30 secondes pour les trois conductivités. Tel que décrit précédemment, la période 1 correspond, pour le CF, à un régime principalement capacitif jusqu'à l'apparition des premiers arcs électriques partiels intermittents. Il est donc normal qu'à ce stade de l'accumulation, la conductivité de l'eau est une influence négligeable sur l'évolution du utilisée Par contre, il est intéressant de noter qu'avec l'augmentation de la valeur de la conductivité, l'intensité des décharges partielles semble beaucoup plus élevée.

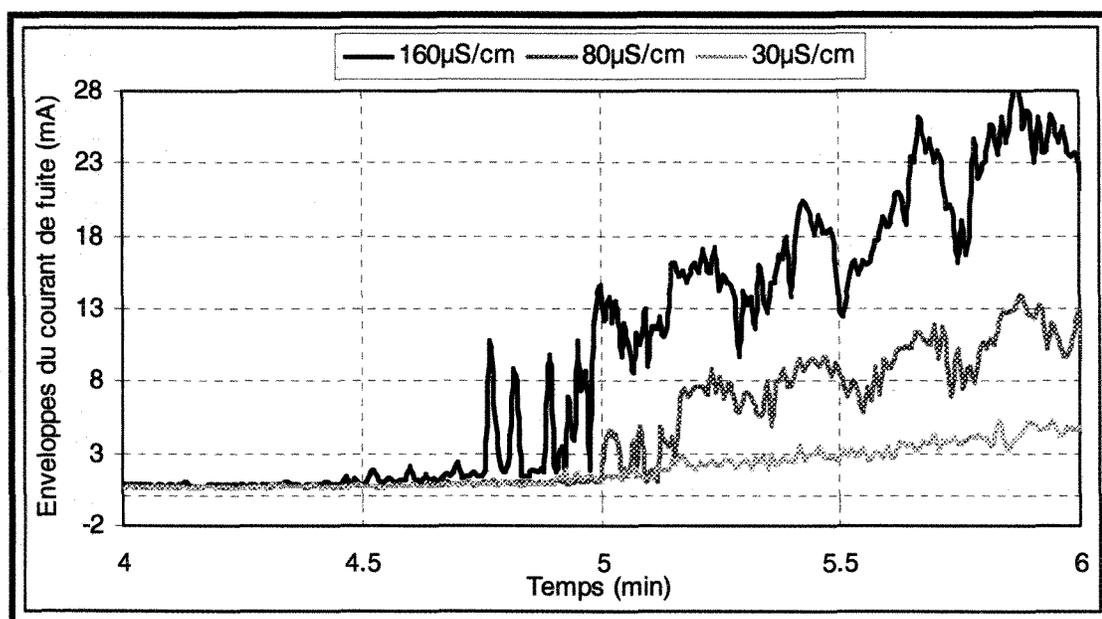


Figure 4.25 : Détails de la transition entre la période 1 et 2

Au cours de la période 2, la conductivité de l'eau semble avoir une influence beaucoup plus marquée sur l'évolution de l'enveloppe du CF qu'au cours de la période 1. Cela est normal puisque qu'une fois que la majorité des glaçons ont comblé la distance inter-jupes, nous sommes en présence d'un régime purement résistif qui est régi principalement par la conductivité de l'eau de formation de la glace et qui influence directement l'amplitude du courant de fuite.

De plus, plus la conductivité de l'eau est élevée plus l'évolution temporelle de l'enveloppe du courant de fuite présente de fortes fluctuations. En effet, la présence d'eau fortement conductrice sur la surface de glace permet d'augmenter la différence de potentiel à travers les intervalles d'air et par conséquent l'apparition des arcs partiels le long de ces intervalles [4], [41]. Ces arcs partiels, qui sont responsables de l'apparition des pics élevés du courant de fuite, entraînent la fonte de glaçons, ce qui a pour effet d'allonger des intervalles d'air. Lorsque la longueur de ces derniers atteint une certaine valeur, la différence de potentiel n'est pas suffisante pour soutenir l'arc partiel qui s'éteint par la suite, ce qui entraîne la diminution de l'amplitude du courant de fuite. Dans ce cas, les glaçons peuvent croître à nouveau, conduisant à une nouvelle diminution de la longueur des intervalles d'air et à la réapparition d'arcs électriques partiels plus intenses.

Ce comportement dynamique de la longueur des intervalles d'air, qui a lieu généralement près de l'électrode HT où le champ électrique est plus élevé, peut

expliquer les fluctuations observées dans l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite lorsque la conductivité d'eau d'accumulation augmente.

4.2.4.2 *Énergie cumulative du courant de fuite*

Les résultats obtenus précédemment ont permis de mettre en évidence l'influence significative de la conductivité d'eau d'accumulation sur l'évolution du courant de fuite principalement au cours de la période 2 identifiée et qui présente une fluctuation importante dans son enveloppe lorsque la conductivité augmente. Cette fluctuation, qui est liée à une activité importante des arcs électriques partiels, est donc représentative d'une conductivité élevée et du même coup, d'une tension de contournement moins élevée [3].

Dans ce contexte, il a été jugé opportun d'étudier l'énergie cumulative du CF donnée par l'équation (4.3) obtenue pour chaque valeur de conductivité. Les résultats obtenus sont ainsi présentés à la Figure 4.26 qui représente l'évolution de l'énergie cumulative calculée pour chaque intervalle de temps d'une seconde.

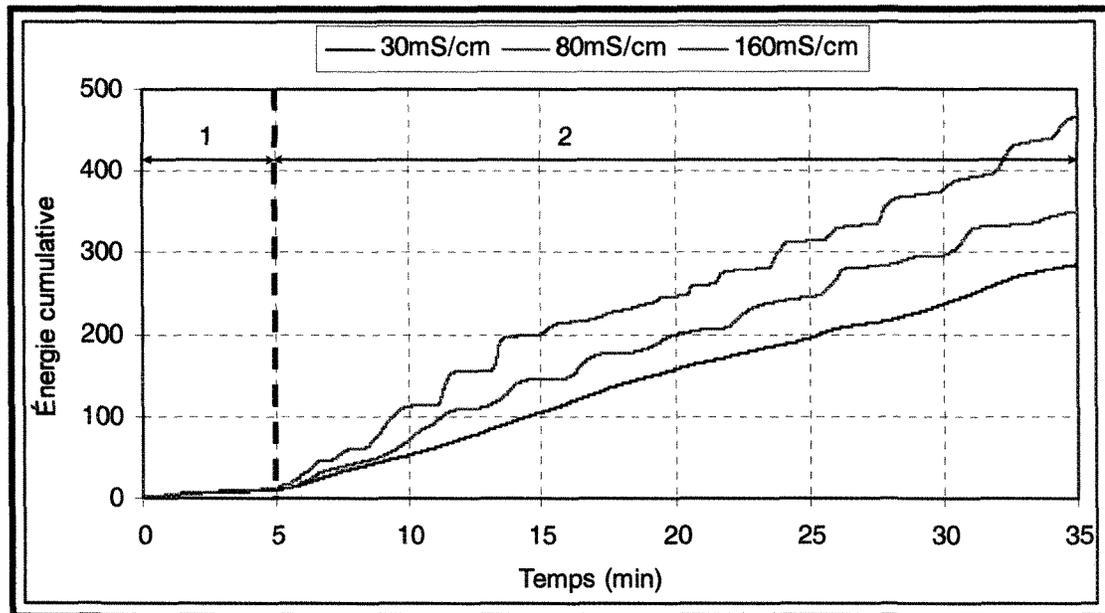


Figure 4.26 : Énergie cumulative obtenue pour l'isolateur standard de poste pour différentes conductivités d'eau au cours d'une accumulation de 35 min.

Les résultats de la Figure 4.26 montrent que l'énergie cumulative du courant de fuite est directement affectée par la conductivité de l'eau appliquée. L'énergie cumulative augmente avec l'augmentation de la conductivité de l'eau. Cette dernière est caractérisée par deux périodes distinctes qui correspondent respectivement aux périodes 1 et 2, identifiées et décrites précédemment. La période 1 semble être peu affectée par la valeur de la conductivité, comme il a été observé avec l'enveloppe du CF de la Figure 4.24. Elle présente une augmentation linéaire et lente de l'énergie cumulative.

La deuxième période est caractérisée par une augmentation linéaire plus élevée de l'énergie cumulative. Plus la conductivité augmente et plus l'énergie cumulative est importante, ce qui traduit un courant de fuite moyen plus élevé qui est le résultat d'une résistance de fuite faible. Durant cette période, quelques paliers dans le cas des

conductivités de 80 et 160 $\mu\text{S}/\text{cm}$ sont observables. Ces paliers correspondent aux fluctuations importantes que nous retrouvons au niveau des enveloppes et qui correspondent aux modifications dynamiques de la longueur des intervalles d'air, tel qu'expliqué précédemment.

4.2.4.3 *Spectre de croisement empirique*

D'après l'évolution des enveloppes du courant de fuite (voir Figure 4.24), une augmentation considérable de l'amplitude des pics accompagnée de grandes fluctuations aléatoires a été observée lorsque la conductivité de l'eau d'accumulation est élevée. Cependant, il semble difficile de pouvoir distinguer, par une lecture seule de l'enveloppe du CF, la différence entre une conductivité de 80 et 160 $\mu\text{S}/\text{cm}$ car les fluctuations du CF sont importantes et aléatoires. Néanmoins, ces fluctuations peuvent être utilisées pour estimer la sévérité de l'accumulation à condition qu'il soit possible de pouvoir caractériser le degré de conductivité de l'eau. Afin de pouvoir identifier le « niveau de fluctuation » de l'enveloppe du CF, nous avons donc eu recours au spectre de croisement empirique, noté SCE et déterminé à partir de l'enveloppe du courant de fuite. Ce paramètre a déjà été utilisé dans le cas des isolateurs pollués [29].

Le SCE est défini par le nombre de fois que l'enveloppe du courant de fuite croise une valeur seuil. Chaque SCE a été déterminé en utilisant un pas de seuil de 0,5 mA. Les résultats du SCE calculé pour chaque valeur de la conductivité d'eau d'accumulation sont présentés à la Figure 4.27.

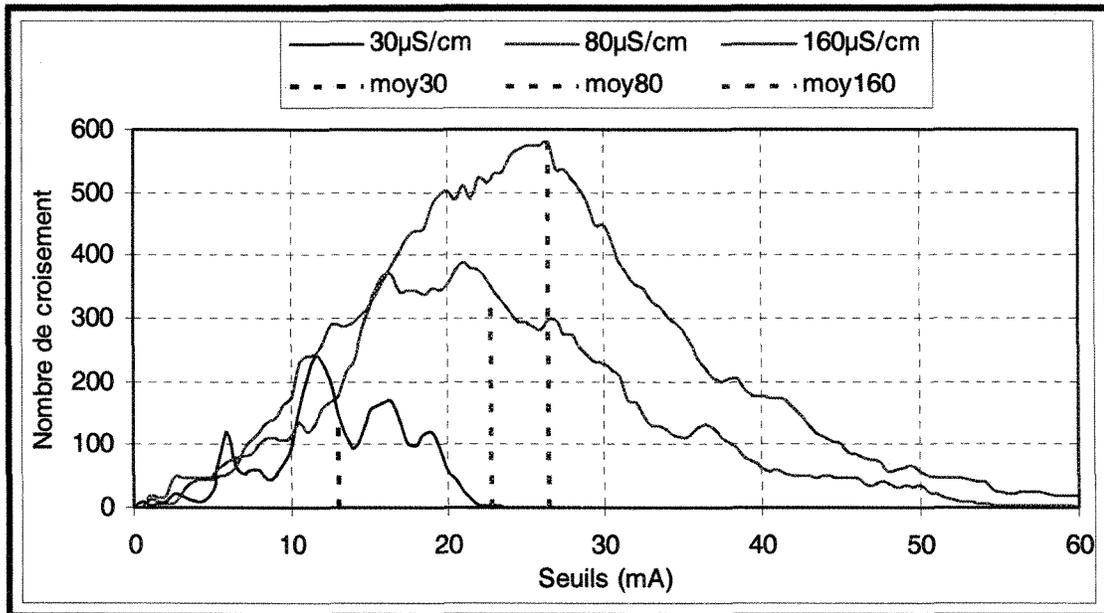


Figure 4.27 : Spectre de croisement empirique (SCE) obtenu pour un pas de seuil de 0,5 mA pour les trois valeurs de la conductivité utilisées.

Les résultats de la Figure 4.27 montrent clairement l'influence significative de la conductivité sur le SCE puisque avec l'augmentation de cette dernière, le SCE s'élargit et le nombre de croisement augmente. Le SCE permet donc d'identifier clairement le niveau de conductivité de l'accumulation de glace sur un isolateur standard de poste. Pour pousser un peu plus loin la caractérisation, la valeur moyenne centrale du SCE a été déterminée en utilisant l'équation (4.4).

$$\text{moyenne} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n N_b(i) \times T_r(i)^2}{\sum_{i=1}^n N_b(i)}} \quad (4.4)$$

où N_b est le nombre de croisement et T_r est le seuil.

Les valeurs obtenues à partir de l'équation (4.4) pour chaque conductivité sont présentées dans le Tableau 4.2. Les résultats montrent que la valeur moyenne du SCE fournit une bonne évaluation de la sévérité de la pluie verglaçante qui augmente avec l'augmentation de la conductivité.

Conductivité ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	Valeur moyenne (mA)
30	13.0
80	22.8
160	26.4

Tableau 4.2 : Valeur moyenne du SCE en fonction de la conductivité

4.3 Analyse temporelle en période de fonte

4.3.1 Évolution temporelle de la forme d'onde du courant de fuite

L'observation visuelle de l'évolution du courant de fuite montre que l'amplitude et la forme de ce dernier changent avec la variation de l'état de surface de la glace pendant la période de fonte. En effet, au cours d'une période de réchauffement, un film d'eau conducteur se forme à la surface du dépôt de glace, permettant ainsi au courant de fuite de croître et de circuler librement à la surface de ce dernier.

La Figure 4.28 présente l'évolution des enveloppes du courant de fuite ainsi que la température de la chambre climatique au cours de la période de fonte ayant mené à un

contournement. Les enveloppes négative et positive sont calculées respectivement à partir des maximums et minimums du courant de fuite pour une durée de temps d'une seconde.

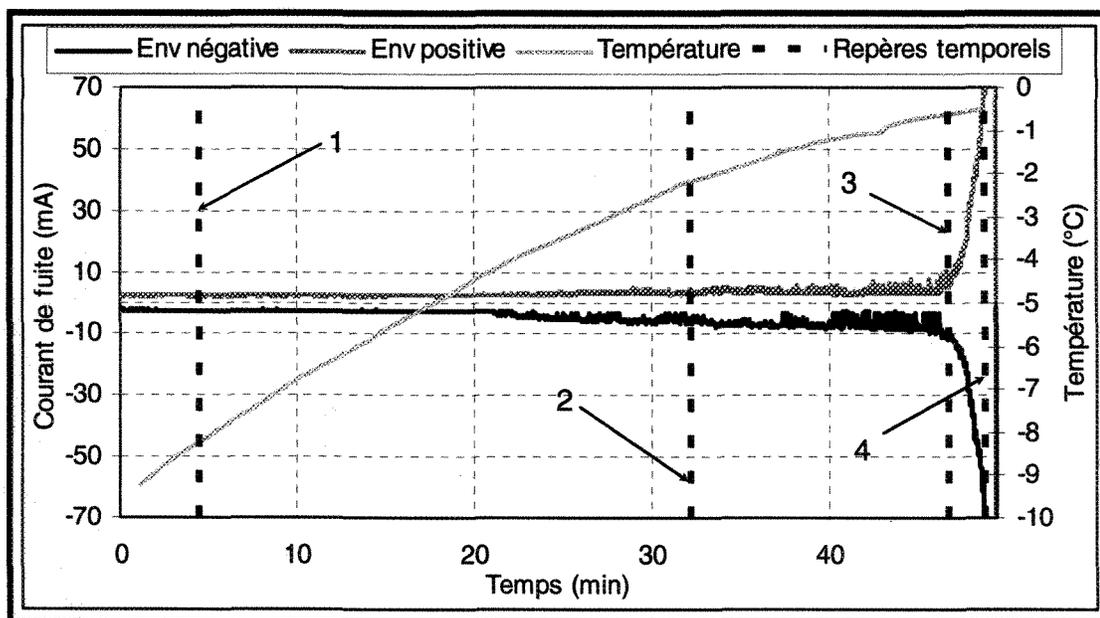


Figure 4.28 : Évolution de l'enveloppe du Courant de fuite ainsi que la température de la chambre climatique au cours d'une période de fonte ayant mené au contournement

L'évolution de l'enveloppe du CF montre que le contournement se produit à une température d'environ -0.5°C , alors qu'au début du processus de la fonte la température est de -12°C . Ceci démontre que le contournement électrique des isolateurs recouverts de glace est un processus long régi par l'établissement d'un film d'eau conducteur sur la surface de glace et dû principalement à la fonte de la surface de la glace. Cette fonte est engendrée à la fois par les arcs électriques partiels établis le long des intervalles d'air et par l'augmentation de la température de l'air.

Les Figures 4.29 à 4.32 présentent les caractéristiques de l'évolution de la forme d'onde du courant de fuite au cours de la période de fonte dont l'enveloppe est présentée à la Figure 4.28. Chaque figure correspond respectivement aux repères temporels numérotés de 1 à 4 de la Figure 4.28. Elles représentent chacune la forme du courant de fuite d'une durée de 5 cycles. Chaque repère temporel numéroté de la Figure 4.28 est une étape caractéristique dans l'évolution de la forme d'onde du courant de fuite au cours de la période de fonte.

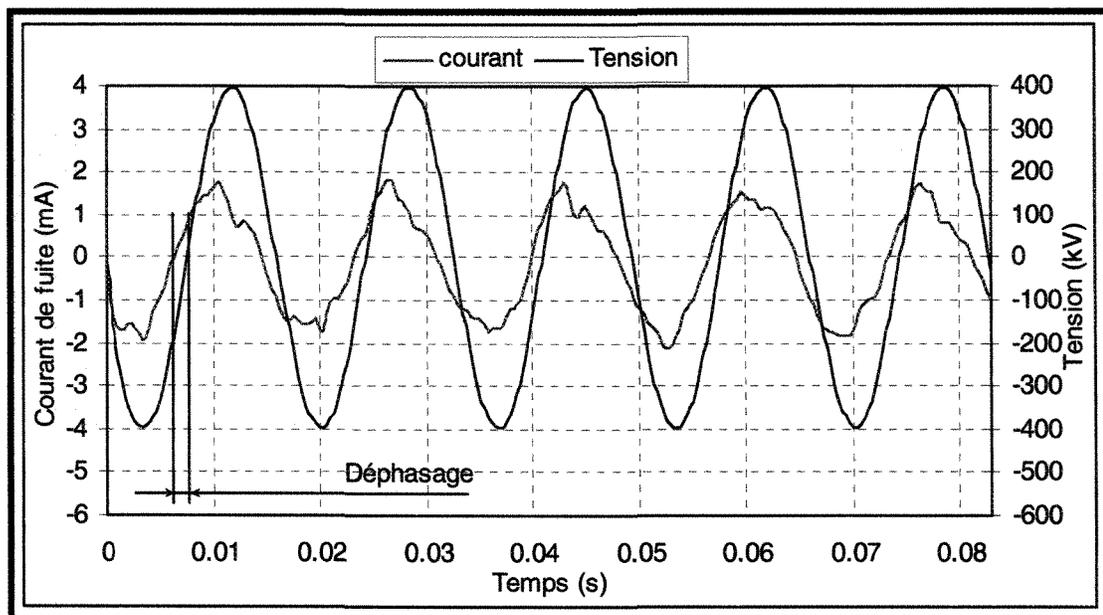


Figure 4.29 : Forme d'onde de la tension appliquée et du courant de fuite avant l'apparition des décharges partielles (repère temporel N°1).

La Figure 4.29 montre que le courant de fuite a une amplitude très faible, de l'ordre de 2mA, et est déphasé par rapport à la tension appliquée. Ces caractéristiques révèlent que la surface de la glace n'est pas encore recouverte de film d'eau mais demeure toutefois beaucoup plus conductrice que la surface propre de l'isolateur. Dans

ces conditions, le courant de fuite n'est pas purement capacitif mais est plutôt de nature capacitive-résistive, comme l'indique le déphasage illustré à la Figure 4.29 qui est moins élevé que celui obtenu en début d'accumulation (Figure 4.6).

Lorsqu'un film d'eau commence à se former à la surface du dépôt de glace avec le réchauffement progressif de l'air ambiant, une redistribution du potentiel le long de l'isolateur se produit et la différence de potentiel aux bornes des intervalles d'air augmente [41], [70], [98]. Cette redistribution du potentiel entraîne alors, si les conditions de claquage des intervalles d'air sont satisfaites, l'apparition d'arcs électriques partiels qui restent cependant intermittents comme le montre la Figure 4.30 [41].

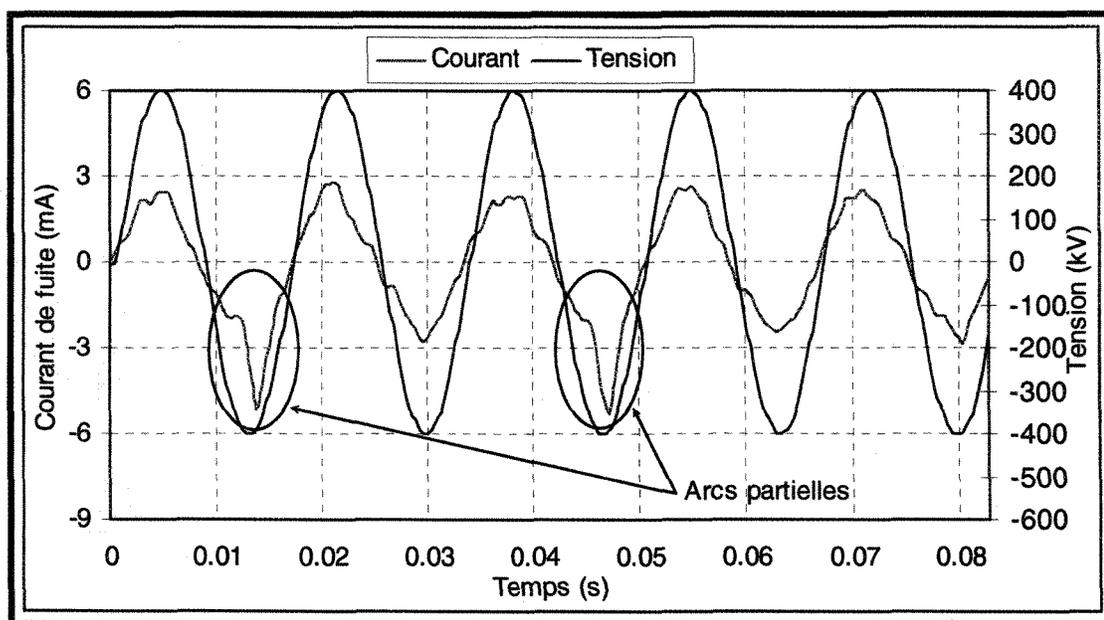


Figure 4.30 : Forme d'onde de la tension et du courant de fuite en fonction du temps lors de l'apparition des premières décharges partielles (repère temporel N°2).

D'après la Figure 4.30, on peut remarquer que l'apparition des décharges est corrélée avec la valeur crête maximale ou minimale de la tension appliquée et que le déphasage entre le courant de fuite et la tension a diminué. C'est le début de l'établissement d'un canal conducteur pour le CF à la surface du dépôt de glace.

L'effet thermique, principalement dû aux arcs électriques partiels combinés à l'augmentation de la température de l'air (comme montré dans la Figure 4.28), accélère la fonte de la surface du dépôt de glace et contribue à l'augmentation de la conductivité du film d'eau. Ceci entraîne alors une augmentation de la tension le long des intervalles d'air, et par conséquent, une intensification de l'activité des arcs électriques partiels le long de ces intervalles. Cela se traduit par l'augmentation de la fréquence d'apparition et l'amplitude des pics d'intensité de courant, comme le montre la Figure 4.31. Dans cette étape, les arcs partiels apparaissent à chaque demi cycle à la valeur crête maximum ou minimum de la tension appliquée, et le courant de fuite est presque en phase avec la tension appliquée. Ainsi, la nature résistive du courant de fuite semble être justifiée par la présence des décharges partielles le long de chaque intervalle d'air et par l'établissement d'un film d'eau conducteur sur la surface de glace. Cependant, l'amplitude du courant de fuite reste encore faible, de l'ordre de 10mA. Cette étape est une transition entre le « *régime transitoire* » illustré par les Figures 4.29 et 4.30, qui est caractérisé par l'apparition aléatoire des arcs électriques partiels et le « *régime permanent* » illustré à la Figure 4.32, qui est représentatif de la forme d'onde du CF précédent le contournement électrique.

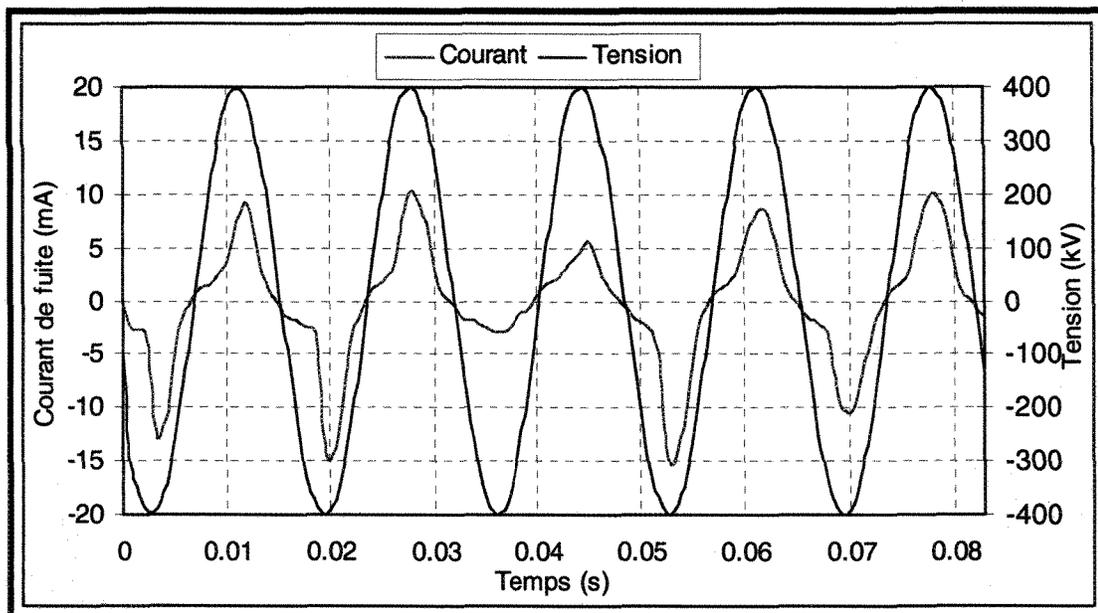


Figure 4.31 : Forme d'onde de la tension et du courant de fuite lors de l'établissement des décharges partielles (repère temporel N°3).

Dans un dernier stade, à l'approche du contournement électrique, un film d'eau conducteur et uniforme est présent le long de tout l'isolateur et la surface du dépôt de glace devient plus conductrice. Dans ce cas, des arcs électriques sont établis le long de chaque intervalle d'air, assurant ainsi un écoulement continu du courant de fuite le long du dépôt de glace entre l'électrode haute tension et la mise à la terre. Dans cette situation, le courant est alors purement résistif et sa valeur est uniquement limitée par la tension appliquée et la conductivité du film d'eau, comme le montre la Figure 4.32. L'amplitude du CF dépassant largement les 20 mA, les arcs blancs sont donc présents de façon continue : ce régime est le *régime permanent* mentionné précédemment.

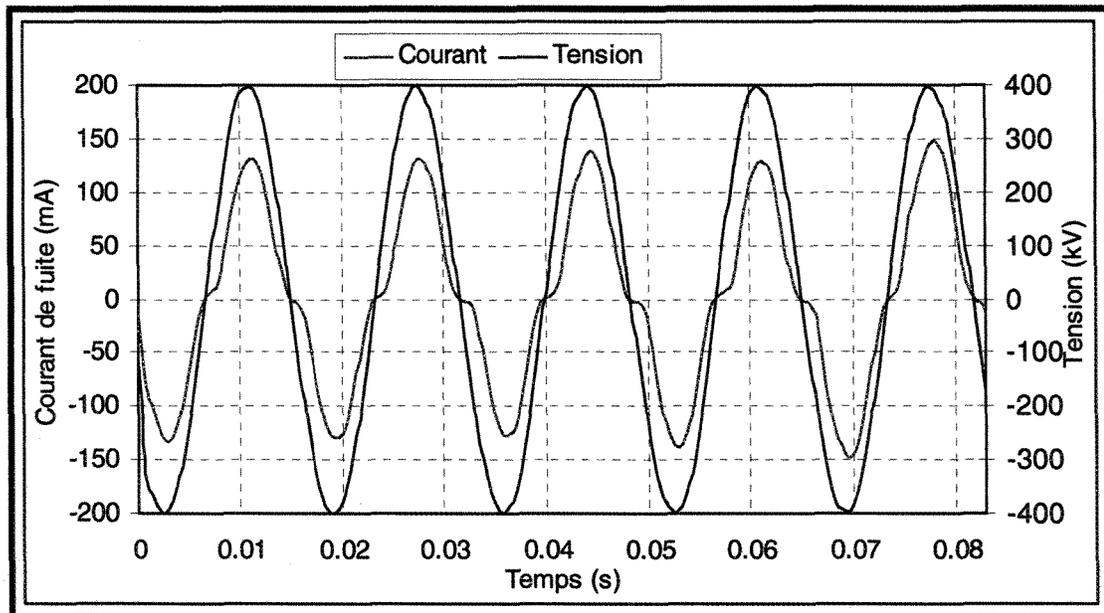


Figure 4.32 : Forme d'onde de la tension et du courant de fuite des derniers cycles précédant le contournement (repère temporel N°4).

Il a pu être observé au cours des différents essais que le passage du *régime transitoire* de la Figure 4.31 au *régime permanent* de la Figure 4.32 se faisait pour une valeur crête du courant de fuite située autour de 20 mA, valeur caractéristique également relevée au cours de la période d'accumulation. En *régime permanent*, les arcs électriques couplés à l'augmentation de la température contribuent à accroître la conductivité du film d'eau. En l'absence de chutes de glace importantes menant à l'augmentation de la longueur d'intervalle d'air, la valeur du courant de fuite augmente rapidement et le contournement électrique peut alors se produire, comme illustré par la Figure 4.28.

4.4 Conclusion

L'analyse du courant de fuite lors de l'accumulation de glace a permis de mettre en évidence le fait que l'évolution de son enveloppe passe par deux périodes distinctes : la première caractérisée par une amplitude quasi constante et faible correspondant à la croissance des glaçons et une seconde caractérisée par une augmentation continue de l'amplitude correspondant à la formation du pont de glace. Le temps de transition t_s entre ces deux périodes peut être aisément identifié par le calcul du rapport de la valeur efficace sur la valeur moyenne du courant de fuite.

Il a aussi été démontré que le taux d'accumulation, simulé directement ou indirectement par la modification de la distance inter-jupes, a une influence directe sur l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite et en particulier sur la durée de la période 1. Une relation de proportionnalité a ainsi pu être identifiée entre le taux d'accumulation et le temps de transition t_s .

De plus, l'étude de l'influence de la conductivité de l'eau d'accumulation sur l'évolution du CF a montré que cette dernière n'a aucune incidence sur les caractéristiques de la période 1. L'influence est significative après la formation du pont de glace entre les jupes, c'est-à-dire au cours de la période 2. Durant de cette période, l'amplitude du courant de fuite est directement affectée par la conductivité de l'eau d'accumulation. Plus la conductivité est élevée plus l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite présente de fortes fluctuations. Il a été alors possible d'identifier les

fluctuations de l'enveloppe, qui caractérisent la sévérité de l'accumulation, par la valeur moyenne centrale du spectre de croisement empirique (SCE) calculée à la fin d'une accumulation et par l'énergie cumulative du courant de fuite.

Durant la période de fonte, l'évolution du courant de fuite comporte aussi deux régimes : le premier, nommé « *régime transitoire* », est caractérisé par une augmentation progressive de la fréquence d'apparition des décharges électriques. Le deuxième régime, appelé « *régime permanent* », se caractérise par l'établissement permanent d'arcs électriques blancs le long des intervalles d'air et par l'augmentation importante de l'amplitude du courant de fuite. Le passage du *régime transitoire* au *régime permanent* se fait pour une valeur crête du courant de fuite située autour de 20 mA.

Enfin, compte tenu des similitudes entre les formes du courant de fuite en période d'accumulation et de fonte, les méthodes ou outils utilisés en période d'accumulation comme le R_{CF} , l'énergie cumulative ou encore le SCE peuvent être utilisés afin de détecter les différentes étapes du CF en période de fonte.

CHAPITRE 5

ANALYSE FREQUENTIELLE DU COURANT DE FUITE

5.1 Introduction

Les résultats de l'analyse temporelle ont permis de mettre en évidence les différents régimes que peut suivre le courant de fuite aussi bien en période d'accumulation qu'en période de fonte. En particulier, il a été démontré que quelque soit la période concernée, le courant de fuite présente une forme d'onde qui évolue avec l'état de la surface de l'isolateur et est déformée par la présence d'arcs électriques partiels intermittents ou permanents (voir chapitre précédent).

Une telle déformation de la forme d'onde du CF est interprétée d'un point de vue fréquentiel par l'apparition d'harmoniques, multiples de la fréquence fondamentale de 60Hz, dont les amplitudes et les phases spectrales (ou déphasages) sont principalement dépendantes du degré de déformation de la forme d'onde. Ainsi, l'analyse de l'évolution des harmoniques du CF et de leur déphasage peut donc permettre, au même titre que l'analyse temporelle, de glaner des informations pertinentes sur l'évolution du courant de fuite en périodes d'accumulation et de fonte dans le but de pouvoir identifier des signatures significatives indiquant une dégradation

importante de la tenue diélectrique des isolateurs standard de poste. En effet, comme il a été mentionné dans la revue de littérature, des informations extraites de l'analyse fréquentielle du CF ont été utilisées dans le passé dans le but d'étudier l'état de surface des isolateurs pollués et de prédire l'imminence d'un contournement sous pollution [29], [74]. Le but de cette section est alors de vérifier dans quelle mesure l'analyse fréquentielle du courant de fuite des isolateurs standard de poste peut contribuer au développement d'un système de surveillance par la pertinence des informations extraites et cela, aussi bien en période d'accumulation qu'en période de fonte.

5.2 Analyse fréquentielle en période d'accumulation

L'analyse fréquentielle du courant de fuite en période d'accumulation s'est limitée aux formes d'ondes obtenues pour l'isolateur standard de poste puisque c'est ce type d'isolateur qui nous intéresse. Les formes d'ondes de la période d'accumulation ont été obtenues et analysées pour les paramètres expérimentaux présentés au Tableau 3.1, avec un taux d'accumulation de 15 mm/heure et une conductivité de l'eau d'accumulation de 30 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

5.2.1 Représentation fréquentielle du courant de fuite

Tel que mentionné au chapitre précédent, l'évolution temporelle du courant de fuite au cours de la période d'accumulation passe par plusieurs étapes auxquelles correspondent des formes d'onde du CF (figures 4.6 à 4.9). Ainsi, pour chaque forme

d'onde particulière identifiée, l'analyse fréquentielle des cinq cycles représentés aux figures 4.6 à 4.9 a été réalisée en utilisant la transformée de Fourier. Les résultats sont présentés aux figures 5.1 à 5.4.

La Figure 5.1-a présente la forme d'onde du CF au cours de la période 1 identifiée au chapitre précédent et la Figure 5.1-b sa représentation fréquentielle. Tel qu'expliqué au chapitre 4, la période 1 est caractérisée par un courant à dominante capacitive et sinusoïdale. L'analyse fréquentielle de la Figure 5.1-b illustre clairement la nature du courant au cours de cette période de par la composante fondamentale à 60 Hz dont l'amplitude est significative devant celle des autres composantes harmoniques. Cela traduit la forme sinusoïdale du courant de fuite. Cependant, on peut aussi noter l'apparition d'autres harmoniques de faible amplitude causée principalement par les interférences électromagnétiques, les décharges couronnes ainsi que le bruit généré par les équipements électroniques et le bruit de fond de la carte d'acquisition.

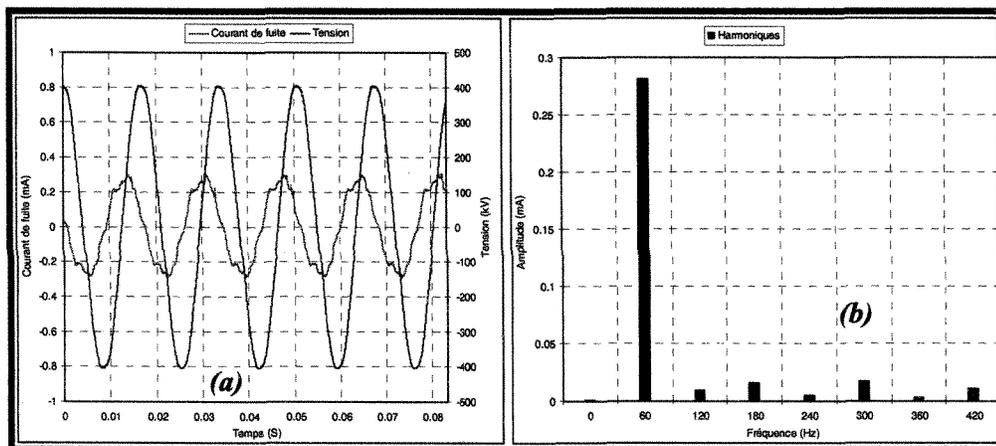


Figure 5.1 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue après 2,5 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste

Au moment de la transition entre les périodes 1 et 2, définies au chapitre précédent, des arcs partiels violets apparaissent de façon intermittente à l'extrémité des glaçons. Ces arcs sont caractérisés par des pics d'intensité de courtes durées, comme le présente la Figure 5.2-a. Ils entraînent une modification considérable de la forme d'onde du CF qui en perd totalement sa forme sinusoïdale. Comme le montre la Figure 5.2-b, la distorsion de la forme du CF entraîne ainsi l'augmentation de l'amplitude des harmoniques et spécialement des troisième et cinquième harmoniques par rapport à celle du fondamental. De plus, la représentation fréquentielle de la Figure 5.2-b fait apparaître l'existence d'une composante continue (à 0 Hz) indiquant que la valeur moyenne du courant est non nulle. Cela est tout simplement dû au fait que les pics positifs et négatifs du CF ne sont pas de même amplitude, d'une demi-période à une autre.

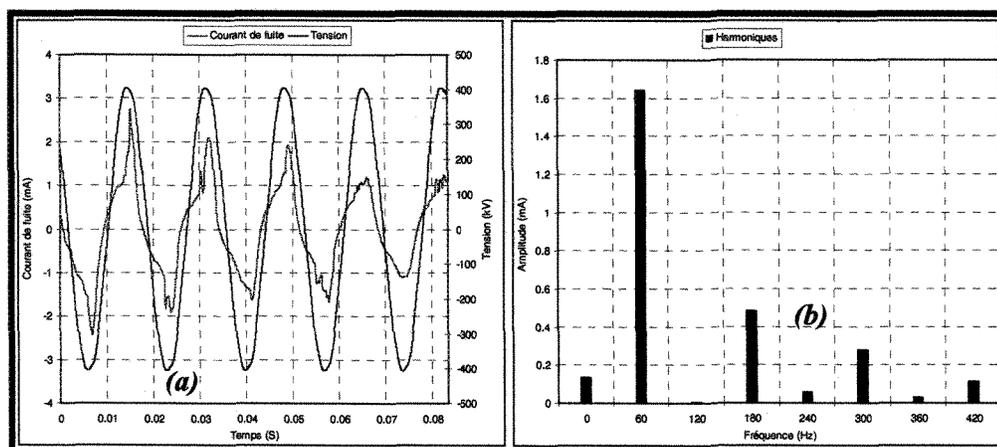


Figure 5.2 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue à 6 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste

Avec la formation du pont de glace, le régime intermittent d'arcs partiels disparaît pour céder la place à un régime plus stable. La forme d'onde du courant de fuite (voir Figure 5.3-a) adopte alors une forme moins déformée qui se rapproche plus d'une forme sinusoïdale, conduisant ainsi à la diminution de l'amplitude des harmoniques. Les résultats de la Figure 5.3-b montrent qu'avec l'apparition du régime stable, l'amplitude du cinquième harmonique (300 Hz) devient très faible devant l'amplitude du troisième harmonique (180 Hz) qui demeure significative par rapport à l'amplitude du fondamental. La présence du troisième harmonique provient principalement de la présence d'arcs électriques qui s'éteignent et se ré-allument à chaque demi-période et de part la non-linéarité existant entre le courant d'arc et la tension appliquée aux bornes des intervalles d'air [72], [99].

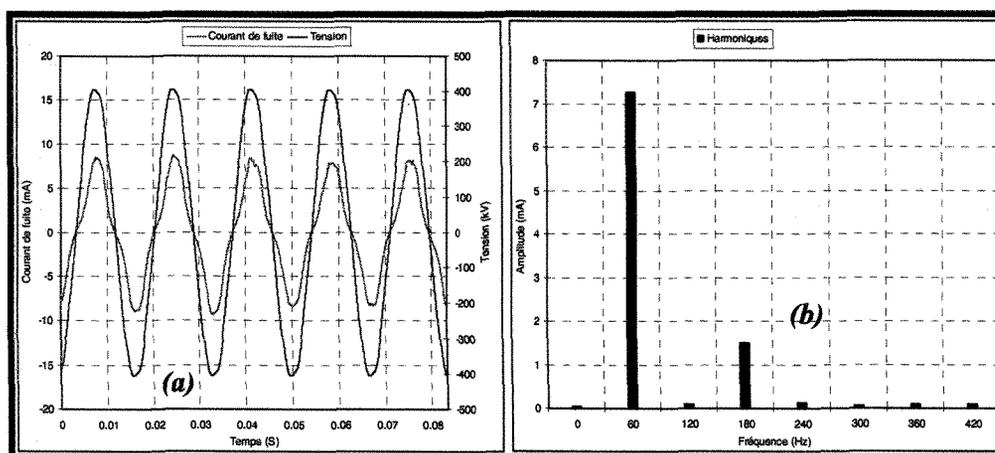


Figure 5.3 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue après 12 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste

À la fin de l'accumulation, l'activité des arcs électriques s'intensifie. L'amplitude du CF augmente et les arcs électriques partiels deviennent plus intenses et

moins stables. Cela affecte donc la forme d'onde du courant de fuite (Figure 5.4-a) qui devient moins symétrique que celle présentée à la Figure 5.3-a. Cela se traduit par une augmentation de l'amplitude du fondamental et proportionnellement celle des troisième et cinquième harmoniques, tel qu'illustré à la Figure 5.4-b. La forme d'onde du courant de fuite devenant moins symétrique, il apparaît alors une composante continue et des harmoniques d'ordre pair dont les amplitudes restent cependant négligeables devant celle du fondamental et du troisième harmonique.

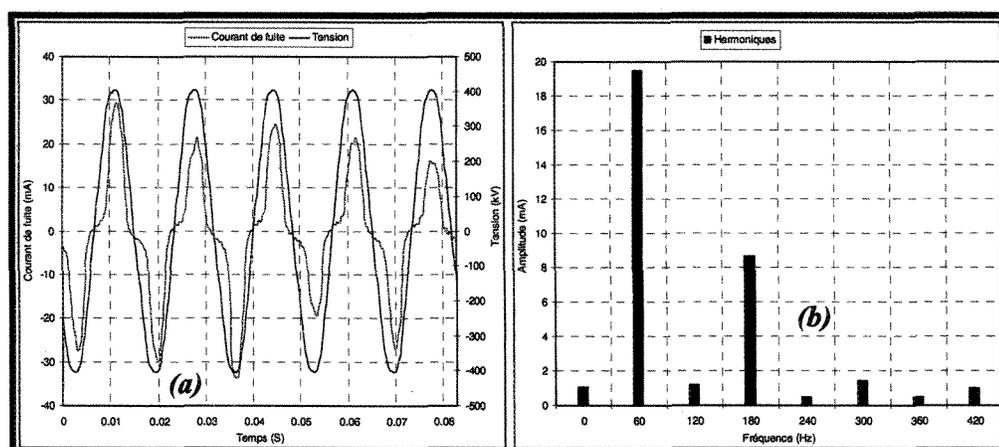


Figure 5.4 : (a) Courant de fuite et (b) sa représentation fréquentielle (FFT) obtenue après 55 min. d'accumulation pour un isolateur standard de poste

5.2.2 Évolution des troisième et cinquième harmoniques

D'après les résultats obtenus par l'analyse harmonique du courant de fuite à des instants caractéristiques de la période d'accumulation, il est intéressant de noter, sans tenir compte du fondamental, que seuls les harmoniques impairs d'ordre 3 et 5 (180 Hz et 300 Hz) présentent une amplitude significative dépendamment de la forme d'onde que prend le CF. Cela nous a conduit à limiter notre étude à ces deux composantes.

La Figure 5.5 présente l'évolution des troisième et cinquième harmoniques dont les amplitudes relatives, exprimées en pourcentage (%), ont été normalisées par rapport à celle du fondamental. Les harmoniques ont été calculés en prenant la transformée de Fourier sur une seconde du signal du courant de fuite et non pour chaque cycle. Cette procédure permet ainsi d'obtenir un lissage de leur évolution. De plus, elle permet aussi de tenir compte implicitement de la fréquence des impulsions de courants liées à l'établissement des arcs électriques partiels intermittents.

L'évolution des harmoniques présentée à la Figure 5.5 correspond à l'enveloppe du courant de fuite présentée à la Figure 5.6 obtenue durant la période d'accumulation pour deux unités d'isolateur standard de poste. Afin de vérifier l'influence de l'effet capacitif de l'isolateur sur les mesures du CF, l'enregistrement du courant de fuite a débuté avec l'application de la tension à l'isolateur deux minutes avant le démarrage de l'accumulation de glace. Cela explique ainsi le fait que la durée de la période 1 sur la Figure 5.6 est de 7 minutes au lieu des cinq minutes établies précédemment.

Les résultats de la Figure 5.5 montrent qu'il est possible de bien identifier les périodes 1 et 2 dont la transition correspond à une discontinuité remarquable (encadrée sur la Figure 5.5) de l'amplitude relative des harmoniques, passant d'environ 5% à environ 60% pour le troisième harmonique et d'environ 5% à quelques 30% pour le cinquième harmonique. Cela correspond en effet à l'apparition des arcs partiels intermittents (Figure 5.2) qui modifient grandement la forme d'onde du courant couplée

à l'augmentation de la fréquence d'apparition de ces derniers. Il ne faut pas oublier que le calcul des harmoniques s'effectue sur 1 seconde. Donc pour une même amplitude de pic de courant, plus la fréquence d'apparition est élevée et plus l'amplitude relative de l'harmonique est grande. Cela est vrai jusqu'à ce que le régime permanent d'arcs partiel soit établi, ce qui conduit à une forme du CF plus sinusoïdale et donc à une réduction de l'amplitude des harmoniques.

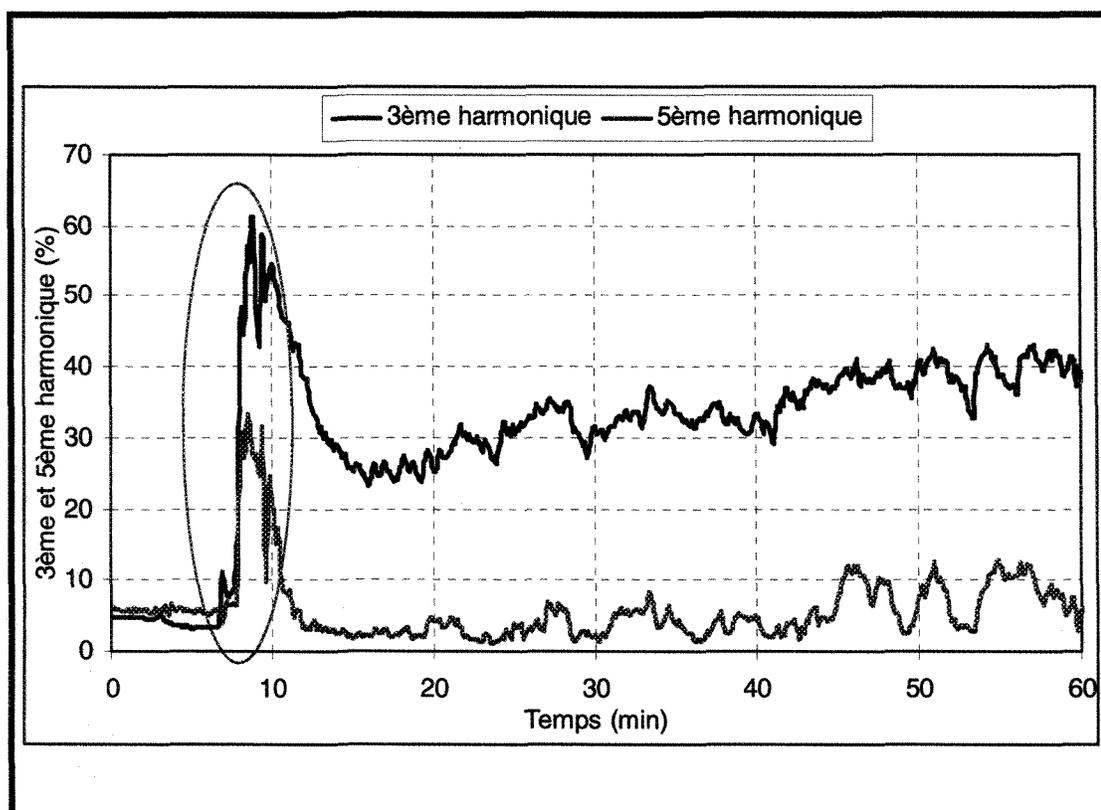


Figure 5.5 : Évolution du troisième et cinquième harmoniques du courant de fuite en période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur standard de poste

Cependant, lorsque l'accumulation progresse, une fois le régime d'arcs intermittents remplacé par le régime stable, l'amplitude des harmoniques décroît pour

ensuite augmenter progressivement et lentement jusqu'à la fin de l'accumulation. Cette croissance lente et continue est en grande partie due au fait que les arcs électriques deviennent plus intenses et moins stables, affectant ainsi la symétrie de la forme d'onde du courant de fuite, comme illustré à la Figure 5.4.

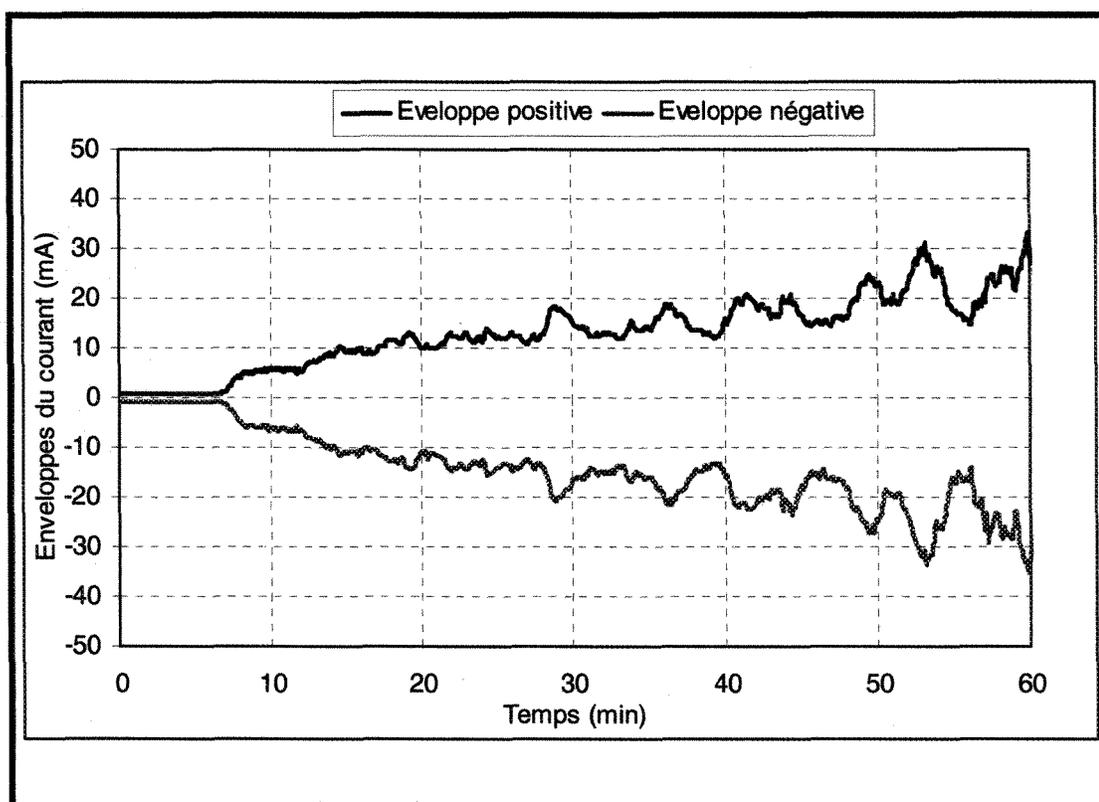


Figure 5.6 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite en période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur standard de poste

5.2.3 Évolution du déphasage

À partir de l'analyse fréquentielle, il est aussi possible d'étudier durant la période d'accumulation l'évolution de la phase spectrale ou déphasage des harmoniques par rapport à la tension appliquée. Compte tenu du fait que la forme d'onde du CF au

cours de la période identifiée 1 est quasi-constante, ni l'enveloppe (liée à l'amplitude) ni les harmoniques (liées à la forme d'onde du CF) ne semblent être modifiées au cours de cette période, ce qui limite du même coup la possibilité d'extraction d'informations à partir de l'enregistrement du CF. En effet, comme nous l'avons vu précédemment, l'amplitude du CF est principalement régie par la capacitance de l'isolateur ainsi que par les décharges couronnes. La présence des glaçons ainsi que du film d'eau généré par le régime humide de croissance n'ont pas semblé avoir un réel impact sur la forme d'onde du CF. Une analyse plus détaillée révèle cependant que l'étude du déphasage du fondamental par rapport à la tension appliquée permet d'obtenir des informations supplémentaires sur la période d'accumulation de glace. Ajoutons que de telles informations ne semblent pas pouvoir être obtenues à partir de l'amplitude des harmoniques ou autres signatures temporelles présentées au chapitre précédent.

La Figure 5.7 présente l'évolution du déphasage du fondamental du courant obtenu au cours de la période d'accumulation pour deux unités d'isolateur standard de poste, présentée à la Figure 5.6. Comme c'était le cas pour les harmoniques, le calcul du déphasage est effectué pour chaque seconde du signal du CF.

En premier lieu, il est très intéressant de noter que le déphasage permet clairement de mettre en évidence la période d'attente de 2 minutes au cours de laquelle la tension est appliquée pendant que l'isolateur demeure propre. Cela se traduit par un

régime quasi-capacitif avec un déphasage de -80° qui provient uniquement du bruit de fond du système d'acquisition.

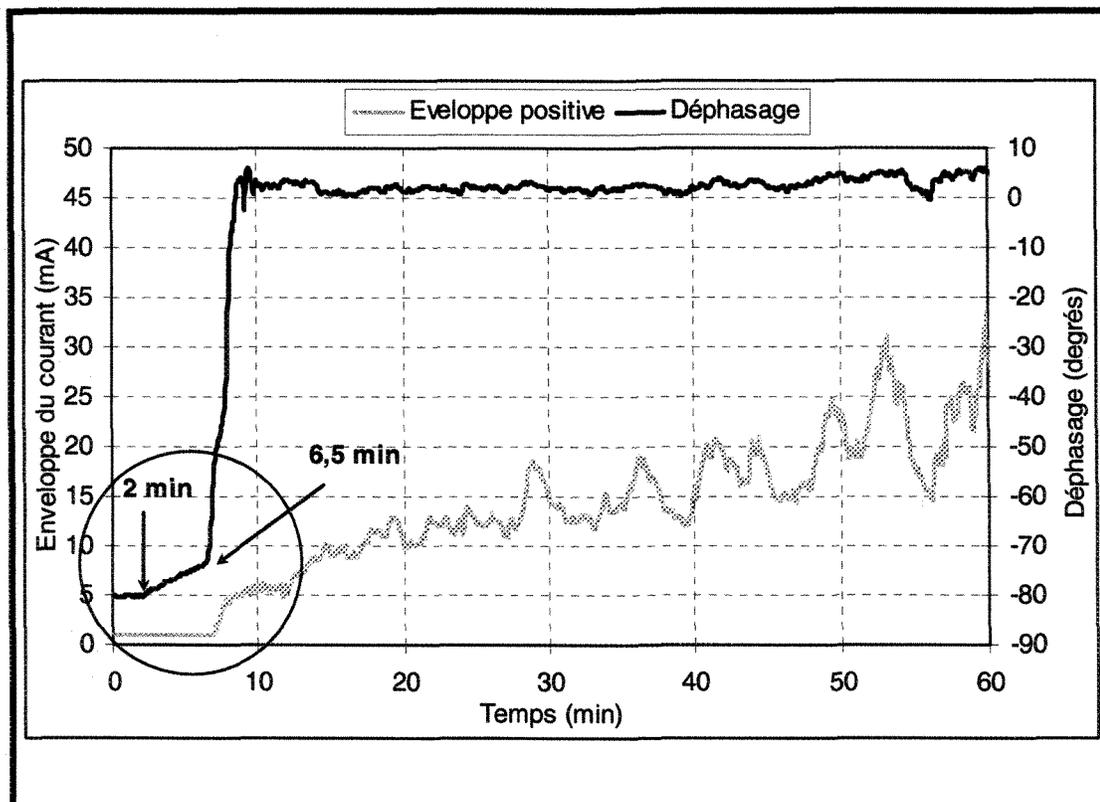


Figure 5.7 : Évolution du déphasage entre le courant de fuite et la tension appliquée durant la période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur de poste

Dès que l'accumulation est entamée, le déphasage commence à augmenter linéairement à cause de l'influence combinée du film d'eau produit par le régime humide d'accumulation et de la croissance des glaçons entre les jupes. Il apparaît donc clairement que le déphasage est beaucoup plus sensible aux premiers instants d'une accumulation de glace que ne le sont les signatures temporelles ou fréquentielles.

Enfin, l'évolution du déphasage permet aussi de détecter la transition t_s entre les périodes 1 et 2 qui se situe à environ 6,5 minutes. À cet instant, le déphasage passe brusquement d'une valeur d'environ -72° à environ 5° en l'espace d'une minute. Cette transition d'une minute semble correspondre à la période pendant laquelle les arcs électriques partiels apparaissent de façon intermittente. Une fois le régime d'arcs établi, le déphasage correspond à un régime résistif qui est assuré par le pont de glace, le film d'eau et la présence d'arcs électriques partiels dans les différents intervalles d'air.

5.3 Analyse fréquentielle en période de fonte

Cette section porte sur l'analyse fréquentielle du courant de fuite en période de fonte pour des tests réalisés sur des isolateurs standards de poste, ayant mené à des contournements et à des tenues. Il s'agit ici d'essayer de différencier une tenue d'un contournement à partir de l'analyse de l'évolution de l'amplitude des troisième et cinquième harmoniques et du déphasage du fondamental.

5.3.1 Évolution des harmoniques du courant de fuite

Comme il a été décrit dans la revue de littérature, l'étude de l'évolution du troisième harmonique peut permettre de nous renseigner sur l'activité électrique présente à la surface d'un isolateur pollué dans le cas du contournement [29], [73]. Dans le but de vérifier si cela peut s'appliquer aux isolateurs glacés et compte tenu des résultats obtenus en période d'accumulation, l'analyse de l'évolution des harmoniques

en période de fonte a été réalisée en se limitant aux troisième et cinquième harmoniques. Pour ce faire, l'analyse fréquentielle de la forme d'onde du CF obtenue pour deux contournements et de deux tenues a ainsi été entreprise.

5.3.1.1 *Analyse dans le cas d'un contournement*

Les figures 5.8 et 5.9 présentent deux exemples de l'évolution des enveloppes du courant de fuite ainsi que de la température de la chambre climatique pour des périodes de fonte ayant mené à un contournement. La Figure 5.10 présente les géométries des accumulations respectives obtenues en fin d'accumulation.

Les deux tests ont été réalisés pour une épaisseur de glace de 15mm et une conductivité d'eau d'accumulation de 30 $\mu\text{S}/\text{cm}$ suivant les paramètres du Tableau 3.1. L'isolateur utilisé dans ces tests est constitué de deux unités d'isolateur standard de postes.

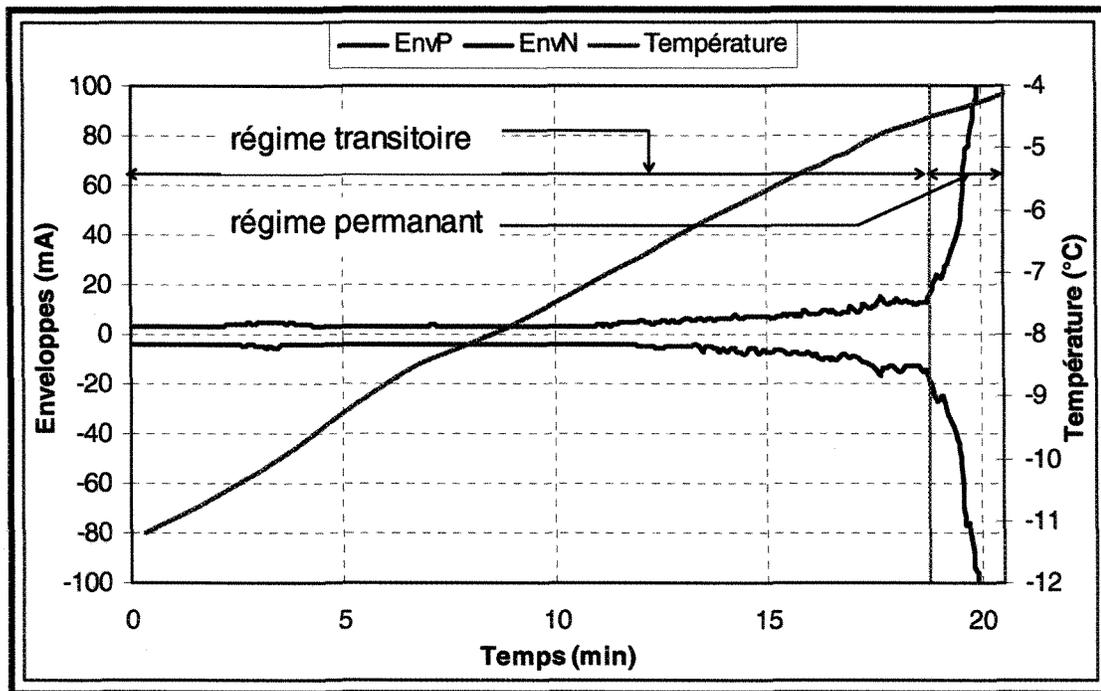


Figure 5.8 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 1

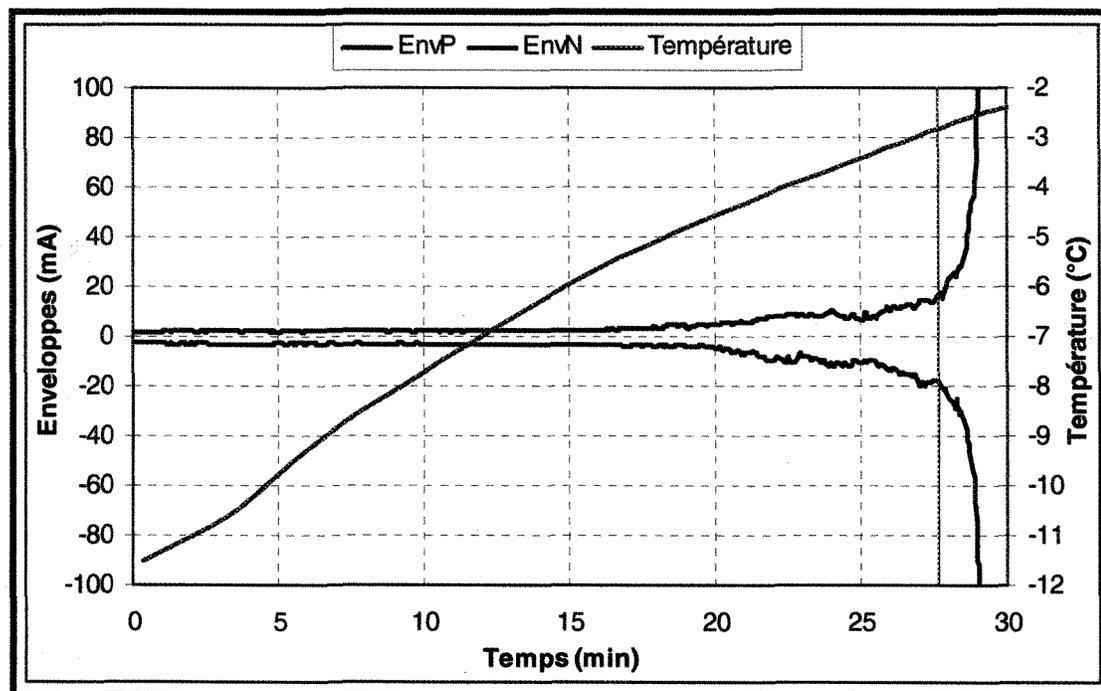


Figure 5.9 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 2

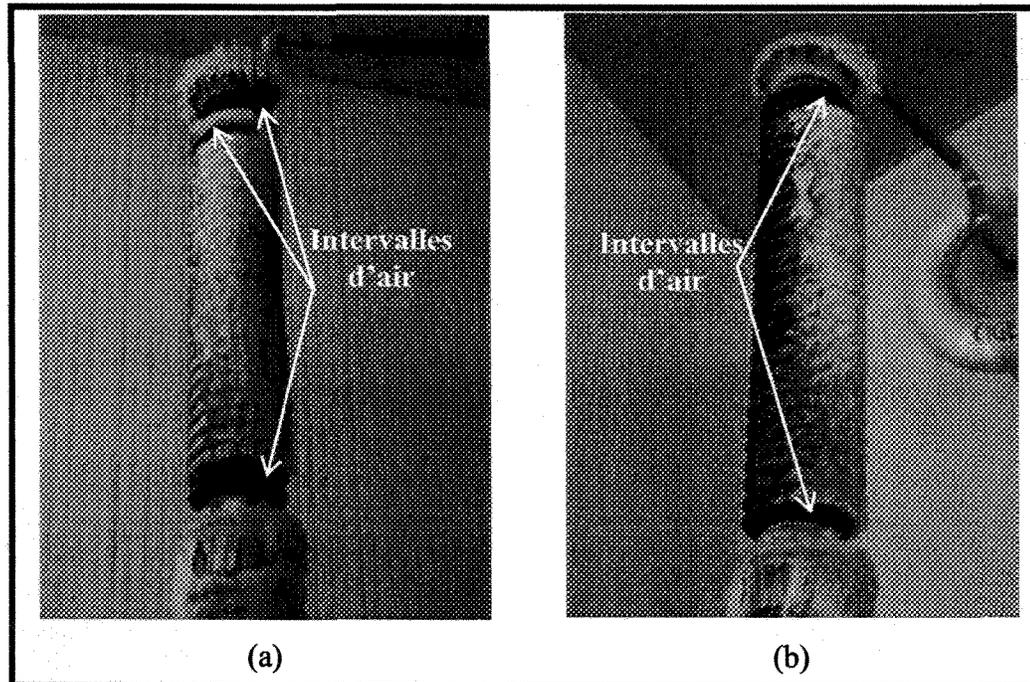


Figure 5.10 : Forme du dépôt de glace obtenue à la fin de la période d'accumulation pour les deux tests présentés respectivement aux figures 5.8 et 5.9

Les figures 5.11 et 5.12 représentent l'évolution temporelle des deux premiers harmoniques impairs (3^{ème} et 5^{ème}), calculés pour chaque période de temps d'une seconde, obtenus respectivement pour les deux tests de contournement.

En première remarque, il est intéressant de noter que l'amplitude relative du troisième harmonique est beaucoup moins importante que celle obtenue en période d'accumulation puisqu'elle ne représente, au plus fort de son évolution, qu'environ 30% de l'amplitude du fondamental contre environ 60% en période d'accumulation.

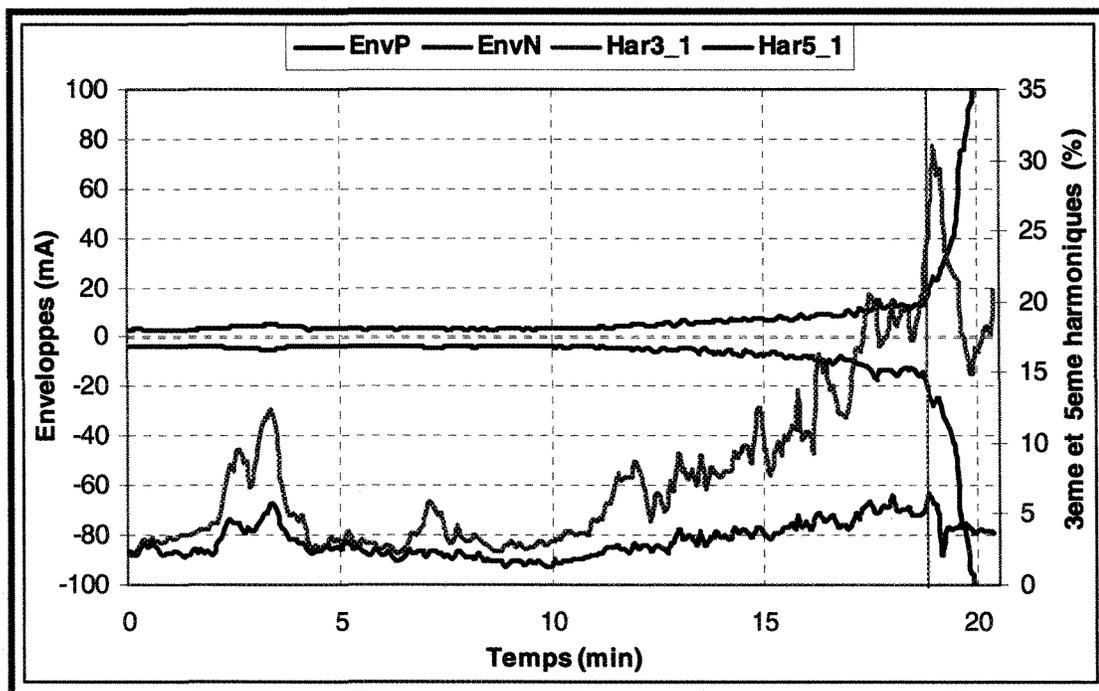


Figure 5.11 : Évolution du troisième et cinquième harmoniques durant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 1

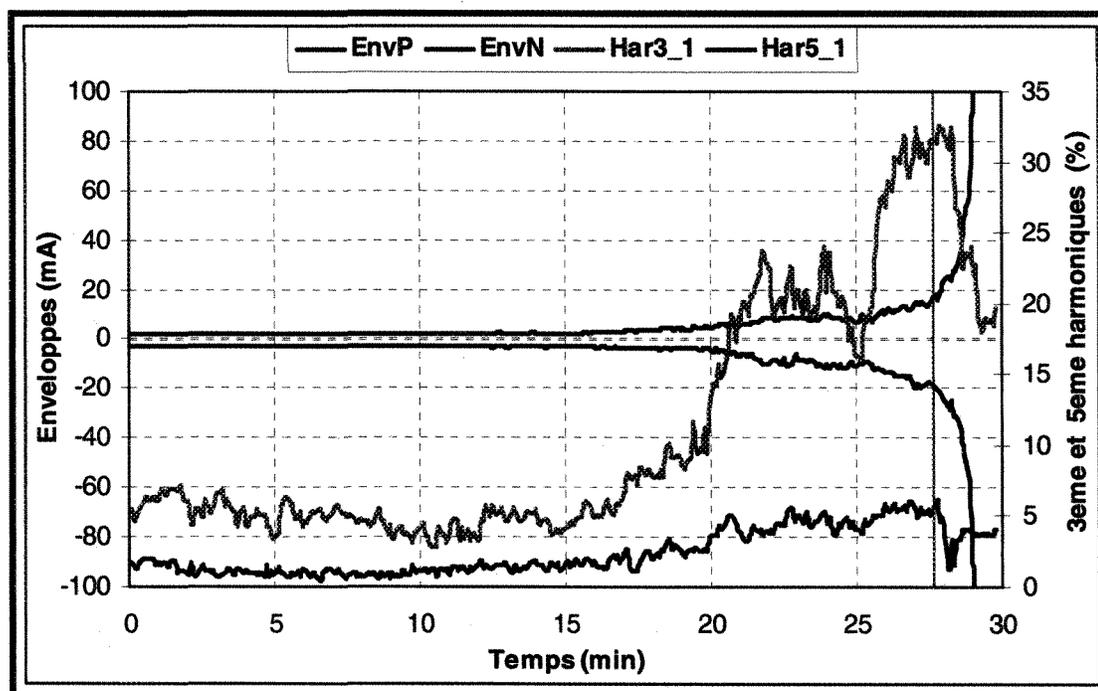


Figure 5.12 : Évolution du troisième et cinquième harmoniques durant la période de fonte (cas d'un contournement) - Test 2

Une amplitude relative moins importante pour les harmoniques signifie que l'amplitude du fondamental est plus grande et ce, même en présence d'arcs électriques partiels intermittents, qui pourtant engendrent le plus de déformation au niveau de la forme d'onde du courant. Ce qui différencie en fait le régime intermittent d'arc obtenu en période d'accumulation du régime obtenu en période de fonte c'est l'amplitude des impulsions de courant qui est respectivement de l'ordre de 2 à 3 mA (Figure 5.2) contre 15 à 18 mA (Figure 5.13) ainsi que leur forme. Cette différence provient principalement de la géométrie du dépôt de glace qui n'est pas la même dans chaque cas. En période d'accumulation, le régime intermittent d'arcs partiels survient alors que les glaçons viennent juste d'atteindre la jupe adjacente (Figure 4.4) tandis qu'en période de fonte, le pont de glace est totalement formé et le nombre d'intervalles d'air est limité à ceux présents près des électrodes (Figure 5.10).

Mais le plus intéressant à relever dans l'évolution du troisième harmonique particulièrement c'est qu'elle atteint un maximum, situé autour de 30%, qui coïncide avec une amplitude de CF de 20mA (Figure 5.11 et 5.12). Rappelons que cette valeur de 20mA de l'enveloppe du courant de fuite correspond au passage du régime transitoire d'arcs électriques partiels au régime permanent. De plus, la comparaison des résultats des figures 5.11 et 5.12 révèle que l'amplitude relative des troisième et cinquième harmoniques présente une tendance à l'augmentation jusqu'à l'établissement du régime permanent d'arcs partiels (Figure 5.14) qui conduit à une subite décroissance jusqu'au contournement.

Cela confirme que l'évolution des troisième et cinquième harmoniques est donc bien représentative de l'activité électrique existant à la surface de l'isolateur glacé. En effet, avec le réchauffement de la chambre climatique, un film d'eau conducteur commence lentement à se former à la surface du dépôt de glace, provoquant une redistribution du potentiel le long des intervalles d'air [70]. Lorsque la tension appliquée aux intervalles d'air est suffisante, des arcs électriques partiels apparaissent mais de façon intermittente et aléatoire, donnant ainsi naissance à des impulsions de courant lorsque la tension appliquée est maximale (Figure 5.13). Plus la température augmente et plus la fréquence des impulsions de courant augmente, engendrant ainsi une augmentation de l'amplitude relative des harmoniques. Cette augmentation de fréquences des impulsions contribue elle-aussi à la fonte de la surface de glace.

Lorsque le film d'eau conducteur est totalement formé à la surface du dépôt de glace, la fréquence des impulsions est maximale, ce qui signifie qu'une impulsion est présente à chaque demi-cycle du CF. Dans ce cas, l'amplitude relative des harmoniques est maximale et le courant entre alors dans son régime établi. Le courant prend une forme plus sinusoïdale qui est déformée lors du passage par 0. Cette déformation correspond à l'extinction et au ré-allumage de l'arc à chaque changement de polarité de la tension appliquée. Plus le courant augmente plus le temps d'extinction et de ré-allumage décroît et donc plus la forme du courant se rapproche d'une sinusoïde. Ce qui se traduit par une diminution de l'amplitude des harmoniques.

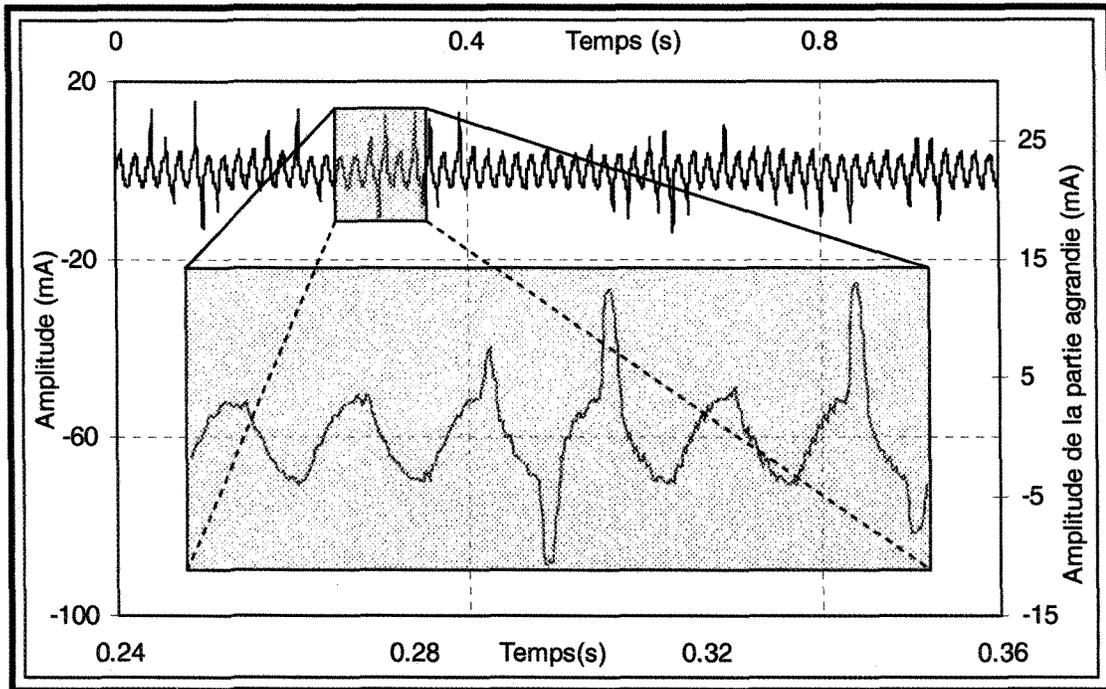


Figure 5.13 : Forme d'onde du courant de fuite durant le régime transitoire en période de fonte (cas d'un contournement).

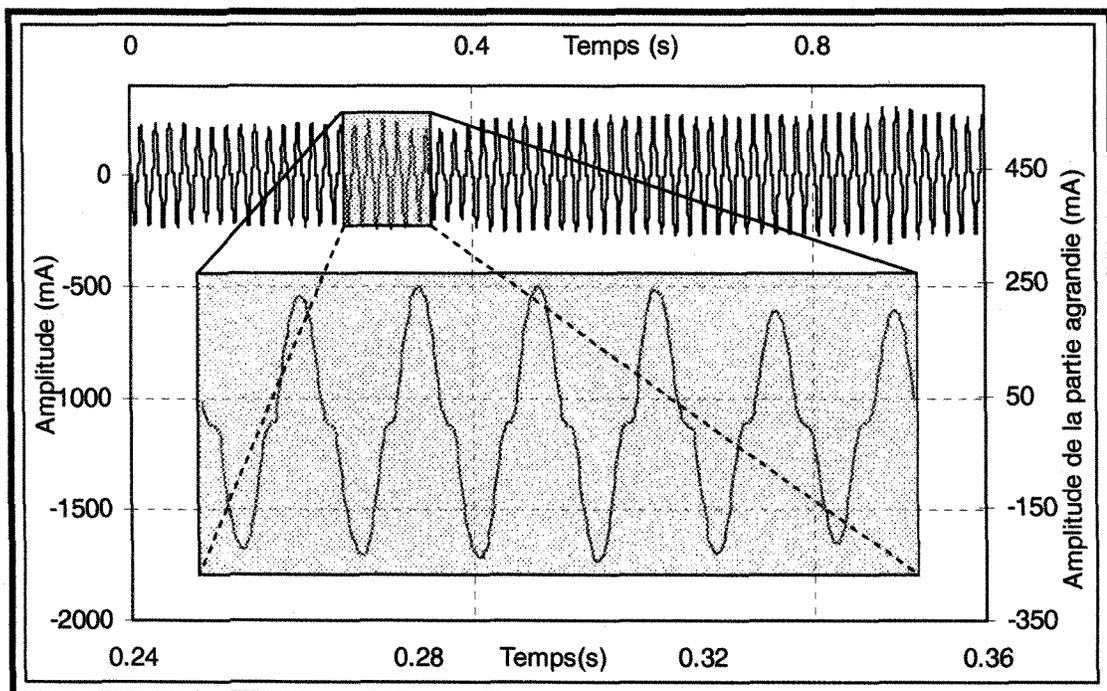


Figure 5.14 : Exemple d'arcs électriques et de forme d'onde du courant de fuite durant le régime permanent en période de fonte (cas d'un contournement).

5.3.1.2 *Analyse dans le cas de tenue*

Les deux tests effectués sous tension de service et qui ont mené au contournement ont été réalisés pour une épaisseur de glace de 15mm et une conductivité d'eau d'accumulation de 30 μ S/cm. Il a été constaté que tous les tests réalisés dans ces conditions ont, dans tous les cas, mené à un contournement. Pour obtenir des tenues sous tension de service, il faut soit modifier l'épaisseur de glace, soit la conductivité de l'eau d'accumulation ou encore les deux. Ainsi, le premier test ayant conduit à une tenue a été réalisé avec une conductivité d'eau d'accumulation de 10 μ S/cm et une épaisseur radiale de glace de 15mm. Pour le deuxième test, la conductivité d'eau d'accumulation a été fixée à 80 μ S/cm pour une épaisseur radiale de 7,5mm. Les géométries des dépôts de glace obtenus en fin d'accumulation sont présentées respectivement aux figures 5.15-a et 5.15-b.

Les figures 5.16 et 5.17 présentent l'évolution des enveloppes du courant de fuite ainsi que la température de la chambre climatique correspondant aux deux tests de tenue. Ainsi, nous pouvons noter, d'après l'évolution des enveloppes du CF que, lors de tenues, l'amplitude du CF ne dépasse pas la valeur critique des 20 mA. Nous sommes donc toujours dans un régime intermittent d'arcs électriques partiels

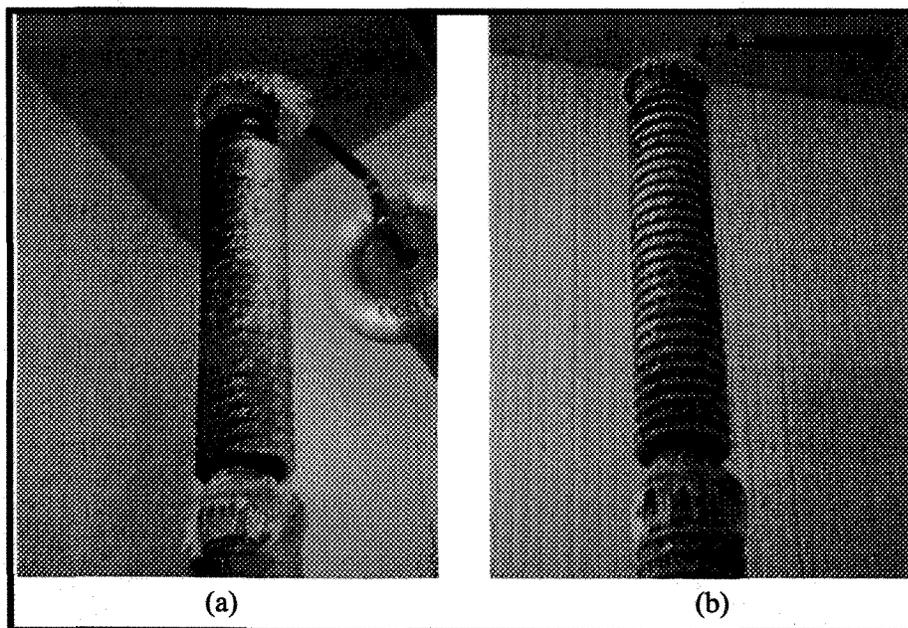


Figure 5.15 : Géométrie du dépôt de glace obtenu à la fin de la période d'accumulation pour les deux tests menant à une tenue. (a) conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm; (b) conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7,5mm.

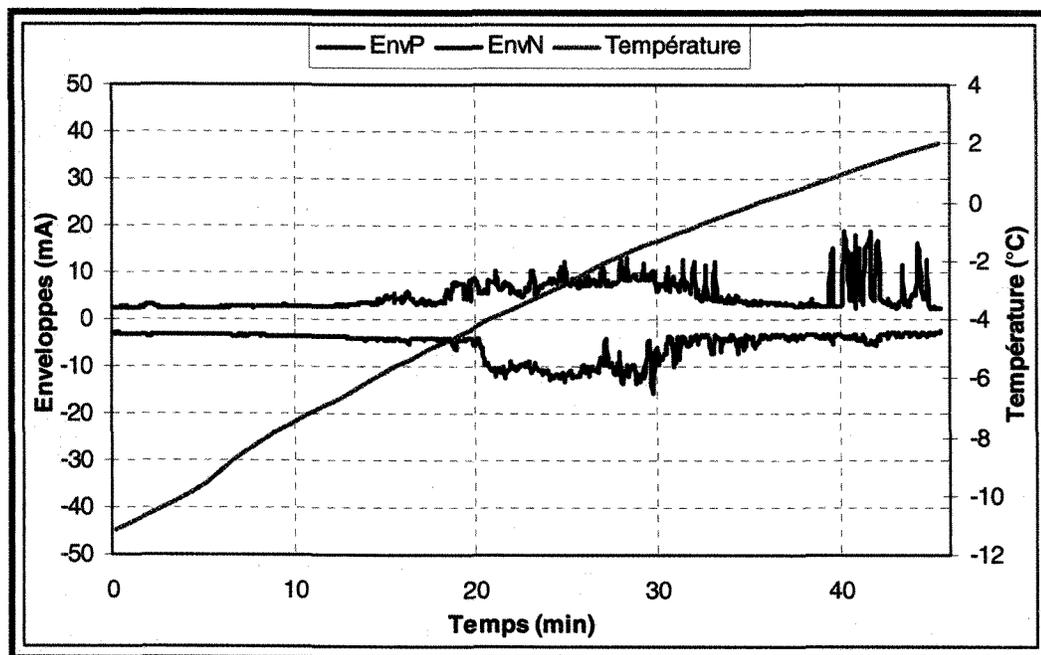


Figure 5.16 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'une tenue ; conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm)

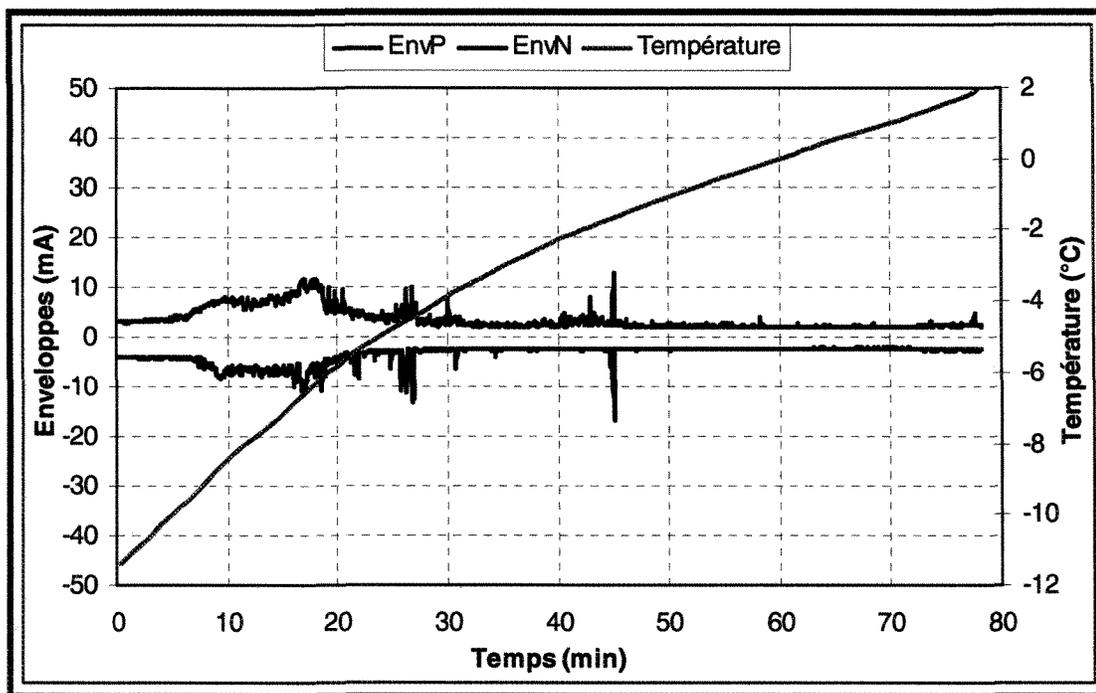


Figure 5.17 : Évolution de l'enveloppe du courant de fuite et de la température de la chambre climatique pendant la période de fonte (cas d'une tenue ; conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7.5mm)

Les figures 5.18 et 5.19 présentent l'évolution temporelle des deux premiers harmoniques impairs (3^{ème} et 5^{ème}) obtenus lors des deux tenues. Les résultats obtenus montrent que l'amplitude relative des harmoniques présente des fluctuations importantes avec des pics situés entre 20 et 25% mais pour des amplitudes de CF inférieures à 15 mA, ce qui traduit la présence d'arcs violets intermittents.

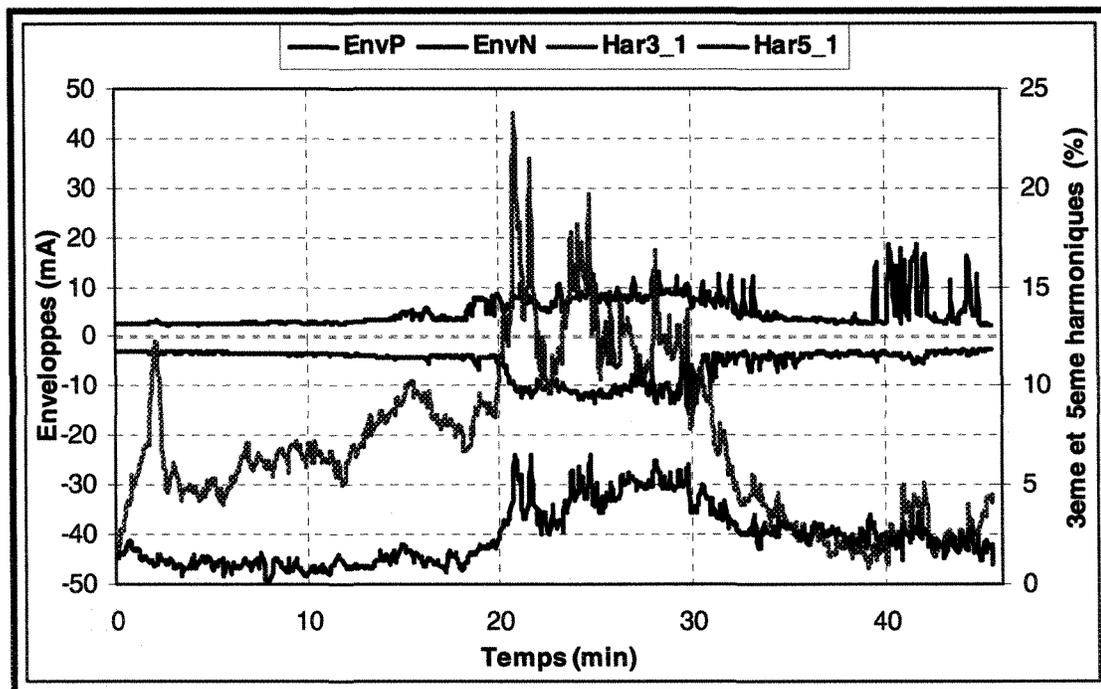


Figure 5.18 : Évolution du troisième et du cinquième harmonique en période de fonte (cas d'une tenue ; conductivité : $10\mu\text{S/cm}$, épaisseur : 15mm).

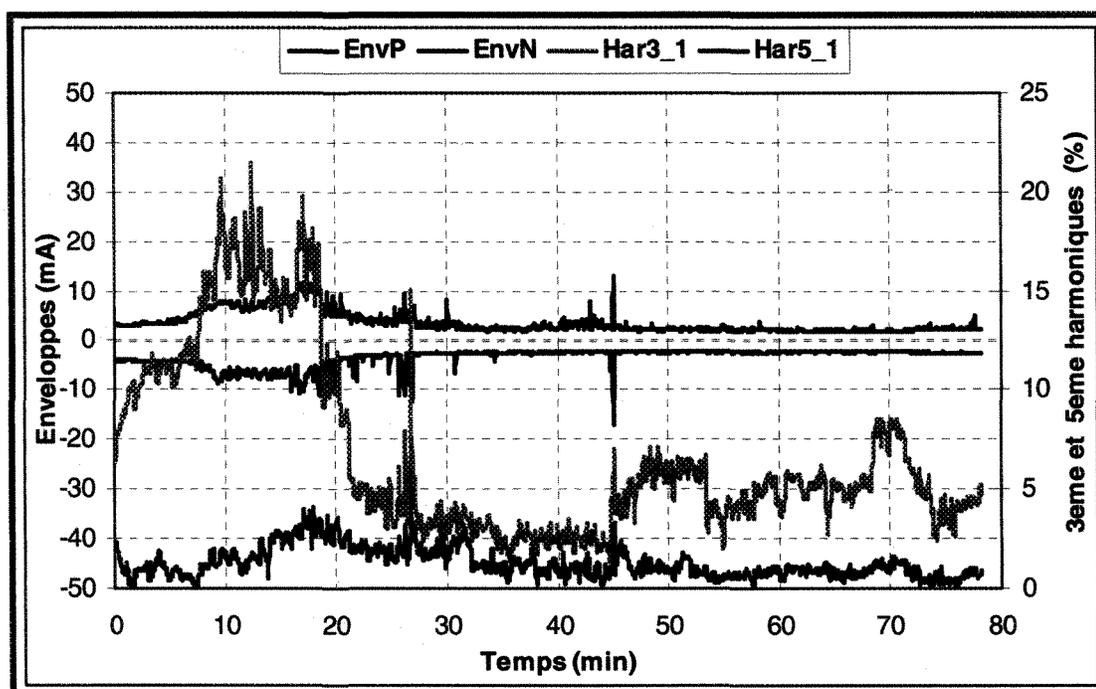


Figure 5.19 : Évolution du troisième et du cinquième harmonique en période de fonte (cas d'une tenue ; conductivité : $80\mu\text{S/cm}$, épaisseur : 7.5mm).

Malgré la présence de maximum, les résultats présentés aux figures 5.18 et 5.19 montrent que l'amplitude relative des troisième et cinquième harmoniques présente une tendance à la diminution au fur et à mesure que la température augmente. Les maximums correspondent à l'augmentation de l'activité des arcs partiels et surtout à la fréquence d'apparition de ces derniers qui n'est pas maximale puisque la valeur atteinte est inférieure à celle obtenue lors des contournements et est située entre 30 et 35% (figure 5.11 et 5.12).

Rappelons que pour qu'un contournement puisse se produire, les activités électriques doivent atteindre un point critique pour lequel la conductivité de la surface de glace et la longueur des intervalles d'air sont suffisantes pour pouvoir soutenir la présence d'arcs partiels à chaque demi-cycle de la tension. Cela marque ainsi le passage au régime permanent conduisant dans la majorité des cas au contournement. Dans le cas de la tenue, ce régime permanent n'est jamais atteint soit parce que la conductivité utilisée est moins élevée (Figure 5.16) soit parce que le pont de glace n'est pas totalement formé à cause de la faible épaisseur du dépôt et de la conductivité élevée qui entraîne une fonte plus rapide de par une activité électrique se produisant à une température plus faible (Figure 5.17). Si le régime permanent n'est pas atteint, les décharges intermittentes provoquent une fonte prématurée de la glace, l'agrandissement des intervalles et finalement la chute de morceaux de glace, comme le montre la Figure 5.20. Dans ce cas, l'amplitude des décharges et leur fréquence d'apparition diminuent de même que l'amplitude relative des harmoniques. En toute fin de fonte, lorsque la

température devient positive, quelques décharges d'amplitude autour de 20 mA peuvent être observées. Ces décharges sont provoquées par la fonte excessive des parties de glace situées sur l'électrode H.T et qui entraîne la production d'un film d'eau à la surface des parties propres de l'isolateur. Cependant, comme le montre l'amplitude relative du troisième harmonique située autour de 5%, ces décharges sont sans danger puisque leur fréquence d'apparition demeure faible. Un exemple de la forme d'onde en fin de période de fonte est présenté à la Figure 5.21.

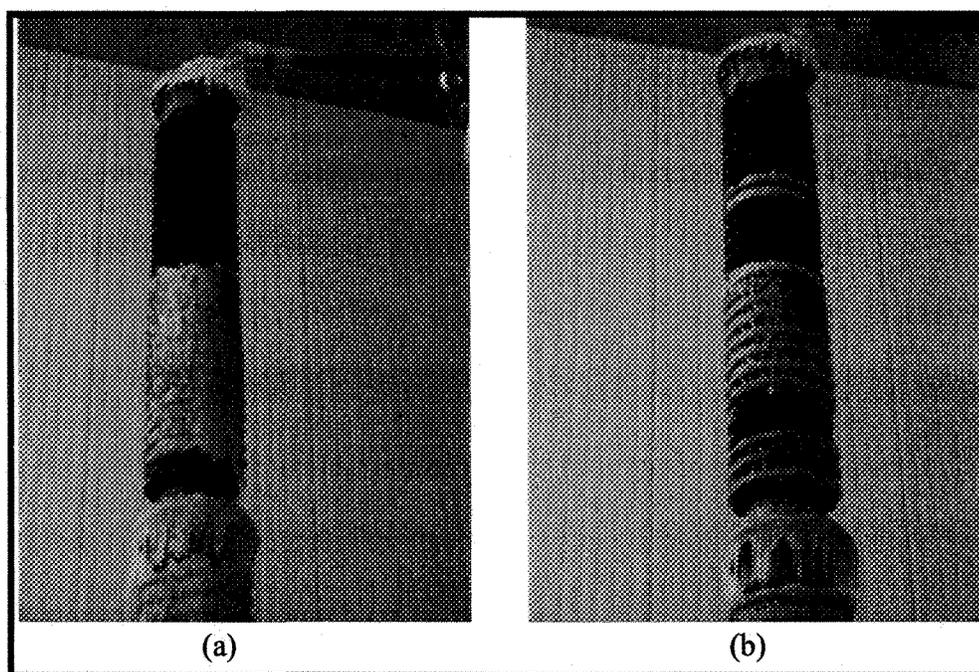


Figure 5.20 : État du dépôt de glace à la fin de la période de fonte pour les deux tests menant à une tenue. (a) conductivité : $10\mu\text{S/cm}$, épaisseur : 15mm; (b) conductivité : $80\mu\text{S/cm}$, épaisseur : 7,5mm.

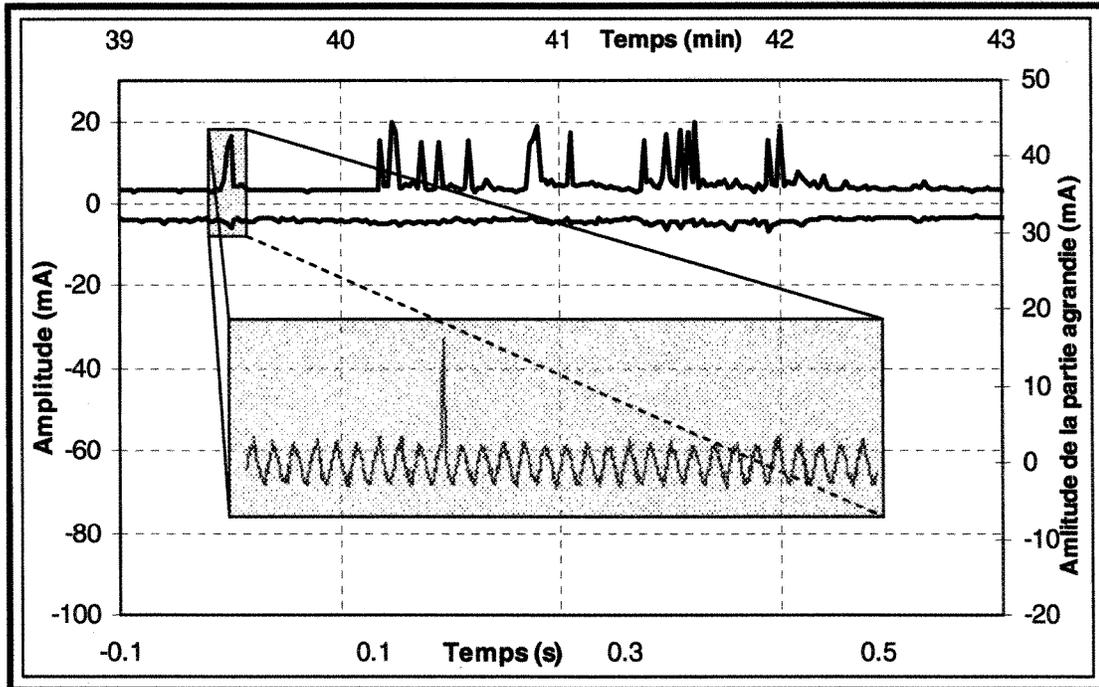


Figure 5.21 : Agrandissement de la fin de la période de fonte pour le test présenté à la Figure 5.16.

5.3.2 Évolution du déphasage

5.3.2.1 Cas de contournement

Comme pour la période d'accumulation le déphasage est calculé entre le fondamental et la tension appliquée, pour chaque intervalle de temps d'une seconde, pour les deux tests précédents ayant conduit à un contournement sous tension de service (figures 5.8 et 5.9). Ces deux tests sont réalisés pour une conductivité d'eau d'accumulation de $30\mu\text{s}/\text{cm}$ et pour une épaisseur radiale de 15mm. Les résultats sont présentés aux figures 5.22 et 5.23.

Comme première observation, on peut noter que l'évolution du déphasage en période de fonte est totalement différente de celle obtenue en période d'accumulation. En effet, d'après les résultats obtenus, nous pouvons remarquer que la valeur du déphasage est d'environ -15° en début de période de fonte, ce qui indique un courant de fuite de nature capacitive-résistive, fortement influencé par la présence du pont de glace et son état de surface.

Avec l'apparition des arcs électriques partiels intermittents et l'augmentation de la température, la fonte de la surface de glace est accélérée, ce qui contribue à l'augmentation de l'épaisseur du film d'eau et de la valeur du courant de fuite. La combinaison des décharges électriques et du film d'eau mène rapidement à l'établissement d'un chemin résistif sur la surface de glace et entre les intervalles d'air, conduisant ainsi à une augmentation de l'amplitude du courant de fuite. Ceci a aussi pour effet d'augmenter le déphasage entre le fondamental et la tension.

Lorsque la fréquence d'apparition des décharges électriques augmente, le déphasage augmente à son tour et devient positif pour atteindre un maximum égal à presque 10° . Lors du passage au régime permanent, le déphasage diminue légèrement pour se situer entre 5° et 10° jusqu'à ce que le contournement se produise. Le déphasage positif dans ce cas n'est pas dû à un régime inductif mais à la forme d'onde du courant de fuite.

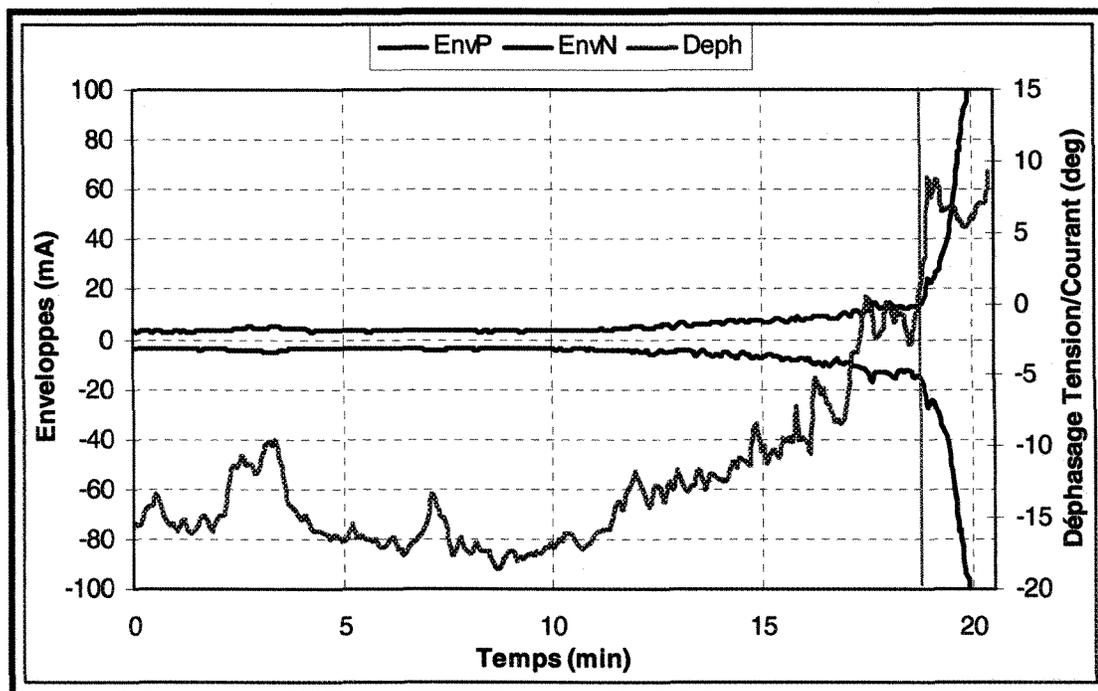


Figure 5.22 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'un contournement). Test 1.

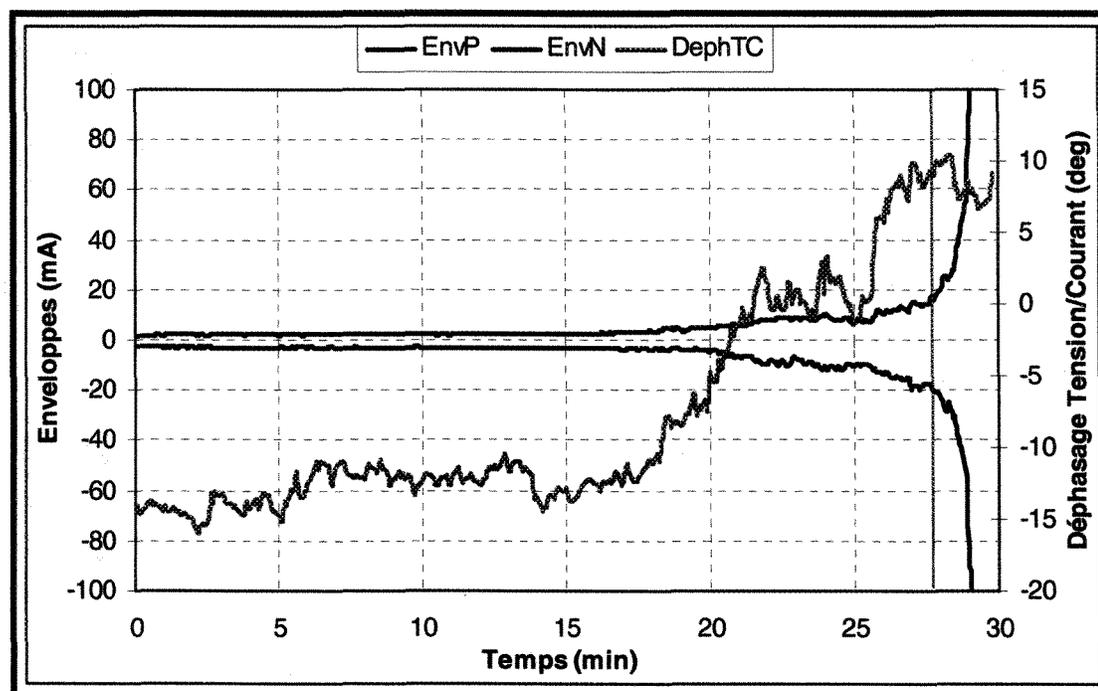


Figure 5.23 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'un contournement). Test 2.

Les figures 5.24 et 5.25 présentent deux exemples de forme d'onde du courant de fuite. La première figure illustre la forme d'onde relative à l'établissement d'un arc électrique partiel dans le cas du régime transitoire, la deuxième illustre la forme d'onde du courant de fuite lorsque les arcs électriques partiels sont établis dans le cas du régime permanent.

Il apparaît clairement sur les deux figures que le déphasage entre le fondamental et la tension est positif. Le déphasage en présence d'arcs intermittents (Figure 5.24) est plus élevé que celui obtenu lorsque les arcs sont établis (Figure 5.25), ceci explique l'augmentation du déphasage qui atteint un maximum lorsque la fréquence d'apparition des décharges électriques augmente et sa diminution légèrement ensuite lorsque les arcs électriques sont établis au régime permanent.

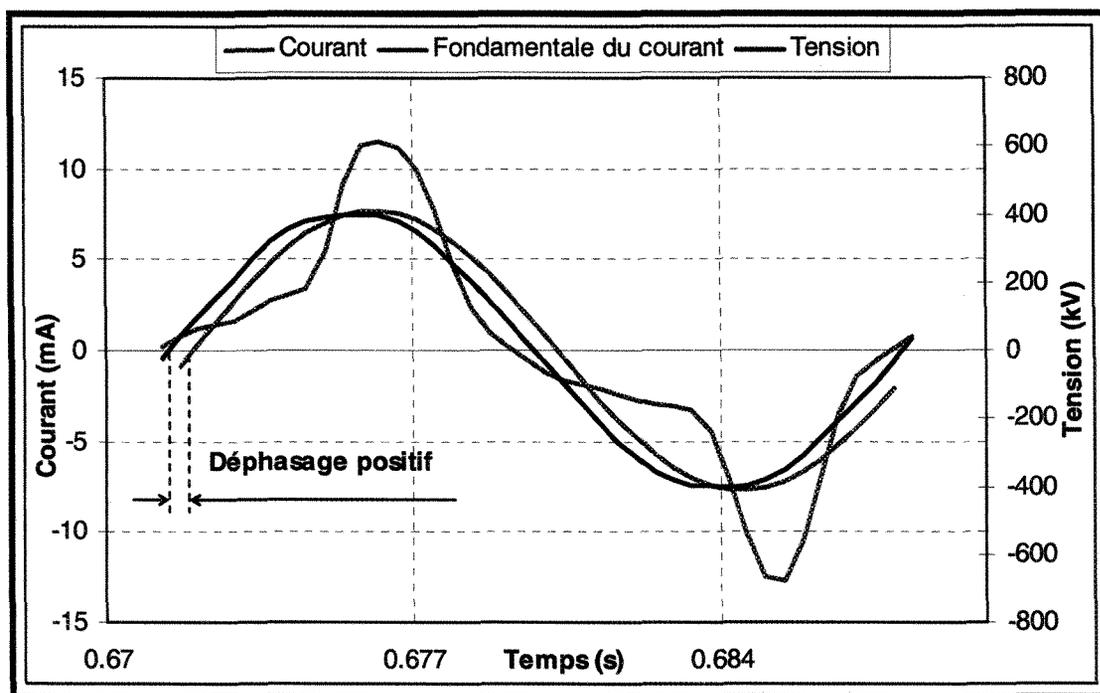


Figure 5.24 : Déphasage entre la tension et le fondamental du courant de fuite dans le cas d'un régime transitoire d'arcs électriques

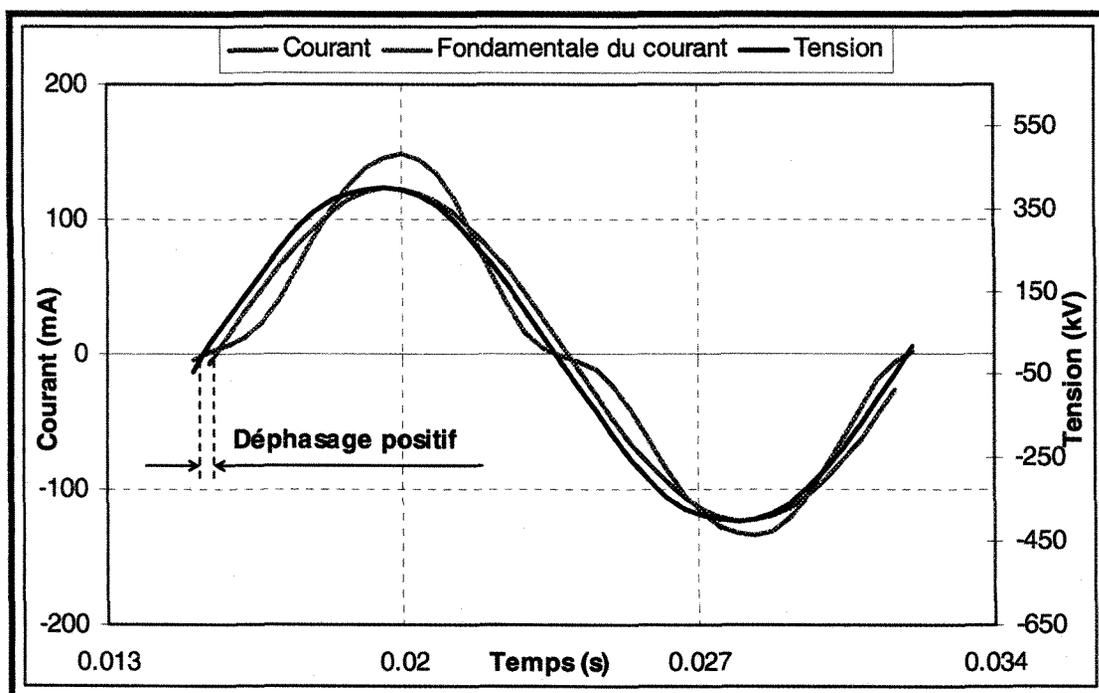


Figure 5.25 : Déphasage entre la tension et le fondamental du courant de fuite dans le cas d'un régime permanent d'arcs électriques

Ainsi, à partir des résultats explicatifs des figures 5.24 et 5.25, il semble qu'il existe un lien étroit entre la forme du CF et le déphasage entre le fondamental et la tension. En effet, la comparaison de l'évolution du troisième harmonique (figures 5.11 et 5.12) et du déphasage (figures 5.22 et 5.23) met en évidence l'existence d'une corrélation entre ces dernières. Cela est très bien illustré par les figures 5.26 et 5.27. Dans le cas de la Figure 5.26, un coefficient de corrélation de 0,95 a été obtenu contre 0,72 dans le cas de la Figure 5.27. Cela démontre que le même type d'information peut être extrait de l'étude de l'évolution du déphasage entre le fondamental et la tension appliquée ou de l'évolution du troisième harmonique.

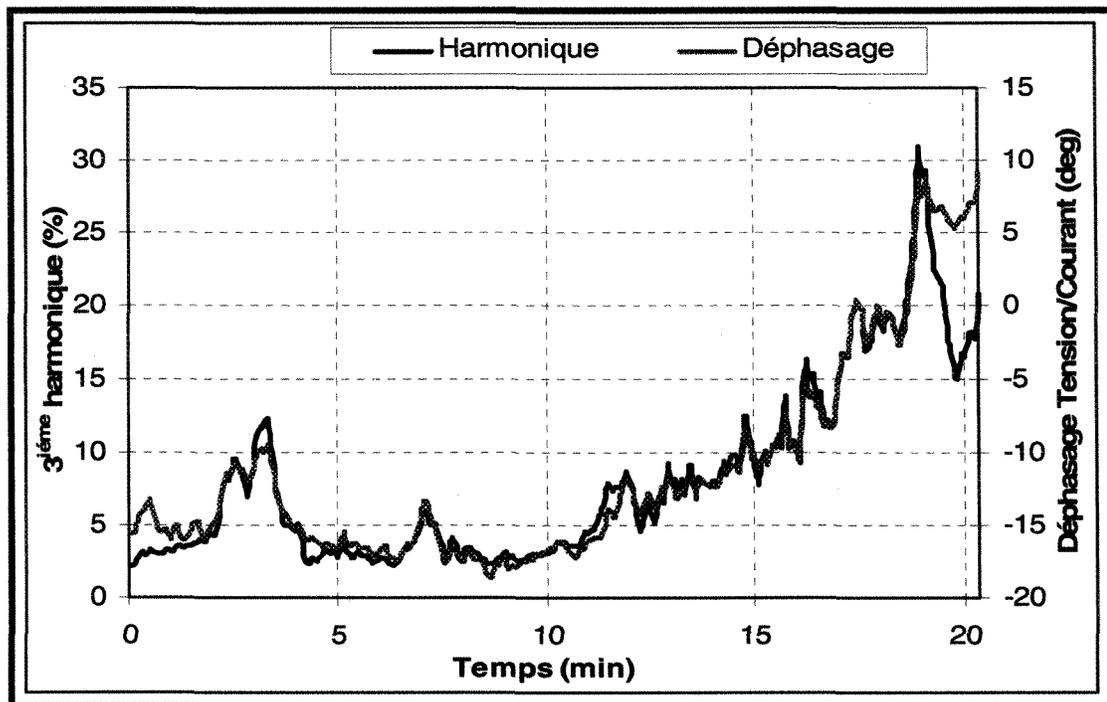


Figure 5.26 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage obtenus dans le cas d'un contournement – Test 1

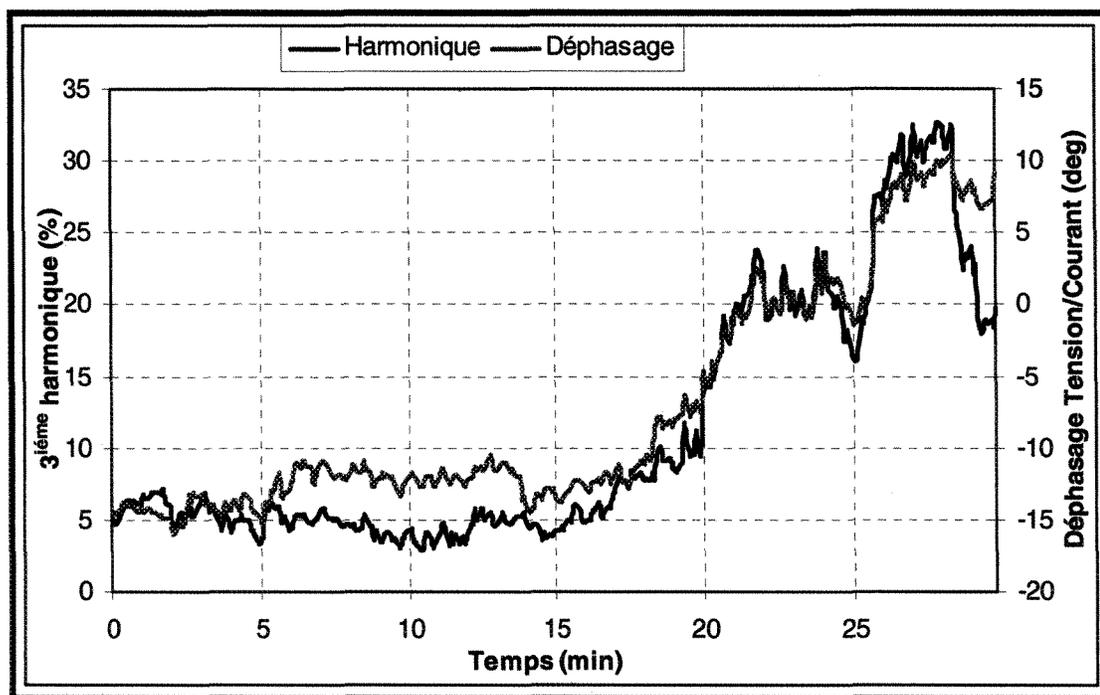


Figure 5.27 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage obtenus dans le cas d'un contournement – Test 2

5.3.2.2 Cas de tenue

Le déphasage entre le fondamental du courant et la tension est calculé pour les deux tests des figures 5.16 et 5.17 qui ont pour résultat une tenue. Les évolutions du déphasage ainsi obtenues sont présentées aux figures 5.28 et 5.29.

Il est intéressant de noter qu'en début de la période de fonte, la conductivité de l'eau d'accumulation influence de manière significative la valeur du déphasage. En effet, avec une conductivité de $80 \mu\text{S}/\text{cm}$, le déphasage est d'environ -5° contre -15° pour une conductivité de $10 \mu\text{S}/\text{cm}$ qui est sensiblement identique au déphasage obtenu lors des contournements pour $30 \mu\text{S}/\text{cm}$. Cette augmentation du déphasage en fonction

de la conductivité de l'eau d'accumulation provient du fait qu'il y a plus de contaminants à la surface de la glace contribuant ainsi à l'augmentation de sa conductivité électrique. Cela explique aussi pourquoi les décharges débutent plus tôt pour le test effectué à $80 \mu\text{S}/\text{cm}$, même pour une épaisseur de glace plus faible.

Nous pouvons aussi noter que pour les deux tests, le déphasage passe par un maximum, situé entre 0 et 5° , et suivi d'une décroissance régulière jusqu'à la fin du test. Cela traduit le fait que la conductivité de surface a diminué mais aussi que les intervalles d'air se sont agrandis sous l'action de la fonte provoquée par les arcs électriques partiels. Le courant redevient alors capacitif-résistif.

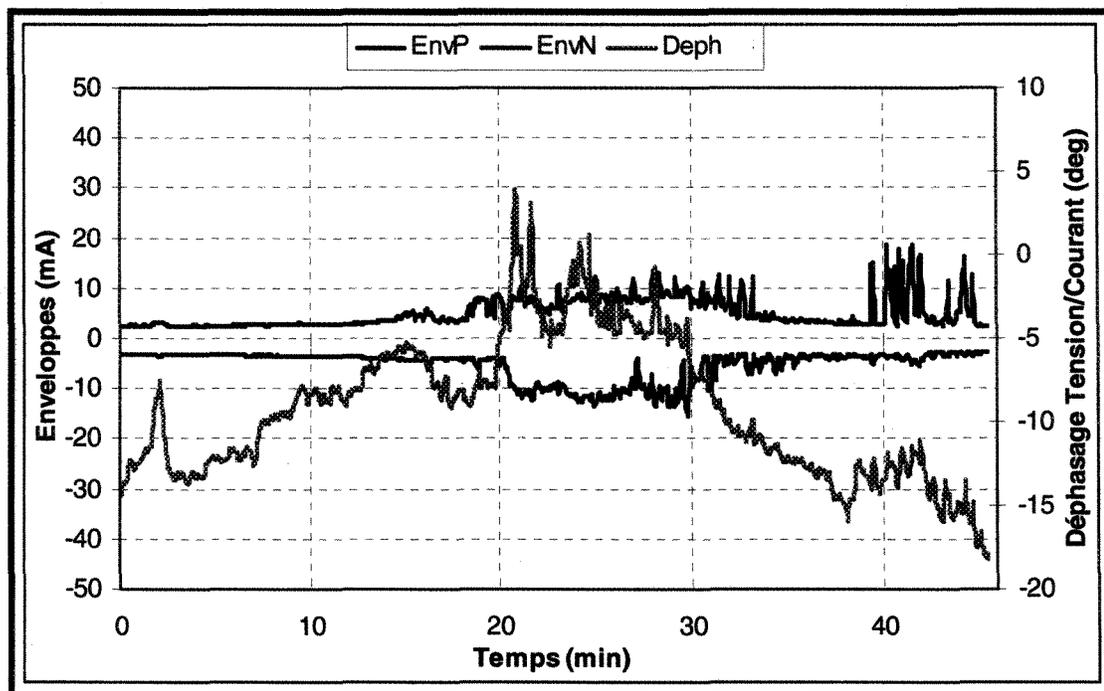


Figure 5.28 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'une tenue - conductivité : $10 \mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm).

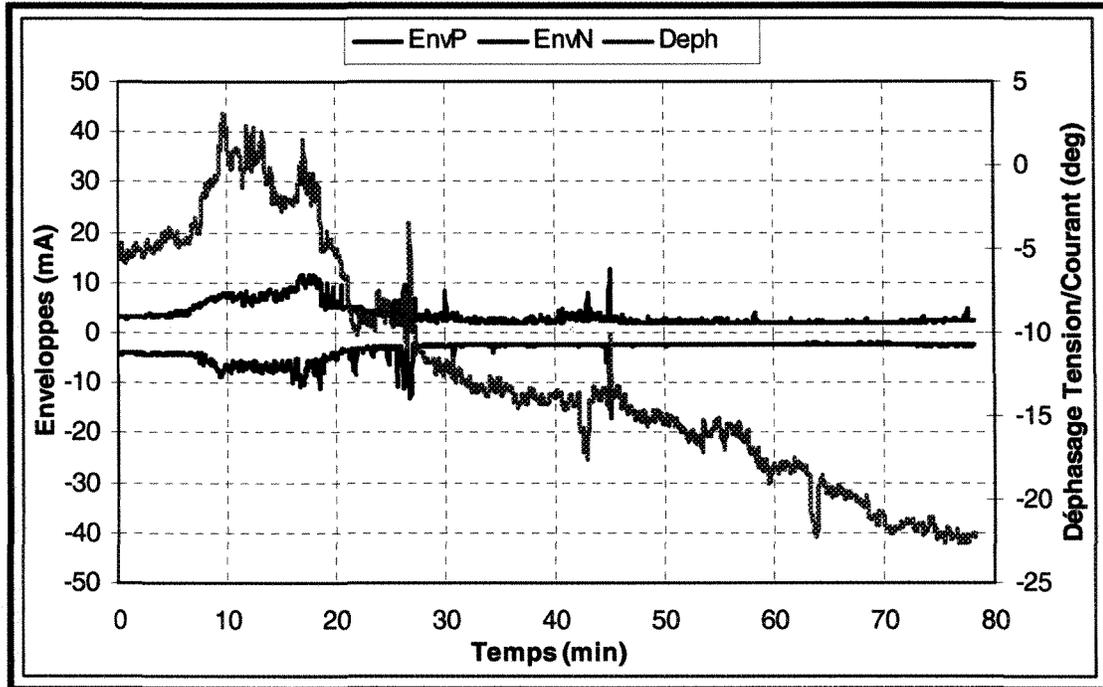


Figure 5.29 : Évolution du déphasage entre le courant et la tension en période de fonte (cas d'une tenue - conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7.5mm).

Enfin, comme dans le cas des contournements, l'évolution du déphasage et du troisième harmonique présente une forte similitude avec un coefficient de corrélation de 0,94 dans le cas de la Figure 5.30 et de 0,77 dans le cas de la Figure 5.31.

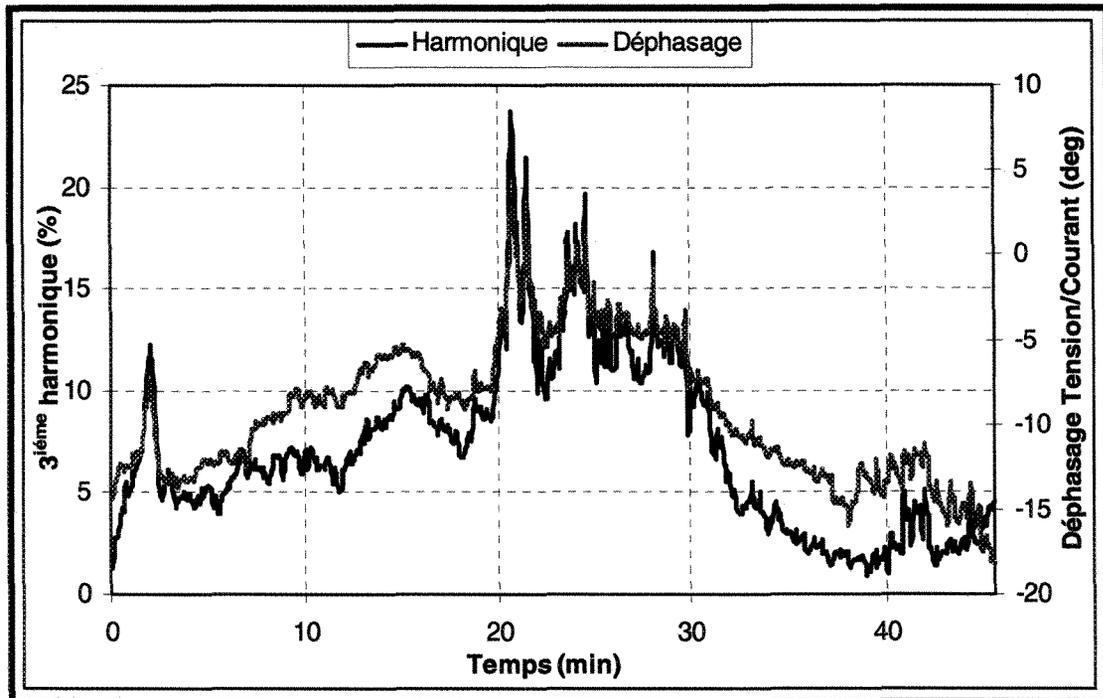


Figure 5.30 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage dans le cas d'une tenue (conductivité : $10\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 15mm)

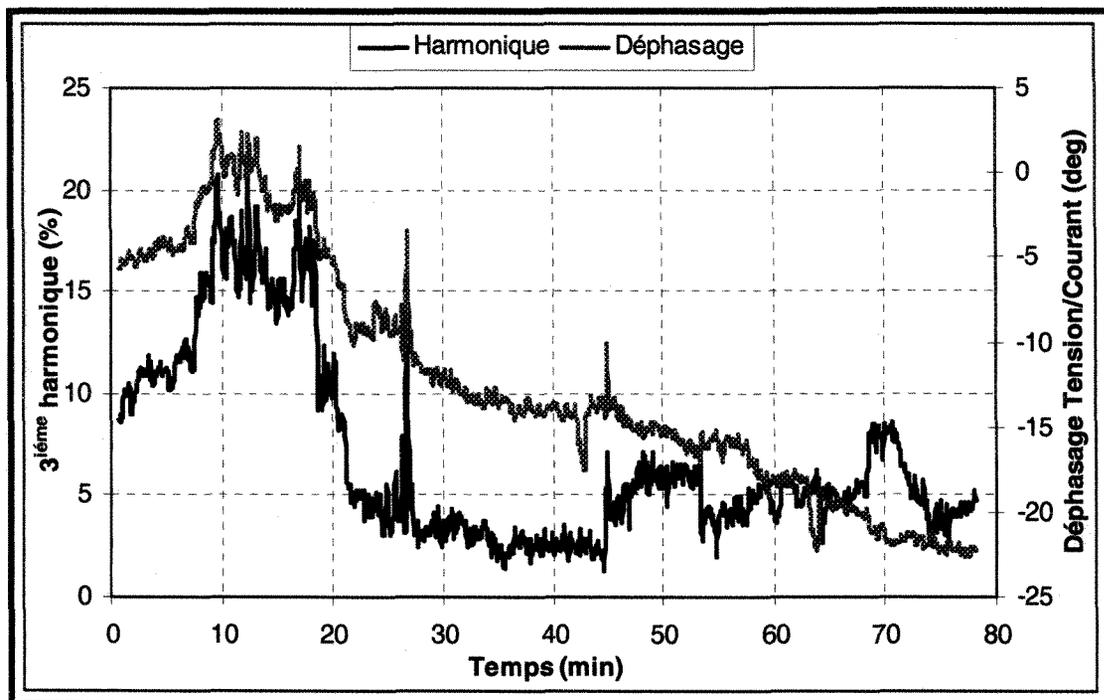


Figure 5.31 : Comparaison de l'évolution du troisième harmonique et du déphasage dans le cas d'une tenue (conductivité : $80\mu\text{S}/\text{cm}$, épaisseur : 7,5mm)

5.4 Conclusion

L'évolution du courant de fuite, au cours des deux périodes d'accumulation et de fonte, passe par plusieurs étapes pour lesquelles la forme d'onde du courant prend plusieurs formes. Ce changement de forme d'onde du courant est équivalent dans le domaine fréquentiel à l'ajout d'autres composantes fréquentielles différentes du fondamental de 60 Hz.

L'étude de l'évolution des harmoniques du courant de fuite a montré que dans la plupart des cas, seuls les harmoniques impairs d'ordre 3 et 5 présentent une amplitude significative lorsque la forme d'onde du courant de fuite change, d'où l'intérêt porté sur l'étude de ces derniers. En particulier, il a été établi que les évolutions de ces deux harmoniques, qui sont calculés pour chaque intervalle de temps d'une seconde, sont très représentatives de l'activité électrique existante à la surface de l'isolateur glacé. En outre, il est possible d'identifier clairement, en période d'accumulation, la transition entre la période 1 et la période 2, qui est caractérisée par une discontinuité significative de l'amplitude relative des troisième et cinquième harmoniques. De même en période de fonte, il est possible d'identifier le passage du régime transitoire d'arcs électriques au régime permanent puisque cette transition est corrélée avec un maximum pour le troisième harmonique et une discontinuité significative pour le cinquième harmonique. Enfin, dans le cas de contournements, l'évolution du troisième harmonique présente une tendance à l'augmentation jusqu'au contournement et à la diminution progressive dans

le cas de tenues. Ces caractéristiques évolutives ont été observées par d'autres chercheurs dans le cas des isolateurs pollués [29].

De plus, l'étude de l'évolution du déphasage entre le fondamental et la tension appliquée a permis de démontrer que des informations supplémentaires pouvaient être obtenues par rapport à l'évolution des harmoniques et à l'analyse temporelle. En plus d'être un bon outil représentatif de l'activité électrique au même titre que le troisième harmonique avec qui le déphasage présente une forte corrélation, ce dernier permet clairement d'identifier le début de l'accumulation. Cette information couplée avec la détection de la transition t_s est capitale puisqu'elle permet d'évaluer la durée de la période 1.

Les résultats présentés dans ce chapitre sont significatifs et donc très importants puisqu'ils représentent les fondements de méthodes permettant soit de quantifier la dangerosité d'une accumulation de glace dès les premiers instants de la période d'accumulation soit de prédire l'imminence d'un contournement en période de fonte. Ceci est donc l'objet du chapitre suivant qui présente les outils de base proposés et qui pourront être utilisés par un système de surveillance des isolateurs standard de poste lorsqu'ils sont recouverts de glace.

CHAPITRE 6

SYTEME DE SURVEILLANCE DES ISOLATEURS RECOUVERTS DE GLACE

6.1 Introduction

Les résultats obtenus aux chapitres précédents ont permis de démontrer qu'il existe une forte corrélation entre l'évolution de certains paramètres temporels et fréquentiels du courant de fuite d'un isolateur standard de poste et l'évolution de l'activité électrique reliée à la progression du dépôt de glace et à l'état de sa surface.

Dans le but de rendre ces résultats exploitables par un système de surveillance dédié aux isolateurs standards de poste, différentes techniques de détection, d'estimation et de prédiction ont été développées. Ces techniques, qui permettront de qualifier la sévérité d'une accumulation et de prédire l'imminence d'un contournement électrique, sont présentées en détail dans ce chapitre.

6.2 Estimation de la sévérité d'une accumulation

La sévérité d'une accumulation dépend principalement de deux paramètres essentiels : l'épaisseur de glace accumulée sur l'isolateur et la valeur de la conductivité de l'eau d'accumulation.

D'après l'étude menée au chapitre 4, l'amplitude du courant de fuite est directement affectée par la conductivité de l'eau d'accumulation. Plus la conductivité est élevée, plus l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite présente de fortes fluctuations. Il a été possible d'identifier les fluctuations de cette enveloppe qui caractérise l'accentuation de la conductivité, grâce à l'énergie cumulative du courant de fuite et aussi en utilisant la valeur moyenne centrale du spectre de croisement empirique (SCE) calculée à la fin d'une accumulation. En général, la conductivité de l'eau de pluie verglaçante pour une région géographique donnée est une valeur connue. Cependant, l'accumulation de verglas sur un isolateur pré-pollué est toujours considérée comme une accumulation de glace ayant une conductivité beaucoup plus élevée.

L'épaisseur de la glace déposée sur l'isolateur à la fin d'une accumulation est estimée par la détermination de trois paramètres : le début d'accumulation, la transition (t_s) entre la période 1 et 2 et la fin de l'accumulation.

La transition t_s est facilement détectée lorsque la valeur du rapport R_{CF} diminue soudainement d'environ 65% à 30 % ou moins. La détection de la transition t_s est faite,

dans ce cas, par un simple test sur la valeur de R_{CF} . Cette détection permet d'estimer l'épaisseur de glace à l'instant de transition t_s (voir §6.2.1). Ainsi, il devient possible d'estimer le taux moyen d'accumulation de glace au cours de la période 1 (voir §6.2.3) surtout si l'on peut détecter le début de l'accumulation (voir §6.2.2).

Si le taux moyen d'accumulation estimé au cours de la période 1 est supposé être le même pendant toute la période d'accumulation, il devient alors possible, de prédire l'épaisseur totale de glace déposée. La fin du processus d'accumulation se manifeste par une diminution importante de l'activité électrique à la surface du dépôt de glace. En effet, lorsque l'accumulation cesse, la disparition du film d'eau à la surface de la glace entraîne une réduction considérable de l'amplitude du courant de fuite comme il a été clairement démontré par Hara et Phan [36].

6.2.1 Estimation de l'épaisseur de glace au moment de la transition t_s

D'après les résultats obtenus aux chapitres précédents, l'évolution temporelle du courant de fuite pendant la période d'accumulation comporte deux périodes distinctes. La détermination de la transition t_s entre ces deux périodes peut ainsi permettre, suivant le type d'isolateur utilisé, d'estimer la quantité de glace accumulée à cet instant.

Pour un isolateur standard de poste, la transition entre les deux périodes se produit lorsque la longueur de la majorité des glaçons devient égale à la distance inter-

jupes. Pour un taux d'accumulation de 15 mm/h, la durée de la période 1 est approximativement de 5 minutes. Comme il a été démontré à la section 4.2.3, cette durée dépend principalement du taux d'accumulation. En effet, il a été clairement démontré qu'il existe une relation linéaire entre le taux d'accumulation et la durée de la période 1 : une réduction par deux du taux d'accumulation revient à augmenter de deux la durée de la période 1. De plus, sachant que l'épaisseur radiale de glace est directement proportionnelle au temps d'accumulation (figures 3.11 et 3.13), il est possible d'établir une relation entre le temps de transition t_s et l'épaisseur de glace:

$$\left. \begin{array}{l} 15\text{mm} \rightarrow 60\text{ min} \\ E_{ts} \rightarrow t_s \end{array} \right\} \Rightarrow E_{ts} = \frac{ts \times 15\text{mm}}{60\text{ min}} = 0,25ts \quad (6.1)$$

où E_{ts} est l'épaisseur de glace à l'instant t_s .

À l'aide de l'équation (6.1), il est possible de calculer les épaisseurs de glace aux instants t_s pour chaque type d'isolateur mentionné au chapitre 4 (voir Figure 4.10 et Tableau 4.1). Les résultats sont présentés dans le Tableau 6.1.

	Type d'isolateur		
	STD	LINE	3ALT
T_s	5 min	20 min	30 min
E_{ts}	1,25 mm	5 mm	7,5 mm

Tableau 6.1 : Épaisseurs de glace estimées aux instants t_s pour chaque type d'isolateur

Les résultats obtenus permettent de conclure que, quel que soit le taux d'accumulation (lent, moyen ou rapide), il est toujours possible d'estimer l'épaisseur de glace à l'instant de transition t_s . Ainsi, d'après les résultats du Tableau 6.1, l'épaisseur de glace accumulée à l'instant t_s sur un isolateur standard de poste est de 1,25mm. Elle est de 5mm sur un isolateur de ligne et de 7,5mm sur un isolateur triple alternance.

Il est important de remarquer que la durée de la période 1 est calculée entre le début de l'accumulation et l'instant de la transition t_s . Cependant, pour estimer le taux moyen d'accumulation pendant la période 1, il est nécessaire de pouvoir détecter le début de l'accumulation. Cette information capitale peut être obtenue, comme nous l'avons démontré au chapitre 5, par la mesure et l'analyse de l'évolution du déphasage entre le fondamental du CF et la tension appliquée. Celles-ci sont présentées plus en détails dans la section suivante.

6.2.2 Détection du début d'accumulation

Les résultats précédents ont montré que parmi tous les paramètres évolutifs temporels et fréquentiels du courant de fuite, seule l'évolution du déphasage entre le fondamental et la tension appliquée était en mesure d'identifier le début de l'accumulation de glace. Cela est principalement dû au fait qu'en début de période d'accumulation, l'amplitude du courant de fuite est faible et la fréquence d'échantillonnage aussi, ce qui ne permet pas de distinguer adéquatement les décharges couronnes hautes fréquences du bruit de fond. Cependant, puisque le régime humide

d'accumulation génère un film d'eau à la surface de la glace, un canal conducteur se crée partiellement à la surface de l'isolateur, provoquant ainsi une modification du déphasage sans pour autant perturber la forme d'onde du CF.

La Figure 6.1 montre un zoom d'une partie de la Figure 5.7 présentant le début de l'évolution du déphasage du fondamental par rapport à la tension appliquée, obtenue en période d'accumulation pour deux unités d'isolateur standard de poste. Tel que mentionné précédemment, le déphasage est constant et vaut -80 degrés avant le début de l'accumulation de glace dont l'attente a été fixée à 2 minutes. Ainsi, dès que l'accumulation débute, avec l'apparition du film d'eau et des embryons de glaçons à la surface de l'isolateur, le déphasage commence à augmenter linéairement. Par conséquent, il est possible de détecter le commencement d'une accumulation de glace par le changement de la pente du déphasage.

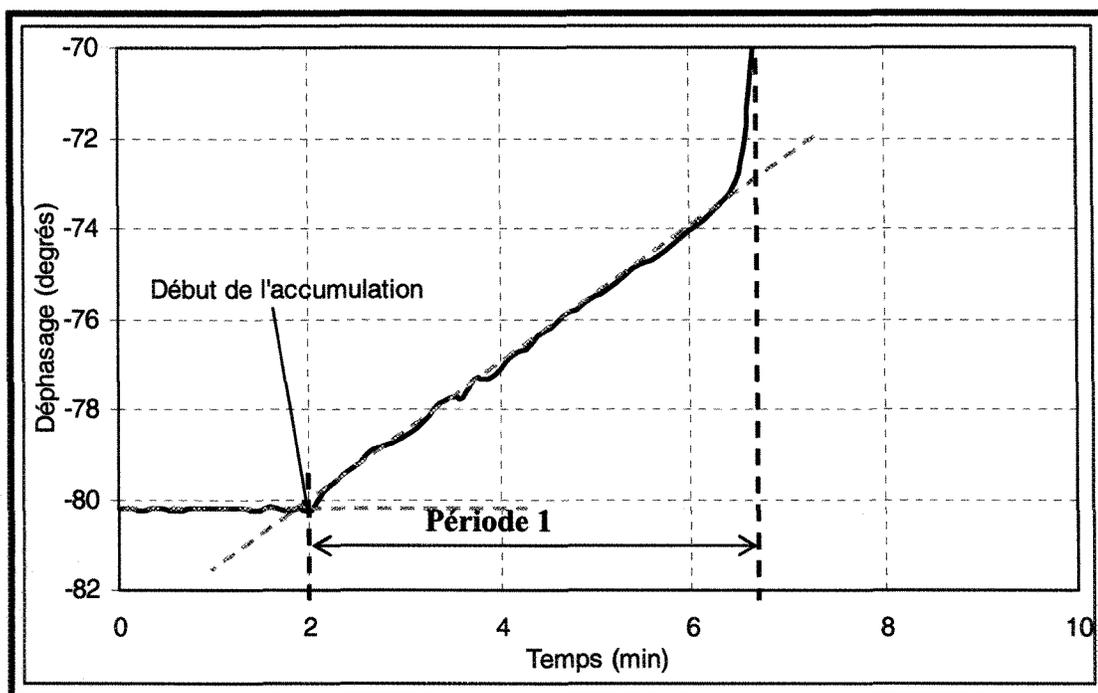


Figure 6.1 : Agrandissement de la période 1 de l'évolution du déphasage entre le courant et la tension en période d'accumulation pour 2 unités d'isolateur standard de poste (partie encerclée sur la Figure 5.7).

Remarque : Dans le cas des isolateurs pollués, un changement de pente de déphasage peut être observé en cas de pluie avec le mouillage de la surface polluée permettant la circulation du courant de fuite plus intense à la surface de l'isolateur. Pour ainsi différencier un isolateur pollué sous pluie d'un isolateur sous précipitation de glace, il est possible de se référer à un autre paramètre important, notamment la température.

Afin d'éviter des procédures complexes pour la détermination du début de l'accumulation correspondant au changement de pente de la courbe d'évolution du déphasage, un modèle à base de réseaux de neurones artificiels a été élaboré. Pour cela, une base de données a été créée pour l'apprentissage du modèle neuronal.

Un réseau de neurones est un système composé de plusieurs unités de calcul simple fonctionnant en parallèle. Ces unités de calculs appelées neurones (voir Figure 6.2) sont liées entre elles par des connexions connues sous le nom de poids synaptiques en raison de l'inspiration biologique des réseaux de neurones servant à stocker la connaissance. Cette connaissance est acquise par le réseau au travers d'un processus d'apprentissage. Le principe de fonctionnement d'un réseau de neurones est donc de disposer d'une base de connaissances constituée de couples (entrées, sorties) et d'utiliser cette base pour déterminer les poids synaptiques [100]-[105].

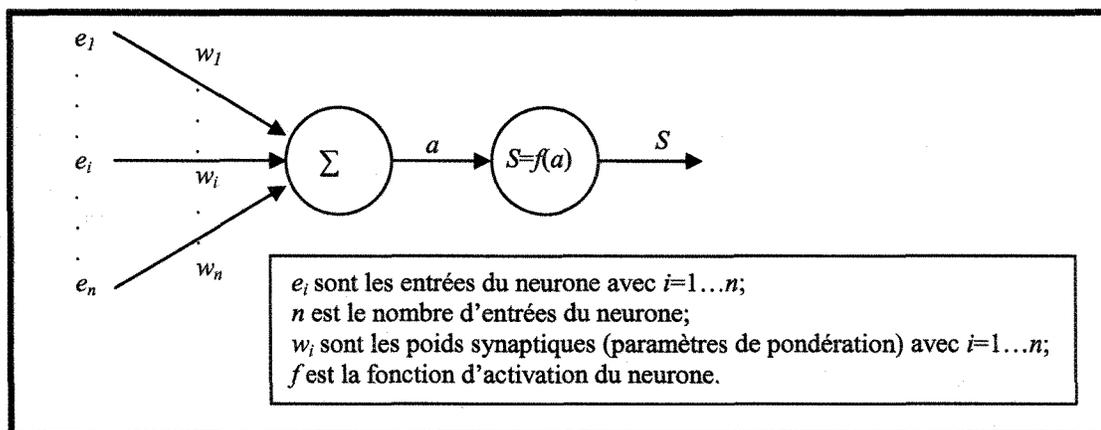


Figure 6.2 : Architecture d'un neurone

La Figure 6.3 illustre l'architecture d'un réseau de neurones à trois couches : la couche d'entrée, une couche cachée et la couche de sortie.

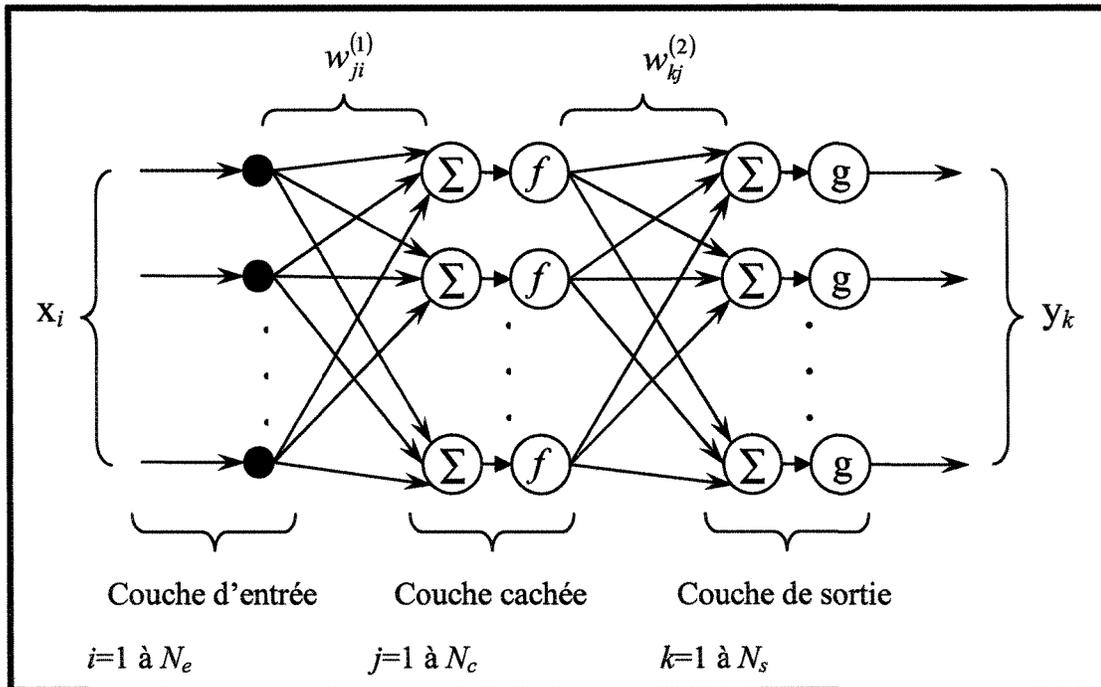


Figure 6.3 : Architecture d'un réseau de neurones à 3 couches

Le modèle neuronal utilisé pour la détection du début d'accumulation est constitué de 60 entrées, 10 neurones dans la couche cachée et une sortie. Les 60 entrées constituent les valeurs du déphasage d'une fenêtre de 60 secondes puisque le déphasage présenté à la Figure 6.1 est calculé à chaque seconde. Cette fenêtre est décalée dans le temps à chaque seconde et les valeurs obtenues sont envoyées directement aux entrées du modèle. Si les 60 valeurs du déphasage, mises à l'entrée du réseau de neurones, constituent une pente (comme illustré à l'exemple de la Figure 6.4-b), alors la sortie du réseau de neurones sera normalement mise à 1 sinon elle prendra la valeur zéro. La procédure utilisée définit donc un modèle de classification neuronale.

La Figure 6.4 présente deux exemples de l'évolution du déphasage d'une durée de 60 secondes chacun. Le premier (Figure 6.4-a) est tiré de la courbe du déphasage de la Figure 6.1 entre 0,5 min et 1,5 min, c'est-à-dire avant le début d'accumulation. Le deuxième (Figure 6.4-b) représente le déphasage pris entre 4 min et 5 min, c'est-à-dire après le début d'accumulation.

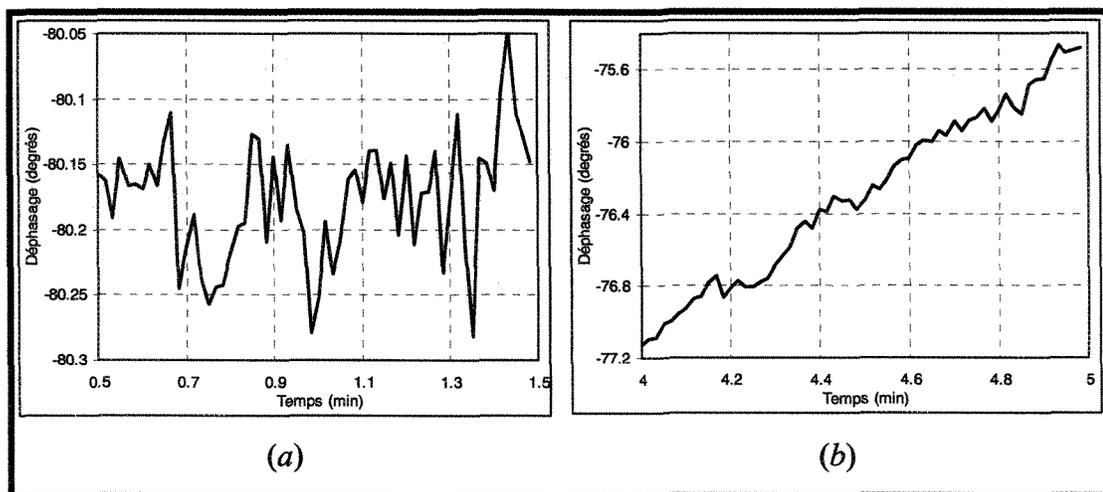


Figure 6.4 : Illustration de déphasage pris sur 60 secondes (a) : avant le début d'accumulation ; (b) : après le début d'accumulation

Chaque variable d'entrée du modèle neuronal a été normalisée à l'intervalle de variation unitaire $[0 \ 1]$ par une simple transformation affine. Il s'agit d'une transformation très classique et universellement utilisée pour les réseaux de neurones qui permet d'obtenir une convergence plus rapide et une meilleure adaptation [100]-[105]. Cette normalisation assure que les variables d'entrée et les variables de sortie sont de l'ordre de l'unité, auquel cas il est attendu que les poids synaptiques du réseau soient également de l'ordre de l'unité. Les poids peuvent alors recevoir une initialisation aléatoire appropriée avant de commencer l'apprentissage.

Un ensemble de données du déphasage a été collecté à partir de plusieurs tests réalisés pendant la période d'accumulation (Tableau 6.2). Une valeur égale à zéro a été attribuée à la sortie du modèle pour les données avant le début d'accumulation et une valeur égale à 1 pour celles d'après. L'ensemble de cette base de données a été utilisé pour l'apprentissage du réseau de neurones.

Vu qu'il est facile de distinguer visuellement le déphasage avant et après le début d'accumulation (voir Figure 6.4), le réseau de neurones n'a pas trouvé de difficulté pour son apprentissage et a convergé rapidement dès les premières itérations.

La validation du réseau de neurones a montré que celui-ci peut détecter le début d'accumulation de tous les tests réalisés dans cette recherche, même pour les tests réalisés sous accumulation lente (7,5 mm/heure).

La Figure 6.5 présente le déphasage de quatre tests ainsi que la sortie correspondante fournie par le modèle neuronal. Le test de la Figure 6.5-d est réalisé pour un taux d'accumulation de 7,5 mm/heure.

D'après les résultats obtenus, il est intéressant de remarquer que le passage de zéro à 1 de la sortie du réseau de neurones est corrélé avec le début de l'accumulation. Dans ce cas, un simple test de la valeur de la sortie du réseau permet donc la détection du début de l'accumulation.

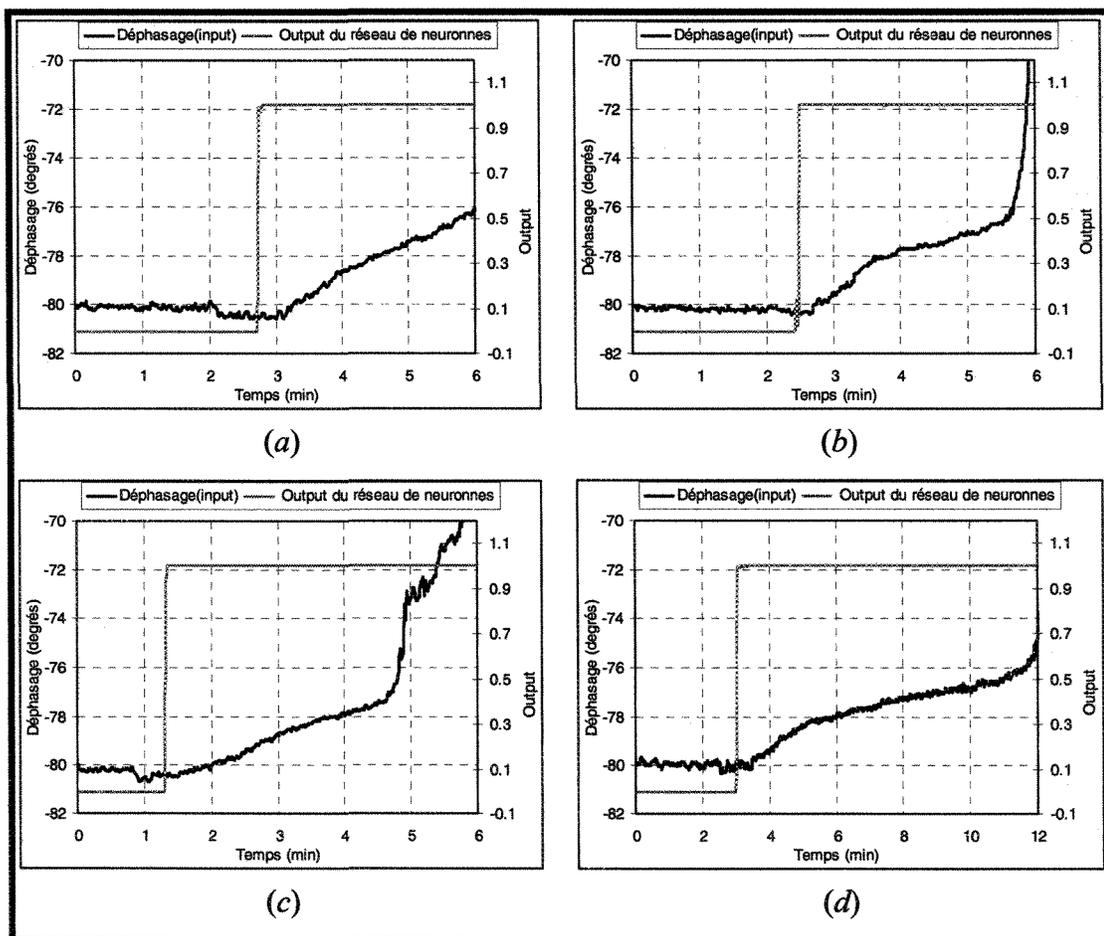


Figure 6.5 : Déphasage et sortie correspondante du réseau de neurone délivrée.

(a), (b) et (c) : pour un taux d'accumulation de 15 mm/h ;

(d) : pour un taux d'accumulation de 7,5 mm/h

6.2.3 Estimation du taux moyen d'accumulation pendant la période 1

En ayant la possibilité de détecter le début de l'accumulation et l'instant de transition t_s , pour laquelle l'épaisseur de glace est connue dans le cas de l'isolateur standard de poste (d'après l'équation (6.1)), il devient alors possible de déterminer le taux moyen d'accumulation en début de la période d'accumulation. Une telle information est importante puisqu'elle peut contribuer à classer la dangerosité de

l'accumulation et cela, sans attendre que cette dernière s'achève. Ainsi, un taux d'accumulation élevé peut représenter un danger important puisque le pont de glace se formera plus rapidement.

D'après l'équation (6.1) et les résultats du Tableau 6.1, l'épaisseur de glace accumulée au moment de la transition t_s pour l'isolateur standard de poste est de 1,25 mm et ce, quelque soit le taux d'accumulation. De plus, il a été démontré qu'il existe une relation linéaire entre le taux d'accumulation et l'épaisseur radiale de glace ainsi qu'entre la durée de la période 1 et le taux d'accumulation. Dans ces conditions, il est possible d'établir une relation, dans le cas de l'isolateur standard de poste, entre le taux moyen d'accumulation et la durée de la période 1 :

$$\tau_{moy} (mm/h) = \frac{5(\text{min}) \times 15 (mm/h)}{T_{mp1} (\text{min})} = \frac{75}{T_{mp1}} \quad (6.2)$$

où τ_{moy} est le taux moyen d'accumulation à estimer et T_{mp1} la durée de la période 1.

La durée de la période 1 (T_{mp1}) est égale au temps de transition (t_s) moins le temps de début d'accumulation (T_{db}).

$$T_{mp1} = t_s - T_{db} \quad (6.3)$$

Le temps t_s peut être détecté par le rapport efficace/max du courant de fuite, tel que décrit en détail au chapitre 4.

6.2.4 Discussion

Les résultats obtenus d'après l'analyse de l'évolution du courant de fuite en période d'accumulation montrent qu'il est possible d'estimer à la fois le taux moyen d'accumulation dans le cas d'une accumulation continue de glace pour un isolateur initialement propre ou très peu pollué ainsi que la conductivité de l'eau d'accumulation. Ce dernier paramètre est toutefois moins important puisque généralement il est connu pour une région donnée.

Ainsi, il devient possible, par une simple mesure simultanée du courant de fuite et de la tension de service, de pouvoir suivre en temps réel le processus d'accumulation de glace sur la surface d'un isolateur, que ce soit sa progression, son interruption ou encore sa reprise, comme l'ont démontré des études antérieures [36]. Il devient dès lors possible de qualifier, en temps réel, la dangerosité d'une accumulation suivant la durée de la période 1 caractéristique. Cela nécessite cependant que l'instant de transition t_s soit atteint. Dans le cas contraire, l'accumulation de glace sera tout simplement sans danger pour l'isolateur puisque l'épaisseur de glace accumulée sera trop faible pour mener à un contournement qui nécessiterait d'ailleurs une eau d'accumulation de conductivité de très élevée.

Une fois la sévérité de l'accumulation estimée (ordres de grandeur du taux moyen d'accumulation et de la conductivité de l'eau d'accumulation), il peut être aussi possible d'estimer la probabilité d'établissement d'un contournement dans le cas où une période de fonte survienne et cela aussi en temps réel, pendant le processus d'accumulation de glace. En effet, à partir des différents tests réalisés (Tableau 6.2), un graphique bidimensionnel (Figure 6.6) représentant la distribution des tenues et des contournements en fonction de l'épaisseur radiale de glace et de la conductivité de l'eau d'accumulation a pu être obtenu. La courbe (en rouge) représentant la limite entre tenue et contournement pour la tension de service a pu ensuite être déduite. Dans le cas de la présente étude, la courbe limite n'est pas tout à fait représentative de la réalité compte tenu du nombre de tests jugés insuffisants. La courbe tracée sur la Figure 6.6 est cependant présentée seulement à titre indicatif. Pour obtenir une courbe limite précise, un nombre important de tests devant être réalisés sous tension de service, en faisant varier la conductivité et l'épaisseur de glace, serait nécessaire. Ces tests viendraient ainsi compléter les informations récoltées en période d'accumulation dans le but de prédire la possibilité d'un contournement en période de fonte. Un tel système donnerait amplement de temps aux équipes de maintenance de pouvoir agir en conséquence afin de déglacer les isolateurs des postes en danger.

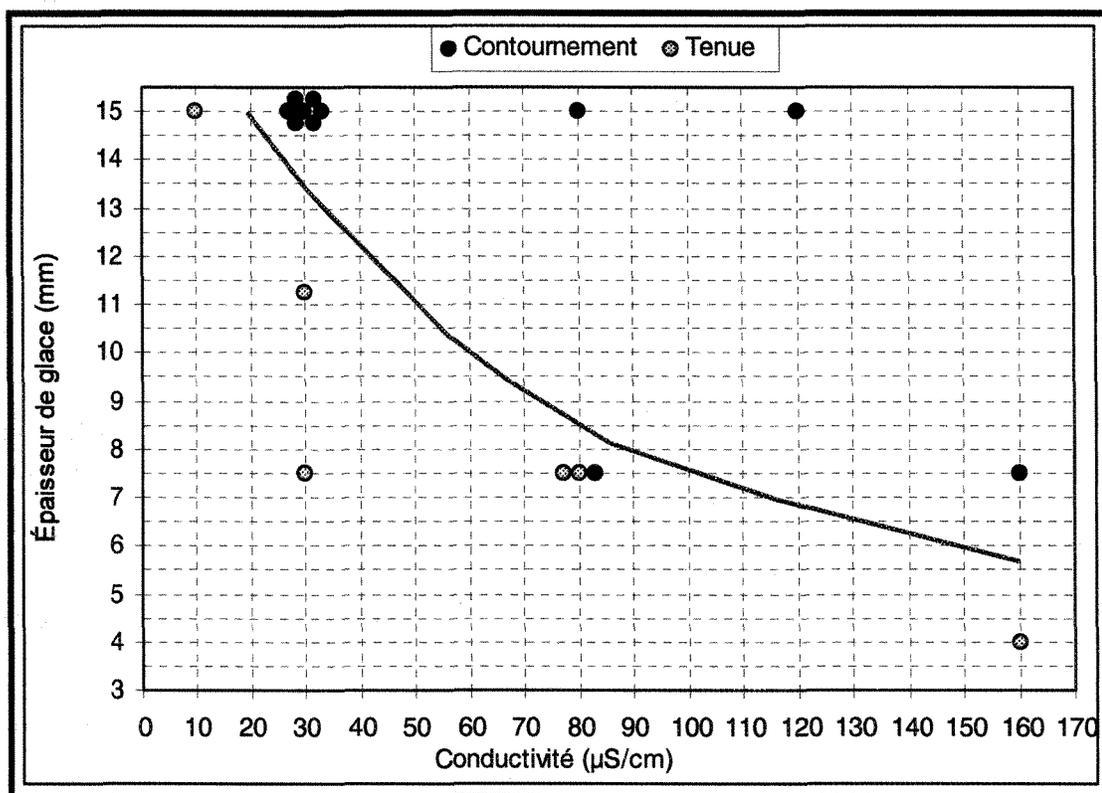


Figure 6.6 : Distribution des tenues et des contournements pour différentes valeurs de l'épaisseur de glace et de la conductivité de l'eau d'accumulation

6.3 Prédiction du contournement électrique en période de fonte

Les résultats des chapitres précédents ont montré qu'au cours de la période de fonte, l'évolution du courant de fuite comportait deux régimes. Le premier nommé « régime transitoire », est caractérisé par une augmentation progressive de la fréquence d'apparition des arcs électriques partiels violets, du déphasage et des 3^{ème} et 5^{ème} harmoniques. Le déphasage et les harmoniques atteignent leur maximum lorsque l'amplitude du courant de fuite se situe autour de 20 mA. Cette valeur est considérée comme un seuil critique permettant ainsi le passage au « régime permanent ».

Dans la majorité des tests réalisés dans cette étude, l'établissement des arcs blancs relatifs au régime permanent a conduit, sous tension de service, au contournement électrique des isolateurs standards de poste recouverts de glace. Dans ces conditions, nous avons pu établir qu'il existait une forte corrélation entre l'établissement des arcs blancs et le contournement électrique de l'isolateur. Les seuls cas où cette situation n'a pas été vérifiée ont été obtenus pour des conditions particulières qui seront discutées plus en détails dans les sections suivantes. Ce critère de régime permanent peut donc être considéré comme une signature possible de l'approche d'un contournement. En d'autres mots, avec l'apparition des arcs blancs (régime permanent atteint), la probabilité d'avoir un contournement devient très grande. De plus, l'utilisation de l'apparition des arcs blancs comme critère de probabilité de contournement est intéressante puisque ce régime est facilement identifiable par la forme d'onde particulière du courant de fuite (Figures 5.14 et 5.25) dont l'amplitude dépassera les 20 mA. Cette identification peut donc être considérée comme un critère de prédiction de l'imminence du contournement.

D'après les différents tests réalisés en laboratoire et résumés dans le Tableau 6.2, il a été observé que la durée entre l'établissement de l'arc blanc et le contournement est courte, de 1 à 4 minutes. Cependant, il est possible d'augmenter la durée de prédiction de l'approche du contournement en essayant de détecter l'approche de l'établissement de l'arc blanc lui-même. Cela peut être réalisé en étudiant l'évolution de la fréquence d'apparition des arcs électriques violets dans le régime transitoire. Cette fréquence

augmente avec l'augmentation de l'amplitude du courant lorsque l'établissement du régime permanent est imminent.

L'étude de l'évolution de la fréquence d'apparition des arcs électriques violets consiste à identifier ces derniers, ce qui requière une détection préalable de chaque cycle du courant de fuite de période de 60Hz. Les différentes procédures utilisées sont présentées en détails dans les sections suivantes.

6.3.1 Détection des débuts des cycles et séparation des cycles

Étant donné que la tension appliquée présente une forme sinusoïdale qui ne varie que très peu au cours du temps, elle a été utilisée comme référence pour déterminer le début de chaque cycle du courant de fuite.

Le programme de détection développé permet de déterminer le début de chaque cycle qui correspond au passage par zéro de la tension, c'est-à-dire le passage de la valeur négative à la valeur positive. Le début du cycle est donc considéré à partir du premier échantillon positif. Comme le montre la Figure 6.7, chaque cycle de la tension et du courant est constitué de M échantillons, M est égal à 40 échantillons par cycle dans notre cas puisque la fréquence d'échantillonnage est de 2400 échantillons par seconde. La Figure 6.8 présente un exemple de cinq cycles de la tension et du courant de fuite qui ont été détectés et séparés.

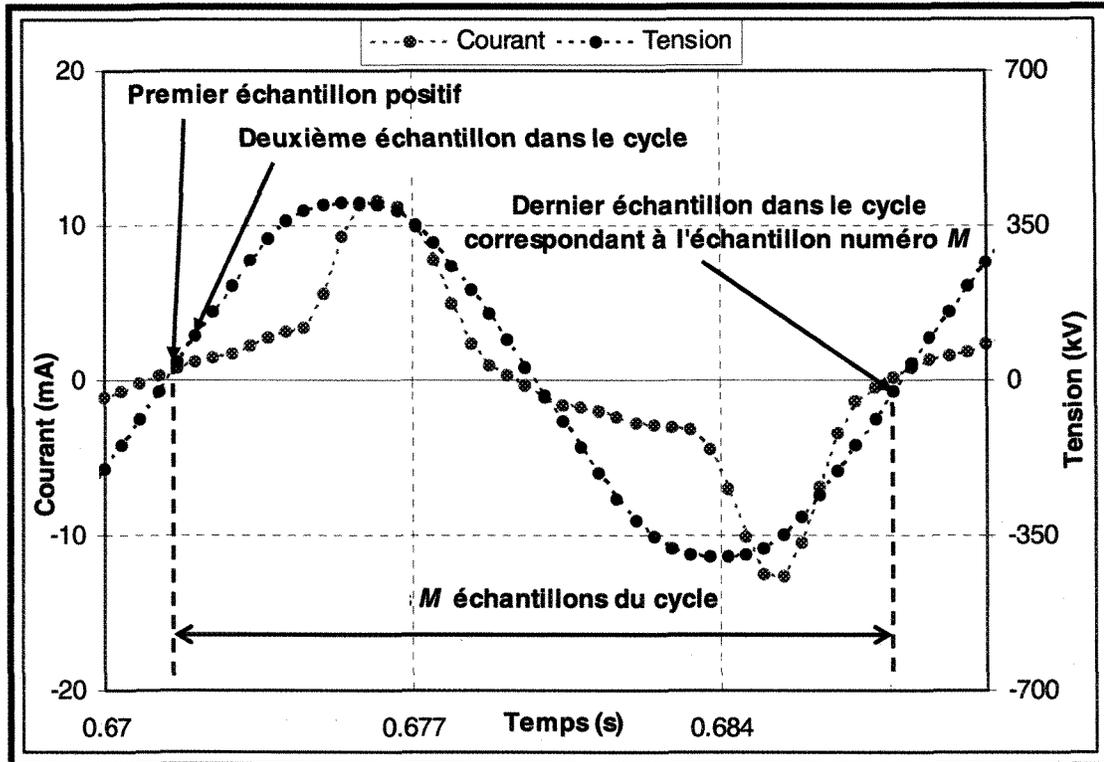


Figure 6.7 : Représentation des M échantillons d'un cycle

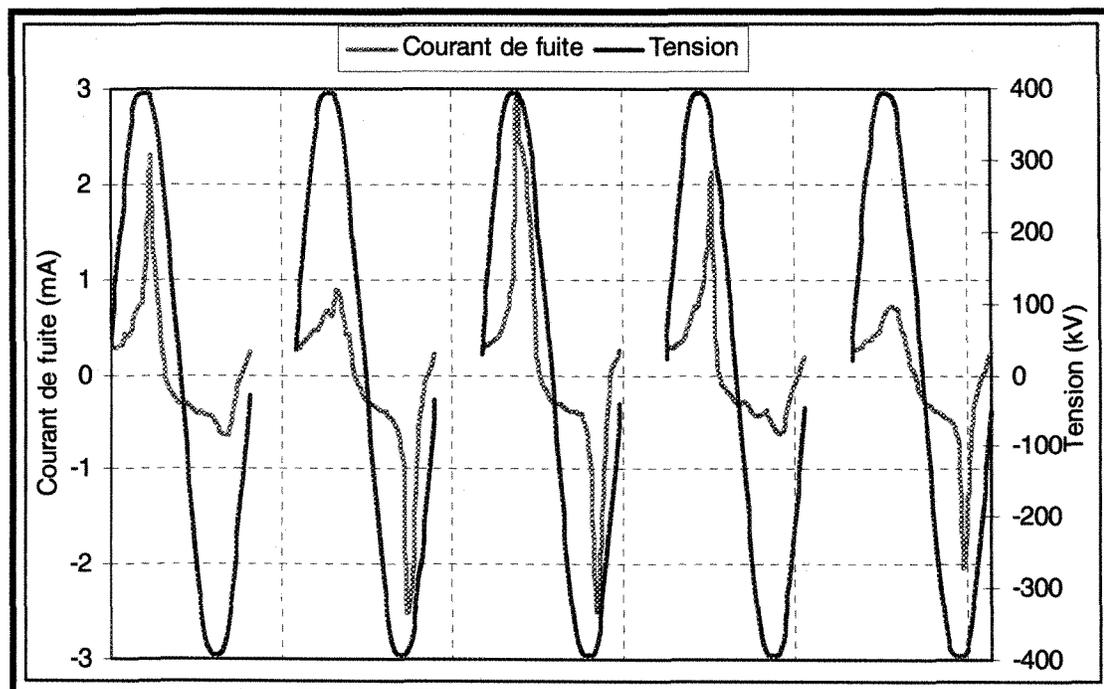


Figure 6.8 : Exemple de 5 cycles détectés et séparés

Chaque cycle du courant de fuite détecté est ensuite identifié afin de le classer ou non comme un arc électrique partiel établi. La section qui suit fait l'objet de cette identification.

6.3.2 Identification du régime d'arcs électriques par réseaux de neurones

L'identification du régime d'arcs électriques, intermittent ou permanent (violet ou blanc), est basée sur la forme d'onde de chaque cycle du courant de fuite. Les résultats du chapitre précédent ont montré que les paramètres fréquentiels du courant de fuite changent avec la modification de sa forme d'onde. Dans ce cas, le déphasage et les harmoniques peuvent être considérés comme des paramètres représentatifs. Ces paramètres vont être utilisés pour l'identification des décharges.

Pour résoudre un tel problème d'identification, il a été décidé d'utiliser les réseaux de neurones puisque ces derniers semblent encore être la meilleure solution pour obtenir des résultats satisfaisants [100]-[104]. Pour les besoins d'identification, le réseau de neurones utilise comme entrées le déphasage, le troisième et le cinquième harmonique pour générer une valeur à la sortie indiquant que le cycle du courant de fuite en cours est un arc électrique partiel ou non. La sortie prend donc la valeur 1 si l'entrée est un arc partiel et la valeur 0 dans le cas contraire.

Les procédures d'apprentissage des réseaux de neurones peuvent être classées en deux catégories selon que l'apprentissage est dit supervisé ou non supervisé. Cette distinction repose sur la forme des exemples d'apprentissage. Dans le cas de l'apprentissage supervisé, les exemples sont des couples (Entrée, Sortie associée) alors que ce ne sont que des valeurs (Entrée) pour l'apprentissage non supervisé.

Dans notre cas, l'apprentissage non supervisé est adopté à cause du grand nombre de données d'entrées utilisé. En fait, un seul test de 40 min contient 144 000 cycles. Dans le cas de l'apprentissage supervisé, pour déterminer les sorties associées à ces données d'entrées, tous les cycles doivent être vérifiés afin de les trier de façon à déterminer la présence d'arcs partiels. Ceci s'avère être une tâche fastidieuse à cause du grand nombre de données d'entrées disponibles. Il existe cependant une autre façon d'utiliser l'apprentissage supervisé. Elle consiste à sélectionner un nombre limité de données d'entrées auxquelles sont associées les sorties correspondantes. Cependant, cela nécessite un choix adéquat des données puisque dans le cas où ces dernières ne sont pas tout à fait représentatives de l'ensemble des données, des rejets de certaines décharges qui ne seront pas classifiées comme telles peuvent survenir.

Le modèle de réseau de neurones utilisé dans la détection de l'apparition des arcs partiels est appelé carte auto-organisatrice. Son architecture est présentée à la Figure 6.9. Selon ce modèle, les données d'entrées, représentables dans notre cas sous forme de vecteurs à 3 dimensions, sont ramenées à des classes qui s'auto-organisent

selon une structure bidimensionnelle de nœuds. La sortie de chaque neurone de ce modèle représente une classe particulière. Les neurones entrent en compétition, de telle façon qu'un seul neurone de sortie est activé pour une entrée donnée. L'apprentissage permet de classifier d'une façon non supervisée et autonome les données possédant une certaine redondance. L'algorithme d'apprentissage du modèle est présenté de manière détaillée dans [106].

La classification des données redondantes se fait suivant des classes dont le nombre est déterminé pour assurer une bonne détection des décharges.

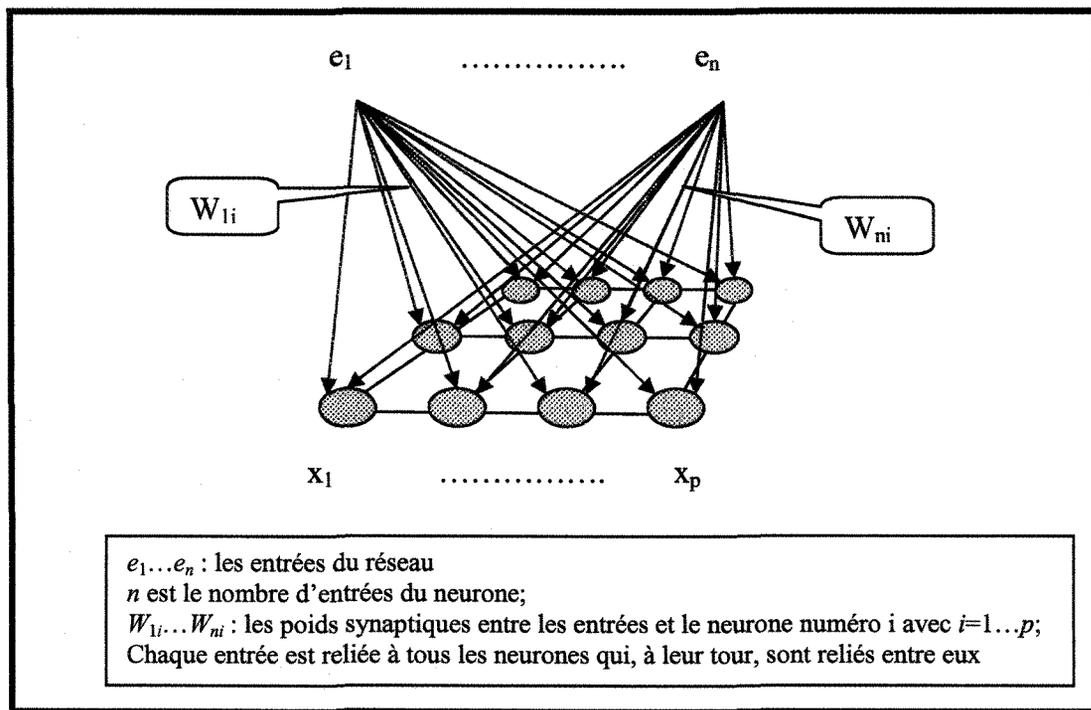


Figure 6.9 : Architecture d'un réseau de neurones à carte auto-organisatrice

Ainsi, après plusieurs tentatives d'apprentissage, en faisant varier le nombre de classes et en vérifiant la forme d'onde de chaque classe à la fin de chaque apprentissage, il a été constaté que l'utilisation de quatre classes permet d'obtenir de meilleures classifications. Dans ce cas, c'est la dernière classe qui correspond aux décharges électriques. La vérification de la forme d'onde à la fin de chaque apprentissage est réalisée visuellement à l'aide d'un programme développé sous MATLAB. Ce programme permet de défiler rapidement les cycles du courant de fuite de la classe choisie. Cette vérification a ainsi permis de constater que le fait d'utiliser trois classes induisait des erreurs de classification de certains cycles qui étaient considérées comme des arcs partiels. Les résultats obtenus avec cinq classes ont donné lieu à des erreurs de classification de cycles qui ne comportaient pas d'arcs alors que c'était le cas.

La Figure 6.10 présente des exemples de formes d'onde du courant de fuite pour chaque classe définie par le réseau de neurones utilisé. Il est intéressant de remarquer que les formes d'onde du courant de fuite correspondant aux arcs électriques partiels intermittents et établis ont été identifiées par le réseau de neurones dans la même classe.

La Figure 6.11 présente les nuages de points du déphasage avec la valeur du troisième harmonique classifié par le réseau de neurones utilisé. Le cas présenté est un cas de contournement. D'après la classification obtenue, il est possible de remarquer que les cycles de courant de fuite dont le déphasage et l'amplitude du troisième harmonique sont élevés sont considérés comme des arcs partiels.

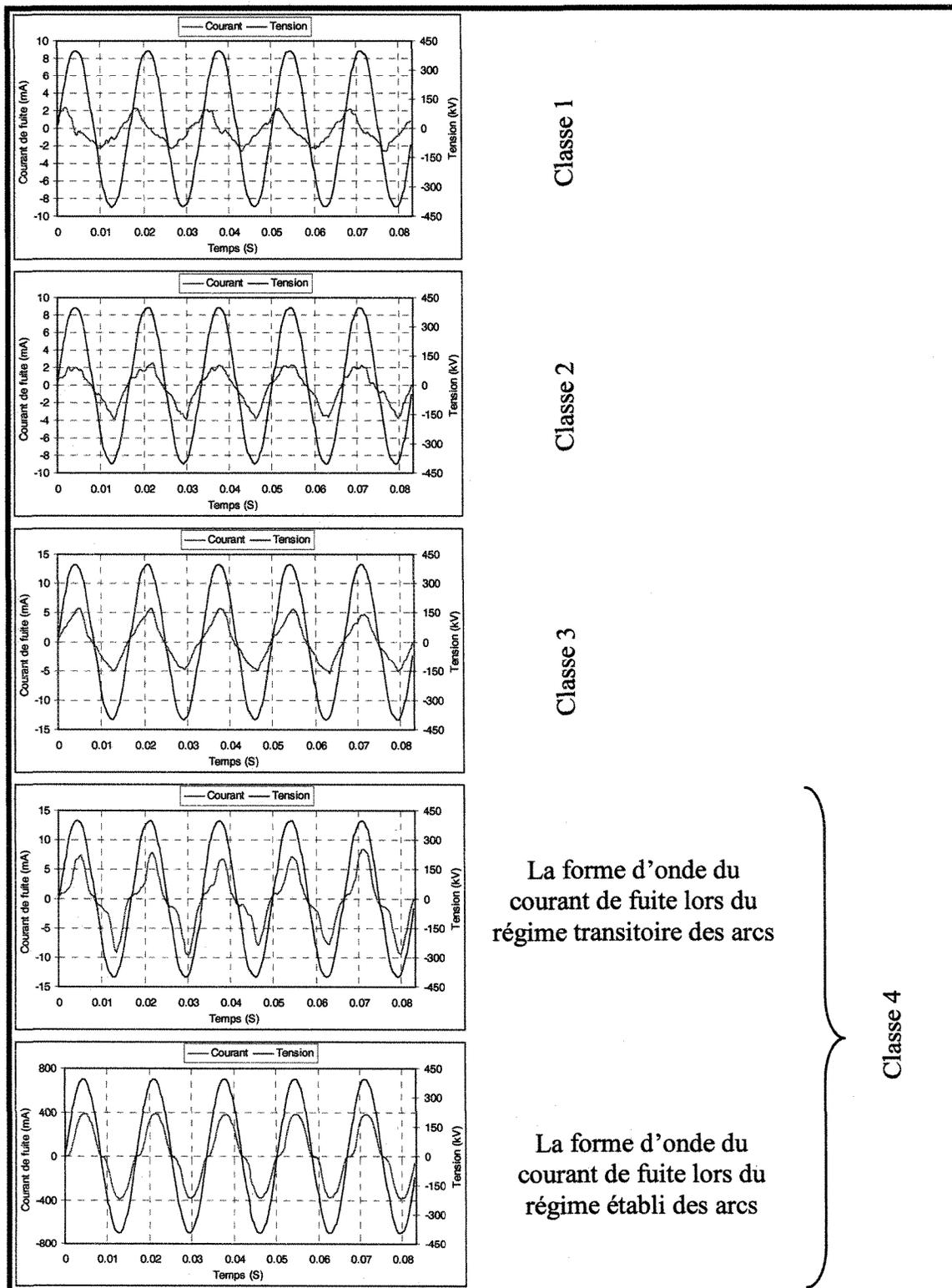


Figure 6.10 : Exemples de formes d'ondes du courant des 4 classes.

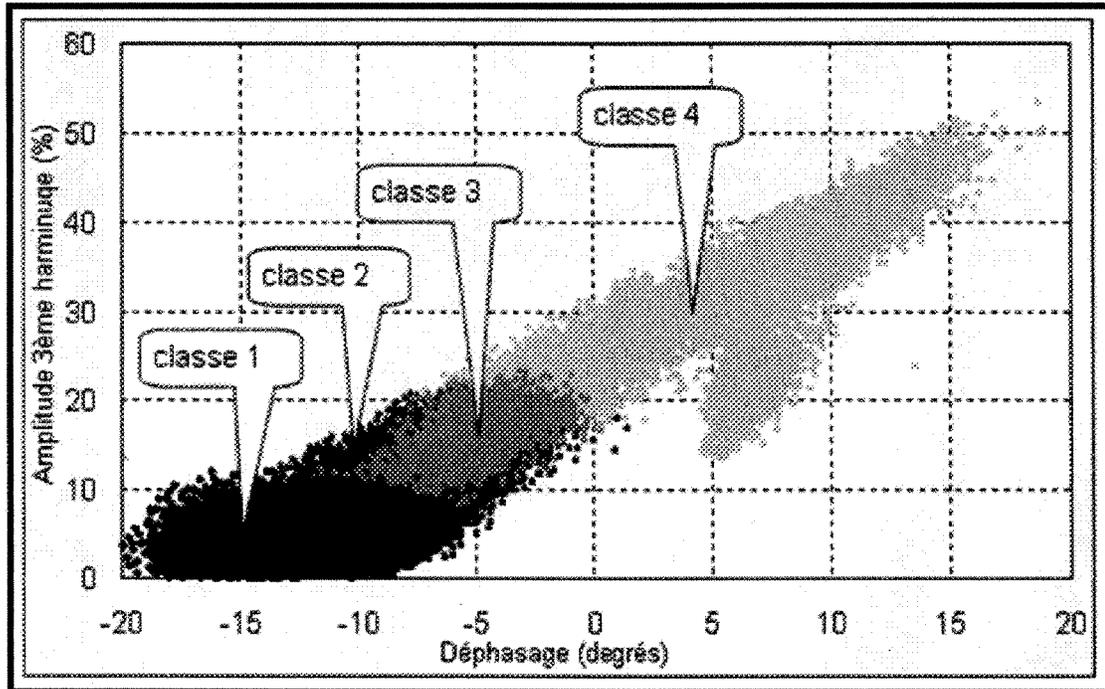


Figure 6.11 : Nuage de points du déphasage obtenu en utilisant la troisième harmonique classifié par le réseau de neurones utilisé (cas d'un contournement)

6.3.3 Prédiction de l'imminence du contournement

La prédiction proposée est basée sur l'étude de l'évolution de la fréquence d'apparition des arcs électriques partiels. Comme il a été mentionné précédemment, celle-ci augmente avec l'augmentation de l'amplitude du courant et avec l'approche du régime permanent ou de l'établissement des arcs blancs.

Le calcul de la fréquence d'apparition des arcs électriques est réalisé pour chaque durée d'une seconde. En fait, c'est une procédure permettant de compter le nombre de pics de courant (identifiés par le modèle neuronal précédent) pour chaque groupe de 60 cycles détectés, ce qui représente une durée d'une seconde. Dans ce cas, la

valeur de la fréquence d'apparition varie entre zéro, lorsque aucun pic n'est détecté, et 60, lorsque les pics de courants sont détectés pour chaque cycle.

Les figures 6.12 et 6.13 présentent deux exemples de l'évolution de la fréquence d'apparition des arcs dans le cas d'un contournement et d'une tenue respectivement.

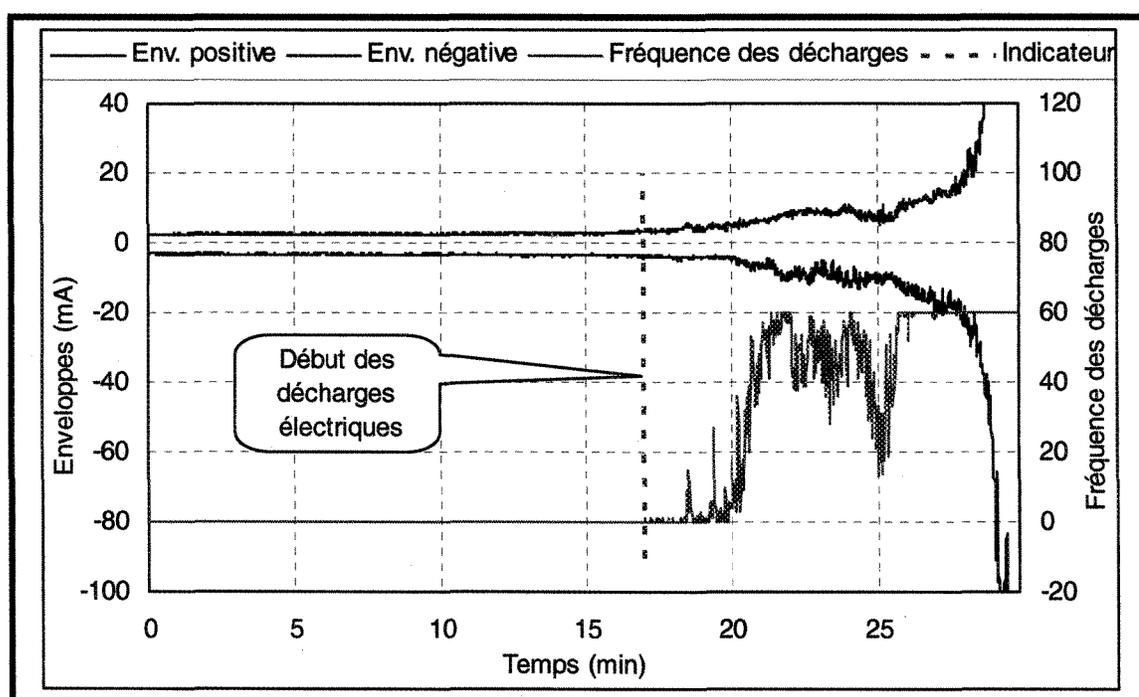


Figure 6.12 : Fréquence d'apparition des décharges électriques calculée pour chaque seconde dans le cas d'un contournement (conductivité : $30\mu\text{S}/\text{cm}$, Épaisseur : 15mm).

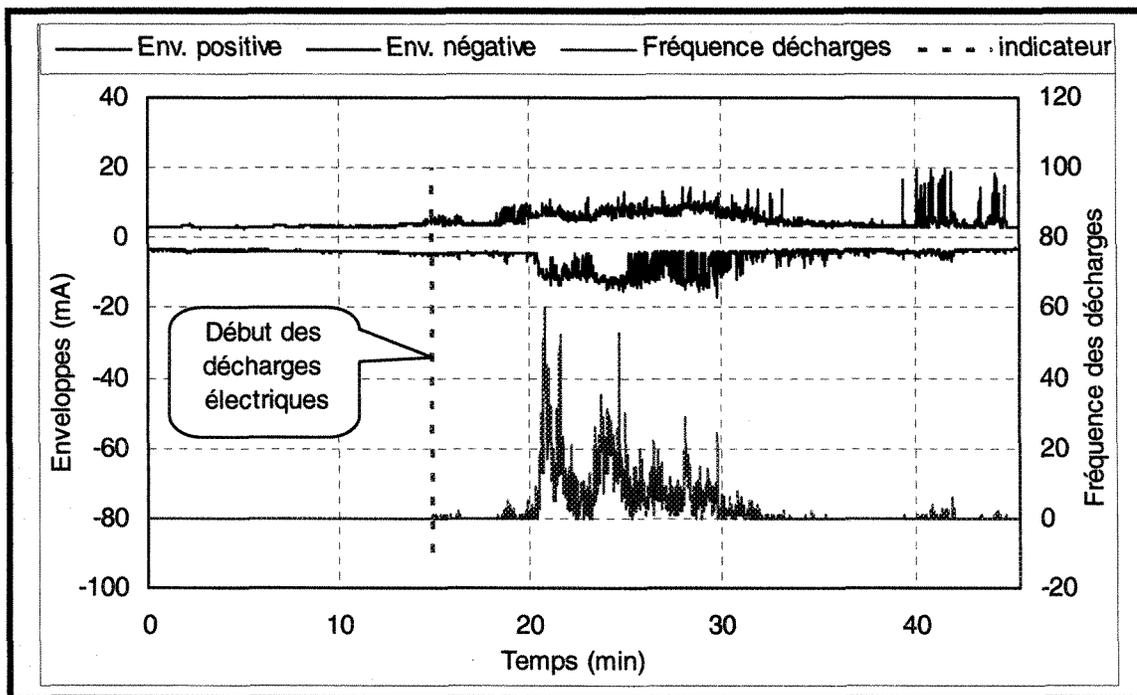


Figure 6.13 : Fréquence d'apparition des décharges électriques calculée pour chaque seconde dans le cas d'une tenue. (Conductivité : $30 \mu\text{S/cm}$, Épaisseur : $7,5 \text{ mm}$).

De la Figure 6.12, qui représente un cas de contournement, il est possible de remarquer qu'à la fin du test, lorsque le courant augmente rapidement et dépasse les 20 mA , la fréquence d'apparition est constante et égale à 60, confirmant ainsi l'établissement de l'arc d'une façon permanente.

Dans le cas d'une tenue (Figure 6.13), la valeur de la fréquence d'apparition peut atteindre des valeurs élevées et même la valeur maximale 60, mais pour des amplitudes du courant de fuite relativement faibles.

Dans ce contexte et afin d'identifier clairement un contournement d'une tenue, il a été décidé de dessiner le nuage de points de l'amplitude du courant de fuite avec la

fréquence d'apparition des décharges afin de comparer les deux cas : tenue et contournement. La Figure 6.14 représente le nuage de points de l'amplitude maximale du courant de fuite avec la fréquence d'apparition des décharges pour quatre tests ayant comme résultat un contournement. Le tracé en gras sur ces figures représente la tendance moyenne évolutive des nuages de points. La même procédure a été utilisée dans le cas de tenues et les résultats sont présentés à la Figure 6.15.

Dans les cas de contournements, la tendance moyenne est calculée avant l'établissement de l'arc blanc, c'est-à-dire pour des amplitudes du courant de fuite inférieures à 20 mA. Cette procédure a été réalisée afin de pouvoir mettre en évidence une éventuelle signature permettant de différencier les tenues des contournements. Pour les cas de tenues, la tendance moyenne est calculée pour tout le signal.

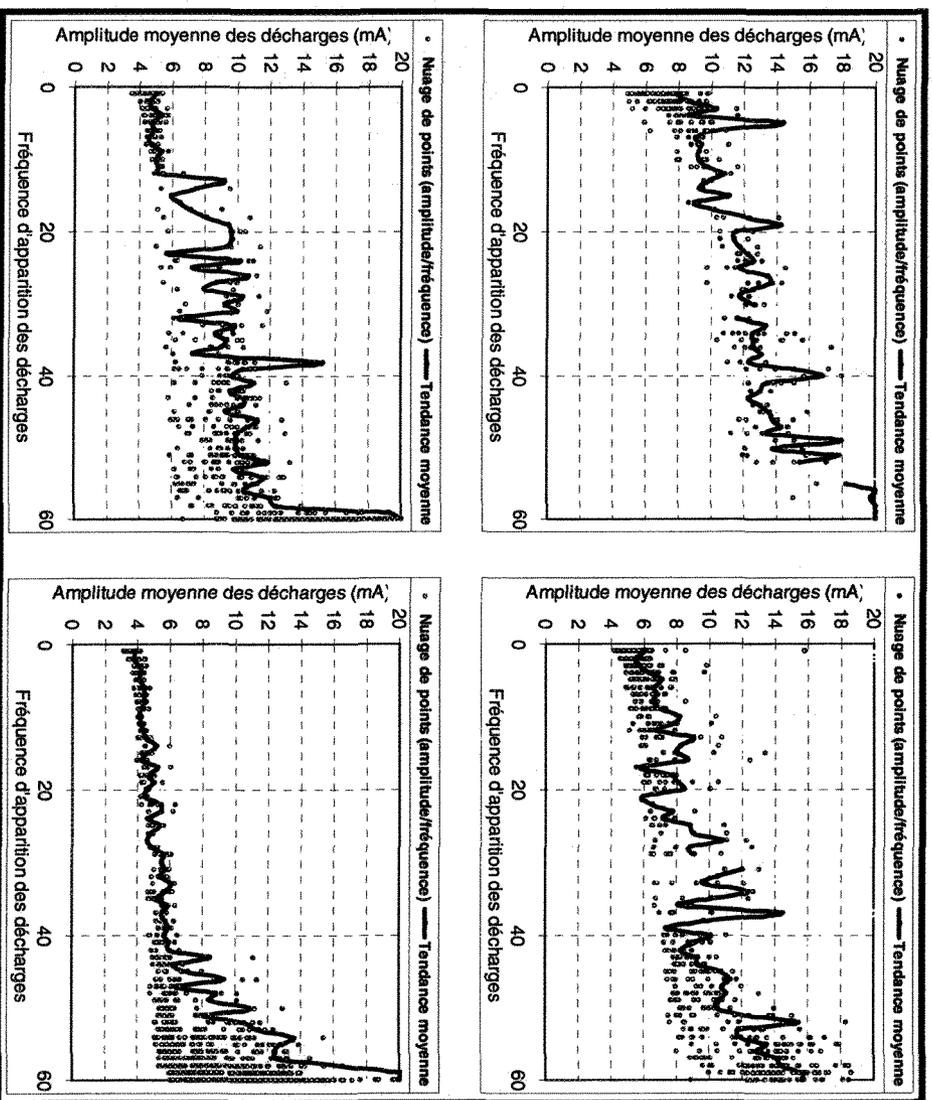


Figure 6.14 : Nuage de points de l'amplitude maximale du courant de fuite avec la fréquence d'apparition des décharges (cas de contournements).

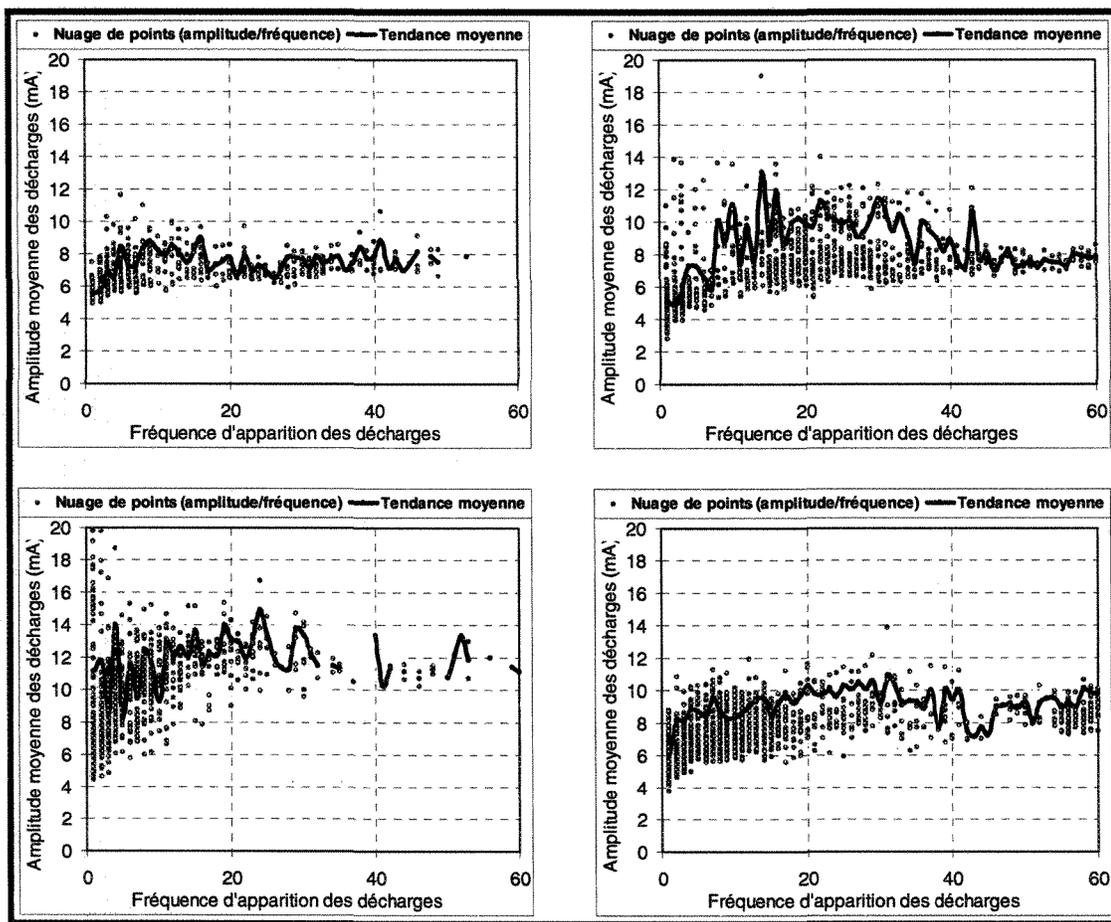


Figure 6.15 : Nuage de points de l'amplitude maximale du courant de fuite avec la fréquence d'apparition des décharges (cas de tenues)

D'après les résultats de la Figure 6.14 et la Figure 6.15, il est possible de remarquer que dans le cas de contournements, les amplitudes du courant de fuite sont relativement élevées (entre 8 et 20 mA) lorsque la fréquence d'apparition des décharges augmente, ce qui n'est pas le cas pour les tenues. Cette augmentation de l'amplitude du courant avec la fréquence des décharges électriques peut être considérée comme une signature possible de l'approche de l'établissement de l'arc blanc (ou régime permanent). Pour cela, il est possible de déterminer en temps réel la tendance moyenne de l'amplitude en fonction de la fréquence d'apparition des arcs partiels. Ainsi, dès que

cette tendance s'établira avec l'augmentation de la fréquence d'apparition des arcs partiels, un système de détection générera un signal à sa sortie indiquant l'imminence du contournement de l'isolateur.

Afin de détecter cette tendance, les réseaux de neurones ont à nouveau été utilisés avec la même architecture que celle présentée à la Figure 6.3. Le modèle neuronal est donc constitué de 60 entrées, 10 neurones dans la couche cachée et une sortie. Les 60 entrées constituent la tendance moyenne qui représente les amplitudes moyennes calculées pour chaque valeur de la fréquence d'apparition des décharges qui varie de 1 à 60.

Au début, avant l'apparition des arcs partiels violets, le vecteur d'entrée ($V(1:60)$) est initialisé à zéro, chaque entrée correspondant à une fréquence donnée. Dès que les décharges commencent, la fréquence d'apparition des arcs partiels (fr) ainsi que l'amplitude maximale (Amp) de pics de courant correspondants sont calculées. Si l'entrée correspondant à la fréquence calculée ($V(fr)$) est égale à zéro, alors la valeur Amp est affectée à cette entrée, sinon l'entrée correspondante est égale à la moyenne entre l'ancienne valeur et Amp . L'organigramme illustrant cette procédure est présenté à la Figure 6.16.

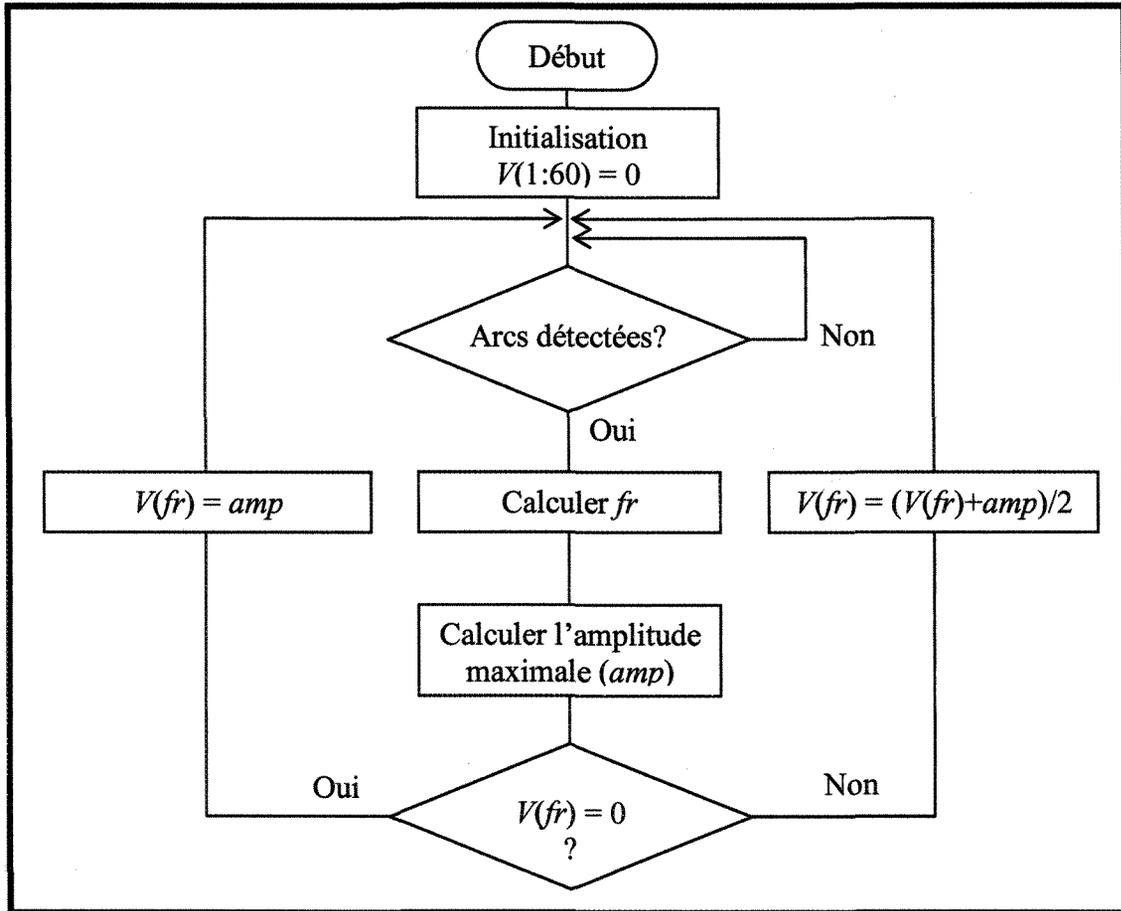


Figure 6.16 : Organigramme du calcul du vecteur d'entrée du réseau de neurones

Pour l'apprentissage du réseau de neurones, un ensemble de données a été collecté à partir des différents tests réalisés en régime de fonte (Tableau 6.2). Pour les tenues, les vecteurs d'entrées sont calculés dès l'apparition des arcs partiels en appliquant la procédure décrite par l'organigramme de la Figure 6.16. Dans ce cas, les sorties correspondantes sont mises à zéro. La même procédure est réalisée pour le cas des contournements à la seule différence que lorsque la tendance de l'amplitude du courant en fonction de la fréquence d'apparition des arcs partiels commence à augmenter, une valeur égale à 1 est alors attribuée aux sorties correspondantes.

Après l'apprentissage, le réseau de neurones est validé en utilisant l'ensemble de tests réalisés dans le cadre de nos investigations. Ces tests ont été réalisés pour différentes valeurs de la conductivité d'eau d'accumulation et de l'épaisseur de glace accumulée. Suivant les valeurs de ces deux derniers paramètres, les résultats des tests obtenus étaient soit des contournements soit des tenues. Le Tableau 6.2 présente les différents tests réalisés.

Date	Conductivité de l'eau d'accumulation	Épaisseur de glace mesurée sur le cylindre témoin	Vitesse du vent*	Résultat
23/07/04	30 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
26/07/04	30 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
29/07/04	80 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
04/08/04	160 μ S/cm	7,5mm	0 m/s	Contournement
06/08/04	30 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
09/08/04	30 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
10/08/04	30 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
11/08/04	80 μ S/cm	7,5mm	0 m/s	Contournement
07/09/04	30 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
28/09/04	120 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
29/09/04	30 μ S/cm	15mm	0 m/s	Contournement
27/07/04	10 μ S/cm	15mm	0 m/s	Tenue
30/07/04	30 μ S/cm	7,5mm	0 m/s	Tenue
02/08/04	80 μ S/cm	7,5mm	0 m/s	Tenue
03/08/04	160 μ S/cm	4mm	0 m/s	Tenue
05/08/04	80 μ S/cm	7,5mm	0 m/s	Tenue
01/10/04	30 μ S/cm	15mm	2,5 m/s	Tenue
04/10/04	30 μ S/cm	15mm	1,5 m/s	Tenue
05/10/04	30 μ S/cm	11,25mm	0 m/s	Tenue

Tableau 6.2 : Différents tests réalisés dans nos investigations expérimentales

* Vent appliqué pendant la période de fonte.

La Figure 6.17 représente un exemple de la sortie du réseau de neurone pour un test d'une durée de 29,8 minutes ayant conduit à un contournement.

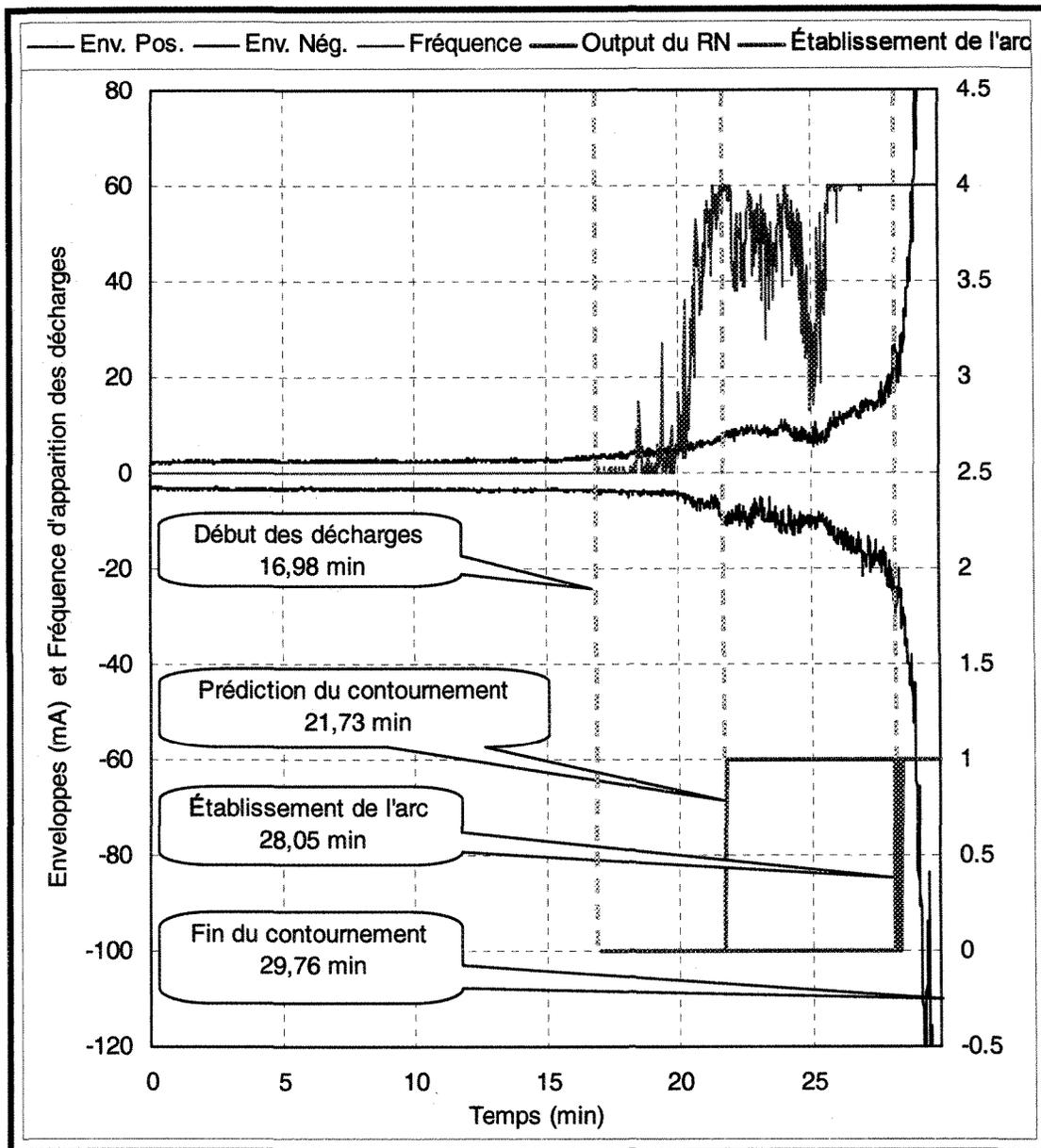


Figure 6.17 : Exemple de sortie du réseau de neurones pour un test ayant comme résultat un contournement

Les résultats de la Figure 6.17 montrent que l'apparition des arcs partiels a commencé à 17 minutes. Le signal généré par le modèle neuronal est déclenché à 21,7 min indiquant ainsi l'approche de l'établissement des arcs blancs. Le régime

permanent s'est établi à 28,0 min, c'est-à-dire 6,3 min après que le signal d'alerte a été généré par le système.

Le système considère que le régime permanent d'arcs est établi lorsque la fréquence d'apparition est maximale, c'est-à-dire égale à 60, et lorsque l'amplitude moyenne du courant de fuite dépasse les 20 mA.

Les résultats de la prédiction de l'approche de l'établissement du régime permanent d'arcs partiels blancs pour tous les tests conduisant à un contournement sont présentés au Tableau 6.3. La dernière colonne représente la différence de temps entre la prédiction de l'établissement du régime permanent et l'instant réel mesuré.

Numéro test	Conductivité ($\mu\text{S/cm}$)	Épaisseur (mm)	Apparition arcs	Prédiction du contournement (min.)	Établissement du régime permanent (min.)	Contournement (min.)	Différence Prédiction - établissement (min.)	Différence Prédiction - contournement (min.)
1	30	15	0,61	3,38	6,76	8,9	3,38	5,52
2	30	15	3,5	13,76	21,23	23,88	7,47	10,12
3	80	15	0,05	0,15	0,2	1,06	0,05	0,91
4	160	7,5	0,45	4,21	18,5	18,7	14,29	14,49
5	30	15	15,73	17,98	44,4	45,08	26,42	27,1
6	30	15	10,05	26,21	27,18	28,8	0,97	2,59
7	30	15	3,05	17,4	18,9	20,3	1,5	2,9
8	80	7,5	5,35	13,68	49,8	49,91	36,12	36,23
9	30	15	9	10,05	11,9	16	1,85	5,95
10	120	15	0,66	10	14	28,21	4	18,21
11	30	15	16,98	21,73	28,05	29,76	6,32	8,03

Tableau 6.3 : Résultats de la prédiction de l'approche de l'établissement du régime permanent pour tous les tests conduisant à un contournement avec comme origine temporelle le début de la période de fonte

En réalité, sur site naturel, il semble difficile de détecter le début de la période de fonte car cette dernière dépend de nombreux paramètres environnementaux et

électriques. Cependant, il est possible, avec le réseau de neurones présenté précédemment de détecter le début de l'activité électrique correspondant à l'apparition des arcs électriques partiels. Ce moment précis peut donc servir d'origine de temps pour le système de détection. Dans ce contexte, les données présentées au Tableau 6.3 ont été réorganisées en prenant en compte la nouvelle origine temporelle modélisée par l'apparition des arcs partiels. Les nouvelles données sont résumées dans le Tableau 6.4.

Les résultats du Tableau 6.4 montrent que plus le processus de contournement se produit tardivement dans la période de fonte, c'est-à-dire pour des températures élevées, plus la différence entre l'instant de prédiction et le contournement augmente. Cette variation est très bien illustrée par la Figure 6.18 qui présente la différence entre l'instant de prédiction délivré par le réseau de neurones et l'instant de contournement par rapport à l'apparition des arcs électriques partiels pris comme référentiel temporel. Les résultats montrent qu'il existe une tendance linéaire entre l'instant de contournement et la différence entre les instants de prédiction et de contournements.

Il est aussi possible de tracer la différence entre l'instant de prédiction et l'instant de contournement en fonction de l'instant de détection dont les résultats sont présentés à la Figure 6.19. Il est intéressant de remarquer que plus la prédiction est faite rapidement après la détection de l'apparition des arcs partiels (pris comme référentiel) plus les chances d'avoir un contournement dans un laps de temps court sont importantes.

Numéro test	Prédiction du contournement (min.)	Établissement du régime permanent (min.)	Contournement (min.)	Différence Prédiction - arc blanc (min.)	Différence Prédiction - contournement (min.)
1	2,77	6,15	8,29	3,38	5,52
2	10,26	17,73	20,38	7,47	10,12
3	0,1	0,15	1,01	0,05	0,91
4	3,76	18,05	18,25	14,29	14,49
5	2,25	28,67	29,35	26,42	27,1
6	16,16	17,13	18,75	0,97	2,59
7	14,35	15,85	17,25	1,5	2,9
8	8,33	44,45	44,56	36,12	36,23
9	1,05	2,9	7	1,85	5,95
10	9,34	13,34	27,55	4	18,21
11	4,75	11,07	12,78	6,32	8,03

Tableau 6.4 : Résultats de la prédiction de l'approche de l'établissement du régime permanent pour tous les tests conduisant à un contournement avec comme origine temporelle l'apparition des arcs électrique partiels

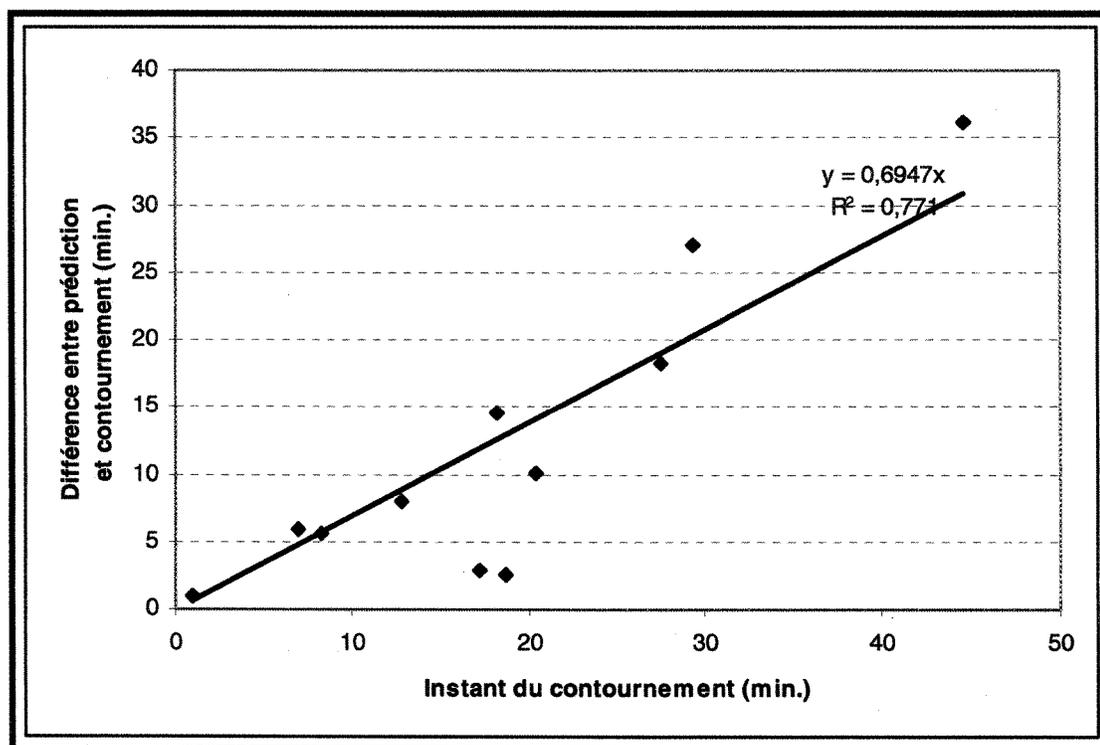


Figure 6.18 : Différence entre les instants de prédiction et de contournement en fonction de l'instant de contournement (début des décharge pris comme référentiel)

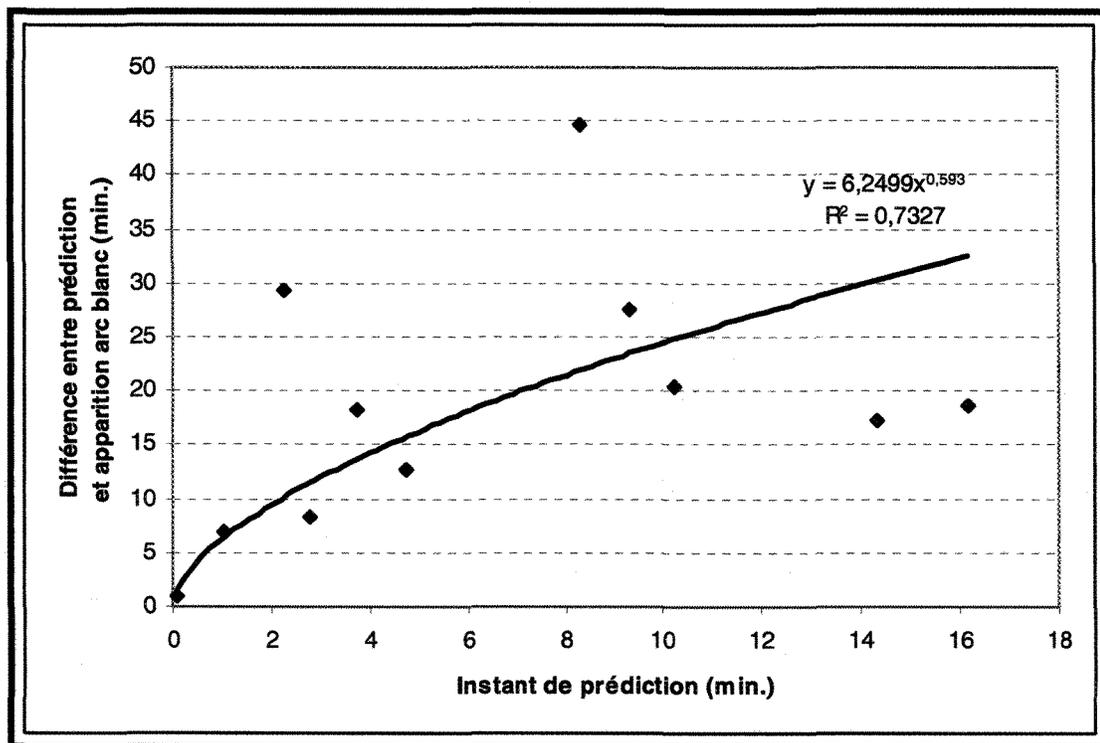


Figure 6.19 : Différence entre les instants de prédiction et de contournement en fonction de l'instant de prédiction (début des décharges pris comme référence temporelle)

Pour les cas de tenue, le système n'a pas généré de signal d'alerte sauf pour un cas où l'arc s'est établi mais le contournement n'a pas eu lieu, comme le montre la Figure 6.20. Ce test a été réalisé avec une conductivité d'eau d'accumulation de $30 \mu\text{S}/\text{cm}$ et une épaisseur de glace de 15 mm. Généralement, l'utilisation de ces deux valeurs conduit à un contournement mais la présence du vent de 1,5 m/s pendant la période de fonte dans ce cas particulier a contribué à la tenue de l'isolateur glacé.

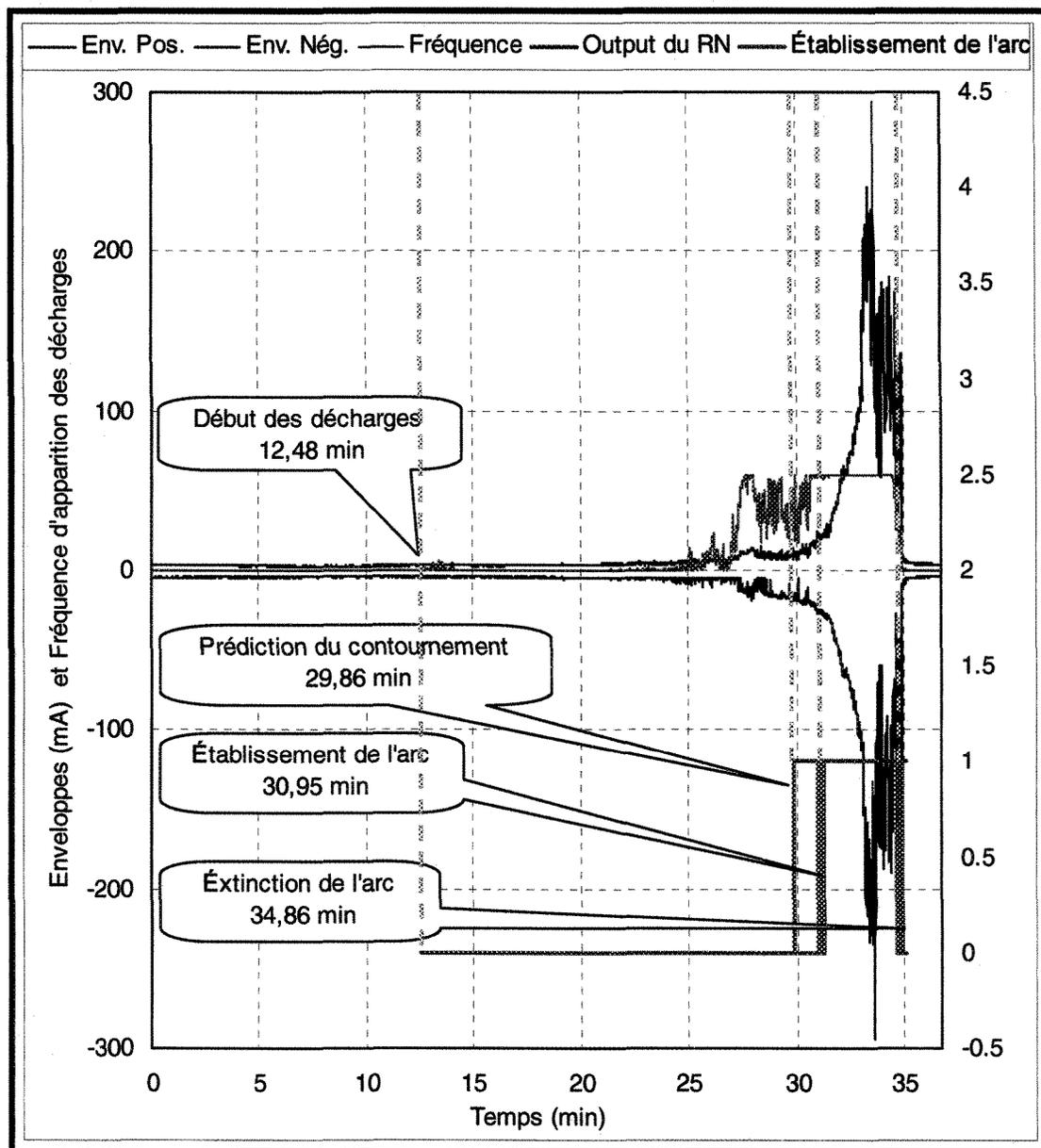


Figure 6.20 : Exemple de sortie du réseau de neurones pour un test où l'arc s'est établi mais le contournement n'a pas eu lieu

6.4 Proposition d'un système de surveillance en temps réel des isolateurs recouverts de glace

À partir des différents résultats d'analyse obtenus au cours de cette recherche, il devient possible de proposer un schéma détaillé à partir duquel un système de

surveillance des isolateurs recouverts de glace pourrait être développé. Le diagramme proposé, présenté à la Figure 6.21, reprend les différentes méthodes d'analyse développées, présentés précédemment, pour caractériser le courant de fuite.

Le courant de fuite et de la tension sont conditionnés et numérisés par le systeme d'acquisition. À ce niveau, il est possible d'utiliser les systèmes industriels présentés au chapitre II pour la mesure du courant de fuite des isolateurs pollués. Cependant, ces systèmes devront être équipés d'une entrée supplémentaire, reliée à un diviseur de tension, qui permette d'enregistrer la tension appliquée à l'isolateur.

Une fois les signaux numérisés, ces derniers sont soumis à un algorithme de détection et séparation des cycles basé sur la détection du passage par zéro de la tension et du courant de fuite. Chaque premier échantillon positif de la tension est considéré comme un début de cycle comme le montre la Figure 6.7. Chaque cycle est constitué de 40 échantillons. À partir de chaque cycle du courant de fuite et de la tension, il est alors possible de calculer les paramètres évolutifs suivants :

- Le rapport R_{CF} est calculé par la division de la valeur efficace de 60 cycles du courant de fuite, soit une durée d'une seconde, par la valeur du pic maximum dans la même durée. Cela permet la détection de la transition t_s lorsque la valeur du rapport R_{CF} diminue soudainement d'environ 65% à 30 % ou moins.

- **Le déphasage et les harmoniques (3^{ème} et 5^{ème})** sont calculés par la transformée de Fourier discrète (FFT) de chaque cycle détecté du courant de fuite et de la tension. L'évolution temporelle du déphasage est utilisée pour **la détection du début d'accumulation** caractérisé par le changement de pente du déphasage. Un réseau de neurones pré-entraîné est employé dans ce cas à cette fin. Un autre modèle à base de réseau de neurones est utilisé pour la **détection des décharges électriques**. Le modèle utilise comme entrées le déphasage, le troisième et le cinquième harmonique pour générer une valeur à la sortie indiquant que le cycle du courant de fuite en cours est un arc électrique partiel ou non.
- **Les enveloppes** négative et positive sont calculées respectivement à partir des valeurs maximales crêtes négative et positive du courant de fuite pour chaque seconde, soit 60 cycles.
- **L'énergie cumulative** est déterminée par la somme cumulative de l'énergie du courant de fuite calculée pour chaque intervalle de temps d'une seconde (60cycles). Dans cet intervalle de temps, l'énergie du courant est calculée par l'équation (6.3). L'évolution temporelle de l'énergie cumulative rend possible l'identification des fluctuations de l'enveloppe, qui caractérisent la sévérité de l'accumulation.

La prédiction de l'approche de l'arc électrique blanc est basée sur l'étude de l'évolution de *la fréquence d'apparition des arcs électriques partiels* qui augmente avec l'augmentation de l'amplitude du courant lorsque l'approche du régime permanent ou de l'établissement des arcs blancs est imminente. Cette augmentation de l'amplitude du courant avec la fréquence des décharges électriques peut être considérée comme une signature possible de l'approche de l'établissement de l'arc blanc (ou régime permanent). Pour cela, il est possible de déterminer en temps réel la tendance moyenne de l'amplitude en fonction de la fréquence d'apparition des arcs partiels par l'organigramme de la Figure 6.16. La tendance dans ce cas est utilisée comme entrée d'un modèle neuronal qui génère un signal à sa sortie indiquant l'imminence du contournement de l'isolateur.

Les technologies informatiques embarquées actuelles permettent aisément de réaliser ces analyses en temps réel, une fois que les réseaux de neurones utilisés ont été entraînés. Les signaux délivrés par le système de surveillance ainsi développé pourraient être des avis d'alerte sur la dangerosité de l'accumulation de glace qui seraient classifiés en trois catégories : faible, moyenne, importante. Il en serait de même sur la possibilité de contournement lors de la venue du période de fonte. Cependant des travaux supplémentaires doivent être réalisés afin de peaufiner les estimations des méthodes prédictives par le recoupement d'informations disponibles extraites des différentes analyses. Cela est développé plus en détail au chapitre suivant dans la section réservée aux travaux futurs.

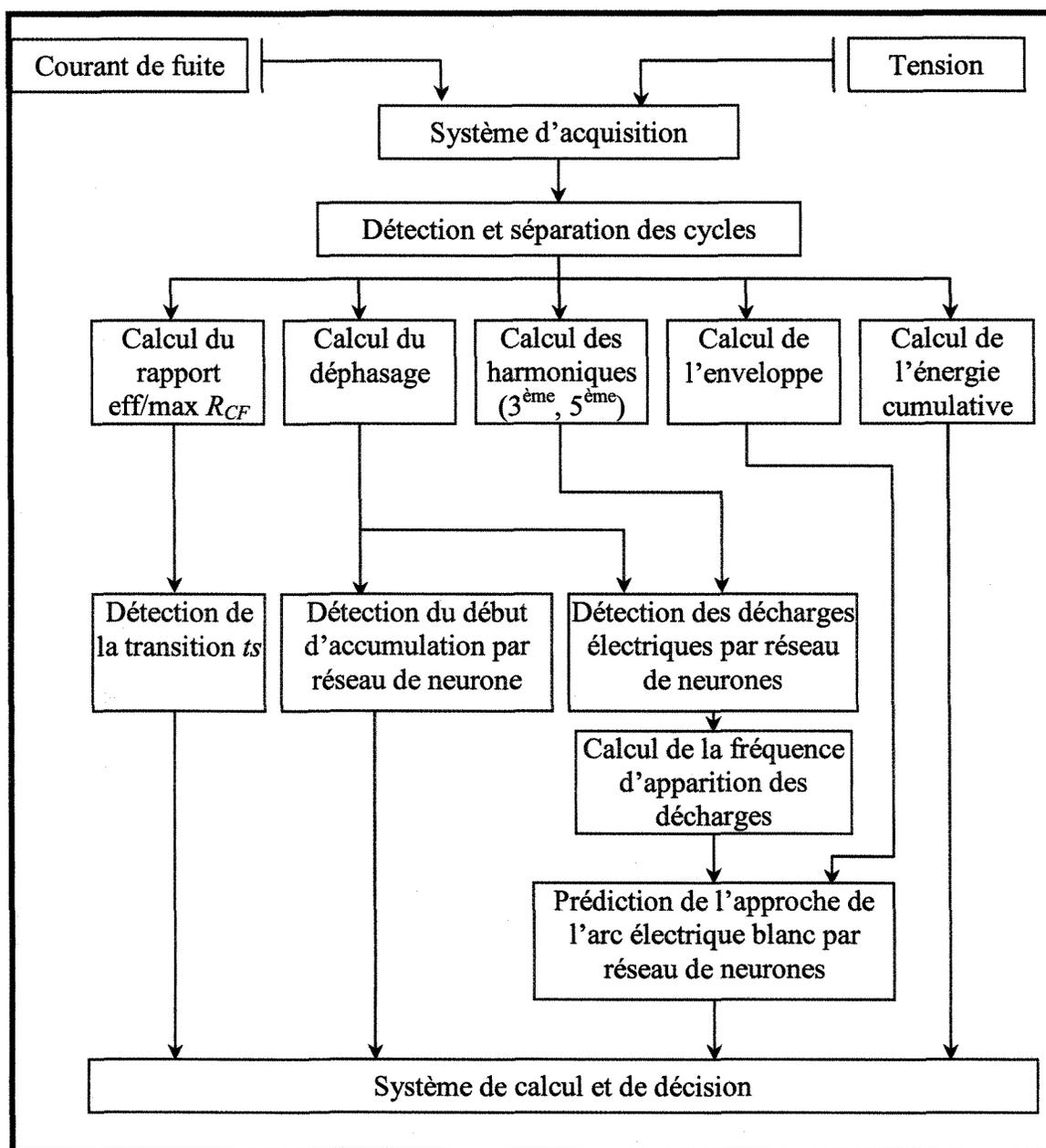


Figure 6.21 : Schéma récapitulatif du système de surveillance des isolateurs recouverts de glace

6.5 Conclusion

À partir des informations obtenues de l'analyse temporelle et fréquentielle du courant de fuite, il est possible, pour un isolateur standard de poste initialement propre,

de pouvoir détecter le début de l'accumulation grâce à l'évolution du déphasage entre le fondamental et la tension. En combinant cette donnée avec la détection de la transition t_s , il devient possible d'estimer le taux d'accumulation moyen et ainsi de qualifier la dangerosité de l'accumulation. En cas d'interruption de la période d'accumulation, qui se détecte aisément par une diminution subite de l'amplitude du CF, l'épaisseur de glace à cet instant précis peut aussi être évaluée. Enfin, d'après les séries de tests réalisées en laboratoire, un graphique bidimensionnel présentant la limite en contournement et tenue en fonction de l'épaisseur radiale de glace et de la conductivité de l'eau d'accumulation a été élaboré. En le complétant avec des futurs tests, ce graphique permettrait, grâce aux informations récupérées de la période d'accumulation, d'estimer la probabilité de contournement lors de la venue d'une période de fonte.

Pour la période de fonte, les tests expérimentaux réalisés sous tension de service ont montré que l'établissement de l'arc blanc (régime permanent) a conduit, dans la plupart des cas, au contournement électrique de l'isolateur standard de poste. L'établissement de l'arc blanc est facilement identifié par la forme d'onde particulière du courant de fuite et de son amplitude qui dépasse les 20mA. Compte tenu des observations expérimentales, la présence de l'arc blanc est donc considérée comme une signature significative de contournement et son établissement considéré comme un critère de prédiction. La détection de l'établissement du régime permanent (ou de l'arc blanc) a été réalisée en utilisant un réseau de neurones qui permet de reconnaître la présence d'un arc partiel et d'en déterminer la fréquence d'apparition. Pour ce faire, le

réseau de neurones utilise les données obtenues à partir de l'analyse fréquentielle et temporelle à savoir, le déphasage et l'amplitude des troisième et cinquième harmoniques ainsi que l'enveloppe du courant de fuite. Les résultats obtenus ont permis de valider la détection réalisée par le réseau de neurones avec des durées allant d'environ 1 minute à environ 36 minutes entre l'instant de prédiction du contournement délivré par le réseau et l'établissement du contournement en tant que tel.

Enfin, à partir de l'analyse des différents résultats obtenus, un diagramme à partir duquel un système de surveillance en temps réel des isolateurs de poste recouverts de glace a été proposé. Un seul système pourrait alors équiper chaque poste d'interconnexion en ayant préalablement identifiée une colonne isolante «témoin». Cela permettrait ainsi de proposer un système peu coûteux basé sur une technologie existante et éprouvée dans le cadre des isolateurs pollués.

CHAPITRE 7

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS

7.1 Conclusion générale

Les accumulations de glace sur les isolateurs de postes sont un réel problème puisqu'elles diminuent la fiabilité des réseaux électriques à des périodes où la demande en énergie électrique est importante et vitale pour la population. Dans ce contexte, il peut être pertinent pour les compagnies de production et de distribution de l'énergie électrique de pouvoir prédire, lors d'évènements de pluie verglaçante, l'imminence des contournements et d'identifier les postes susceptibles d'en être victimes. Une des approches souvent préconisée est d'étudier et d'analyser le courant de fuite circulant à la surface des isolateurs. Ce paramètre permet en effet d'obtenir beaucoup de renseignements sur l'état de surface de l'isolateur, comme il a été démontré dans le cas des isolateurs pollués. C'est dans cette optique que cette présente étude a été initiée.

Les objectifs principaux étaient d'étudier l'évolution du courant de fuite (CF) d'un isolateur standard de poste recouvert de glace au cours des périodes d'accumulation et de fonte de la glace. Cette étude allait permettre de déterminer des paramètres mesurables pouvant être utilisés dans le développement d'un système de

surveillance à temps réel pouvant prédire l'imminence d'un contournement électrique. En se basant sur les travaux réalisés dans le cadre des isolateurs pollués, une analyse temporelle relative à l'évolution de l'enveloppe du CF et une analyse fréquentielle portant sur les troisième et cinquième harmoniques ainsi que le déphasage du fondamental a été réalisée. L'analyse a porté sur plusieurs tests réalisés en laboratoires pour différentes conditions expérimentales mais toujours avec la même tension de service appliquée à deux unités d'isolateurs standards de poste en porcelaine.

Les résultats obtenus combinés avec l'utilisation de réseaux de neurones ont permis de tirer les conclusions suivantes :

1. L'étude temporelle du courant de fuite lors d'une accumulation de glace a permis de mettre en évidence le fait que l'évolution de l'enveloppe du CF est répétitive d'une accumulation à une autre pour les mêmes conditions expérimentales. Cette dernière passe par deux périodes distinctes, identifiées par 1 et 2. La transition t_s entre elles peut être aisément déterminée par le calcul du rapport de la valeur efficace sur la valeur moyenne (R_{CF}) du courant de fuite.
2. Le taux d'accumulation a une influence directe sur l'évolution de l'enveloppe du CF et en particulier sur la durée de la période 1. Une relation de proportionnalité a ainsi pu être identifiée entre le taux d'accumulation et le temps de transition t_s . Par contre, la conductivité de l'eau d'accumulation ne semble affecter ni t_s ni

l'amplitude du CF durant cette même période qui est principalement régie par la capacitance propre de l'isolateur.

3. L'influence de la conductivité de l'eau d'accumulation sur l'évolution du CF est particulièrement significative au cours de la période 2. Ainsi, plus la conductivité est élevée, plus l'évolution de l'enveloppe du courant de fuite présente de fortes fluctuations. Il a été aussi possible d'identifier les fluctuations de l'enveloppe par l'énergie cumulative du courant de fuite et par la valeur moyenne centrale du spectre de croisement empirique (SCE) calculée à la fin d'une accumulation.
4. Durant la période de fonte, l'évolution du courant de fuite comporte deux régimes distincts : le premier, nommé « *régime transitoire* », est caractérisé par une augmentation progressive de la fréquence d'apparition des arcs électriques partiels de couleur violette. Le deuxième régime, appelé « *régime permanent* », se caractérise par l'établissement de l'arc électrique blanc et par l'augmentation importante de l'amplitude du courant de fuite. Il a été remarquer que le passage du *régime transitoire* au *régime permanent* se faisait pour une amplitude maximale du courant de fuite située autour de 20 mA.
5. L'étude fréquentielle du courant de fuite a montré que dans la plupart des cas, seuls les harmoniques impairs d'ordre trois et cinq présentaient une amplitude significative lorsque la forme d'onde du courant de fuite changeait. En particulier, il

a été établi que les évolutions des ces deux harmoniques sont très représentatives de l'activité électrique présente à la surface de l'isolateur glacé. Aussi, il est possible d'identifier clairement, en période d'accumulation, la transition entre la période 1 et la période 2 ainsi que le passage du régime transitoire au régime permanent en période de fonte. Enfin, dans le cas de contournements, l'évolution du troisième harmonique présente une tendance à l'augmentation alors qu'elle a tendance à diminuer dans le cas de tenues.

6. L'étude de l'évolution du déphasage entre le fondamental et la tension appliquée a permis de démontrer qu'il est possible d'identifier clairement le début de l'accumulation de glace. Cette information, couplée avec la détection de la transition t_s , est capitale puisqu'elle permet d'évaluer la durée de la période 1 et d'en déduire le taux moyen d'accumulation, la conductivité de l'eau d'accumulation ainsi que la dangerosité de l'accumulation. Le début de l'accumulation, détecté d'après le changement de la pente du déphasage, a été clairement identifié par un réseau de neurones dédié spécifiquement à cette tâche.
7. Les tests effectués sur les isolateurs standards de poste sous différentes conditions expérimentales ont montré que l'établissement de l'arc blanc conduit, dans la grande majorité des cas, au contournement des isolateurs. Cette remarque a conduit au développement d'une méthodologie dans le but d'alerter, en période de fonte, l'approche de l'établissement de l'arc électrique blanc conduisant au contournement.

La méthodologie développée utilise un réseau de neurones qui permet de prédire l'apparition de l'arc blanc en se basant sur l'identification et l'analyse de la fréquence d'apparition des arcs électriques partiels. Le délai obtenu entre la prédiction et l'apparition de l'arc blanc s'échelonne de 1 minute à plus de 36 minutes dépendamment de la conductivité de l'eau d'accumulation et de l'épaisseur de glace.

En résumé, à partir des résultats et méthodes développées, il est possible de développer un système de surveillance en temps réel des isolateurs standards de poste qui pourrait permettre de :

- i) détecter le début et l'arrêt de l'accumulation de glace,
- ii) évaluer la dangerosité de l'accumulation de glace en estimant le taux moyen d'accumulation et la conductivité de l'eau d'accumulation,
- iii) estimer l'épaisseur de glace lors de l'arrêt de l'accumulation,
- iv) détecter le début de la période de fonte qui est marquée par l'initiation des arcs électriques partiels,
- v) prédire l'apparition de l'arc électrique blanc qui peut conduire au contournement électrique.

7.2 Recommandations pour les travaux futurs

Les résultats, analyses et méthodologies présentés dans cette thèse ont largement contribué à la compréhension de l'évolution du courant de fuite circulant à la surface des isolateurs standards de poste recouverts de glace, pour les périodes d'accumulation et de fonte. Les résultats ont cependant révélé aussi quelques limitations ouvrant la voie à de nouvelles études qui pourront aider à développer un système encore plus opérationnel pour la surveillance en temps réel des isolateurs standards de poste. Ainsi, pour les travaux futurs, nous suggérons ces quelques recommandations qui suivent.

Dans un premier temps, il pourrait s'avérer important de pouvoir déterminer l'influence de certains paramètres météorologiques tels la vitesse du vent, le taux de réchauffement et l'humidité, sur le contournement des isolateurs recouverts de glace spécialement durant la période de fonte. En effet, la plupart des travaux effectués sur le contournement des isolateurs recouverts de glace ont étudié l'influence des paramètres environnementaux appliqués pendant la période d'accumulation alors que peu d'entre eux ont été consacrés aux paramètres appliqués pendant la période fonte.

Dans un second temps, il serait important de mener l'étude de l'évolution du courant de fuite sur des isolateurs standards de poste pré-pollués, c'est-à-dire ayant été recouverts initialement d'une couche de pollution. Cela permettrait de simuler des cas de pollution hivernale, par exemple pour des postes proches des autoroutes pour qui le salage demeure une problématique réelle pour la tenue diélectrique des isolateurs.

D'autre part, le développement du système de surveillance ne peut être finalisé sans une analyse détaillée des évolutions de courant de fuite provenant de postes de distribution et d'interconnexion et accompagnées de données environnementales telles que la température et la vitesse du vent. Pour cela, il serait intéressant de pouvoir consulter les banques de données de compagnies électriques telles qu'Hydro-Québec afin de valider le système final. Dans le cas où cela ne serait pas possible, il faudrait alors développer une procédure expérimentale de laboratoire spécifique qui puisse au mieux simuler différents scénarios d'accumulation de glace comme par exemple des taux d'accumulation discontinus, des accumulations intermittentes, etc.

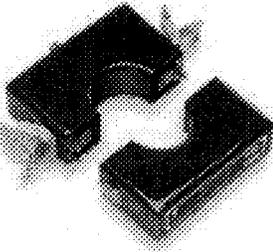
Enfin, il pourrait être aussi fort intéressant de compléter les tests de contournement sous tension de service sur les isolateurs standard de poste pour différentes épaisseurs de glace et différentes conductivités d'eau d'accumulation. Ces tests permettraient de compléter la construction du diagramme bidimensionnel (contournement en fonction de l'épaisseur et de la conductivité de l'eau d'accumulation) qui a été proposé dans cette étude dans le but d'estimer la probabilité de contournement au cours de la période d'accumulation à partir des informations et analyses déduites du système de surveillance.

ANNEXE

SPECIFICATIONS TECHNIQUE DE CERTAINS SYSTEMES INDUSTRIELLE DE LA SURVEILLANCE DU COURANT DE FUITE DES ISOLATEURS A HAUTE TENSION

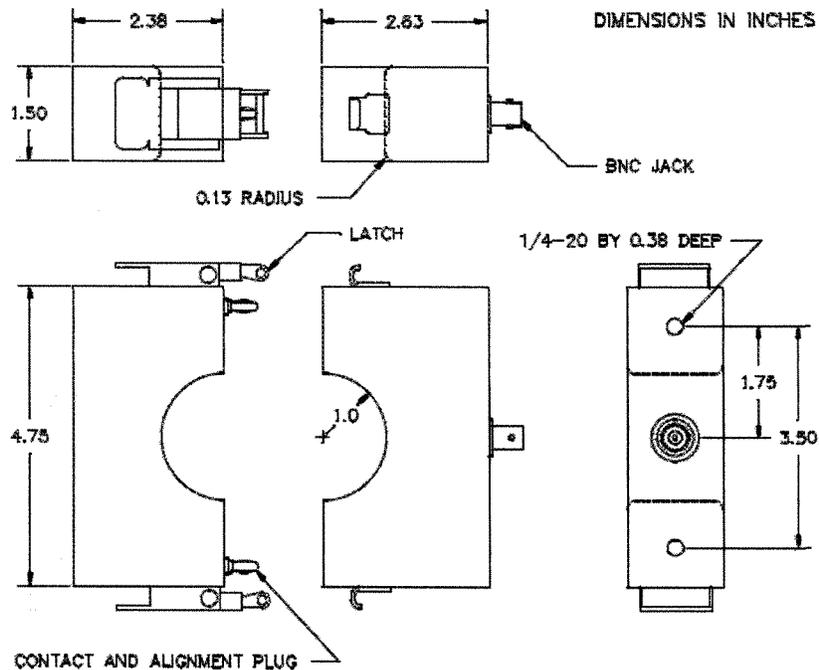
PEARSON ELECTRONICS, INC.

PEARSON™ CURRENT MONITOR MODEL 3525



Sensitivity	0.1 Volt/Ampere +1/-0%
Output resistance	50 Ohms
Maximum peak current	5,000 Amperes
Maximum rms current	100 Amperes
Drop rate	0.004 %/microsecond
Useable rise time	25 nanoseconds
Current time product	0.5 Ampere-second maximum
Low frequency 3dB point	5 Hz (typical)
High frequency 3dB point	15 MHz (typical)
I/f figure	2.5 rms Amperes/Hz
Output connector	BNC
Operating temperature	0 to 65°C
Weight	3.7 pounds

© 2005 Pearson Electronics, Inc. 3525.wpd 050404



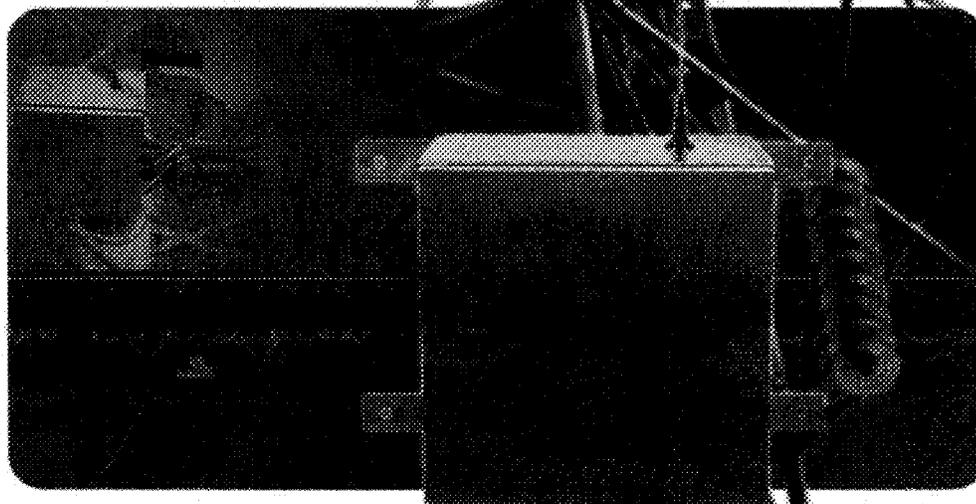
Pearson Electronics, Inc. • 4009 Transport Street • Palo Alto, CA 94303
 Telephone 650-494-6444 • FAX 650-494-6716 • www.pearsonelectronics.com

Pollution Monitor

Insulator Current Leakage Monitoring System

DMS 

- Overhead & Substation Insulators
- AC & DC Networks up to 500KV
- Automated Condition Monitoring
- Remote Communications
- Scalable & Modular

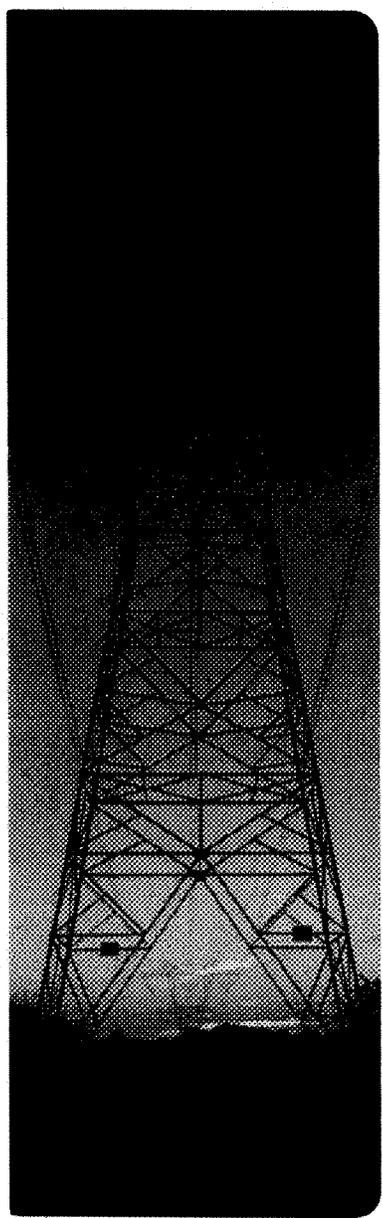


The Pollution Monitor is used by utilities world wide to monitor the performance of ceramic, glass and polymer insulators. The system monitors the surface leakage and discharge currents of insulators help utilities with:

- Scheduling insulator washing programs
- Preventing unnecessary flashovers and outages
- Maximizing insulator reliability
- Improving overall network performance
- Determining insulation performance in a polluted environment

GridSense™

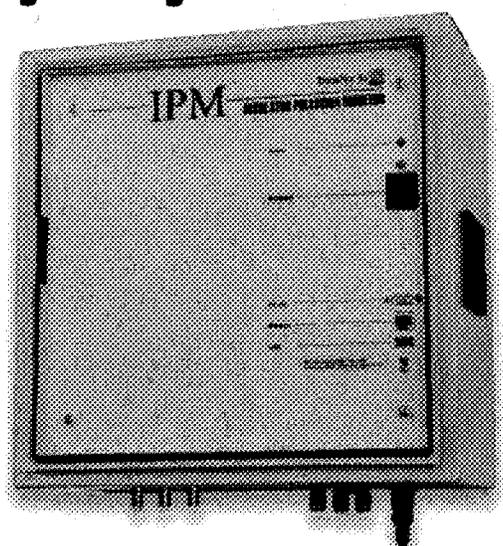
T&D Solutions Since 1974



IPM

POLLUTION

Continuous on-line Pollution Monitoring of High Voltage Insulators

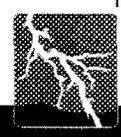


IPM – Insulator Pollution Monitor

A complete system designed to monitor the level of pollution on your high voltage insulators to avoid flashovers and serious disturbance to the power supply.

TransiNor As

A Doble Company



The IPM System

The IPM is designed to perform continuous on-line monitoring of external pollution effects on high-voltage insulators and other insulator housings, like surge arresters and bushings.

In many areas, pollution causes flashovers on overhead lines and substation insulators, resulting in serious disturbances of the electric power supply. Cleaning insulators can prevent problems, but it is a costly practice especially if the timing is wrong.

The IPM measures the surface leakage current of the insulators and thereby can classify the severity of the pollution. This information can be used to make decisions on maintenance on insulators.

Benefits of the IPM

- Allows you to determine when cleaning and maintenance of insulators is needed to prevent pollution flashovers.
- Reduces insulator maintenance cost by enabling you to clean insulators only when necessary.
- Validates performance characteristics of different insulator designs (shape and length) and/or insulator materials under polluted environments.
- Allows you to define the pollution severity in local areas for pollution class specification of equipment.

The IPM is designed to assess site severity and to give an alarm when pollution levels exceed predefined threshold values. The threshold values

can be obtained by experience and/or laboratory tests.

System Application

Typical application areas for the IPM:

- Along coastal areas exposed to salt pollution
- Areas with heavy industrial pollution
- Close to highways where road salt is used

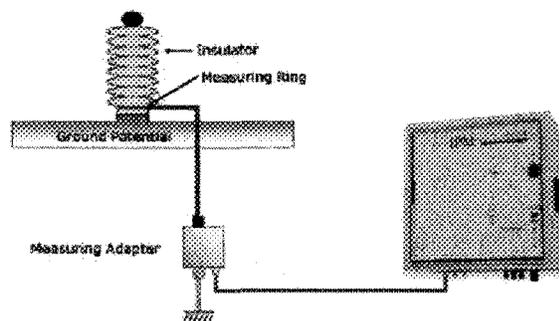
The system is suitable for use on all kinds of insulators: glass, porcelain, polymeric and voltage levels from 11 kV to 765kV.

IPM Recordings

- **Cumulative charges**
Calculates the integral of the measured leakage current
- **Peak leakage current**
Measures the highest peak of leakage current recorded during a given period of time (normally 1-hour interval)
- **Surge counting**
Measures the number of leakage current pulses above given threshold levels, thereby generating a statistical distribution of the leakage current
- **RMS current**
Calculates the RMS value of the current

Data Management

All data is stored in the data acquisition unit and is available through a web interface. The data can be downloaded for further analysis with dedicated software or spreadsheet application like Microsoft Excel. The system can be set to issue alerts when certain threshold values are exceeded.



Principle diagram of the IPM System

Technical Specifications

Number of measuring channels:
Standard 3 (Optional 6)

Measured parameters:
Cumulative charges, Peak current,
Surge counting, RMS current

Measuring range of leakage current:
0.1s ± 500mA (0 - 10V input range)

Resolution of the leakage current:
0.122mA

Peak current time resolution:
1micro (1kHz)

Accuracy:
0.01% of full scale with ±1SE (0.7mA)

Data storage:
Once every four on industrial grade
Flash disk

Integrated current start level:
0.1 to 500mA, typically 2mA

Time resolution: cumulative charges:
4 sec.

Operating temperature:
0 to +40°C

Relative humidity:
5-95% (non condensing)

Power supply:
Main voltage: 85-264 V AC (50/60 Hz) or
8-18 V DC

Communications:
RS232, Ethernet, Memory stick (optional),
standard modem or GSM module

Data analysis:
Web interface, PC software or data import
to Excel

Cabinet dimensions:
Indoor cabinet:
38 x 38 x 21 cm, 15 x 15 x 8 inches
Weight: 17 kg / 37.5 lbs
Outdoor cabinet available upon request

Shunt dimensions:
Box: 10 x 12 x 6 cm, 4 x 5 x 2.5 inches
Total length with ground connections:
30 cm / 12 inches
Weight: 0.8 kg / 1.8 lbs

Note: Specifications are subject to change
without notice.

TransiNor As

A Doble Company





[Back to Products page](#)

Pollution Monitoring of High Voltage Insulator Surfaces.

Pollution related flashovers across the HV or EHV electric power plant could be prevented if the surface pollution is monitored. The Leakage Current Monitoring System (LCMS) can be used for measuring and long-term monitoring of the leakage current on the surface of a polluted insulator. The instantaneous value of the surface leakage current and its temporal variation can be used as an indicator of the severity of insulator pollution. The LCMS system is designed to function as a monitor of conductive soluble and non-soluble pollution on the surface of an insulator. The LCMS provides on-line measurements of pollution leakage currents, logs the results, and generates appropriate alarms when necessary. A more advanced version of the system, LCMS-2, is equipped with a module which provides a periodical clean-fog whetting of the monitored insulator.

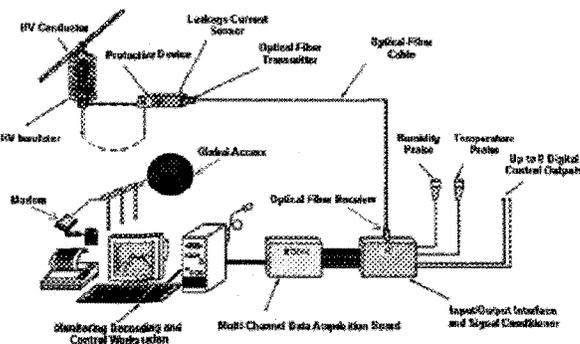


Fig1:LCMS Block

Diagram

Features:

- On-line LCMS system
- PC based design
- 32 bit Windows based, menu driven multitasking software support
- On-screen display of "real-time" monitoring results and Min, Max, Average values of LC over pre-selected time intervals
- Nine selectable logging rates 1, 5, 10, 30sec and 1, 5, 10, 20, 30min
- Data security using Daily, Weekly, Monthly and Yearly auto-file creation menu
- On-screen "real time" graph tracing Leakage current, Temperature and Relative Humidity changes
- Fiber optic communication link used between the HV equipment and monitoring/recording workstation.
- Compact, low cost and weather-resistant sensor design
- 2 stages of over-voltage and over-current protection

- High-level pollution Alarm dry-contact closure output
- High-level pollution Alarm monitoring and recording
- Sensor Failure Alarm on-screen monitoring
- Remote data upload via a phone line
- System Failure Alarm with dry-contact output
- Historian data log to a CSV file format suitable for Excel or any other text-based S/W applications
- 6 independent leakage current monitoring channels
- Remote data upload via the phone line
- 6 independent leakage current monitoring and recording channels
- Ambient temperature monitoring and recording
- Ambient Relative Humidity monitoring and recording
- Fast scanning rate of up to 100kHz
- Optional Spraying system for periodical artificial insulator wetting AWS
- 7 days timer to control all 6 output channels for periodic insulator spraying
- Mouse operated Human to Machine Interface HMI



Fig2:LCMS Control Panel HMI

Specifications

LC Sensor Sensitivity (a measuring resistor determines the sensitivity range of the LCMS)

Measuring resistor 10 Ω , 50 Ω , 100 Ω , 1000 Ω

Leakage current range 0.1-400mA, 0.02-80mA, 0.01-40mA, 0.001-4mA

Resolution 100 μ A, 20 μ A, 10 μ A, 1 μ A

Other Characteristics of LC sensor (without measuring resistor)

Continuous RMS level 4 V RMS

Input Impedance 10E+12 Ω

Accuracy of Output +/-0.5% of FS reading

Transmission Frequency Range 0-10kHz

Total Error for 1kHz Sine Wave Input for 0-2 V rms. 0.3/0.3 +/-mV, +/-% of reading

for 0-4 V rms. +/-2% max of reading

Non-linearity for 0-2 V ac. 0.25 % of reading

Power Consumption 0.25 VA each

Power supply requirements 5V DC +/-12%

Built-in Overcurrent Protection 20kA

Built-in Overvoltage Protection 64V

Overall dimensions 150 x 110 x 65 mm

Weight 350g

Optical Fiber Communication Cable

Type Multimode 62.5/125

Maximum length of transmission 1000m

Connector type ST

Combined Temperature and Humidity Sensor

Temperature -10 to +60deg C +/-0.5%

Relative Humidity 35 to 95% +/-3%

NEW GENERATION

LCM II

**System for Live Condition
Check of your Metal Oxide
Surge Arresters (MOSA)**



**LCM II - A complete system for condition monitoring
of your Metal Oxide Surge Arresters.**
«No interruption of service operation»

WORLDWIDE POWER DIAGNOSTICS

www.transnor.no

TRANSNOR AS

LCM II Features

The new LCM II System features the following benefits for handling all your surge arrester monitoring needs:

- Portable
- Arrester ID
- Data Management
- Cost Effective
- Continuous Monitoring

Portable: Instrument for inspection of surge arresters for condition assessment on a regular basis. New LCM II is battery operated.

Arrester ID: Unique identification of each surge arrester makes Data Management easy. LCM II can store 1000 surge arrester ID's and measurements performed in the field.

Data Management is secured through new Windows® LCM II Software handling all your surge arrester readings. Defines individual surge arrester types including operational parameters. Software includes e.g. possibility to perform evaluation of groups of surge arresters e.g. same type of arresters or alternatively for a region.

Cost effective: Inspection of a surge arrester takes less than 10 minutes on location and can be performed with the arrester in live operation (no disturbance of power distribution).

Continuous Monitoring: LCM II can be used for continuous monitoring of one or more arresters to investigate details in leakage current changes versus time. Can also be used for continuous registration in substations of big importance to the system operation reliability. Available solutions include on-line configurations using modem communication between LCM II instrument and PC software.

LCM II - The Technique

Well-proven and acknowledged monitoring technique using third-order harmonic analysis with compensation.

Rated according IEC 60099-5 as the best field monitoring technique for Metal Oxide Surge Arresters (MOSA).

LCM II records operating voltage and temperature during field measurements.

The LCM II measurements are automatically normalized to standard ambient temperature (+20°C) and 0.7x rated arrester voltage based on recorded temperature and operating voltage during field measurement. Measurements performed under different conditions can thereby easily be compared.

Performing Field Measurements

LCM can only be used for arresters on insulated base and with a separate earth lead.

Arrester ID is downloaded from PC software to LCM II instrument prior to performing inspection of surge arresters. LCM II can store 1000 arrester ID's.

On location choose correct arrester ID and perform measurement. LCM II can store 1000 measurements performed in the field.

After completion of field measurements

LCM II

TECHNICAL

Dimension:

Instrument:
WxHxD = 21x13x 30 cm.
WxHxD = 8x5x12 in.

Weight:

Instrument: 4.9 kg / 10.9 lbs.
Field and current probe 1.5 kg / 3.3 lbs.
Complete unit: 11 kg / 24.5 lbs.

Environmental:

Instrument enclosure IP 54.

Operating temperature:

Operating: -10 to +50 °C

14 to 122 °F

Storage: -20 to +70 °C

-4 to 158 °F

Main voltage:

12 - 15 VDC or 110 - 230 VAC 50/60 Hz

Battery: 9.6V 2.4 Ah

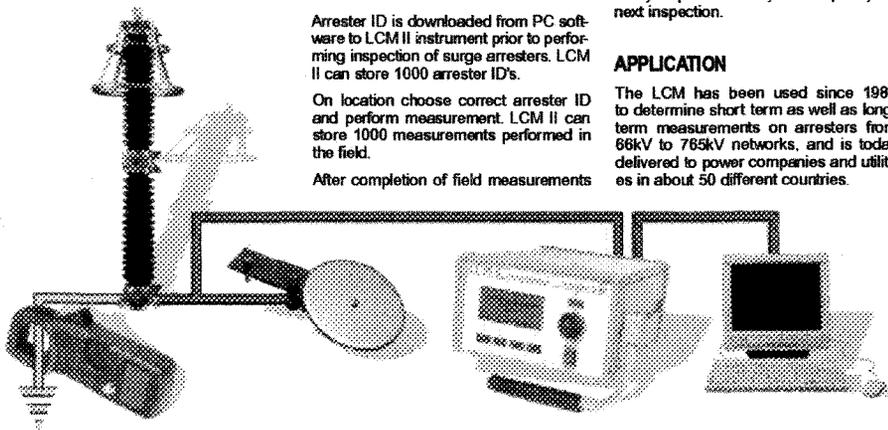
Capacity: 8 hours use

Charging: 1.5 h.

stored data are transferred from LCM II instrument to PC software. You are now ready to perform analysis and plan your next inspection.

APPLICATION

The LCM has been used since 1989 to determine short term as well as long-term measurements on arresters from 86kV to 765kV networks, and is today delivered to power companies and utilities in about 50 different countries.



General overview of LCM II condition monitoring system.

TRANSLINOR POWER DIAGNOSTICS

Phone: +47 73 82 83 50 - Telex: +47 73 82 83 73
E-mail: translinor@translinor.no

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] M. utilisée, J. Kiernicki, "Contournement Électrique des Isolateurs Recouverts de Glace", Revue canadienne de génie électrique et informatique, vol.22, no.3, pp.95-109, juillet 1997
- [2] C.L. Phan, M.A. Allaire et P. McComber, "Accumulation du Verglas sur les Nouveaux Type d'Isolateurs Sous Haute Tension", Can. Elec. Eng. J. Vol2, N°4, 1997.
- [3] Task Force 33.04.09, "Influence of Ice and Snow on The Flashover Performance of Outdoor Insulators, Part I: Effects of Ice", ÉLECTRA, No. 187, pp. 91-111, décembre 1999.
- [4] Kannus K, "Aspect of the Electrical Performance of High Voltage insulator and Metal Oxide Surge Arresters under Various Environmental Stresses", Tampere University of Technology, Publications 229, 1998.
- [5] A.E. Boyer et J.R. Meale, «Insulation flashover under icing conditions on the Ontario-Hydro 500 kV transmission line system», dans Proc. CE,A Spring Meeting, Montréal, Québec, p. 20, mars 1988.
- [6] W.A. Chisholm et al., «The cold-fog test,» IEEE Paper 96 WM099-2 PWRD, présenté à IEEE-PES Winter Meeting, Baltimore, Md, janvier 1996.
- [7] Hydro-Québec, «Analysis of the Hydro-Quebec system blackout in April 1988», Rapport officiel d'Hydro-Québec, Montréal, Québec, juillet 1988.
- [8] M. Kawai, "AC Flashover Tests at Project UHV on ice-covered Insulators," IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, vol. PAS-89, no 8, pp. 1800-1804, novembre/décembre 1970.
- [9] .D. Charneski, G.L. Gaibrois et B.F. Whitney, «Flashover tests on artificially iced insulators», IEEE; Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-101, no 8, pp. 2429-2433, août 1982.
- [10] J.S. Forrest, «The performance of high voltage insulators in polluted atmospheres», présenté à IEEE Winter Meeting, New York, N.Y., 1969.

- [11] H. Matsuda, H. Komuro et K. Takasu, «Withstand voltage characteristics of insulator strings covered with snow or ice», IEEE Trans. Power Delivery, vol. PWRD-6, pp. 1243-1250, juillet 1991.
- [12] S.M. Fikke, J.E. Hanssen et L. Rolfseng, «Long range transported pollution and conductivity on atmospheric ice on insulators», IEEE Trans. Power Delivery, vol. PWRD-8, no 3, pp. 1311-1321, juillet 1993.
- [13] L. Shu, C. Sun, J. Zhang et L. Gun, “AC flashover performance of iced insulators under pressure and pollution conditions”, Proc. 8th Int. Symp. High Voltage Engineering, Yokohama, Japon, Article 46.03, pp.1-4, août 1993.
- [14] M. FARZANEH, I. FOFANA, C. TAVAKOLI & X. CHEN, « Dynamic Modeling of DC Arc Discharge on Ice Surfaces ». IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 10, pp. 463-474, juin 2003.
- [15] C. TAVAKOLI, I. FOFANA & M. FARZANEH, « Physical Modelling Of DC Electric Arc Propagation On An Ice Surface ». Comptes rendus de la 13th International Symposium on High-Voltage Engineering (ISH), Delft, Hollande, août 25-29, CD-ROM, 2003.
- [16] I. FOFANA, C. TAVAKOLI & M. FARZANEH, « Dynamic Modelling of AC Iced Insulator Characteristics ». Comptes rendus de la IEEE Power Tech, Paper 308, Bologna, (Italy), juin 23-26, 2003.
- [17] M. FARZANEH, I. FOFANA, C. TAVAKOLI, « Process and Modeling of AC Arc Development on an Ice Surface », Proceedings of the 10th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, IWAIS 2005, Montréal, Québec, Canada, pp. 225-231, juin 2005.
- [18] C. TAVAKOLI, M. FARZANEH, I. FOFANA & A. BÉROUAL, « Dynamics of AC Arc on Surface of Ice Accumulated on an Insulator String ». IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol.13, no.6, pp. 1278-1285, décembre 2006.
- [19] C. TAVAKOLI, I. FOFANA & M. FARZANEH, « Modeling of an AC Arc Process on an Ice Surface ». Comptes rendus de la Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Montréal, Canada, mai 2003.
- [20] I. FOFANA, M. FARZANEH, C. TAVAKOLI & A. BÉROUAL, « Dynamic Modeling of Flashover Process on Insulator under Atmospheric Icing Conditions ». Comptes rendus de la 2001 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Kitchener, Ontario, pp. 605-608, octobre 2001.

- [21] J. ZHANG, M. FARZANEH & J. FARZANEH-DEHKORDI, « Prediction of the Flashover Performance of Ice-Covered Insulators», Proceedings of the 10th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, IWAIS 2005, Montréal, Québec, Canada, pp. 191-196, juin 2005.
- [22] J. FARZANEH-DEHKORDI, J. ZHANG & M. FARZANEH, « Experimental study mathematical modelling of flashover on extra-high voltage insulators covered with ice », Hydrological Processes, Vol. 18, pp. 3471-3480, 2004.
- [23] J. FARZANEH-DEHKORDI, J. ZHANG & M. FARZANEH, « Experimental and Mathematical Modeling of Flashover on EHV Insulators Covered with Ice », Comptes rendus de la 61st Eastern Snow Conference, Portland, Maine, États-Unis, pp. 3-12, juin 2004.
- [24] M. Farzaneh & J. Zhang, “Modeling of DC Arc Discharge on Ice Surfaces” IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 2, pp. 81-86, 2000.
- [25] Farzaneh, M., Zhang, J. and Chen, X., « Modeling of the AC Arc Discharge on Ice Surfaces », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 1, pp.325-338, 1997.
- [26] M. Fernando, “Performance of Non-ceramic Insulators in Tropical Environments”, Ph.D thesis, Chalmers University of Technology, Sweden, 1999.
- [27] O. Takenouchi, M. Otsubo, N. Anami, C. Honda and Y. Hashimoto, “Evaluation of Cumulative Charge of Dray Band Arc Using the Differential Technique and the Emission Observation in Salt Fog Test”, XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, Netherlands, 2003.
- [28] A.N. Jahromi, A.H. El-Hag, S.H. Jayaram, E.A. Cherney, M. Sanaye-Pasand, H. Mohseni, A Neural Network Based Method for Leakage Current Prediction of Polymeric Insulators, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY PWRD, VOL 21; NUMB 1, pages 506-507, 2006.
- [29] F. Amarth, “Electric Transmission Line Flashover Prediction System”, Ph.D Thesis and Final Report, Arizona State University, PSerc Publication 01-06, Mai 2001.
- [30] M. Farzaneh et J.F. Drapeau, “AC flashover performance of insulators covered with artificial ice”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PWZD-10, no 2, pp. 1038-1051, Avril 1995.

- [31] M. Farzaneh et J. Kiernicki, "Flashover problems caused by ice build up on insulators", IEEE Electrical Insulation Mag., vol. 11, no 2, pp. 5-17, mars/avril 1995.
- [32] M. Farzaneh, J. Kiernicki, R. Chaarani, J.F. Drapeau et R. Martin, "Influence of wet-grown ice on the AC flashover performance of ice-covered insulators", 9th Int. Symp. On High Voltage Engineering, Graz, Autriche, Article no 3176, pp. 1-4, août/septembre 1995.
- [33] M. Farzaneh, "Ice Accretion on High-Voltage Conductors and Insulators and Related Phenomena". Invited article, Philosophical Transactions of The Royal Society, London, no. 358, pp. 1-35, 2000.
- [34] M. Farzaneh (Chair) et al., "Insulator Icing Test Methods and Procedures", A Position Paper prepared by the IEEE TF on Insulator Icing Test Methods, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 4, pp. 1503-1515, octobre 2003.
- [35] J.F Drapeau, M. Farzaneh, M. Roy, R. Chaarani and J. Zhang, "An Experimental Study of Flashover Performance of Various Post Insulators under Icing Conditions", 2000 Annual Report of IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Victoria, pp. 359-364, octobre 2000.
- [36] M. Hara, and C. L. Phan, "Leakage Current and Flashover Performance of Iced Insulators", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 3, pp. 849-859, 1979.
- [37] M. Hara et C. L. PHAN, "A study of the leakage current of HN insulators under glaze and rime", Can. ELEC. ENG. J. Vol.3, pp. 15-22, 1978.
- [38] D. Kuroiwa, «Icing and snow accretions on electric wires,» U.S. Army Cold Régions Research and Engineering Laboratory, Rapport de recherche 123, ppp. 1-10, 1965.
- [39] I. Imai et Ichiro, «Studies on ice accretion», Research on Snow and Ice, no 1, pp. 35-44, 1953.
- [40] H. Oguchi et al., «Icing on electric wires», Research on Snow and Ice, no 1, pp. 45-49, 1953.
- [41] C. Volat, M. Farzaneh et A. Gakwaya, "Dynamic variations of potential and electric field distributions around an ice-covered insulator during ice accretion", Proceedings of the 10th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, paper 6.8, Brno, Czech Republic, juin 2002.

- [42] E.A. Cherney, "Flashover performance of artificially contaminated and iced long-rod transmission line insulator" IEEE Trans. Power. Appar. Syst., vol. PAS- 99, pp. 46-52, février 1980.
- [43] M. Farzaneh et J. Kiernicki, "Flashover performance of IEEE standard insulators under ice conditions", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, pp. 1602-1613, octobre 1997.
- [44] M.M. Khalifa et R.M. Morris, "Performance of line insulators under rime ice", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, vol. PAS-86, no 6, pp. 692-698, juin 1968.
- [45] N. Sugawara, K. Takayama et K. Hokari, "Withstand voltage and flashover performance of iced insulators depending on the density of accreted ice", Proc. 6th Int. Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Budapest, Hongrie, pp. 231-235, septembre 1993.
- [46] M. Farzaneh, "Effect of Ice Thickness and Voltage Polarity on the Flashover Voltage on Ice Covered High Voltage Insulators," Proc. of 7th Int. Symp. on High Voltage Eng., Dresden, Germany, Vol. 4, Paper No. 43.10, pp.203-206, 1991.
- [47] M. Farzaneh, J.F. Drapeau, C. Tavakoli, et M. Roy "Laboratory investigations and methods for evaluating the flashover performance of outdoor insulators on a large scale", IW AIS-2002, Juin 2002.
- [48] C.L. Phan et H. Matsuo, «Minimum flashover voltage of iced insulators», IEEE Trans. Electrical Insulation, vol. EI-18, no 6, pp. 605-618, 1983.
- [49] T. Fujimura, K. Naito, Y. Hasegawa et K. Kawagushi, «Performance of insulators covered with snow or ice», IEEE Trans. Power. Appar. Syst., vol. PAS-98, pp. 162 11631, octobre 1979.
- [50] N. Sugawara, K. Takayama, K. Hokari, S. Ito et K. Yoshida, «Effect of icicle growth of hard rime accreted insulators on withstand voltage,» dans Proc. 8^r 1111. Symp. On High Voltage Engineering, Yokohama, Japon, Article no 46.04, pp. 157-160, août 1993.
- [51] Groupe d'action 33.04.09 de la CIGRE, « Influence de la glace et de la neige sur le comportement aux amorçages des isolateurs extérieurs, partie I: Effets de la glace », Electra, No. 187, pp. 91-111, décembre 1999.
- [52] C. L. Phan et H. Matsuo, "Minimum Flashover Voltage of Iced Insulators," IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-18-6, pp. 605-618,1983.

- [53] M. Farzaneh, J. Zhang and X. Chen, "DC characteristics of Local Arc on Ice Surface", *Atmospheric Research*, Vol. 46, pp.49-56, 1998.
- [54] K. Kannus et V. Verkkonen, «Effect of ice coating on the dielectric strength on high voltage insulators», *Proc. 4th Int. Workshop on Atmospheric Icing of Structures*, Paris, France, 1988, pp. 296-300.
- [55] K. Kannus, V. Verkkonen et E. Lakervi, "Effects of ice coating on the AC performance of medium voltage insulators", *Proc. Nordic Symp. on Electrical Insulation, NORD-IS 86*, Esbo, Finlande, juin 1986, pp. 1-11.
- [56] Z. Vuckovic et Z. Zdravkovic, «Effect of polluted snow and ice accretion on high-voltage transmission lign insulators», dans *Proc. 5^r Int. Workshop on Atmospheric Icing of Structures*, Tokyo, Japon, Article B4-3, pp. 1-6, octobre/novembre 1990.
- [57] M. Farzaneh et J. Kiernicki, "Flashover Performance of ice-covered Insulators" *Canadian Journal of Elec. and Computer Eng.*, Vol. 22, No. 3, pp. 95 - 109, juillet 1997.
- [58] M. Farzaneh, J. Kiernicki et J.F. Drapeau, «AC flashover performance of H.V. under glane and rime», *Proc. IEEE Conf. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena 93CH3296-8*, Pocono Manor, pp. 499-507, octobre 1993.
- [59] R. Chaarani « Étude de l'influence des caractéristiques des isolateurs sur leurs performances électriques dans des conditions de givrage » thèse de doctorat présentée devant l'UQAC, pp 74-107, 2003.
- [60] M. Farzaneh J. Zhang, R. Chaarani et S.M. Fikke, "Critical Conditions of AC Arc Propagation on Ice Surfaces", *Conference Record of the 2000 IEEE Int. Symp. On Electrical Insulation*, Anaheim, Ca, USA, pp. 211-215, avril 2000.
- [61] Bui, H. T., Phan, L. C., Huraux, C. and Pissolato, J., "HVDC Flashover on the Surface of Conductive Ice", *IEEE International symposium on Electrical Insulation*, Montreal, Canada, Paper 84CH1964-6, pp. 85-88, 1984.
- [62] Schneider, H. M., "Artificial Ice Tests on Transmission Line Insulators-A Progress Report", *IEEE/PES Summer Meeting*, San Francisco, USA, Paper A75-491-1, pp. 347-353, 1975.
- [63] K. J. Lloyd et H. M. Schneider, "Insulation for Power Frequency Voltage," *Transmission Line Reference Book (345 kV and above)*, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, USA, 1982.

- [64] F. Su et Y. Jia, «Icing on insulator string of H.V. transmission lines and the harmfulness», dans Proc. 3rd Int. Offshore and Polar Engineering Conf., Singapour, pp. 655-662, Juin 1993.
- [65] X. Chen, "Modeling of Electrical Arc on Ice Surfaces" Thesis of Ph.D. in Engineering, UQAC-École Polytechnique de Montréal, 1999.
- [66] J. Zhang & M. Farzaneh, "Computation of AC Critical Flashover Voltage of Insulators Covered with Ice," Proc. of 1998 Int. Conf. on Power System Technology, Beijing, China, Vol. 1, pp. 524-528, August, 1998.
- [67] A.M. Cassie, "Arc Rupture and Circuit Severity: A New Theory," CIGRE Report, No. 102, Paris, France, 1939.
- [68] M. Farzaneh, J. Zhang & X. Chen, "A laboratory study of leakage current and surface conductivity of ice samples", Proc. Conf. on Elec. Ins. and dielec. Phenomena, Arlington, USA, Article 9456-1, pp. 631-638, 8A-1, Oct. 1994.
- [69] V.F. Petrenko., "Electromechanical Phenomena in Ice", Special Report 96-2, U.S Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory, février 1996.
- [70] C. Volat, "Calcul de la distribution du potentiel du champ électrique le long des surfaces de glace recouvrant les isolateurs haute-tension et dans les intervalles d'air entre celles-ci" Thèse Ph.D. en Ingénierie, UQAC, 2002.
- [71] F. Obenaus, "Kriechweguberschlag von Isolatoren mit Fremdschichten," Elektrizitätsirtschaft, Heft 24, pp 878-882, 1960.
- [72] J. Zhang et M. Farzaneh, "Propagation of AC and DC Arcs on Ice Surface", IEEE Trans. On Dielectrics and electrical Insulation, Vol.7, no.2, pp. 269-276, avril 2000.
- [73] P. Cline, W. Lannes and G. Richards, "Use of pollution monitors with a neural network to predict insulator flashover", Electric Power Systems Research No42, pp. 27-33, 1997.
- [74] T. Suda, "Study of the Frequency Characteristics of Leakage Current Waveforms of Artificially Polluted 12t Suspension Insulators by the Clean Fog Method", ISH 1999.
- [75] Charles J.Kim, James A. Momoh and Heung-Jae-Lee, "Phase-Time Analysis of the Leakage Impulse Current of Faulty Line-Post Pin Insulators", the Korea Science and Engineering Foundation, under Grant # 1999-2-30200007-3.

- [76] K.L. Butler, S.Khan, B.D. Russell, "Analysis of Incipient Behavior of Multiple Distribution Insulators", IEEE, 1999
- [77] N. Anami, S. Yamashita, Z. Yong, M. Otsubo, C. Honda and, "Proposal of Separate Technique using Differential Value of leakage Current", Annual Report Conference on Electrical and Dielectric Phenomena, pp 339-342, 2002.
- [78] E. Thalassinakis, C.G. Karagiannopoulos, "Measurements and Interpretations Concerning Leakage Currents on Polluted High Voltage Insulators", Measurement Science and Technology, 14, pp 421-426, 2003.
- [79] A.S. Ahmad, P.S. Ghosh, S. Shah Nawaz Ahmed, S.A.K. Aljunid: "Assessment of ESDD on high-voltage insulators using artificial neural network", Electric Power Systems Research, (U.K.), Vol. 72, no. 2, pp.131-136, décembre 2004.
- [80] T. Suda, « Frequency characteristics of leakage current waveforms of an artificially polluted suspension insulator », Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on [see also Electrical Insulation, IEEE Transactions on, Volume 8, Issue 4, Page(s):705 – 709, août. 2001.
- [81] T. Suda, « Frequency characteristics of leakage current waveforms of a string of suspension insulators », Power Delivery, IEEE Transactions on, Volume 20, Issue 1, Page(s):481 – 487, janvier 2005.
- [82] A.H. El-Hag, S. Jayaram, E.A. Cherney, « Low frequency harmonic components of leakage current as a diagnostic tool to study aging of silicone rubber insulators », Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2001 Annual Report. Conference on, 14-17, Page(s):597 – 600, octobre 2001.
- [83] F. Amarh, G.G. Karady, R. Sundararajan, « Linear stochastic analysis of polluted insulator leakage current », Power Delivery, IEEE Transactions on, Volume 17, Issue 4, Page(s):1063 – 1069, octobre 2002.
- [84] F. Amarh, G.G. Karady, R. Sundararajan, « Level crossing analysis of leakage current envelope of polluted insulators », Power Engineering Review, IEEE Volume 21, Issue 8, Page(s):46 – 49, août 2001.
- [85] G.G. Karady, F. Amarh, « Extreme value analysis of leakage current envelope of polluted insulators », Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE Volume 4, Page(s):2531 - 2535 vol. 4, 16-20 juillet 2000.
- [86] Ziyu Zhao; Hengkun Xie; Zongren Peng, "A newly developed leakage current monitoring system for the assessment of insulator pollution severity", Electrical Insulating Materials, 1995. International Symposium on, Page(s):319–322, 17-20 Sept. 1995

- [87] B. Pokarier, C. Lee, D. Hawker, "Leakage current monitoring of composite long rod insulators", *Properties and Applications of Dielectric Materials, 1994.*, Proceedings of the 4th International Conference on, Volume 2, Page(s):530-533, 3-8 July 1994
- [88] A.E. Vlastos, T. Orbeck, "Outdoor leakage current monitoring of silicone composite insulators in coastal service conditions", *Power Delivery, IEEE Transactions on* Volume 11, Issue 2, Page(s):1066 – 1070, April 1996
- [89] Jeong-Ho Kim et al, "Leakage current monitoring and outdoor degradation of silicone rubber", *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on* [see also *Electrical Insulation, IEEE Transactions on*] Volume 8, Issue 6, Page(s):1108–1115, Dec. 2001
- [90] J.L. Fierro-Chavez, Z. Ramirez-Vazquez, G. Montoya-Tena, "On-line leakage current monitoring of 400 kV insulator strings in polluted areas", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* Volume 143, Issue 6, Page(s):560 – 564, Nov. 1996
- [91] D. Devendranath, G. Girija, R.S. Shivakumara Aradhya, B. Gunasekaran, A. Bhaskaran, "Development and application of a multi channel current integrator-cum-peak classifier for online monitoring of leakage current on RTV coated insulators", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* Volume 152, Issue 2, Page(s): 247–252, 4 March 2005
- [92] E. Fontana et al, "Novel sensor system for leakage current detection on insulator strings of overhead transmission lines" *IEEE Transactions on* Volume 21, Issue 4, Page(s): 2064–2070, Oct. 2006
- [93] M. Khalifa, A. El-Morshedy, O.E. Gouda,; S.E.-D. Habib, "A new monitor for pollution on power line insulators. II. Simulated field tests", *Generation, Transmission and Distribution* [see also *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*], *IEE Proceedings C* Volume 135, Issue 1, Page(s): 24–30, Jan. 1988
- [94] I. Ramirez-Vazquez, J.L. Fierro-Chavez, "Criteria for the diagnostic of polluted ceramic insulators based on the leakage current monitoring technique, *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1999 Annual Report Conference on* Volume 2, Page(s): 715-718 vol.2, 17-20 Oct. 1999
- [95] International Electrotechnical Commission (IEC), "Artificial Pollution Tests on High-voltage Insulators to be Used on A.C. Systems", *International Standard 60507, 1991.*

- [96] M. FARZANEH & S. BRETTSCHEIDER, "Étude de la tension de tenue des isolateurs de postes en présence de glace atmosphérique en vue d'un choix approprié de type et configuration d'isolateurs de postes à 735 kV. Volume 1 : Étude en vue du choix d'isolateurs pour le futur poste Montérégie". Rapport présenté à Hydro-Québec TransÉnergie, Direction expertise et support, Vol. 1, 62 p, septembre 2001.
- [97] M. FARZANEH & C. TAVAKOLI, "Essais supplémentaires sur des colonnes isolantes triple alternance type Alstom recouvertes de glace". Rapport présenté à l'IREQ. Chaire industrielle CRSNG /Hydro-Quebec/UQAC sur le givrage atmosphérique des équipements des réseaux électriques (CIGELE), 7 p, décembre 2001.
- [98] M.Farzaneh, C.Volat et A. Gakwaya, « Electric Field Around an Ice-covered Insulator Using Boundary Element Method », Conference Record of the 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Anaheim, CA USA, pp.349-355, avril 2000.
- [99] M. Farzaneh, I. Fofana, C. Tavakoli et X. Chen, "Dynamic Modelling of DC Arc Discharge on Ice Surfaces", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, (sous presse).
- [100] B.Kosko: "Neural Network for signal processing", édition Prentice-Hall. 1992.
- [101] P.Antognetti and V.Milutinovic: "Neural Networks", volume II, édition Prentice-Hall.1991.
- [102] B.Muller, J.Reinhardt, M.T.Strickland : "Neural Networks : an introduction", édition Springer, 1995.
- [103] J.A.Hertz,A.S.Krogh and R.G.Palmer : "Introduction to the theory of neural computation", Artificial Intelligence. 1993
- [104] Hervé Abdi : "les réseaux de neurones", édition Press Université de Grenoble, 1994.
- [105] H.Demuth, M.Beale : "Neural Network Toolbox for use with Matlab", Version 3.
- [106] Kohonen, T. Self-Organization Maps. (3rd edition 2001). Springer, Berlin

PUBLICATIONS DÉCOULANT DE CETTE RECHERCHE DOCTORALE

F. MEGHNEFI, C. VOLAT & M. FARZANEH, « Temporal and Frequency Analysis of the Leakage Current of a Station Post Insulator During Ice Accretion », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Special Issue on Ice-Covered Insulators, vol. 14, no. 6, décembre 2007, pp. 1381-1389

C. VOLAT, F. MEGHNEFI & M. FARZANEH, « Analysis of Leakage Current of an Ice-Covered Insulator during Ice Accretion », Proceeding of the IEEE PES Transmission and Distribution Conference, Dallas, USA, mai 2006, pp. 485-490.

F. MEGHNEFI, M. FARZANEH & C. VOLAT, « Characterization of Leakage Current of a Post Station Insulator Covered with Ice with Various Surface Conductivities », 2005 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Nashville, USA, octobre 2005, pp. 333-336.

F. MEGHNEFI, C. VOLAT, & M. FARZANEH, « Temporal and Frequency Study of the Evolution of the Waveform of the Leakage Current of the Ice-Covered Insulators », Proceedings of the 10th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, IW AIS 2005, Montréal, Québec, Canada, juin 2005, pp. 203-208.