

Titre: Évaluation des instruments de mesure de faible puissance pour une application de protection d'alternateur
Title:

Auteur: Michel Normandeau
Author:

Date: 2017

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Normandeau, M. (2017). Évaluation des instruments de mesure de faible puissance pour une application de protection d'alternateur [Master's thesis, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/2588/>
Citation:

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/2588/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Jean Mahseredjian
Advisors:

Programme: génie électrique
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉVALUATION DES INSTRUMENTS DE MESURE DE FAIBLE PUISSANCE POUR UNE
APPLICATION DE PROTECTION D'ALTERNATEUR

MICHEL NORMANDEAU

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLOME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCE APPLIQUÉES

(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

JUIN 2017

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

ÉVALUATION DES INSTRUMENTS DE MESURE DE FAIBLE PUISSANCE POUR UNE
APPLICATION DE PROTECTION D'ALTERNATEUR

présenté par : NORMANDEAU Michel

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès science appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. KARIMI Houshang, Ph. D., président

M. MAHSEREDJIAN Jean, Ph. D., membre et directeur de recherche

M. SHESHYEKANI Keyhan, Ph. D., membre

RÉSUMÉ

Dans les centrales hydroélectriques, où l'intensité des courants de défaut de court-circuit et les constantes de temps sont particulièrement importantes, les spécifications des transformateurs de courant conventionnels peuvent se traduire par des équipements de grandes dimensions et provoquer ainsi des complications lors de leur implantation, particulièrement dans le cadre de projets de réfection.

Une étude a donc été réalisée afin d'évaluer le potentiel de différents instruments de mesure de faible puissance (en anglais, *Low Power Instrument Transformers* ou LPIT) présentement sur le marché pour une application de protection d'alternateur.

Deux types de LPIT ont été analysés : le transformateur de courant optique (en anglais, *Optical Current Transformer* ou OCT) et le concentrateur analogique (en anglais, *Stand Alone Merging Unit* ou SAMU). Afin de tester ces équipements, une source d'essai de 65 kA crête a été mise au point à l'aide d'un simulateur en temps réel. Cette source a permis d'injecter aisément, dans les LPIT à l'essai, des courants symétrique et asymétrique ayant différentes constantes de temps présentes en centrale hydroélectrique afin d'évaluer la classe de précision de protection des appareils. Des essais à bas courant ont aussi été réalisés afin d'évaluer les classes de mesure.

Ce mémoire décrit la conception du banc d'essai à courant élevé, l'évaluation de l'incertitude de mesure et les algorithmes d'analyse utilisés. Les résultats d'analyse sont ensuite présentés et analysés du point de vue de l'utilisation d'une protection d'alternateur dans une centrale hydroélectrique.

ABSTRACT

In hydroelectric power plants, which are characterized by particularly high short-circuit current levels and long time constants, conventional current transformer (CT) specifications can result in increased equipment dimensions, thus complicating their installation, especially during refurbishment projects.

This thesis presents a study to assess the potential of various Low Power Instrument Transformers (LPITs) for generator protection applications. Two types of LPITs were evaluated: the optical current transformer (OCT) and the stand alone merging unit (SAMU). To test the OCT, a 65-kA-peak test source was developed using a real-time simulator. This source was used to inject symmetrical and asymmetrical currents into LPITs for the assessment of protection accuracy class. Low-current tests were also performed to assess their metering classes.

This thesis presents the design of a high-current test bench, measurement uncertainty analysis and analysis algorithms used for device evaluation. Analysis results are then presented and discussed in terms of their applicability to generator differential protection using SAMUs and OCTs.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ.....	III
ABSTRACT	IV
TABLE DES MATIÈRES	V
LISTE DES TABLEAUX.....	VIII
LISTE DES FIGURES.....	X
LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES.....	XII
LISTE DES ANNEXES.....	XIII
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Mise en contexte.....	1
1.2 Problématique.....	2
1.3 Contributions.....	2
1.3.1 Caractérisation des LPIT.....	2
1.3.2 Conception d'un banc d'essai à 65 kA crête.....	3
1.4 Analyse de la protection différentielle d'alternateur.....	4
1.5 Équipement testés.....	5
CHAPITRE 2 INTRODUCTION AUX INSTRUMENTS DE MESURE DE FAIBLE PUISSANCE (LPIT).....	6
2.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)	6
2.1.1 Principes théoriques	6
2.1.2 Technologie polarimétrique	7
2.1.3 Technologie interférométrique.....	8
2.2 Concentrateurs analogiques(SAMU)	9
2.3 Protocole CEI-61850-2-9(LE).....	9

CHAPITRE 3	CLASSES DES TRANSFORMATEURS DE COURANT.....	12
CHAPITRE 4	PRÉCISION DE LA CLASSE DE PROTECTION	13
4.1	Classe de protection – Mesure de référence.....	13
4.2	Banc d’essai à courant élevé	13
4.3	Description des essais.....	17
4.4	Taux d’échantillonnage et synchronisation.....	19
4.5	Résultats d’essais.....	22
4.5.1	Transformateurs de courant optiques (OCT)	23
4.5.2	Concentrateurs analogique (SAMU).....	27
4.6	Discussion des résultats.....	31
CHAPITRE 5	PRÉCISION DE LA CLASSE DE MESURE	33
5.1	Classe de mesure – Mesure de référence	33
5.2	Banc d’essai de mesure	33
5.3	Description de l’essai	36
5.4	Période du signal analysé	38
5.5	Résultats d’essais.....	40
5.5.1	Transformateurs de courant optiques (OCT)	41
5.5.2	Concentrateurs analogiques (SAMU)	44
5.6	Discussion des résultats.....	46
CHAPITRE 6	ESSAI EN FRÉQUENCE.....	49
6.1	Description de l’essai	49
6.2	Résultats d’essais.....	50
6.2.1	Transformateurs de courant optiques (OCT)	50
6.2.2	Concentrateurs analogiques (SAMU)	52

6.3	Discussion des résultats.....	53
CHAPITRE 7 NIVEAU DE BRUIT		54
7.1	Description de l'essai	54
7.2	Résultats d'essais.....	55
7.2.1	Transformateurs de courant optiques (OCT)	55
7.2.2	Concentrateurs analogiques (SAMU)	55
7.3	Discussion des résultats.....	56
CHAPITRE 8 SYNCHRONISATION.....		57
8.1	Description de l'essai	57
8.2	Résultats d'essais.....	60
8.2.1	Transformateurs de courant optiques (OCT)	60
8.2.2	Concentrateurs analogiques (SAMU)	61
8.2.3	Discussion des résultats.....	61
CHAPITRE 9 PERFORMANCE DE MESURE TRANSITOIRE DES CONCENTRATEURS ANALOGIQUES (SAMU).....		62
9.1	Description de l'essai	62
9.2	Résultats de laboratoire	63
9.3	Discussion des résultats.....	64
CHAPITRE 10 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS		69
10.1	Conclusion.....	69
10.1.1	Transformateurs de courant optiques (OCT)	69
10.1.2	Concentrateurs analogiques (SAMU)	70
10.2	Recommandation.....	72
BIBLIOGRAPHIE		74
ANNEXES		79

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Équipements testés	5
Tableau 5.1 : Résultats d'essais – OCT No.1 – Classe de protection	23
Tableau 5.2 : Résultats d'essais – OCT n° 2 – Classe de protection.....	24
Tableau 5.3 : Résultats d'essais – OCT No.3 – Classe de protection	26
Tableau 5.4 : Résultats d'essais – SAMU No.1 – Classe de protection.....	27
Tableau 5.5 : Résultats d'essais – SAMU No.2 – Classe de protection.....	29
Tableau 5.6 : Résultats d'essais – SAMU No.3 – Classe de protection.....	30
Tableau 6.1 : Limites d'erreur selon niveau de courant.....	40
Tableau 6.2 : Résultats d'essais – OCT No.1 – Classe de mesure	41
Tableau 6.3 : Résultats d'essais – OCT No.2 – Classe de mesure	42
Tableau 6.4 : Résultats d'essais – OCT No.3 – Classe de mesure	43
Tableau 6.5 : Résultats d'essais – SAMU No.1 – Classe de mesure	44
Tableau 6.6 : Résultats d'essais – SAMU No.2 – Classe de mesure	45
Tableau 6.7 : Résultats d'essais – SAMU No.3 – Classe de mesure	46
Tableau 7.1 : Justification des fréquences d'essai.....	50
Tableau 7.2 : Résultats d'essais de variation de fréquence – OCT No.1 – Classe de mesure	50
Tableau 7.3 : Résultats d'essais de variation de fréquence – OCT No.2 – Classe de mesure	51
Tableau 7.4 : Résultats d'essais de variation de fréquence – OCT No.3 – Classe de mesure	51
Tableau 7.5 : Résultats d'essais de variation de fréquence – SAMU No.1 – Classe de mesure....	52
Tableau 7.6 : Résultats d'essais de variation de fréquence – SAMU No.2 – Classe de mesure....	52
Tableau 7.7 : Résultats d'essais de variation de fréquence – SAMU No.3 – Classe de mesure....	53
Tableau 8.1 : Résultats d'essais de niveau de bruit – OCT – Classe de mesure	55
Tableau 8.2 : Résultats d'essais de niveau de bruit – SAMU – Classe de mesure	55

Tableau 9.1 : Résultats d'essais de perte de synchronisation – OCT	60
Tableau 9.2 : Résultats d'essais de perte de synchronisation – SAMU	61
Tableau 10.1 : Résultats d'essais – fréquence de coupure du SAMU.....	64

LISTE DES FIGURES

Figure 3.1 : Loi de Faraday décrivant la polarisation de la lumière [41]	7
Figure 3.2 : Polarisation circulaire et composantes orthogonales [42]	8
Figure 3.3 : Signal CEI-61850-9-2LE	10
Figure 3.4 : Détails d'un paquet CEI-61850-9-2LE [24]	11
Figure 5.1 : Banc d'essai pour OCT – Classe de protection	14
Figure 5.2 : Banc d'essai pour SAMU – Classe de protection	17
Figure 5.3 : Vecteur de l'erreur instantanée	21
Figure 5.4 : Le déphasage des signaux de référence est analysé	22
Figure 5.5 : Courant asymétrique – OCT No.1 – Classe de protection	23
Figure 5.6 : Courant symétrique – OCT No.2 – Classe de protection	24
Figure 5.7 : Courant asymétrique – OCT No.2 – Classe de protection	25
Figure 5.8 : Courant symétrique – OCT No.3 – Classe de protection	26
Figure 5.9 : Courant asymétrique – OCT No.3 – Classe de protection	27
Figure 5.10 : Courant symétrique – SAMU No.1 – Classe de protection	28
Figure 5.11 : Courant asymétrique – SAMU No.1 – Classe de protection	28
Figure 5.12 : Courant symétrique – SAMU No.2 – Classe de protection	29
Figure 5.13 : Courant asymétrique – SAMU No.2 – Classe de protection	30
Figure 5.14 : Courant symétrique – SAMU No.3 – Classe de protection	31
Figure 5.15 : Courant asymétrique – SAMU No.3 – Classe de protection	31
Figure 6.1 : Banc d'essai du transformateur de courant optique (OCT) – classe de mesure	34
Figure 6.2 : Banc d'essai du concentrateur analogique (SAMU) – classe de mesure	34
Figure 6.3 : Échantillonnage du signal CEI-61850-9-2LE	38
Figure 6.4 : Erreur d'amplitude TFD selon le nombre de cycles	40

Figure 6.5 : Résultats d'essais – OCT No.1 – Classe de mesure	41
Figure 6.6 : Résultats d'essais – OCT No.2 – Classe de mesure	42
Figure 6.7 : Résultats d'essais – OCT No.3 – Classe de mesure	43
Figure 6.8 : Résultats d'essais – SAMU No.1 – Classe de mesure.....	44
Figure 6.9 : Résultats d'essais – SAMU No.2 – Classe de mesure.....	45
Figure 6.10 : Résultats d'essais – SAMU No.3 – Classe de mesure.....	46
Figure 6.11 : Constante de temps, filtre numérique – OCT no.1	47
Figure 9.1 : Banc d'essai - synchronisation	58
Figure 9.2 : Synchronisation sur le passage par zéro et l'impulsion à 1PPS	58
Figure 9.3 : Synchronisation sur le passage par zéro et l'impulsion à 1PPS	59
Figure 9.4 : Remise à zéro du compteur « smpCnt » en mode synchronisé	59
Figure 9.5 : Remise à zéro du compteur « smpCnt », perte de synchronisation à 15 min	60
Figure 10.1 : Erreur transitoire du SAMU No.1	64
Figure 10.2 : Schéma unifilaire de protection, protection différentielle	65
Figure 10.3 : Mesures filtrées, SAMU No.1 et LPIT idéal	67
Figure 10.4 : Courant différentiel et de retenue, SAMU No. 1 et LPIT idéal.....	67
Figure 10.5 : Protection différentielle, SAMU No. 1 et LPIT idéal.....	68

LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES

Les sigles et acronymes suivants sont employés dans le mémoire:

1PPS	One Pulse Per Second
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
IRIG	Inter-Range Instrumentation Group
LPIT	Low Power Instrument Transformer
MU	Merging Unit
OCT	Optical Current Transformer
PTP	Precise Time Protocol
SAMU	Stand Alone Merging Unit
TC	Transformateur de courant
SNR	Signal to Noise Ratio
SV	Sampled Value

LISTE DES ANNEXES

Annexe A – Résultats d’Essais - OCT No 1	79
Annexe B – Résultats d’Essais - OCT No 2.....	81
Annexe C – Résultats d’Essais - OCT No 3.....	85
Annexe D – Résultats d’Essais - samu No 1	89
Annexe E – Résultats d’Essais - samu No 2	92
Annexe F – Résultats d’Essais - samu No 3.....	95

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 Mise en contexte

Dans le domaine de la protection, la spécification des transformateurs de courant (TC) conventionnels suscite toujours de multiples discussions lors de leur spécification. En effet, des spécifications exigeantes permettent d'atténuer la saturation de l'équipement et de limiter ainsi l'erreur de lecture [1]-[3] ; les relais de protection pourront alors fonctionner adéquatement. Toutefois, ces spécifications pourraient donner lieu à des transformateurs de courant de dimensions importantes. L'implantation en centrale de ces derniers sera alors difficile, spécialement dans les centrales existantes, lors de projets de réfection. Un compromis en ce qui concerne les performances du transformateur de courant doit alors être réalisé.

Plusieurs normes internationales (CEI et IEEE) et articles techniques traitent régulièrement de ce sujet. Toutefois, dans les centrales hydroélectriques à la moyenne tension, où l'intensité des courants de défaut de court-circuit et les constantes de temps sont particulièrement importantes, les spécifications des transformateurs de courant entraînent certaines complications supplémentaires.

Depuis quelques années, les fabricants développent des instruments de mesure électroniques selon la norme CEI-60044-8 [4] et les nouvelles normes et CEI-61869-6 [5] et CEI-61869-9 [6] (en cours de rédaction). Trois technologies différentes semblent se démarquer : le transformateur de courant optique (en anglais, *Optical Current Transformer* ou OCT), le transformateur de courant de type Rogowski et le concentrateur analogique (en anglais, *Stand Alone Merging Unit* ou SAMU).

Les deux premières technologies mentionnées offrent des performances de mesure largement supérieures au TC conventionnel [7]-[10]. Les dimensions de l'appareil sont significativement réduites, permettant d'éviter presque toute contrainte d'implantation en centrale hydroélectrique, particulièrement dans les armoires moyenne tension et les barres blindées.

De plus, ces nouvelles technologies offrent de nouvelles possibilités de protection, comme la détection de défaut à la terre de faible intensité. En effet, généralement les alternateurs sont mis à la terre par haute résistance et limitent les courants de défaut phase-terre à près de 20 A eff.,

rendant impossible la mesure de ce courant avec des transformateurs de courant conventionnels à haut ratio. Certains instruments de mesure de faible puissance (en anglais, *Low Power Instrument Transformers* ou LPIT) présentent des plages de mesure très étendues et très précises permettant de détecter et localiser les courants de basse intensité, d'atténuer le risque que ce type de défaut se dégrade en défaut polyphasé et de préserver l'intégrité des équipements protégés.

Quant au SAMU, tout comme les différents LPIT, son utilisation offre tous les avantages liés à l'interopérabilité selon la norme CEI-61850 et les nouvelles normes CEI-61869 [6] et permet de tirer parti des dernières orientations prises par d'autres groupes de travail de différentes normes telles que les normes IEEE-1588 [13], CEI-61850-9-2 éd. 2 [14] ou CEI-62439-3 éd. 2 [15].

1.2 Problématique

Depuis plusieurs décennies, les transformateurs de courant conventionnels sont utilisés dans des installations électriques (centrales et postes). Ces équipements sont donc bien connus et bien documentés par les ingénieurs, techniciens et unités de soutien dans les installations. Afin de favoriser une implantation future des LPIT en centrale hydroélectrique, ces nouvelles technologies doivent être approfondies et maîtrisées. Pour ce faire, une nouvelle méthode a été élaborée afin de tester ces équipements, de nature très différente aux transformateurs de courant conventionnels. Actuellement, certains articles traitent de ce sujet ([10]-[12] et [33]-[36]), mais aucun ne porte sur une analyse de protection d'alternateur et ses spécificités. De plus, la majorité des récents projets, généralement des projets pilotes, utilisant des LPIT ont été réalisés dans des postes de transport à la haute tension [43]-[45].

1.3 Contributions

1.3.1 Caractérisation des LPIT

Une étude a été réalisée afin de caractériser et d'évaluer les performances de différents LPIT présentement sur le marché. Deux types de LPIT ont été analysés : l'OCT et le SAMU. Afin de caractériser et de valider les performances de ces équipements, trois modèles d'OCT et trois modèles de SAMU, provenant tous de fabricants différents, ont été testés. Ils sont présentés à la section 1.5.

Différents essais ont été élaborés, développés et mis en application plusieurs nouvelles méthodes permettant d'évaluer avec précision le signal de sortie Ethernet CEI-61850(9-2) des nouveaux instruments de mesure électroniques. Pour ce faire, quelques normes et articles techniques ont été consultés, dont les plus pertinents sont [4]-[12]. Aucun de ces articles ne traite toutefois de l'analyse et une caractérisation complète des SAMU. Certains de ces essais sont donc uniques et ont un potentiel à devenir la norme dans le domaine. Les essais développés et réalisés dans cette étude sont les suivants :

- évaluation de l'erreur instantanée (Chapitre 4) ;
- évaluation de l'erreur composée (Chapitre 4) ;
- évaluation de la mesure d'amplitude (Chapitre 5) ;
- évaluation du déphasage (Chapitre 5) ;
- essai en fréquence (Chapitre 6) ;
- niveau de bruit (Chapitre 7) ;
- synchronisation de l'équipement (Chapitre 8) ;
- performances transitoires des SAMU (Chapitre 9).

1.3.2 Conception d'un banc d'essai à 65 kA crête

L'évaluation des classes de mesure (mesure et protection) doit généralement être réalisée dans un laboratoire de métrologie (p. ex. CNRC, IREQ), où les incertitudes de mesure des instruments sont très faibles (≤ 100 ppm). Toutefois, peu de laboratoires de métrologie offrent présentement la possibilité d'évaluer la précision du signal de sortie des LPIT conformément à la norme CEI-61850-9-2(LE). Certains laboratoires peuvent offrir ce service, mais à des coûts substantiels. Une certification CEI-61850-9-2(LE) est d'autant plus rare et dispendieuse.

Il a donc été décidé de concevoir une plate-forme d'essai permettant d'évaluer un signal CEI-61850-9-2(LE). Bien que cette dernière n'atteigne pas la précision des grands laboratoires de métrologie, le niveau d'incertitude de mesure a été jugé acceptable dans le cadre d'une pré-évaluation (étude présente). Les incertitudes de mesure ont été évaluées et documentées à la section 5.2.

De plus, il a été décidé de concevoir une source haute intensité afin d'évaluer les OCT. Cette source permet d'injecter des courants symétriques et asymétriques (65 kA crête). Certaines études ont été réalisées [7],[12] à l'aide de bancs d'essai similaires. Toutefois, le niveau de courant désiré pour la présente étude est supérieur aux courants indiqués dans ces études. De plus, très peu de laboratoires de métrologie permettent d'effectuer des essais en courant asymétrique avec des constantes de temps primaires pouvant atteindre plus de 150 ms. L'un des rares laboratoires offrant ce service est le laboratoire Kema (Arnhem, Pays-Bas). Toutefois, comme mentionné précédemment, les coûts associés à ce type d'essai sont substantiels, allant jusqu'à 100 000 \$ pour une plage d'essai de 12 heures. Jusqu'à présent, la source haute intensité a permis de réaliser près d'une centaine d'essais, d'économiser des coûts importants et de détecter différentes anomalies de fabrication (programmation et calibration) de certains OCT. Ces essais et les résultats obtenus sont présentés à la section 4.5.

Le banc d'essai 65 kA est unique : aucun banc d'essai ne permet d'atteindre ce niveau d'intensité de courant à l'aide d'un simulateur à temps réel. Cette conception amène donc de nouvelles possibilités dans le domaine de la métrologie où un laboratoire de grande puissance n'est plus requis afin de tester des instruments de mesure.

1.4 Analyse de la protection différentielle d'alternateur

Cette étape du projet de recherche permettra l'analyse des résultats. Cette analyse sera réalisée du point de vue de la protection d'alternateurs, plus particulièrement l'utilisation des LPIT pour assurer une protection différentielle. Quelques articles traitent des performances d'une protection différentielle de transformateur ou de barre, mais non de la protection différentielle d'alternateur où les constantes de temps primaires élevées doivent être prises en considération lors de l'analyse des LPIT. Ces articles portent principalement sur l'impact de la protection différentielle de transformateur ou de barre lorsque survient une défaillance partielle ou totale des LPIT ou des horloges de synchronisation [33]-[36]. La présente étude portera sur l'impact des différentes performances des LPIT, validées et quantifiées à l'étape précédente, en condition normale et non en condition de défaillance d'équipements. Pour ce faire, les LPITs ainsi qu'une protection d'alternateur seront modélisés pour ensuite réaliser une analyse transitoire. Cette dernière analyse permettra de valider les performances d'une chaîne complète de protection.

1.5 Équipement testés

Trois OCT et trois SAMU différents ont été testés durant cette étude. Dans ce rapport, ces LPIT sont nommées « OCT n° 1 » à « OCT n° 3 » et « SAMU n° 1 » à « SAMU n° 3 ». Le tableau ci-dessous présente les différents équipements testés. Par souci de confidentialité, les correspondances entre ces noms et les équipements testés ne sont pas fournis.

Tableau 1.1 : Équipements testés

Modèles testés	Fabricants	Types de LPIT
Concentrateur et capteur de courant à fibre optique (FOCS)	ABB	OCT
Concentrateur COSI et capteur de courant à fibre optique F3	ALSTOM	OCT
Smart Digital Optic Mergin Unit & Optical Current Sensor	ARTECHE	OCT
Agile Stand Alone Merging Unit	ALSTOM	SAMU
SEL-421 Stand Alone Merging Unit (prototype)	SCHWEITZER	SAMU
Synchro Teq Plus (prototype)	VIZIMAX	SAMU

CHAPITRE 2 INTRODUCTION AUX INSTRUMENTS DE MESURE DE FAIBLE PUISSANCE (LPIT)

Ce chapitre décrit sommairement les différentes technologies des appareils de mesure analysés dans la présente étude. Ces technologies peuvent devenir complexes, particulièrement dans le cas des OCT, où les principes de la physique des ondes électromagnétiques doivent être maîtrisés afin de bien saisir l'ensemble des caractéristiques techniques.

2.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)

2.1.1 Principes théoriques

Le fonctionnement de tous les OCT analysés dans cette étude repose sur les principes de la physique des ondes électromagnétiques pour moduler un signal lumineux et ainsi mesurer le courant primaire. Ce principe de physique provient de la loi de Faraday (1845), qui stipule que la polarisation d'une onde (linéairement polarisée) se trouvant dans un fort champ magnétique sera modifiée. L'équation suivante décrit ce phénomène :

$$\beta = V \cdot \int_l \vec{H} \cdot \vec{dl} \quad (1)$$

où :

$\beta =$ angle de polarisation (rad)

$V =$ constante de Verdet (rad/A)

$H =$ champ magnétique (A/m)

$l =$ longueur du chemin optique (m)

Lorsqu'est utilisée une fibre optique comportant plusieurs tours autour du conducteur primaire, la polarisation de l'onde (β) est multipliée par le nombre de tours, comme suit :

$\beta = N \cdot V \cdot I$ (incluant le théorème d'Ampère), où N représente le nombre de tours et I le courant.

La Figure 2.1 illustre le principe de la loi de Faraday.

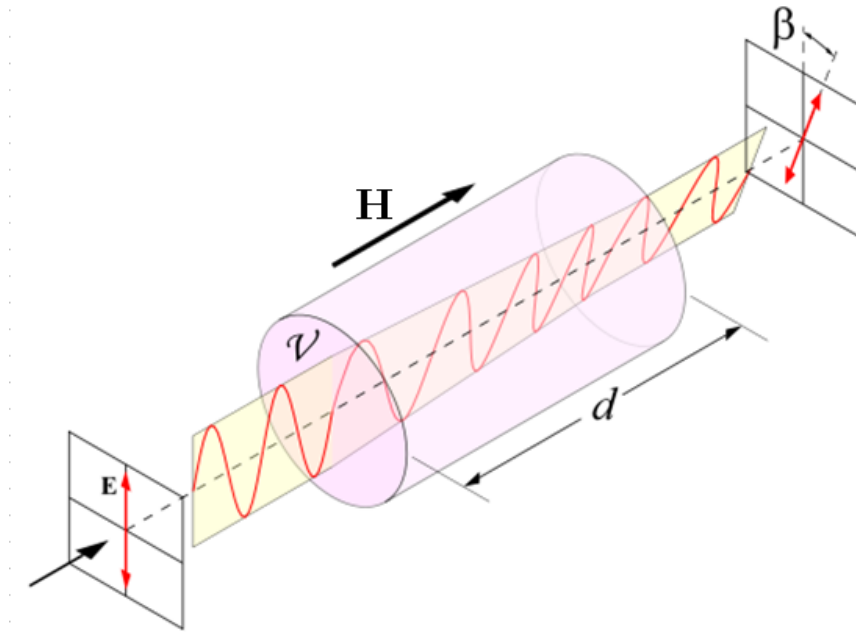


Figure 2.1 : Loi de Faraday décrivant la polarisation de la lumière [41]

Selon ce principe physique, deux types de technologie différemment couramment utilisés permettent de mesurer et de convertir l'angle de polarisation (β) afin de déterminer le courant primaire : le capteur polarimétrique et le capteur interférométrique de type Sagnac. Les technologies se distinguent par leur sensibilité aux éléments extérieurs (effets parasites) tels que la vibration et la température.

2.1.2 Technologie polarimétrique

Le capteur polarimétrique utilise la polarisation de la lumière pour mesurer le courant primaire, comme on peut le voir à la Figure 2.1. Des photodiodes captent l'intensité lumineuse, variable selon l'angle de polarisation (β) de la lumière, et la convertissent en tension par un traitement analogique. Ce signal est ensuite traité analogiquement ou numériquement afin de calculer le courant primaire.

La fibre optique généralement utilisée est de type torsadé afin de réduire la biréfringence propre à la fibre. Toutefois, cette technologie de capteur est sensible au rayon de courbure, à la vibration et à la température. Ces phénomènes doivent alors être mesurés et compensés analogiquement ou numériquement afin de corriger l'angle de polarisation (β).

Un traitement numérique réalisé par un concentrateur (en anglais, *Merging Unit* ou MU) permet de convertir la mesure en signal CEI-61850-9-2(LE) [24] (voir la section 2.3).

2.1.3 Technologie interférométrique

Cette technologie repose sur le déphasage entre deux ondes polarisées circulairement. Deux ondes sont injectées en sens inverse dans une fibre formant un anneau de Sagnac. Lorsqu'un champ magnétique est appliqué sur la fibre optique, la vitesse de propagation des deux ondes est accélérée. La polarisation de l'onde par le champ magnétique est alors doublée, comme le montre l'équation : $\beta = 2 \cdot N \cdot V \cdot I$. Outre l'augmentation de la sensibilité de la mesure de F par un facteur de 2, l'anneau de Sagnac permet de minimiser la sensibilité aux éléments extérieurs tels que la vibration et la température, lesquels agissent de façon identique sur les deux ondes. Le déphasage entre les ondes est donc inchangé. Une compensation analogique ou numérique, réalisée par des circuits électroniques, n'est plus requise ou est alors minimisée.

La Figure 2.2 présente une onde circulaire (en rouge). La conversion de celle-ci en deux ondes orthogonales polarisées linéairement (en bleu et en vert) permet de mesurer le déphasage ($\pi / 2$).

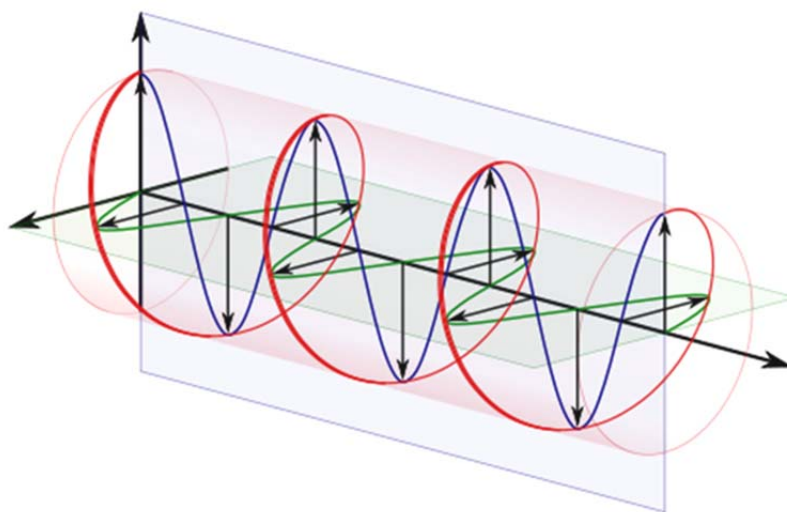


Figure 2.2 : Polarisation circulaire et composantes orthogonales [42]

La technologie interférométrique a des avantages considérables comparativement à la technologie polarimétrique. Les fabricants d'OCT utilisent de plus en plus cette technologie. C'est d'ailleurs ce type de technologie qui a été testé dans l'étude actuelle.

Comme pour les OCT de type polarimétrique, un traitement numérique est réalisé par un MU afin de convertir la mesure en signal CEI-61850-9-2(LE) (voir la section 2.3).

2.2 Concentrateurs analogiques(SAMU)

Le SAMU permet de convertir des signaux analogiques de courant et de tension provenant de transformateurs de mesure conventionnels (TC ou TT). Le signal de sortie est de type numérique CEI-61850-9-2(LE).

Les SAMU, tout comme les relais de protection numériques, sont dotés de transformateurs de courant et de tension auxiliaires. La conception de ces TC auxiliaires, propre à chaque fabricant, permet d'obtenir un signal de précision variable, particulièrement pour la mesure d'un courant asymétrique. Ce point est analysé à la section 2.3.

2.3 Protocole CEI-61850-2-9(LE)

Tous les LPIT testés dans cette étude respectent le protocole de communication CEI-61850-9-2(LE) pour leur signal de sortie. Cette section présente sommairement ce protocole.

Les signaux de courant et de tension mesurés par les appareils sont échantillonnés à 80 échantillons par cycle, comme il est montré ci-dessous. Le signal de sortie est donc composé de 80 paquets Internet par cycle, correspondant aux 80 échantillons.

Chaque paquet contient quatre valeurs de courant et quatre valeurs de tension (phases A, B, C et N). La valeur du courant est donnée en milliampère (mA) alors que la tension est fournie en dizaines de millivolts ($\times 10$ mV).

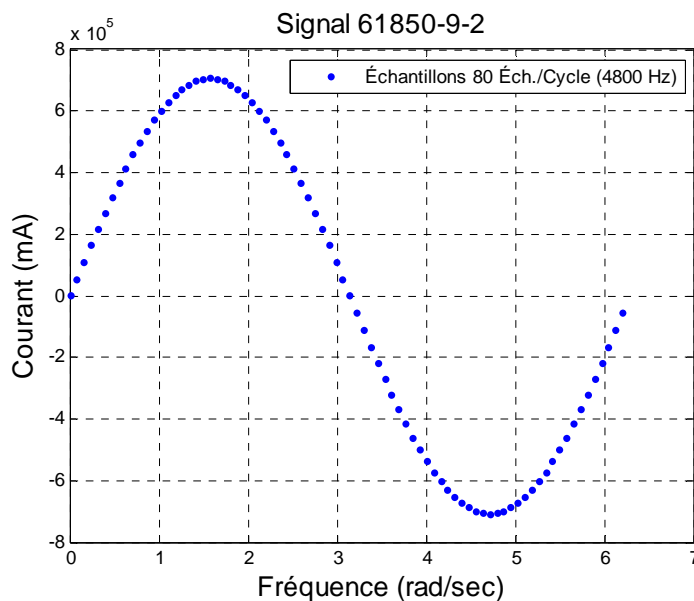


Figure 2.3 : Signal CEI-61850-9-2LE

En plus des attributs propres aux paquets Internet, comme les adresses de l'émetteur (adresse MAC), les destinataires, la longueur et autres informations, le paquet CEI-61850-9-2(LE) contient un bloc de données « ASDU » propre aux LPIT, décrit ci-après.

ASDU (Application Service Data Unit)

Le bloc de données « ASDU » contient l'information suivante :

- svID : Nom ou identifiant du MU ;
- smpCnt : Compteur d'échantillons. Ce compteur est incrémenté de 0 à 4799. La remise à zéro est réalisée par le signal de synchronisation (1PPS, PTP, IRIG-B) ;
- confRev : Compteur de révision. Ce dernier est incrémenté à chaque changement de configuration du « DataSet » (voir plus bas) ;
- smpSynch : Cet attribut est égal à 0 (faux) ou 1 (vrai) pour indiquer si l'équipement est synchronisé ou non. (Note : La nouvelle norme CEI-61869-9 [6] permettra d'indiquer si l'appareil est synchronisé globalement ou localement ; la valeur permise de l'attribut « smpSynch » se situera alors entre 0 et 255 ;

- DataSet : Contient les quatre mesures de courant et de tension. De l'information sur la qualité de ces mesures se trouve aussi dans le « DataSet » (voir la norme CEI-61850-7-3).

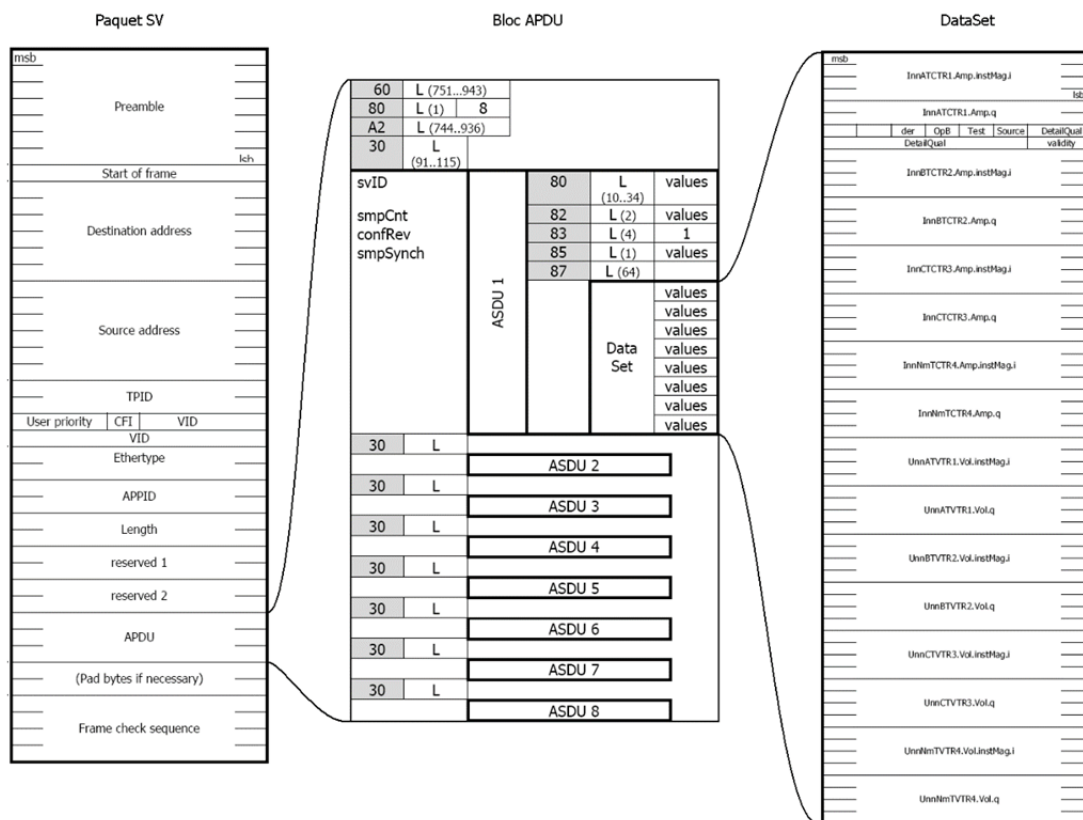


Figure 2.4 : Détails d'un paquet CEI-61850-9-2LE [24]

CHAPITRE 3 CLASSES DES TRANSFORMATEURS DE COURANT

Les TC sont généralement regroupés selon deux types de classe, soit la classe de protection ou la classe de mesure. La conception d'un TC ayant une classe de protection permettra de mesurer de hauts courants de court-circuit tout en minimisant l'erreur de mesure. Ce type de TC, moins précis (p. ex. 3% ou 5%) lors de la mesure du courant nominal, est généralement utilisé par les relais de protection.

La conception d'un TC ayant une classe de mesure permettra de mesurer avec précision (p. ex. 0.3% ou 0.6%) un courant pouvant varier entre 0.05 pu et 1 pu du courant nominal. Ce type de TC est généralement utilisé par les systèmes de commande de l'alternateur ou pour la facturation. Lors de la mesure d'un court-circuit, le type de TC saturera rapidement et l'erreur de mesure sera très élevée.

Plusieurs classes sont définies dans les normes internationales. Ces normes définissent, entre autres, la conception des TC, les performances de mesure, les limites d'erreur de mesure et les essais à réaliser selon les différentes classes. Dans cette étude, les classes utilisées comme base de comparaison se retrouvent essentiellement dans les normes IEEE C57.13 [16], CEI-60044-8 [4], CEI-61869-6 [5] et la CEI-61869-9 [6]. Le choix des classes comme base de comparaison se retrouve dans le Chapitre 4 - Précision de la classe de protection et le Chapitre 5 - Précision de la classe de mesure.

CHAPITRE 4 PRÉCISION DE LA CLASSE DE PROTECTION

Les essais dont fait l'objet le présent chapitre permettent d'évaluer la classe de précision de protection, en comparant le courant mesuré par l'équipement à l'essai (OCT ou SAMU) avec une mesure de référence. L'erreur instantanée et l'erreur composée sont ensuite calculées et comparées avec les limites prescrites par les normes CEI-60044-8 [4].

4.1 Classe de protection – Mesure de référence

Généralement, en Amérique du Nord, les classes de protection demandées pour les transformateurs de courant conventionnels sont spécifiées dans la norme IEEE C57.13, classe C [16]. Toutefois, comme le démontrent les études [1]-[3], cette spécification entraîne la nécessité de trouver un certain compromis en ce qui concerne les performances des transformateurs de courant. La précision associée à la classe C n'a donc pas été utilisée comme base d'essai pour la présente étude, étant jugée trop peu contraignante pour des LPIT.

La classe de protection 5TPE est celle qui est testée dans cette étude, selon la norme CEI-60044-8 [4] en vigueur et les nouvelles normes CEI-61869 [6]. Elle se compare à la classe 5TPY [17], occasionnellement utilisée en centrale hydroélectrique. Toutefois, la classe 5TPE, contrairement à la classe 5TPY, n'impose plus le respect des paramètres de conception et de performance reliés à la saturation, tels que le temps avant saturation, les constantes de temps primaire et secondaire et le fardeau secondaire.

Afin de tester les classes de protection de deux types de LPIT (OCT et SAMU), deux bancs d'essai ont été développés. La conception des bancs d'essai ainsi que les résultats d'essais sont présentés dans les sections suivantes.

4.2 Banc d'essai à courant élevé

Pour les OCT mentionnés précédemment, une source haute intensité a été mise au point afin d'injecter un courant symétrique et asymétrique de 65 kA crête dans les capteurs.

Pour ce faire, un simulateur en temps réel ainsi que des amplificateurs de courant ont été utilisés comme source de courant primaire. Ce courant primaire a, par la suite, été amplifié par des transformateurs de courant conventionnels. Ce montage a permis de reproduire aisément

différents niveaux de courant ayant différentes constantes de temps primaires (X/R) présentes en centrales hydroélectriques. La Figure 4.1 montre une vue d'ensemble du banc d'essai.

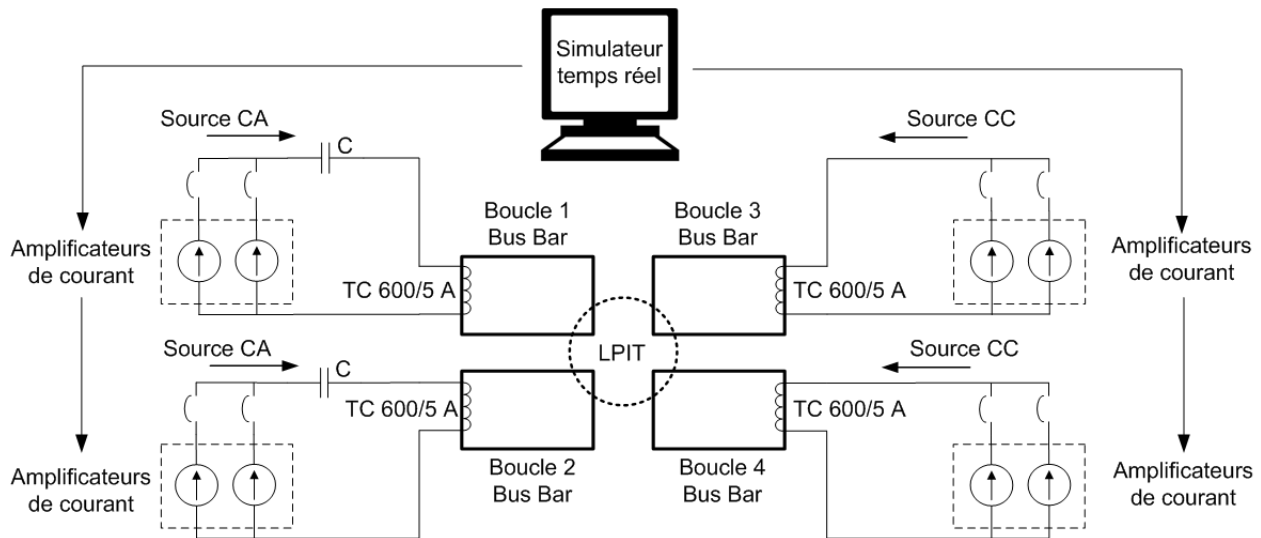


Figure 4.1 : Banc d'essai pour OCT – Classe de protection

Quatre boucles fabriquées à partir d'une barre de cuivre ($4 \text{ po} \times \frac{1}{2} \text{ po}$) ont été utilisées comme conducteurs de courant élevé. Les boucles 1 et 2 ont été utilisées pour l'injection de courant alternatif. Ces deux boucles créent une inductance variable selon leur superficie, qu'on calcule à l'aide de l'équation fondamentale suivante :

$$L = \frac{\varphi \cdot N}{I} \quad (2)$$

où :

$\varphi =$ flux magnétique

$I =$ courant circulant

$N =$ nombre de tours de la boucle

Le flux magnétique de fuite est calculé comme suit :

$$\varphi = \oint_s B \cdot ds \quad (3)$$

où :

$B =$ densité du flux magnétique

$S =$ superficie de la boucle

Selon les équations, l'inductance dépend essentiellement du nombre de tours (N) et de la superficie (s). Le nombre de tours est fixé à 1. Sur le banc d'essai, l'effort de conception a porté sur la réduction de la superficie des boucles qui permettrait d'assurer un espace suffisant pour installer les LPIT à l'essai.

Puisqu'il est laborieux de calculer avec exactitude la valeur de l'inductance d'une seule boucle du banc d'essai, on a eu recours à différentes équations empiriques, qui ont permis de l'estimer à entre 0,3 μH et 0,5 μH . La valeur de la réactance de 0,5 μH (la plus contraignante), vue au primaire des transformateurs de courant, a par la suite été calculée comme suit :

$$X_L \approx \omega \cdot L \cdot N^2 \approx 2.7\Omega$$

où :

N ratio des transformateurs amplificateurs

Une compensation série a donc été réalisée afin de supprimer les réactances des boucles 1 et 2 vues par les amplificateurs de courant.

Le courant continu a été injecté dans les boucles 3 et 4, lesquelles permettent de reproduire un courant asymétrique, avec la constante de temps désirée, simulée par le simulateur en temps réel. Une attention particulière a été portée à la spécification des transformateurs de courant amplificateur pour éviter toute saturation de ces derniers avant un délai de 200 ms.

Comme le montre la Figure 4.1, la sommation des quatre boucles est réalisée par l'OCT à l'essai. Après certains réglages du montage, les performances affichées par la source haute intensité étaient les suivantes :

Courant symétrique maximal : ≤ 46 kA efficace

Courant asymétrique maximal : ≤ 65 kA crête

Constante de temps primaire (T_p) nominale : 0 à infini

Temps d'injection maximale à courant asymétrique : 200 ms

La mesure de référence, permettant de valider les classes de protection des appareils à l'essai, a été prise avec les appareils suivants :

- Transformateur de courant de type Rogowski, 120 kA crête, ratio de 0.05 mV/A, précision de 0.2 % (PEM, modèle CWT-600LF) ;
- Carte d'acquisition : 2 MHz/canal, 16 bits (National Instruments, modèle USB-6366).

Le transformateur de courant de type Rogowski a été étalonné dans le laboratoire du Conseil National de Recherche (CNR) sur une plage de 0.5 kA à 35 kA efficace, 60 Hz, symétrique. L'incertitude de mesure des données d'étalonnage est estimée à 100 ppm ($\pm 100 \mu\text{A}/\text{A}$), selon un niveau de confiance de 95 % ($\pm 2\sigma$). L'incertitude totale de la chaîne de mesure est estimée à 0.2 %, selon un niveau de confiance de 95 % ($\pm 2\sigma$).

L'incertitude de mesure a aussi été évaluée avec un courant asymétrique ayant une constante de temps de 150 ms ($X/R \approx 60$) pour une durée de 200 ms. Cette incertitude de mesure a été estimée à près de 0.82 %. Différentes incertitudes de mesure ont aussi été analysées selon différents niveaux d'asymétrie. Pour une asymétrie maximale, sans aucune variation de la constante asymétrique (c.-à-d. $\gg 150$ ms), l'incertitude de mesure du capteur Rogowski peut atteindre près de 1.4 %.

L'évaluation des SAMU a aussi été réalisée avec un système de simulation en temps réel. La Figure 4.2 montre le montage d'essai des SAMU. L'incertitude de mesure a été estimée à 0.2 %, correspondant essentiellement à l'incertitude de mesure des pinces ampèremétriques.

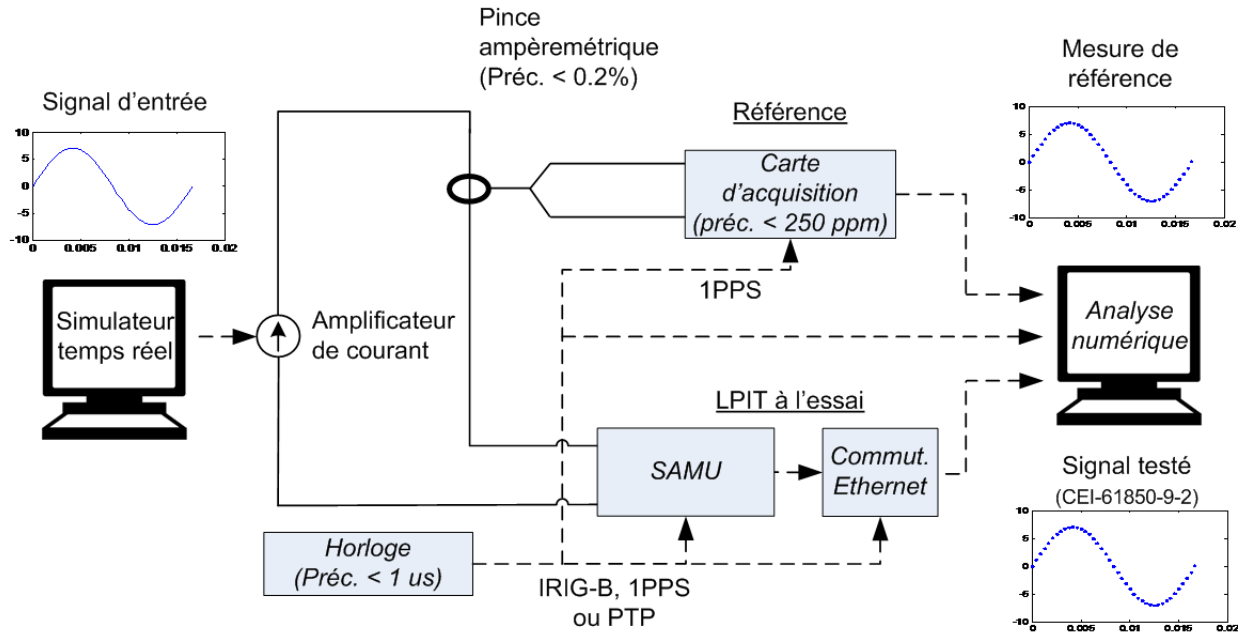


Figure 4.2 : Banc d'essai pour SAMU – Classe de protection

4.3 Description des essais

Deux essais ont été réalisés afin de valider la classe de protection : l'erreur instantanée et l'erreur composée. Les résultats de ces essais permettent de prévoir les performances de la protection différentielle d'alternateur éventuellement utilisée avec des LPIT.

L'erreur instantanée donne la différence, point par point, entre un courant de référence et le courant mesuré par les LPIT. L'équation (4) a été utilisée pour calculer l'erreur instantanée [4].

$$\varepsilon_i(n) = \frac{i_\varepsilon(n)}{\sqrt{2} \cdot I_p} \times 100 \quad (4)$$

où :

I_p = courant primaire mesuré (A eff.)

i_ε = erreur instantanée (A crête)

où :

$$i_\varepsilon(n) = K_{rd} \cdot i_S(n) - i_p(n) \quad (5)$$

où :

K_{rd} = ratio nominal du transformateur de courant

i_s = courant secondaire instantané (A crête)

i_p = courant primaire instantané (A crête)

n = échantillon

Contrairement à ce qu'indique la norme CEI-60044-8 [4], le courant I_p utilisé comme référence n'est pas le courant de court-circuit nominal (I_{PSC}), mais plutôt le courant mesuré. Cela a été réalisé, car la spécification de court-circuit nominal de certains LPIT testés n'était pas disponible. De plus, la valeur de I_{PSC} provient de la norme CEI-60044-6. Celle-ci permet principalement déterminer la f.e.m. et de dimensionner le noyau ferromagnétique d'un CT conventionnel. Cette valeur n'est donc pas utilisée dans le cas d'un LPITs. De plus, il a été jugé plus pertinent d'utiliser la valeur mesurée, particulièrement pour analyser une protection différentielle d'alternateur (Chapitre 9).

L'erreur composée donne la valeur efficace (en anglais, *root-mean-square*) de la différence entre le courant de référence et le courant mesuré par l'équipement des LPIT. Contrairement à l'erreur d'amplitude (ratio error), l'erreur composée prend en compte l'amplitude et le déphasage. Tout comme pour l'erreur instantanée, les résultats de l'erreur composée sont particulièrement intéressants pour prévoir la performance d'une protection différentielle (voir la section 9.3). De plus, selon le courant de référence (I_p) utilisé dans l'équation (4), l'erreur composée est donc la valeur efficace de l'erreur instantanée, équation (6) :

$$\varepsilon_c = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \varepsilon_i(n)^2} \quad (6)$$

où :

I_p = courant primaire en valeur efficace (A eff.)

N = nombre total d'échantillons de la période d'essai

K_{rd} = ratio nominal du transformateur de courant

$i_s =$ courant secondaire instantané (A crête)

$i_p =$ courant primaire instantané (A crête)

$n =$ échantillon

L'équation (6) est une dérivée de l'équation de l'erreur composée présentée dans la norme CEI-60044-6 [4].

Étant donné la courte période de l'injection du courant d'essai, l'erreur composée a été calculée sur un nombre exact de 10 cycles; correspondant approximativement à la longueur totale de l'essai. Ce calcul permet d'obtenir une valeur moyenne et de valider les performances d'un LPIT sur une durée normale d'un défaut d'alternateur. Pour cette raison, cette méthode a été préférée à ce que la norme (FDIS) [6] propose, soit de réaliser les essais des classes de protection sur une période d'un cycle de 60 Hz.

Quatre intensités de courant ont été injectées afin d'évaluer les OCT et trois pour les SAMU. Ces essais ont été réalisés avec des courants symétriques et asymétriques. Une constante de temps primaire élevée a été choisie afin de représenter la constante de temps d'armature d'un alternateur (c.-à-d. $\gg 250$ ms).

Cinq essais par niveau de courant ont été réalisés afin de calculer une moyenne et un écart-type. L'écart-type étant très faible, seules les moyennes des erreurs calculées (instantanée et composée) sont présentées à la section 4.5.

4.4 Taux d'échantillonnage et synchronisation

Afin de comparer deux signaux numérisés selon deux taux d'échantillonnage différents, un signal de synchronisation de 1PPS a été utilisé. Ce signal, constitué d'une onde carrée de 5 volts, d'une durée approximative de 10 μ s, émis chaque seconde, a été injecté dans la même carte d'acquisition (DAQ) que le signal de mesure de référence (voir Figure 4.2). Les deux signaux sont donc échantillonnés au même taux.

Le signal de 1PPS a aussi été injecté dans les MU des LPIT à l'essai. Ces équipements utilisent ce signal pour réinitialiser un compteur interne et définir l'attribut « smpCnt » à 0, selon le guide de la norme CEI-61850-9-2(LE) [24] (voir la section 2.3). Certains LPIT utilisent le signal de synchronisation PTP selon la norme IEEE-1588 (Precise Time Protocol). Dans ce cas,

l'imprécision entre les deux signaux de synchronisation (1PPS et PTP) a été évaluée et jugée négligeable.

Si on aligne le premier échantillon de l'impulsion à 1PPS et le 0 de l'attribut `smpCnt` du signal analysé, les deux signaux peuvent être synchronisés et analysés. Cette méthode peut toutefois provoquer une incertitude de mesure attribuable au taux d'échantillonnage du signal à 1PPS et du signal de référence. En effet, le taux d'échantillonnage peut entraîner un déphasage entre le signal de référence et le signal de l'équipement à l'essai. Afin de minimiser ce déphasage, le taux d'échantillonnage du signal de référence doit être réduit le plus possible. Ce taux est toutefois dépendant de la durée du signal.

Ce qui suit montre comment évaluer l'incertitude de mesure provoquée par le taux d'échantillonnage. Pour ce faire, l'équation de l'erreur instantanée (7) est utilisée.

$$\varepsilon_i = \frac{i_{LPIT} \cdot \sin(\omega t) - i_{REF} \cdot \sin(\omega t - \phi_n)}{\sqrt{2}I_p} \times 100 \quad (7)$$

où :

i_{NCIT} = courant instantané du LPIT (A)

i_{REF} = courant instantané de la mesure de référence (A)

I_p = courant nominal efficace de la mesure de référence (A)

n = échantillon

$\phi_n = \omega t_n$ = déphasage entre deux échantillons (rad)

La Figure 4.3 permet de visualiser l'équation de l'erreur instantanée (ε_i). À l'aide de cette figure, l'équation de l'erreur instantanée en fonction du déphasage numérique peut alors être trouvée.

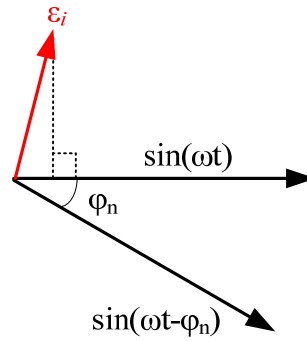


Figure 4.3 : Vecteur de l'erreur instantanée

En fixant l'amplitude des signaux à 1 p.u. (par unité), les coordonnées rectangulaires de l'erreur sont :

$$\varepsilon_i = \sin(\omega t) - \sin(\omega t - \phi_n) \quad (8)$$

$$\varepsilon_i = (1 - \cos \phi_n) + j \sin \phi_n \quad (9)$$

Le module de l'erreur est donc :

$$|\varepsilon_i| = \sqrt{(1 - \cos \phi_n)^2 + j \sin \phi_n^2} = \sqrt{2(1 - \cos(\phi_n))} = 2 \sin(\phi_n / 2) \quad (10)$$

L'angle de l'erreur est calculé comme suit :

$$\angle \varepsilon_i = \frac{\phi_n - \pi}{2} \quad (11)$$

L'erreur instantanée, en fonction du temps, est donc :

$$\varepsilon_i(t) = 2 \sin(\phi_n / 2) \cdot \cos(\omega t - \phi_n / 2). \quad (12)$$

L'erreur instantanée calculée ci-dessus est interprétée comme une incertitude de mesure. Celle-ci, causée par le taux d'échantillonnage du signal à 1PPS, est donc une fonction du temps, et il a une amplitude de $2 \sin(\phi_n / 2)$ et un déphasage de $(\phi_n - \pi) / 2$. La Figure 4.4 montre l'incertitude de mesure pour des taux d'échantillonnage de 1 μ s et 4 μ s.

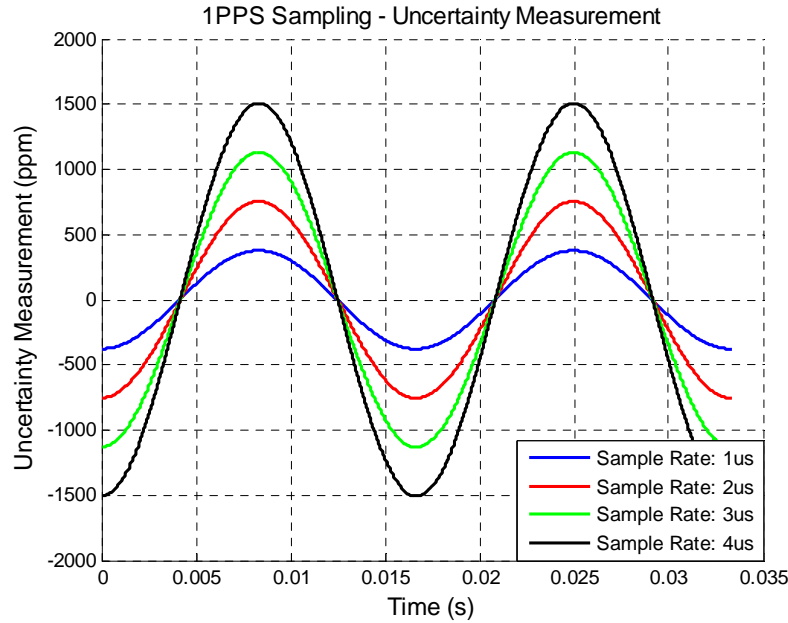


Figure 4.4 : Le déphasage des signaux de référence est analysé

Lorsque le taux d'échantillonnage est très faible, soit entre $1 \mu\text{s}$ et $4 \mu\text{s}$, l'incertitude de mesure (en ppm) causée par un déphasage peut être approximée par la fréquence d'échantillonnage, comme suit :

$$|\varepsilon_i| \approx \phi_n \approx T_n \cdot \omega_n \times 10^{-6} (\mu\text{rad}) \times 10^6 (\text{ppm}) \quad (13)$$

Dans la présente étude, le taux d'échantillonnage choisi est de $T_n = 1 \mu\text{s}$; l'incertitude de mesure a donc été estimée à $|\varepsilon_i| \approx 1 \cdot \mu\text{sec} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 1 \text{ppm} \approx 377 \text{ ppm}$.

4.5 Résultats d'essais

Cette section présente les résultats d'essais des classes de protection. Les tableaux indiquent les valeurs moyennes des cinq essais réalisés. Les figures illustrent un seul essai à l'intensité maximale. Toutefois, l'ensemble des figures des différentes intensités se trouvent aux annexes A à F.

4.5.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)

Tableau 4.1 : Résultats d'essais – OCT No.1 – Classe de protection

	Courant d'essais (kA crête)			
	7.1	14.1	28.3	56.6
Courant de référence mesuré (kA crête) - Essais Sym.	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O
Courant mesuré (kA crête)	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾
Courant de référence mesuré (kA crête) - Essais Asym.	6.94	13.89	27.82	57.36
Courant mesuré (kA crête)	6.95	13.88	28.44	61.10
Limites de l'erreur instantanée selon IEC-60044-8 (%)				
	10	10	10	10
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Sym.	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Asym.	2.12	1.58	4.57	14.20
Limites de l'erreur composée selon IEC-60044-8 (%)				
	5	5	5	5
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Sym.	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾	S/O ⁽¹⁾
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Asym.	0.86	0.74	1.65	7.06

Note 1 : En raison de la disponibilité de l'OCT No.1, auprès du fabricant, seuls les essais de courant asymétrique ont été réalisés. On s'attend toutefois à ce qu'aucune différence notable ne serait observée pour les essais symétriques.

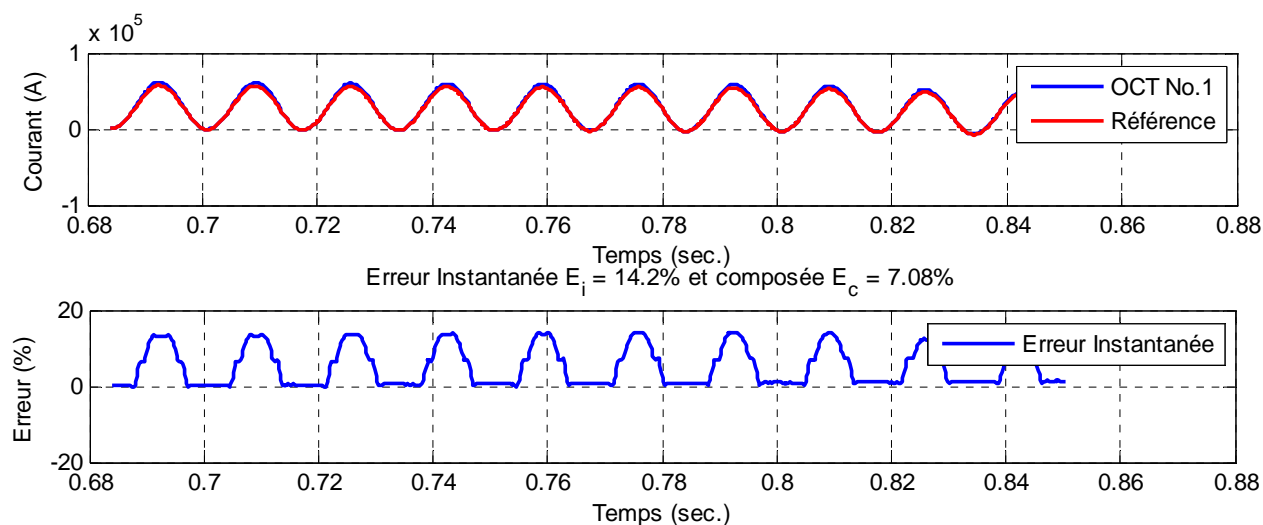


Figure 4.5 : Courant asymétrique – OCT No.1 – Classe de protection

Tableau 4.2 : Résultats d'essais – OCT n° 2 – Classe de protection

	Courant d'essais (kA crête)			
	7.1	14.1	28.3	56.6
Courant de référence mesuré (kA crête) -Essais Sym.	6.94	14.02	28.03	57.64
Courant mesuré (kA crête)	6.89	13.94	27.90	57.43
Courant de référence mesuré (kA crête) - Essais	7.03	14.06	27.91	56.39
Courant mesuré (kA crête)	7.06	14.10	27.88	56.17
Limites de l'erreur instantanée selon IEC-60044-8 (%)				
	10	10	10	10
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Sym.	2.67	1.28	0.89	0.67
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Asym.	4.15	2.81	1.29	1.16
Limites de l'erreur composée selon IEC-60044-8 (%)				
	5	5	5	5
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Sym.	0.87	0.48	0.38	0.31
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Asym.	1.39	1.18	0.44	0.40

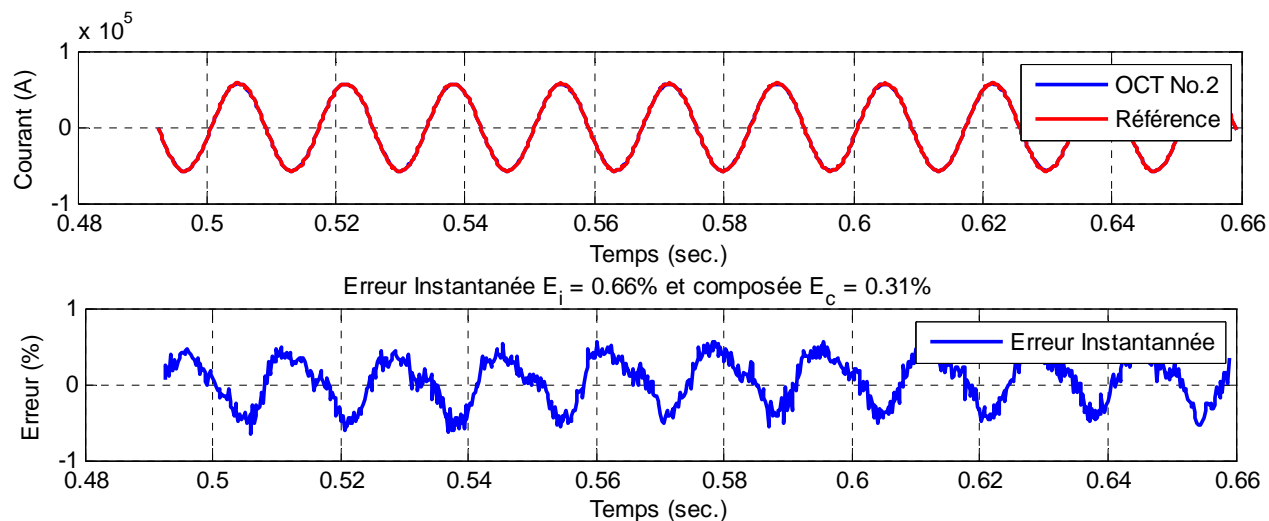


Figure 4.6 : Courant symétrique – OCT No.2 – Classe de protection

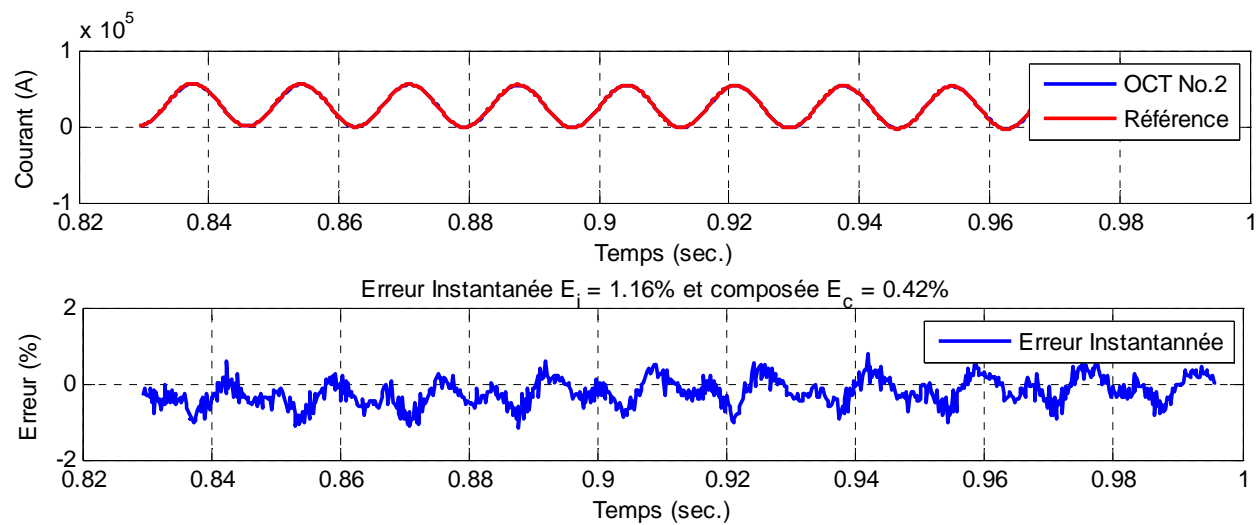


Figure 4.7 : Courant asymétrique – OCT No.2 – Classe de protection

Tableau 4.3 : Résultats d'essais – OCT No.3 – Classe de protection

	Courant d'essais (kA crête)			
	7.1	14.1	28.3	56.6
Courant de référence mesuré (kA crête) -Essais Sym.	6.92	14.05	28.08	57.33
Courant mesuré (kA crête)	6.91	14.01	27.99	57.15
Courant de référence mesuré (kA crête) - Essais	6.95	14.03	27.95	57.52
Courant mesuré (kA crête)	6.94	14.01	27.90	57.40
Limites de l'erreur instantanée selon IEC-60044-8 (%)				
	10	10	10	10
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Sym.	0.66	0.58	0.55	0.52
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Asym.	1.83	1.65	1.56	1.56
Limites de l'erreur composée selon IEC-60044-8 (%)				
	5	5	5	5
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Sym.	0.34	0.34	0.36	0.37
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Asym.	0.77	0.72	0.44	0.71

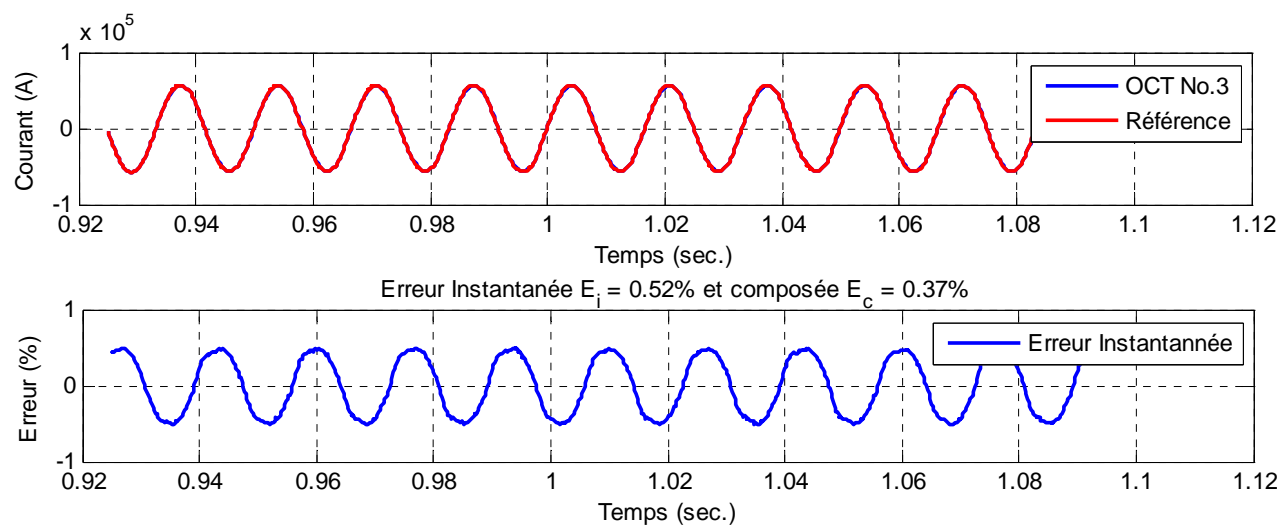


Figure 4.8 : Courant symétrique – OCT No.3 – Classe de protection

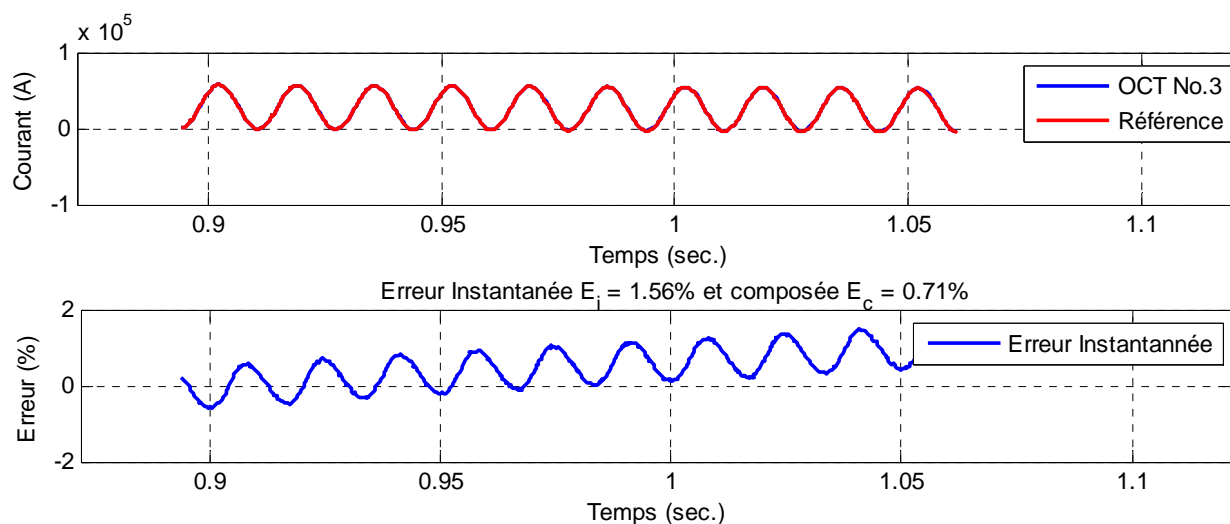


Figure 4.9 : Courant asymétrique – OCT No.3 – Classe de protection

4.5.2 Concentrateurs analogique (SAMU)

Tableau 4.4 : Résultats d'essais – SAMU No.1 – Classe de protection

	Courant d'essais (A crête)		
	25	50	100
Courant de référence mesuré (A crête) -Essais Sym.	24.97	49.95	99.96
Courant mesuré (A crête)	24.86	49.73	99.45
Courant de référence mesuré (A crête) - Essais Asym.	24.65	49.30	98.67
Courant mesuré (A crête)	24.40	48.87	97.84
Limites de l'erreur instantanée selon IEC-60044-8 (%)			
	10	10	10
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Sym.	1.85	1.71	1.18
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Asym.	97.02	110.04	132.12
Limites de l'erreur composée selon IEC-60044-8 (%)			
	5	5	5
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Sym.	0.66	0.58	0.55
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Asym.	57.12	75.98	88.80

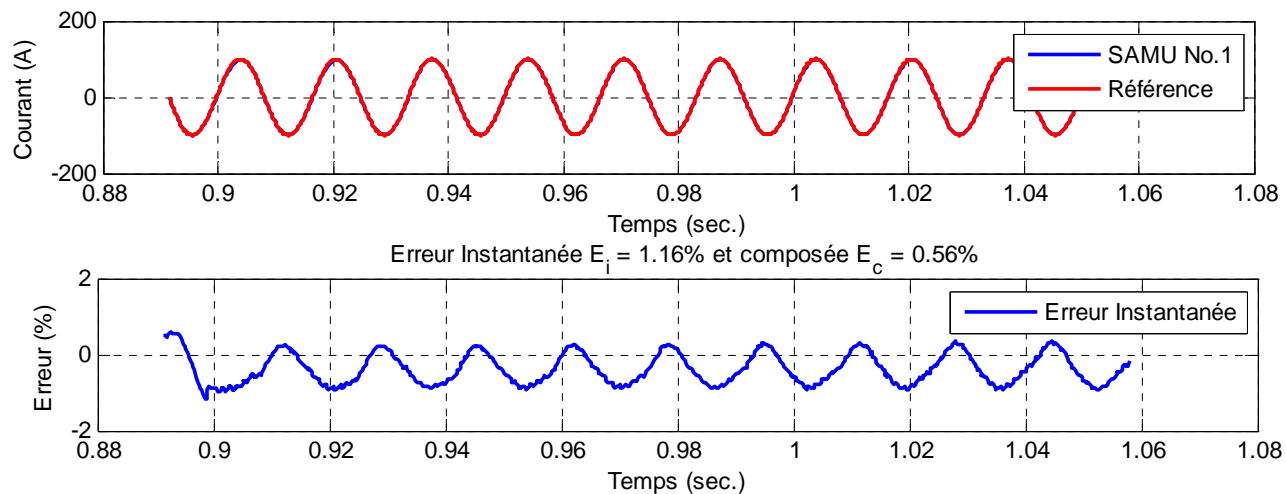


Figure 4.10 : Courant symétrique – SAMU No.1 – Classe de protection

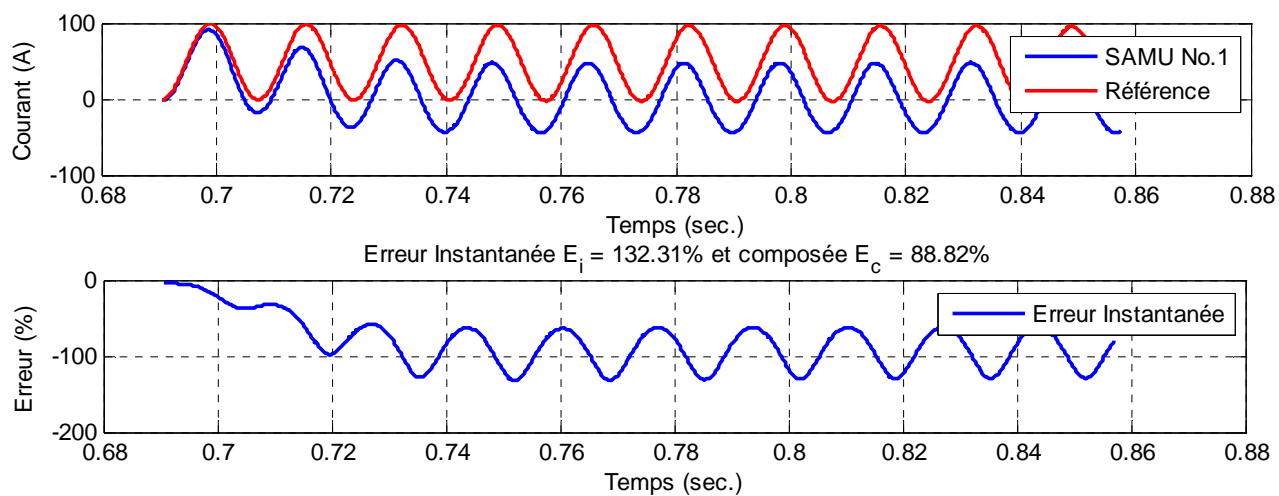


Figure 4.11 : Courant asymétrique – SAMU No.1 – Classe de protection

Tableau 4.5 : Résultats d'essais – SAMU No.2 – Classe de protection

	Courant d'essais (A crête)		
	25	50	100
Courant de référence mesuré (A crête) -Essais Sym.	24.88	49.79	99.67
Courant mesuré (A crête)	24.80	49.64	99.34
Courant de référence mesuré (A crête) - Essais Asym.	24.70	49.41	98.91
Courant mesuré (A crête)	24.22	48.59	97.43
Limites de l'erreur instantanée selon IEC-60044-8 (%)			
	10	10	10
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Sym.	3.47	3.40	2.95
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Asym.	52.38	99.49	110.46
Limites de l'erreur composée selon IEC-60044-8 (%)			
	5	5	5
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Sym.	1.79	1.72	1.58
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Asym.	30.13	54.04	76.13

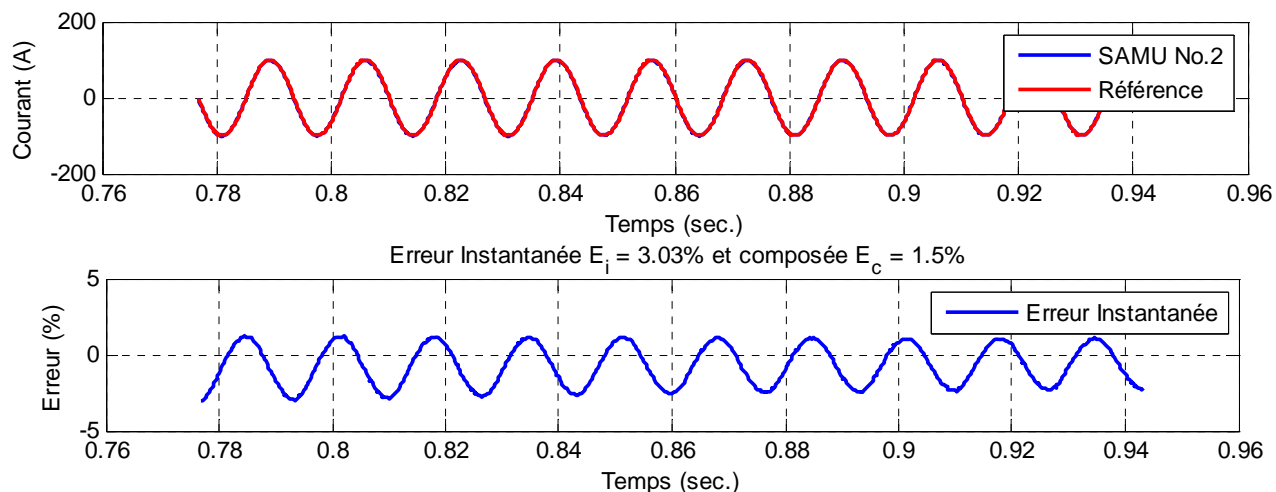


Figure 4.12 : Courant symétrique – SAMU No.2 – Classe de protection

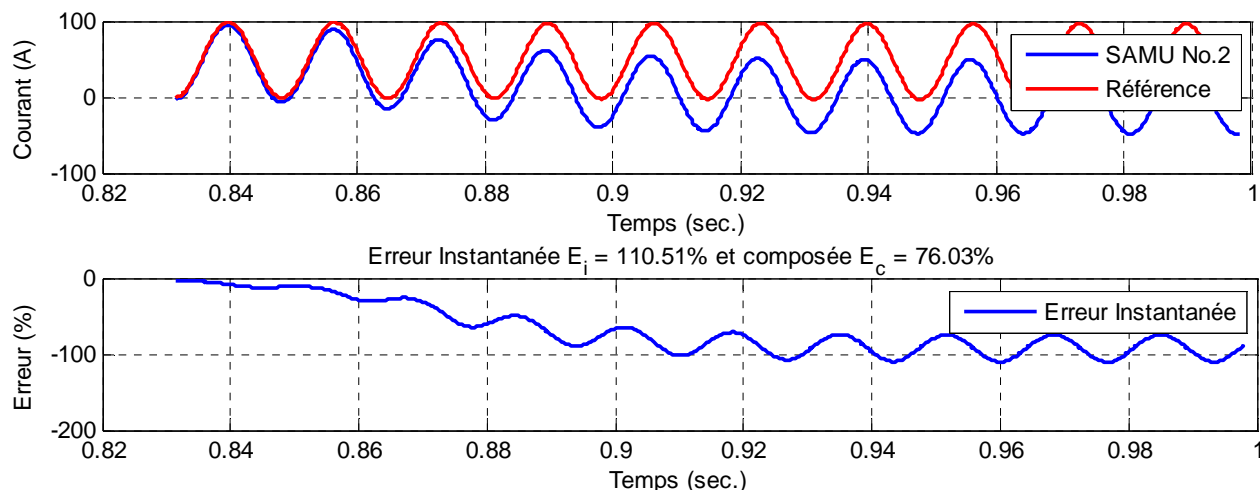


Figure 4.13 : Courant asymétrique – SAMU No.2 – Classe de protection

Tableau 4.6 : Résultats d'essais – SAMU No.3 – Classe de protection

	Courant d'essais (A crête)		
	25	50	100
Courant de référence mesuré (A crête) -Essais Sym.	24.93	49.94	100.01
Courant mesuré (A crête)	25.05	50.22	100.56
Courant de référence mesuré (A crête) - Essais Asym.	24.74	49.52	99.20
Courant mesuré (A crête)	24.81	49.82	99.90
Limites de l'erreur instantanée selon IEC-60044-8 (%)			
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Sym.	10	10	10
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Asym.	1.82	1.69	1.62
Erreur instantanée \mathcal{E}_i (%) - Essais Asym.	11.83	9.95	44.38
Limites de l'erreur composée selon IEC-60044-8 (%)			
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Sym.	5	5	5
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Sym.	0.91	0.93	0.92
Erreur composée \mathcal{E}_c (%) - Essais Asym.	7.35	5.91	15.53

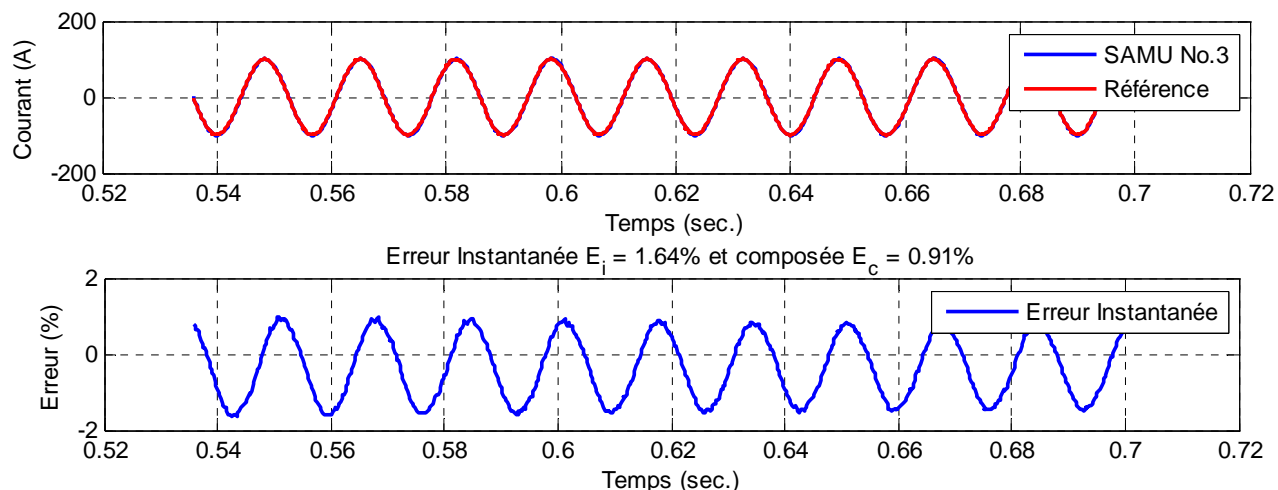


Figure 4.14 : Courant symétrique – SAMU No.3 – Classe de protection

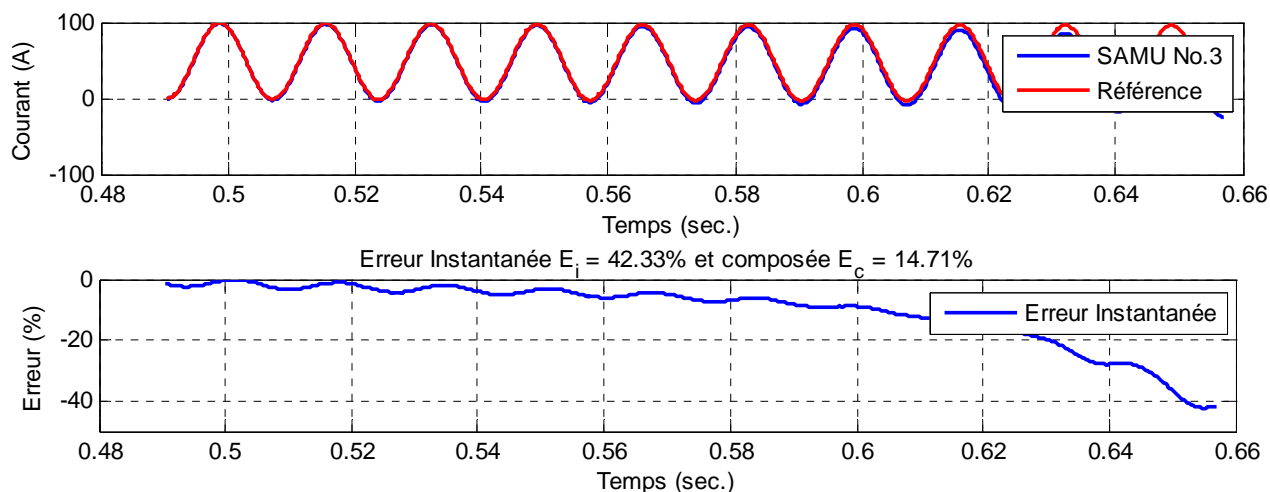


Figure 4.15 : Courant asymétrique – SAMU No.3 – Classe de protection

4.6 Discussion des résultats

Les OCT No.2 et No.3 respectent les limites de la classe de protection définies dans cette étude. Les résultats obtenus sont largement inférieurs à la limite de l'erreur instantanée de 10 % et de 5% de l'erreur composée. De plus, il est possible de remarquer dans la Figure 4.9 que l'erreur instantanée augmente dans le temps. Ce type d'erreur est unique au OCT No.3 et provient des performances intrinsèques de l'équipement et non de la chaîne de mesure de référence; incluant le capteur rogowski susceptible d'atténuer la composante DC.

Dans les figures précédentes, plus particulièrement la Figure 4.9, l'erreur instantanée a la forme d'une fonction cosinus. Celle-ci peut être attribuable au signal de référence, mais plus

particulièrement à la capacité de l'OCT No.3 à se synchroniser adéquatement, comparativement aux autres LPIT. Compte tenu de la très faible amplitude de l'erreur instantanée, aucune investigation supplémentaire n'a été réalisée en ce sens.

L'OCT No.1 ne respecte pas les limites de protection de la norme CEI-60044-8 [4] ni celles définies dans cette étude. Par suite de discussions tenues avec le fabricant, seuls les essais de courant asymétriques ont été réalisés.

Dans l'ensemble, les SAMU affichent des performances intéressantes, particulièrement pendant les essais en courant symétrique. Toutefois, dans les essais en courant asymétrique, la précision de mesure est fortement détériorée, pouvant atteindre une erreur de plus de 100 %. Cela s'explique par l'utilisation de transformateurs de courant auxiliaires de type conventionnel à l'intérieur des SAMU.

Afin d'améliorer les performances transitoires des SAMU lors de la mesure de courant asymétrique, il serait requis de surdimensionner les TC auxiliaires. C'est d'ailleurs ce qui a été réalisé dans le SAMU No. 3 où le fabricant a introduit des TC auxiliaires de dimensions importantes. Cela peut être confirmé dans la Figure 4.15, où l'erreur instantanée a atteint 10% après 7 cycles pour un courant de 100 A crête. Afin d'obtenir des performances supérieures au SAMU No.3, il serait requis de remplacer les TC auxiliaires par des résistances de précision (shunts) ou des bobines rogowski. Cette dernière application a déjà été traitée, de façon similaire, pour des relais de protection [29].

Toutefois, il est à noter que l'analyse a été réalisée sur une période de 10 cycles, ce qui est très exigeant pour des transformateurs de courant conventionnels. En effet, un défaut de court-circuit franc sera détecté par la protection différentielle et un ordre de déclenchement sera donné au disjoncteur après seulement quelques cycles (approx. 2 à 3 cycles). De plus, dans une application réelle en centrale hydroélectrique, il est fort probable que les transformateurs de courant primaires atteindront la saturation après seulement quelques cycles (de 1 à 3 cycles). Une analyse des performances des SAMU devra alors être réalisée en tenant en compte des performances des transformateurs de courant primaires. Une analyse approfondie des performances transitoires des SAMU est réalisée au Chapitre 9.

CHAPITRE 5 PRÉCISION DE LA CLASSE DE MESURE

5.1 Classe de mesure – Mesure de référence

Selon sa conception, un transformateur de courant conventionnel ayant une classe de protection donnée pourrait respecter les exigences associées à la classe de mesure demandée. Dans le cas contraire, la conception du transformateur de courant conventionnel devra être revue ou un second transformateur de courant installé. Généralement, cela aura pour effet d'entraîner des contraintes d'implantation supplémentaires.

Des essais ont donc été réalisés afin de valider les performances de mesure des LPIT ; le but étant d'en arriver à l'utilisation d'un seul LPIT pour la protection et la mesure. De plus, comme l'a mentionné l'introduction, le LPIT devra mesurer de faibles courants afin de détecter un défaut phase-terre d'entre 15 et 20 A eff.

Les LPIT testés dans cette étude n'ont pas de classe de mesure. Seul l'OCT No 1 a une classe de mesure de 0.2. Les classes de mesure utilisées comme base d'essai et de comparaison est donc la 0.2 et la 0.5 (IEC-60044-8). Ces classes de mesures se rapprochent des classes 0.3B1.8 et 0.6B1.8 (IEEE C57.13) normalement utilisée en Amérique du Nord et dans les centrales hydroélectriques d'Hydro-Quebec pour la facturation et la mesure, respectivement.

5.2 Banc d'essai de mesure

Pour tester la classe de mesure des LPIT, une source de courant dite stable a été utilisée pour minimiser les écarts-types entre les différents essais ainsi que les erreurs de variation de fréquence. Durant l'évaluation des transformateurs de courant optiques, le courant injecté a été fixé à 5 A eff. Différents nombres de tours ont été réalisés autour des capteurs optiques afin d'injecter différents niveaux de courant. Les différents tours ont été réalisés de façon uniforme sans toutefois y apporter une très grande attention, car la variation du flux magnétique au centre du capteur n'entraîne pas d'incertitude de mesure supplémentaire. Durant l'évaluation des SAMU, l'amplitude du courant, provenant de la source de courant, a été réglée aux différentes plages d'essais, soit entre 0,25 A eff. et 6,0 A eff. (entre 5 % et 120 % du courant nominal de 5 A eff). Les schémas suivants montrent les deux montages utilisés pour les essais des OCT et des SAMU.

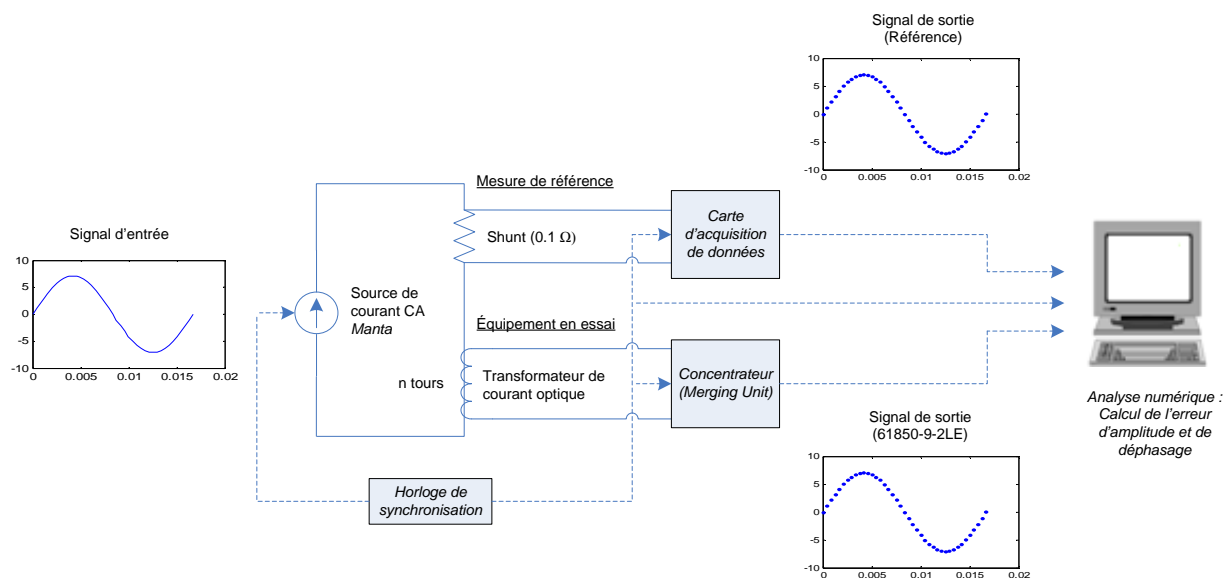


Figure 5.1 : Banc d'essai du transformateur de courant optique (OCT) – classe de mesure

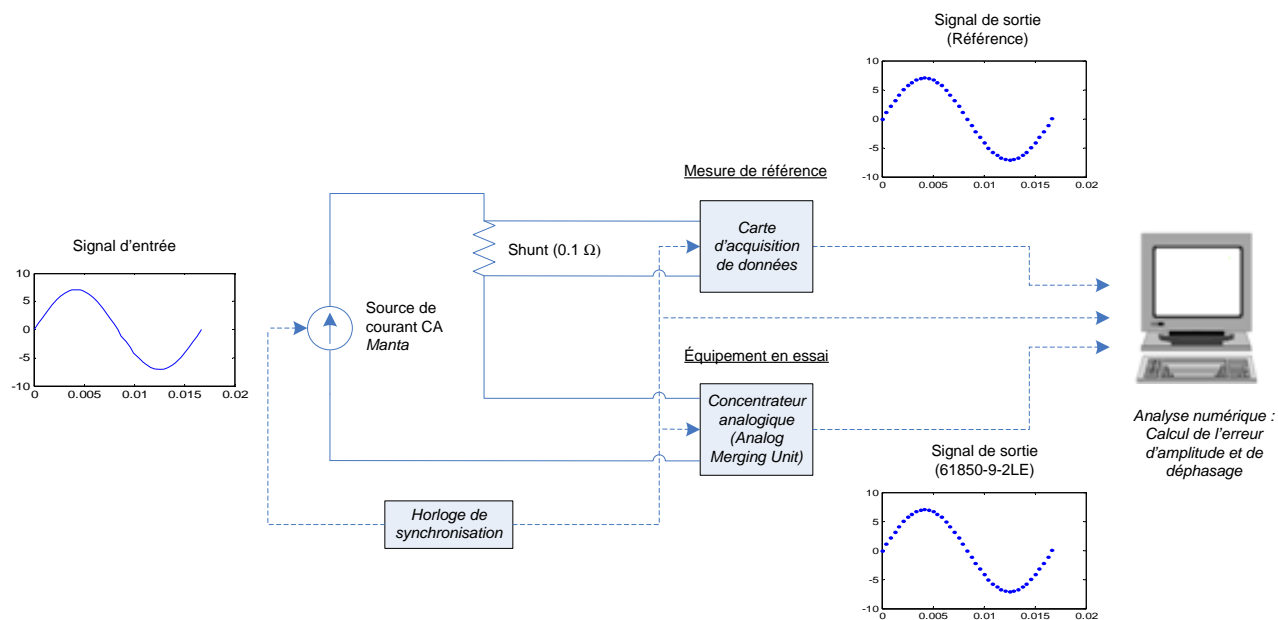


Figure 5.2 : Banc d'essai du concentrateur analogique (SAMU) – classe de mesure

La mesure de référence, permettant de valider les classes de mesure des dispositifs à l'essai, est donc prise avec les appareils suivants :

- Shunt : 0,1 Ω, 10 A, 1 V ;

- Carte d'acquisition : 2 MHz/canal, 16 bits.

L'incertitude de la mesure du shunt est estimée à 8,2 ppm, selon un niveau de confiance de 95 % ($\pm 2\sigma$). Elle ne tient pas compte de la période d'utilisation et de la variation de la valeur de la résistance dans le temps. Ces facteurs ont été négligés dans la présente étude.

L'incertitude de la carte d'acquisition, variable selon la plage de fonctionnement, est estimée à 250 ppm. Le niveau de confiance attribuable à l'incertitude causée par le bruit est de 99 %, soit un facteur d'expansion de $\pm 3\sigma$.

Cette étude n'a pas tenu compte de l'incertitude attribuable au choix des câbles, à l'environnement du laboratoire (température, humidité), à la variation des appareils de mesure dans le temps et à la qualité de la mise à la terre des appareils. L'objectif des essais réalisés était d'obtenir une approximation assez juste des performances des LPIT en présence de faible courant et non de valider avec haute précision la classe de mesure, comme cela est réalisé dans les laboratoires de métrologie.

L'incertitude combinée de la mesure de référence a été calculée comme suit à l'aide de l'équation de la résultante quadratique (en anglais, *Root Sum Square* ou RRS) :

$$U_c = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2} \quad (14)$$

où :

$U_n =$ erreur d'imprécision du nième équipement de mesure (ppm)

L'incertitude combinée de la mesure de référence est donc :

$$U_c = \sqrt{8,5^2 + 250^2} \approx 250 \text{ ppm}$$

Le niveau de confiance de l'incertitude de mesure de la référence est estimé à 95 %. Cela correspond à un écart-type d'une courbe normale de $\pm 2\sigma$, déjà inclus dans les incertitudes du shunt.

5.3 Description de l'essai

Deux équations différentes (15) et (16) [4] ont été utilisées pour calculer l'erreur d'amplitude de courant. Ces équations prennent ou non en compte le bruit blanc (en anglais, *white noise*). Les résultats diffèrent alors, particulièrement durant les essais à faible courant.

$$\varepsilon_{RMS} = \frac{K_{rd} \cdot \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N i_s(n)^2} - \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N i_p(n)^2}}{\sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N i_p(n)^2}} \times 100 \quad (15)$$

où :

K_{rd} = ratio nominal du transformateur de courant

$i(n)$ = nième échantillon de courant

N = nombre total d'échantillons sur une période

n = échantillon

$$\varepsilon_{FTD} = \frac{K_{rd} \cdot I_S - I_P}{I_P} \times 100 \quad (16)$$

où :

K_{rd} = ratio nominal du transformateur de courant

I_S = amplitude secondaire de la fondamentale (A crête)

I_P = amplitude primaire de la fondamentale (A crête)

L'amplitude du courant fondamental et de différentes harmoniques ont été calculées avec l'équation de la transformée de Fourier discrète (TFD) (17).

Une fenêtre rectangulaire a été utilisée. Celle-ci a été possible, car la variation de la fréquence de la source d'essai a été estimée à 120 ppm. Dans le cas contraire, lorsque se produit une variation importante de la fréquence, une incertitude de mesure devra être ajoutée ou une fenêtre de lissage, telle que la Blackman, la Blackman-Harris ou la Hamming, devra être utilisée [26], [27]. Il est à noter que l'utilisation de fenêtres de lissage n'a que peu d'impact si celles-ci sont

appliquées de façon identique aux signaux de mesure (LPIT et de référence) et que seul le pourcentage d'erreur est requis, comme le montre l'équation (16).

$$I(k) = \sum_{n=1}^N i_n \cdot e^{\frac{-j2\pi \cdot (n-1) \cdot (k-1)}{N}} \quad (17)$$

où :

i_n = nième échantillon de courant

N = nombre total d'échantillons sur une période

n = échantillon

k = rang harmonique

Afin de calculer l'amplitude des harmoniques trouvées avec la TFD, dont les résultats sont en valeurs réelles et complexes, l'équation suivante doit être utilisée :

$$|I| = 2 \cdot \sqrt{a^2 + j \cdot b^2} \quad (18)$$

Une seule équation a été utilisée pour le calcul du déphasage : la transformée de Fourier discrète (TFD) (17). Le calcul des passages par zéro du courant alternatif n'a pas été utilisé, car il peut donner des résultats erronés à faible courant, où le bruit présent dans le signal analysé devient non négligeable. Un filtre numérique pourrait alors être appliqué au signal de référence et au signal analysé (afin d'appliquer la même atténuation ou le même déphasage du filtre choisi aux signaux). Dans ce cas, le passage par zéro revient sensiblement à la méthode de la TFD, où seul le courant fondamental est comparé.

Le déphasage est calculé selon l'équation (19) [4] :

$$\Delta\phi = \phi_s - \phi_p \quad (19)$$

où :

ϕ_s = déphasage secondaire de la fondamentale (min.)

ϕ_p = déphasage secondaire de la fondamentale (min.)

où :

$$\phi = a \tan\left(\frac{j \cdot b}{a}\right). \quad (20)$$

5.4 Période du signal analysé

Les LPIT n'échantillonnent pas parfaitement les signaux analogiques mesurés. La précision du convertisseur analogique-numérique (ADC) ainsi que la précision de l'horloge d'échantillonnage interne (oscillateur) peuvent introduire des imprécisions dans le temps d'échantillonnage [28]. Cette imprécision d'échantillonnage sera aussi accentuée par la variation de température ou par l'imprécision de l'horloge de synchronisation externe (PPS ou PTP). Elle a pour effet d'introduire deux phénomènes : le « *sampling jitter* » et le « *time drifting* ». La Figure 5.3 montre ces deux concepts.

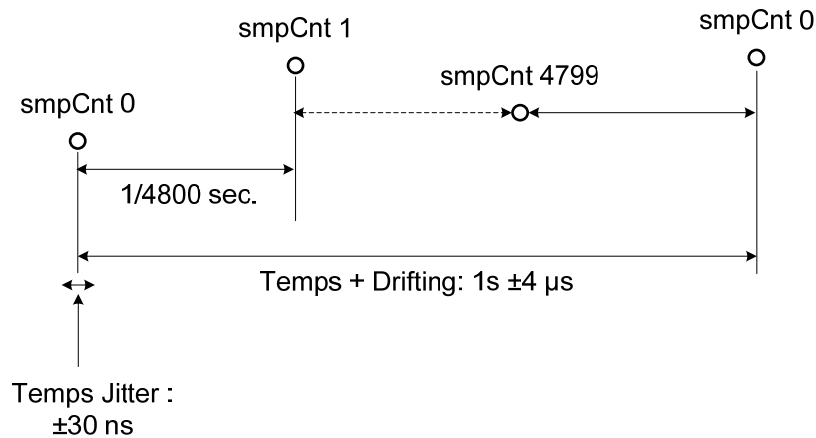


Figure 5.3 : Échantillonnage du signal CEI-61850-9-2LE

Il est très difficile de mesurer ces deux phénomènes, car ces erreurs sont très faibles et les appareils de mesure de référence ne sont pas assez précis. Toutefois, au moment d'évaluer le module et l'angle des signaux analysés, une erreur proviendra du calcul numérique de la TFD, car la périodicité exacte du signal sera modifiée.

Afin de valider l'impact de l'imprécision d'échantillonnage et de l'influence de la période analysée par la TFD, un signal CEI-61850-9-2 de 4000 A comportant des harmoniques de rangs 2, 3 et 5, d'une amplitude de 100 A, de 50 A et de 25 A, respectivement, a été simulé.

Une fonction aléatoire d'une distribution uniforme de ± 30 ns a été utilisée afin de simuler le « sampling jitter » alors que le « time drifting » a été fixée à ± 4 μ s. Ces deux valeurs ont été obtenues par suite de discussions avec les fabricants des différents LPIT à l'essai. Elles correspondent aux valeurs maximales possibles selon le guide [24].

L'amplitude du courant calculé avec la TFD est comparée au paramètre d'entrée du signal selon l'équation (21).

$$\varepsilon\% = \frac{I_{\text{entrée}} - I_{TFD}}{I_{\text{entrée}}} \times 100 \quad (21)$$

où :

$I_{\text{entrée}}$ = amplitude du signal simulé (A crête)

I_{TFD} = amplitude du signal calculé avec la TFD (A crête)

La Figure 5.4 présente l'erreur de calcul d'amplitude de la TFD numérique à la suite d'un nombre élevé d'itérations. Cette erreur provient majoritairement de la présence d'interharmoniques provoquées par le « sampling jitter », le « drifting » et l'amplitude du courant fondamental. L'amplitude de ces interharmoniques en présence de faibles amplitudes d'harmoniques (2^e, 3^e et 5^e) peut devenir non négligeable. Cela peut se quantifier par le rapport signal-bruit (en anglais, *Signal Noise Ratio* ou SNR). Afin d'atténuer l'erreur de calcul, le nombre de cycles analysés peut être augmenté, comme le montre la Figure 5.4.

Toutefois, il est à noter que l'erreur de l'analyse du courant fondamental (4000 A) est négligeable, se situant à moins de 3 ppm. Malgré cette faible erreur de mesure, il a été décidé d'analyser un nombre élevé de cycles plutôt qu'un seul. Cela a pour effet de minimiser l'erreur de calcul avec la TFD et de simuler l'intégration d'un système de mesure en centrale.

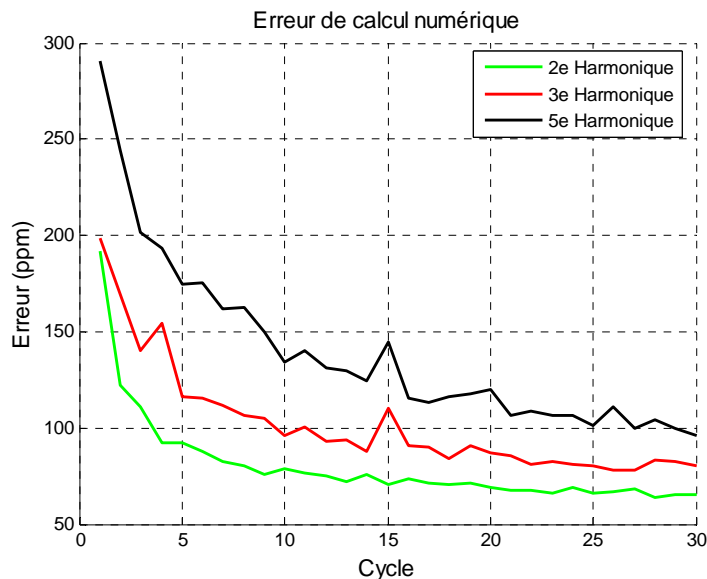


Figure 5.4 : Erreur d'amplitude TFD selon le nombre de cycles

5.5 Résultats d'essais

Cette section présente les résultats d'essais des classes de mesure. Les tableaux et les figures indiquent les valeurs moyennes des cinq essais réalisés. Les limites des erreurs prescrites par la norme CEI-60044-8 sont données dans le tableau suivant.

Tableau 5.1 : Limites d'erreur selon niveau de courant

Niveau de courant (A eff.)	20	80	400	480
Erreur d'amplitude FFT & eff. (%)	0.75	0.35	0.2	0.2
Erreur de déphasage (crad)	0.9	0.45	0.3	0.3

5.5.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)

Tableau 5.2 : Résultats d'essais – OCT No.1 – Classe de mesure

	<i>Plages d'essais du courant nominal (%)</i>			
	5	20	100	120
Courant de référence (A eff.)	20.02	80.10	400.55	480.60
Courant mesuré (A eff.)	20.04	79.88	399.86	479.98
Limites de précision d'amplitude				
selon IEC-60044-8 (%)	0.75	0.35	0.2	0.2
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	0.09	-0.28	-0.17	-0.13
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	0.02	-0.28	-0.17	-0.13
Limites de précision de déphasage				
selon IEC-60044-8 (Centiradian)	0.9	0.45	0.3	0.3
Erreur de déphasage (Centiradian)	-0.08	-0.07	-0.05	-0.06

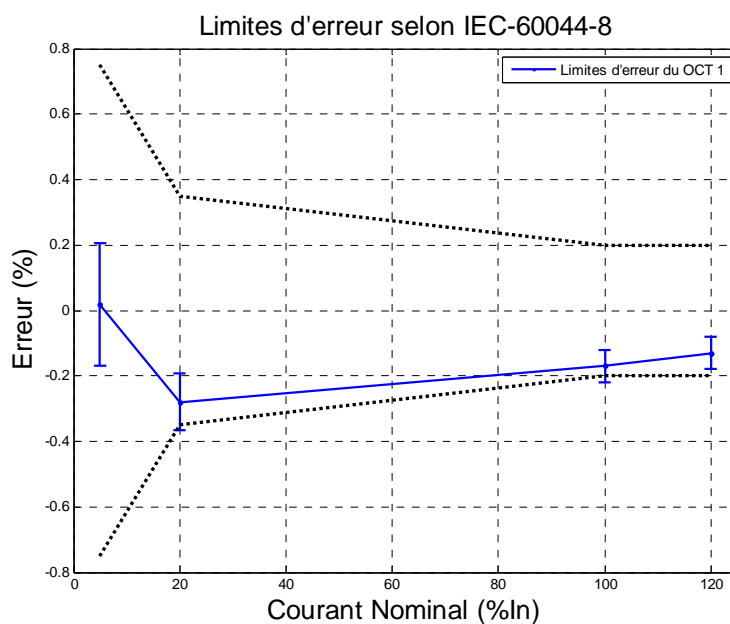


Figure 5.5 : Résultats d'essais – OCT No.1 – Classe de mesure

Tableau 5.3 : Résultats d'essais – OCT No.2 – Classe de mesure

	Plages d'essais du courant nominal (%)			
	5	20	100	120
Courant de référence (A eff.)	20.01	80.06	400.26	480.25
Courant mesuré (A eff.)	20.60	80.24	399.97	480.26
Limites de précision d'amplitude				
selon IEC-60044-8 (%)	0.75	0.35	0.2	0.2
Erreur d'amplitude \mathcal{E}_{RMS} (%)	2.91	0.22	-0.07	0.00
Erreur d'amplitude \mathcal{E}_{TFD} (%)	0.38	0.05	-0.09	-0.01
Limites de précision de déphasage				
selon IEC-60044-8 (Centiradian)	0.9	0.45	0.3	0.3
Erreur de déphasage (Centiradian)	0.24	0.13	0.11	0.12

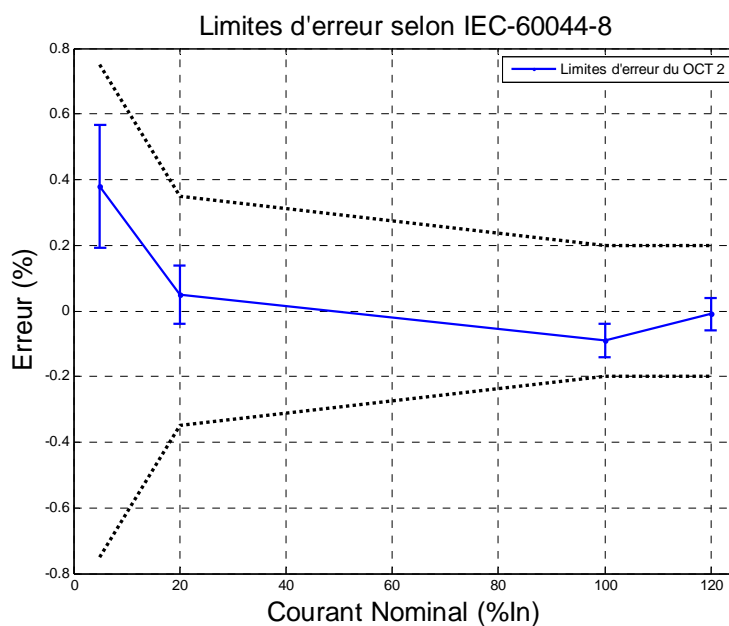


Figure 5.6 : Résultats d'essais – OCT No.2 – Classe de mesure

Tableau 5.4 : Résultats d'essais – OCT No.3 – Classe de mesure

	Plages d'essais du courant nominal (%)			
	5	20	100	120
Courant de référence (A eff.)	20.01	80.06	400.20	480.35
Courant mesuré (A eff.)	20.45	79.91	398.85	478.58
Limites de précision d'amplitude				
selon IEC-60044-8 (%)	0.75	0.35	0.2	0.2
Erreur d'amplitude \mathcal{E}_{RMS} (%)	2.18	-0.19	-0.34	-0.37
Erreur d'amplitude \mathcal{E}_{TFD} (%)	-0.22	-0.35	-0.34	-0.37
Limites de précision de déphasage				
selon IEC-60044-8 (Centiradian)	0.9	0.45	0.3	0.3
Erreur de déphasage (Centiradian)	0.51	0.40	0.39	0.39

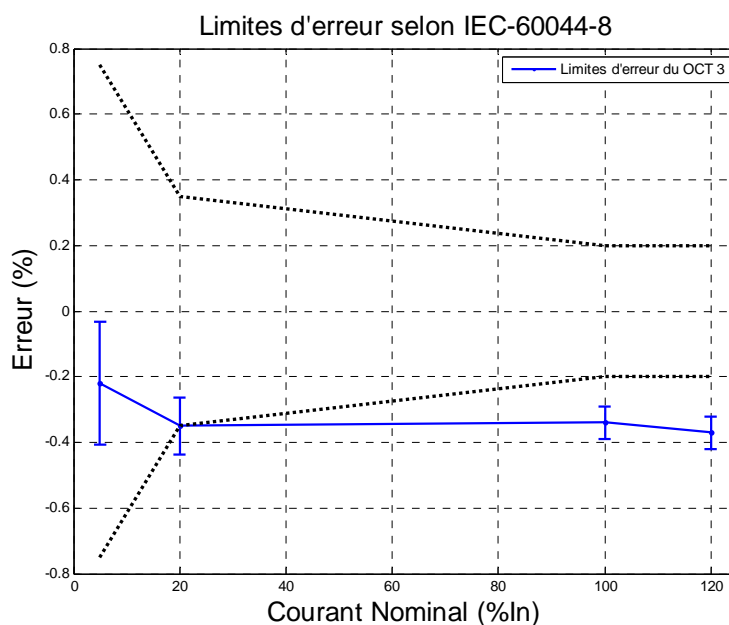


Figure 5.7 : Résultats d'essais – OCT No.3 – Classe de mesure

5.5.2 Concentrateurs analogiques (SAMU)

Tableau 5.5 : Résultats d'essais – SAMU No.1 – Classe de mesure

	<i>Plages d'essais du courant nominal (%)</i>			
	5	20	100	120
Courant de référence (A eff.)	20.03	79.92	397.30	478.54
Courant mesuré (A eff.)	19.93	79.99	399.31	479.12
Limites de précision d'amplitude				
selon IEC-60044-8 (%)	0.75	0.35	0.2	0.2
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	-0.50	0.09	0.51	0.12
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	-0.45	0.09	0.51	0.12
Limites de précision de déphasage				
selon IEC-60044-8 (Centiradian)	0.9	0.45	0.3	0.3
Erreur de déphasage (Centiradian)	-0.80	0.01	-0.02	0.08

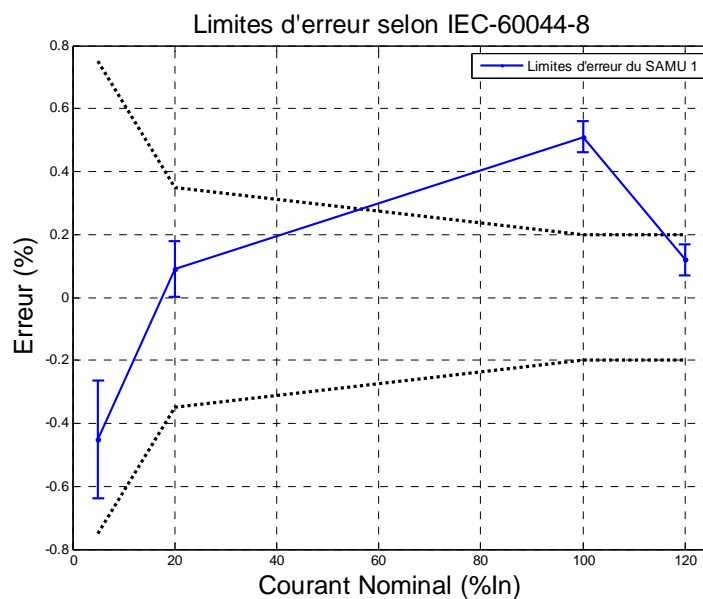


Figure 5.8 : Résultats d'essais – SAMU No.1 – Classe de mesure

Tableau 5.6 : Résultats d'essais – SAMU No.2 – Classe de mesure

	Plages d'essais du courant nominal (%)			
	5	20	100	120
Courant de référence (A eff.)	20.01	80.11	399.87	479.77
Courant mesuré (A eff.)	19.91	79.80	399.99	479.85
Limites de précision d'amplitude selon IEC-60044-8 (%)	0.75	0.35	0.2	0.2
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	-0.50	-0.39	0.03	0.02
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	-0.41	-0.38	0.03	0.02
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)	0.9	0.45	0.3	0.3
Erreur de déphasage (Centiradian)	-8.97	-3.97	-2.03	-1.91

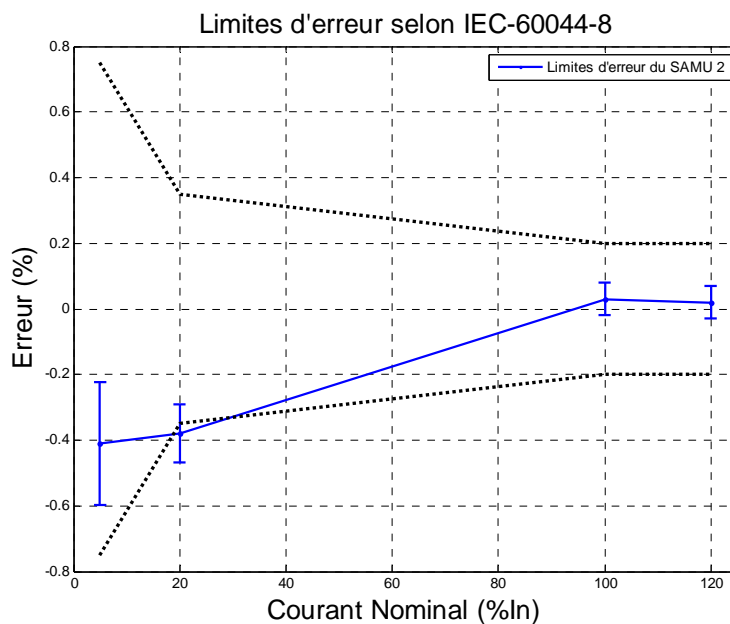


Figure 5.9 : Résultats d'essais – SAMU No.2 – Classe de mesure

Tableau 5.7 : Résultats d'essais – SAMU No.3 – Classe de mesure

	Plages d'essais du courant nominal (%)			
	5	20	100	120
Courant de référence (A eff.)	20.00	80.06	400.40	480.38
Courant mesuré (A eff.)	20.06	79.55	400.03	480.31
Limites de précision d'amplitude selon IEC-60044-8 (%)				
Erreur d'amplitude \mathcal{E}_{RMS} (%)	0.26	-0.64	-0.09	-0.01
Erreur d'amplitude \mathcal{E}_{TFD} (%)	0.27	-0.64	-0.09	-0.01
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)				
Erreur de déphasage (Centiradian)	-7.39	-3.38	-0.12	0.07

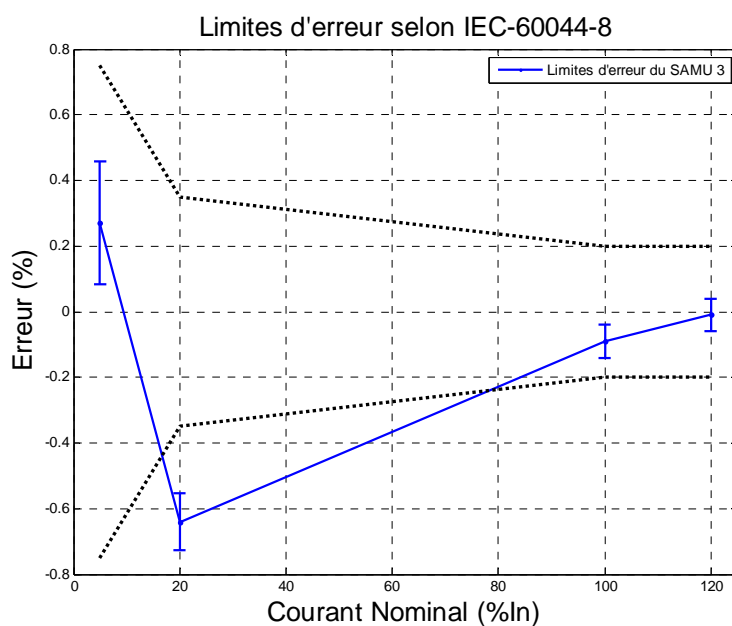


Figure 5.10 : Résultats d'essais – SAMU No.3 – Classe de mesure

5.6 Discussion des résultats

Comme mentionné précédemment, les LPIT testés dans cette étude n'ont généralement pas de classe de mesure. Toutefois, dans l'ensemble, les résultats sont satisfaisants pour une application en centrale. En effet, les erreurs de mesure obtenues sont majoritairement sous la classe de

précision 0.6B1.18, généralement utilisée en centrale, et vont même, dans certains cas, sous la classe de précision 0.2B1.18.

De plus, il est à noter que des résultats jugés satisfaisants ont été obtenus avec le calcul de la TFD, où seule la composante fondamentale est utilisée. Dans le cas contraire, soit lorsque la valeur efficace est utilisée (bruit inclus dans le calcul de la précision de mesure), les OCT ne respectent pas la classe de mesure.

Afin de respecter les classes de précision de mesure, les fabricants se servent de filtres numériques pour lisser le courant. Toutefois, cette méthode peut entraîner des délais dans la lecture du courant, causés par les constantes de temps des filtres numériques, ainsi qu'une incidence sur la classe de protection. Une attention particulière doit être portée lors de l'évaluation des LPIT ayant les deux classes de précision. La Figure 5.11 montre le temps de réponse de la lecture de l'OCT No.1 à bas courant. Celui-ci ne serait pas en mesure de détecter rapidement un défaut phase-terre d'entre 15 et 20 A eff.

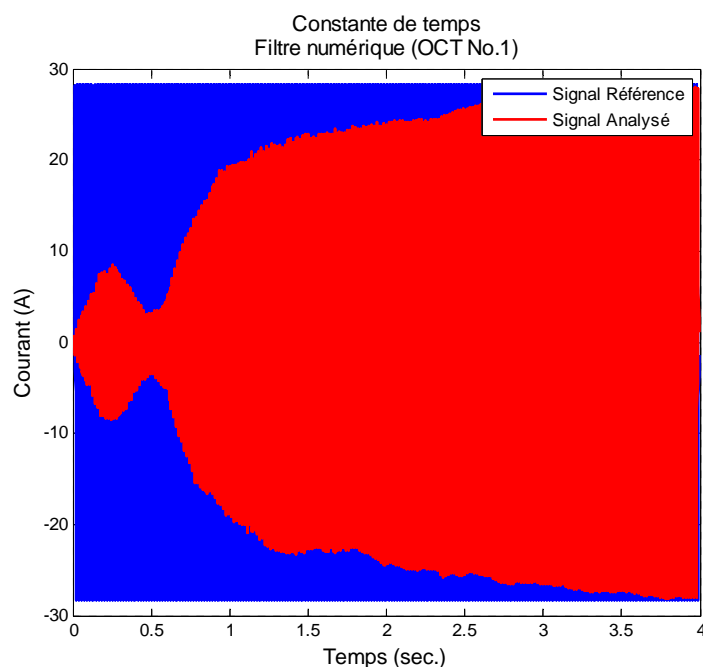


Figure 5.11 : Constante de temps, filtre numérique – OCT no.1

Les résultats pour les SAMU sont similaires à ceux pour les OCT. La discussion précédente s'applique donc aussi aux SAMU. Toutefois, il est à noter qu'à faible courant, l'écart de l'erreur de mesure entre les deux méthodes de calcul (valeur efficace et TFD) est moins important avec

les SAMU qu'avec les OCT. Cela s'explique par un moindre niveau de bruit à l'entrée des SAMU comparativement aux OCT.

CHAPITRE 6 ESSAI EN FRÉQUENCE

Les essais en fréquence permettent de valider la précision de mesure en présence de différents rangs harmoniques. Les résultats présentés dans ce chapitre ont pour but premier de donner un certain aperçu de la capacité des instruments de mesure à lire adéquatement différentes fréquences de courant présentes en centrale hydroélectrique.

Les différentes fréquences présentes en centrale, outre la fréquence fondamentale à 60 Hz, se situent généralement entre 0 Hz et 120 Hz, soit lors d'un démarrage d'alternateur d'un groupe turbine-alternateur et d'un délestage de charge. Généralement, dans ces deux cas extrêmes, seule la tension est présente et aucun courant ne sort des alternateurs. Néanmoins, il a été décidé de tester les LPIT sous un courant, dans ces conditions extrêmes d'exploitation d'un groupe turbine-alternateur. Cela permettra de valider les classes de précision des appareils de mesure selon la norme CEI-60044-8 [4] de même que la précision de mesure dans des conditions anormales d'exploitation, à basse fréquence ($f < 60$ Hz), comme en présence de ferrorésonance.

6.1 Description de l'essai

Le banc d'essai utilisé est identique à celui ayant servi à l'évaluation de la classe de mesure (voir la section 5.2). De plus, les équations de la section 5.3 ont été utilisées pour mesurer l'amplitude et le déphasage du courant nominal. Les limites d'erreur de mesure utilisées sont toutefois celles de la classe de protection 5P et non de la classe de mesure 0.2, car la norme CEI-60044-8 [4] ne prévoit aucun essai à basse fréquence pour les classes de mesure.

Les fréquences utilisées pour l'évaluation sont les suivantes : 6 Hz, 90 Hz, 120 Hz, 180 Hz et 300 Hz. Elles ont été choisies selon les critères suivants.

Tableau 6.1 : Justification des fréquences d'essai

Hz	Justifications
6	Limites d'opération inférieures des relais de protection numérique d'alternateur, démarrage d'un groupe turbine-alternateur.
90	Limites d'opération supérieures des relais de protection numérique d'alternateur, survitesse d'un groupe turbine-alternateur en rejet de charge.
120	Survitesse maximale d'un groupe turbine-alternateur en rejet de charge. Courant d'envahissement d'un transformateur élévateur de centrale.
180	Fréquence de résonance possible à la haute tension d'un transformateur élévateur de centrale.
300	Fréquence de résonance possible à la haute tension d'un transformateur élévateur de centrale et maximum prescrit par la norme CEI-60044-8

6.2 Résultats d'essais

Cette section présente les résultats d'essais des classes de mesure en variation de fréquence. Les tableaux indiquent les valeurs moyennes des cinq essais réalisés.

6.2.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)

Tableau 6.2 : Résultats d'essais de variation de fréquence – OCT No.1 – Classe de mesure

	Plages d'essais de fréquence (Hz)				
	6	90	120	180	300
Courant de référence (A eff.)	400.29	400.49	400.47	400.54	400.44
Courant mesuré (A eff.)	399.72	399.28	398.88	397.41	389.21
Limites de précision d'amplitude à 60 Hz selon IEC-60044-8 (%)	10	10	10	10	10
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	-0.14	-0.30	-0.40	-0.78	-2.81
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	-0.14	-0.30	-0.40	-0.78	-2.80
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)	18	18	18	18	18
Erreur de déphasage (Centiradian)	-0.01	-0.11	-0.12	-0.23	-0.84

Tableau 6.3 : Résultats d'essais de variation de fréquence – OCT No.2 – Classe de mesure

	Plages d'essais de fréquence (Hz)				
	6	90	120	180	300
Courant de référence (A eff.)	400.16	400.41	400.42	400.45	400.36
Courant mesuré (A eff.)	401.29	401.62	401.17	400.51	398.66
Limites de précision d'amplitude à 60 Hz selon IEC-60044-8 (%)	10	10	10	10	10
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	0.28	0.30	0.19	0.01	-0.43
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	0.25	0.27	0.16	-0.02	-0.46
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)	18	18	18	18	18
Erreur de déphasage (Centiradian)	-0.16	0.07	0.07	0.11	0.17

Tableau 6.4 : Résultats d'essais de variation de fréquence – OCT No.3 – Classe de mesure

	Plages d'essais de fréquence (Hz)				
	6	90	120	180	300
Courant de référence (A eff.)	400.23	400.38	400.35	400.30	400.31
Courant mesuré (A eff.)	398.52	398.38	398.13	397.50	395.58
Limites de précision d'amplitude à 60 Hz selon IEC-60044-8 (%)	10	10	10	10	10
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	-0.43	-0.50	-0.55	-0.70	-1.18
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	-0.44	-0.51	-0.56	-0.70	-1.19
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)	18	18	18	18	18
Erreur de déphasage (Centiradian)	0.06	0.91	1.24	1.86	3.15

6.2.2 Concentrateurs analogiques (SAMU)

Tableau 6.5 : Résultats d'essais de variation de fréquence – SAMU No.1 – Classe de mesure

	<i>Plages d'essais de fréquence (Hz)</i>				
	6	90	120	180	300
Courant de référence (A eff.)	400.32	400.36	400.35	400.33	400.37
Courant mesuré (A eff.)	397.26	399.26	400.02	399.90	397.33
Limites de précision d'amplitude à 60 Hz selon IEC-60044-8 (%)	10	10	10	10	10
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	-0.77	-0.27	-0.08	-0.11	-0.76
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	-0.77	-0.27	-0.08	-0.11	-0.76
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)	18	18	18	18	18
Erreur de déphasage (Centiradian)	-2.15	0.48	3.30	5.41	10.05

Tableau 6.6 : Résultats d'essais de variation de fréquence – SAMU No.2 – Classe de mesure

	<i>Plages d'essais de fréquence (Hz)</i>				
	6	90	120	180	300
Courant de référence (A eff.)	400.36	400.46	400.50	400.55	400.78
Courant mesuré (A eff.)	392.50	400.30	400.43	400.51	400.40
Limites de précision d'amplitude à 60 Hz selon IEC-60044-8 (%)	10	10	10	10	10
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	-1.96	-0.04	-0.02	-0.01	-0.10
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	-1.97	-0.04	-0.02	-0.01	-0.09
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)	18	18	18	18	18
Erreur de déphasage (Centiradian)	-8.04	-2.55	-2.76	-3.59	-5.22

Tableau 6.7 : Résultats d'essais de variation de fréquence – SAMU No.3 – Classe de mesure

	<i>Plages d'essais de fréquence (Hz)</i>				
	6	90	120	180	300
Courant de référence (A eff.)	400.33	400.33	400.33	400.33	400.35
Courant mesuré (A eff.)	397.79	400.72	400.76	401.52	402.09
Limites de précision d'amplitude selon IEC-60044-8 (%)	10	10	10	10	10
Erreur d'amplitude ϵ_{RMS} (%)	-0.63	0.10	0.11	0.30	0.44
Erreur d'amplitude ϵ_{TFD} (%)	-0.64	0.10	0.11	0.30	0.44
Limites de précision de déphasage selon IEC-60044-8 (Centiradian)	18	18	18	18	18
Erreur de déphasage (Centiradian)	-1.05	1.09	2.15	5.70	22.34

6.3 Discussion des résultats

Selon les résultats d'essais, les LPIT testés, à l'exception du SAMU No.3, respectent les limites prescrites par la norme CEI-60044-8 [4]. Les résultats sont donc satisfaisants pour une application en centrale hydroélectrique lorsque l'alternateur fonctionne hors de la fréquence nominale.

CHAPITRE 7 NIVEAU DE BRUIT

La précision de mesure des OCT est dégradée par le bruit, particulièrement à faible courant. Le bruit, généralement indépendant du signal d'entrée (courant primaire), peut être créé par la source de lumière, la variation de température, la vibration et les composants électroniques.

Le SNR des transformateurs de courant optique a été analysé et calculé dans ce chapitre.

7.1 Description de l'essai

L'équation du courant présent à la sortie des OCT et des SAMU est présentée ci-dessous [9]. Elle tient compte du bruit, représenté par la variable $n(t)$.

$$I_{Sortie} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_{t_0}^{t_0+T} (\sqrt{2} \cdot I_{Entrée} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f_r \cdot t) + n(t))^2 \cdot dt} \quad (22)$$

Cette équation peut être réécrite comme suit :

$$I_{Sortie}^2 = I_{Entrée}^2 + \frac{1}{T} \cdot \int_{t_0}^{t_0+T} 2\sqrt{2} \cdot I_{Entrée} \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot f_r \cdot t) \cdot n(t) \cdot dt + n(t)^2 \quad (23)$$

Lorsque la variable T représente un cycle complet à 60 Hz, l'équation devient :

$$I_{Sortie}^2 = I_{Entrée}^2 + N^2 \quad (24)$$

où :

$N =$ courant efficace du bruit (A eff.)

La variable N représente le bruit et doit donc être analysée avec le calcul de la valeur efficace.

Ce type de bruit (bruit blanc) a la particularité de suivre une distribution normale. Une moyenne et un écart-type peuvent donc être associés à l'analyse. Il a aussi été démontré [18] que le temps d'intégration influe sur l'écart-type du bruit. La durée des essais, soit le temps d'intégration de la valeur efficace, a été fixée à 1 s.

Afin de quantifier le niveau de bruit d'un appareil de mesure, les résultats sont donnés en décibels. L'équation utilisée est la suivante [4] :

$$SNR = 20 \cdot \log_{10} \left(\frac{I_p}{N} \right) \quad (25)$$

où :

I_p = courant nominal (A eff.)

N = courant efficace du bruit (A eff.)

La plus récente édition de la norme CEI-60044-8 [4] mentionne que la limite permise de bruit est de 30 dB.

7.2 Résultats d'essais

Cette section présente les résultats d'essais du niveau de bruit. Les tableaux présentent les valeurs moyennes des cinq essais réalisés.

7.2.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)

Tableau 7.1 : Résultats d'essais de niveau de bruit – OCT – Classe de mesure

	<i>Plage d'essais du courant nominal (%)</i>			
	5	20	100	120
Niveau de bruit - OCT No.1 (dB)	43.5	55.5	69.5	71.1
Niveau de bruit - OCT No.2 (dB)	12.6	24.6	38.6	40.2
Niveau de bruit - OCT No.3 (dB)	12.4	24.4	38.4	40.0

7.2.2 Concentrateurs analogiques (SAMU)

Tableau 7.2 : Résultats d'essais de niveau de bruit – SAMU – Classe de mesure

	<i>Plage d'essais du courant nominal (%)</i>			
	5	20	100	120
Niveau de bruit - SAMU No.1 (dB)	29.6	41.7	55.7	57.2
Niveau de bruit - SAMU No.2 (dB)	37.6	49.6	63.6	65.2
Niveau de bruit - SAMU No.3 (dB)	50.2	62.3	76.2	77.8

7.3 Discussion des résultats

En courant nominal, les instruments de mesure respectent la limite prescrite par la norme de 30 dB. Toutefois, lorsque le courant est diminué à près de 20 % du courant nominal, aucun appareil de mesure, à l'exception de l'OCT No.1, ne respecte la norme. Or, ce dernier utilise des filtres numériques de façon jugée inappropriée pour lisser le courant, entraînant ainsi le non-respect des limites prescrites par la norme CEI-60044-8 [4] (voir la section 5.6). Ces performances de mesure peuvent être inappropriées pour une application de protection, voire une application de mesure.

CHAPITRE 8 SYNCHRONISATION

Les OCT et les SAMU sont munis d'une entrée de synchronisation. La plupart de ces équipements utilisent un signal optique de 1PPS pour se synchroniser. Seul le SAMU No.2 utilise un signal de synchronisation de type PTP.

La synchronisation des équipements permet d'initialiser le compteur d'échantillon « smpCnt » dans les paquets CEI-61850-9-2 (voir la section 2.3 pour plus de détails). En cas de perte du signal de synchronisation, les horloges internes des OCT et des SAMU doivent maintenir une certaine précision pour la mesure du temps ainsi que l'incrément de l'attribut « smpCnt ».

Ce chapitre permet d'évaluer la capacité des équipements à maintenir la précision des horloges internes en cas de perte du signal de synchronisation.

8.1 Description de l'essai

La source de courant Manta MTS-5000 a été synchronisée sur une horloge externe afin d'injecter un signal dont la fréquence est précisément réglée à 60.0 Hz. Le déphasage du courant a été ajusté de façon à ce que le front montant de l'impulsion à 1PPS ait lieu au passage par zéro du courant. L'essai consiste donc à valider la valeur de l'attribut « smpCnt » au 60^e passage par zéro (c.-à-d. à la seconde). Trois lectures de décalage de l'horloge des appareils à l'essai ont été réalisées, soit à 15 min, à 30 min et à 45 min. Ces trois mesures permettent d'observer la progression du décalage dans le temps. De plus, le changement d'état de l'attribut « smpSynch » (voir la section 2.3) a aussi été validé lors de la perte de synchronisation.

Les figures suivantes illustrent le banc d'essai et l'ajustement du passage par zéro. Il est à noter que la mesure de référence du courant et du signal à 1PPS a été réalisée à un taux d'échantillonnage de 2 MHz afin d'ajuster le passage par zéro le plus précisément possible.

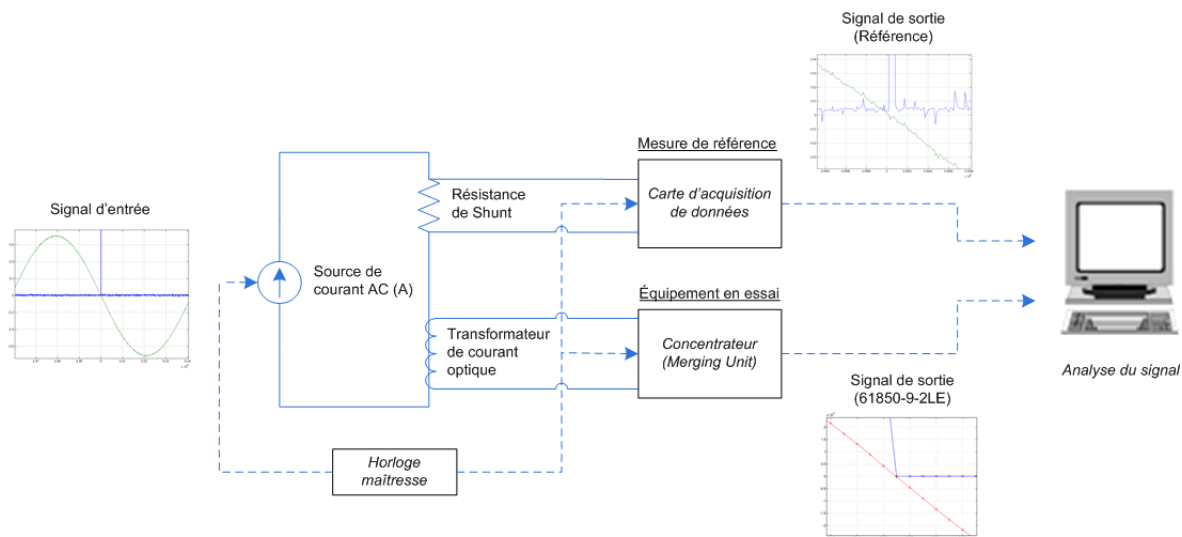


Figure 8.1 : Banc d'essai - synchronisation

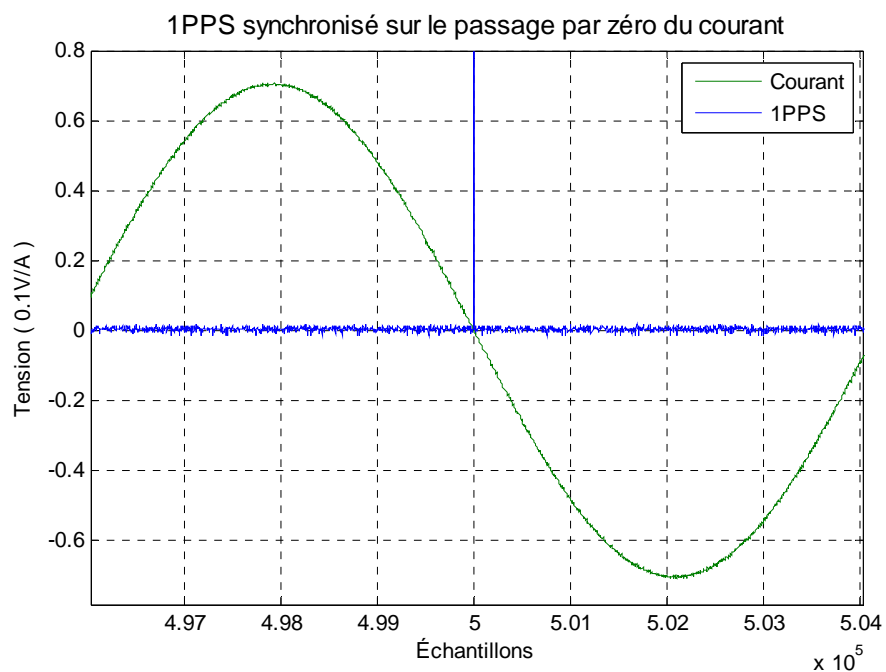


Figure 8.2 : Synchronisation sur le passage par zéro et l'impulsion à 1PPS

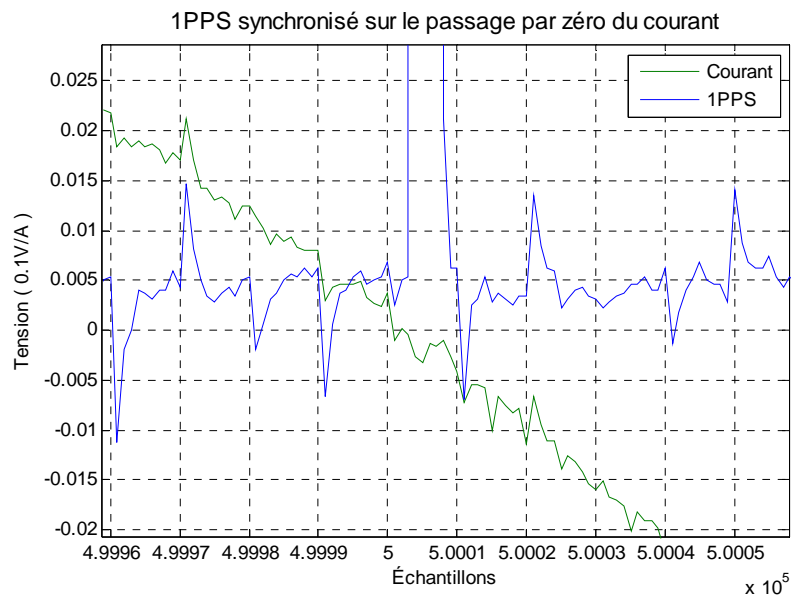


Figure 8.3 : Synchronisation sur le passage par zéro et l'impulsion à 1PPS

Les deux figures suivantes montrent un exemple de remise à zéro du compteur « smpCnt » lorsque l'appareil est synchronisé et non synchronisé. Le décalage, mesuré en μs , est obtenu en calculant la différence entre le passage par zéro du courant (toujours synchronisé) et la valeur zéro de l'attribut « smpCnt » (non synchronisé) (voir Figure 5.8).

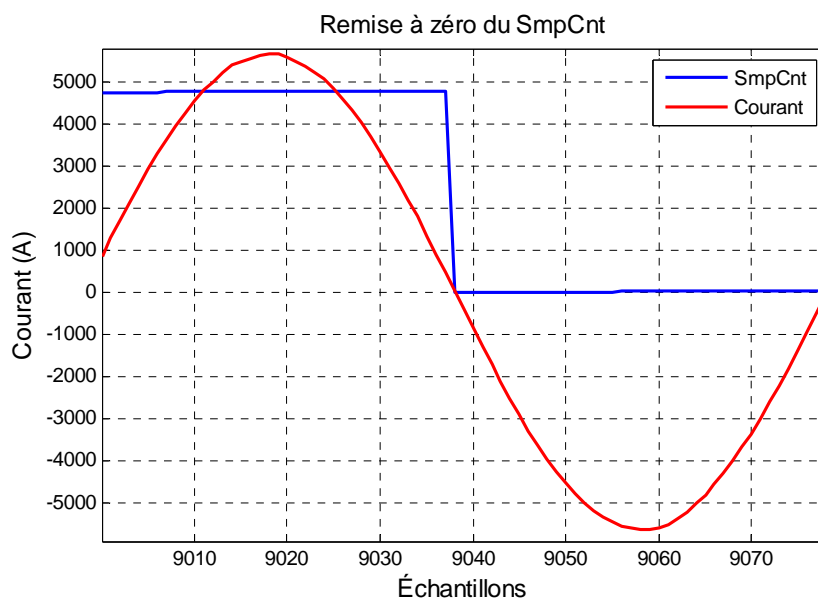


Figure 8.4 : Remise à zéro du compteur « smpCnt » en mode synchronisé

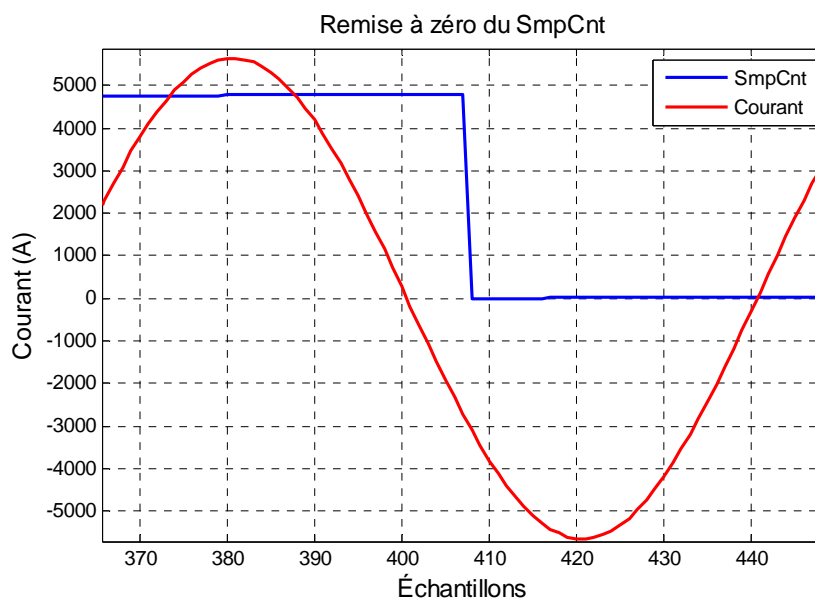


Figure 8.5 : Remise à zéro du compteur « smpCnt », perte de synchronisation à 15 min

8.2 Résultats d'essais

Cette section présente les résultats d'essais de perte de synchronisation. Les tableaux indiquent les valeurs moyennes des cinq essais réalisés.

8.2.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)

Tableau 8.1 : Résultats d'essais de perte de synchronisation – OCT

	<i>Lecture du décalage (min.)</i>		
	<i>15</i>	<i>30</i>	<i>45</i>
Décalage - OCT No.1 (µs)	15	31	52
Décalage - OCT No.2 (µs)	-4333	-8833	-13271
Décalage - OCT No.3 (µs)	698	1490	2229

8.2.2 Concentrateurs analogiques (SAMU)

Tableau 8.2 : Résultats d'essais de perte de synchronisation – SAMU

	<i>Lecture du décalage (min.)</i>		
	15	30	45
Décalage - SAMU No.1 (µs)	-250	-833	-1542
Décalage - SAMU No.2 (µs)	-188	-417	-708
Décalage - SAMU No.3 (µs)	708	2125	3167

8.2.3 Discussion des résultats

Présentement, les instruments de mesure testés dans cette étude respectent le guide d'implantation de la norme CEI-61850-9-2(LE). Conformément à ce guide, une perte du signal de synchronisation de plus de ± 5 s donne lieu à un changement d'état de l'attribut « smpSynch » (voir la section 2.3).

Le décalage des signaux dans le temps par suite de la perte du signal de synchronisation peut entraîner une erreur instantanée importante de la mesure de référence. La section 4.4 présente l'erreur instantanée (en p.u.) lors d'un déphasage entre deux signaux. Cette erreur pourrait déclencher intempestivement la protection différentielle d'un alternateur en cas de perte d'une horloge de synchronisation.

Aucune exigence particulière n'est citée dans le guide sur CEI-61850-9-2(LE) en ce qui a trait à l'échantillonnage des signaux en cas de perte du signal de synchronisation. La nouvelle norme CEI-61869-9 [6] exigera une dérivation maximale d'échantillonnage de ± 100 ppm du nominal, soit une dérivation maximale par échantillon de ± 21 ns pour un signal de 80 échantillons par cycle.

La présente analyse ainsi que les essais réalisés sont complémentaires au Chapitre 5. En effet, dans celui-ci, la mesure et le calcul avec la TFD ont été utilisés pour établir le déphasage entre deux signaux. Une analyse similaire pourrait être employée pour mesurer ce déphasage dans le cas d'un LPIT non synchronisé. Toutefois, cette méthode tiendrait compte de l'erreur de déphasage propre aux LPIT à l'essai voir (voir la section 5.5).

CHAPITRE 9 PERFORMANCE DE MESURE TRANSITOIRE DES CONCENTRATEURS ANALOGIQUES (SAMU)

Les SAMU sont munis de transformateurs de courant auxiliaires de type conventionnel. Ces derniers sont donc susceptibles d'atteindre la saturation en présence d'un courant asymétrique, comme cela a été discuté à la section 4.6. En effet, compte tenu de la conception particulière des transformateurs de courant auxiliaires, la composante continue sera filtrée. Certains articles traitent de l'emploi des transformateurs de courant auxiliaires comme filtres passe-haut dans les relais de protection [29] et les SAMU [30].

Ce chapitre porte sur la caractérisation des transformateurs de courant auxiliaires des SAMU selon leur capacité à mesurer la composante continue. Par la suite, une analyse sera réalisée pour valider l'impact de différents niveaux de saturation des transformateurs de courant auxiliaires sur la protection différentielle.

9.1 Description de l'essai

La caractérisation des transformateurs de courant auxiliaires a été réalisée selon leur fréquence de coupure. Les différentes équations utilisées pour le calcul de la fréquence de coupure sont présentées ci-dessous.

Ces équations ont été établies dans le but de mesurer la fréquence de coupure des transformateurs de courant auxiliaires selon la variation de la constante de temps de la composante continue injectée à l'entrée des SAMU.

L'équation (26) présente le filtre passe-haut des transformateurs de courant auxiliaires dans le domaine de Laplace.

$$\frac{I(s)_{Out}}{I(s)_{In}} = \frac{s}{s + R_{ct} / L_m} = \frac{T_{tc} \cdot s}{T_{tc} \cdot s + 1} \quad (26)$$

où :

R_{ct} = résistance secondaire du transformateur de courant auxiliaire (Ω)

L_m = inductance de magnétisation du TC auxiliaire (H)

T_{ic} = constante de temps (s)

Afin de simplifier les calculs et l'analyse, seule la composante continue est utilisée comme courant d'entrée ($I(s)_{in}$), car seule celle-ci entraîne une saturation significative des TC auxiliaires des SAMU. La composante continue utilisée dans le domaine de Laplace est calculée avec l'équation (27).

$$I(s)_{in} = \frac{T_p}{T_p s + 1} - \frac{s}{s^2 + \omega^2}. \quad (27)$$

où :

T_p = constante de temps primaire (s)

L'équation de saturation des transformateurs de courant auxiliaires est donc :

$$I(s)_{out} = \frac{T_{ic} s}{T_{ic} s + 1} \times \left(\frac{T_p}{T_p s + 1} - \frac{s}{s^2 + \omega^2} \right) \quad (28)$$

La conversion dans le domaine du temps est :

$$i(t)_{out} = \frac{T_{ct} e^{\frac{-t}{T_p}}}{T_{ct} - T_p} - \frac{T_{ic} e^{\frac{-t}{T_{ic}}} (T_{ic} T_p \omega^2 + 1)}{(T_{ic} - T_p)(T_{ic}^2 \omega^2 + 1)} - \frac{T_{ic} \omega [T_{ic} \omega \cos(\omega t) - \sin(\omega t)]}{T_{ic}^2 \omega^2 + 1} \quad (29)$$

Selon les essais réalisés à la section 4.5, il est possible de repérer le temps où le courant mesuré atteint $1/e \approx 36,8\%$ (constante de temps t) du courant injecté. La constante de temps T_{ct} peut alors être isolée et calculée à l'aide de la précédente équation (29). Par la suite, la fréquence de coupure est calculée selon l'équation (30).

$$f_r = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot T_{ic}}. \quad (30)$$

9.2 Résultats de laboratoire

Comme le montrent les résultats suivants (tableau 10.1 et Figure 9.1), la fréquence de coupure varie selon le niveau du courant injecté, comparativement à un filtre conventionnel. À 100 A crête, le SAMU No.1 atteint une fréquence de coupure maximale de 10 Hz et l'erreur

instantanée dépasse 10 %, soit l'erreur maximale prescrite par la norme CEI-60044-8 [4], après seulement $\frac{1}{4}$ cycle.

Tableau 9.1 : Résultats d'essais – fréquence de coupure du SAMU

Intensité de courant (A crête)	25	50	100
SAMU No.1 – Fréquence de coupure (Hz)	2.0	4.5	10.0
SAMU No.2 – Fréquence de coupure (Hz)	1.0	2.0	3.0
SAMU No.3 – Fréquence de coupure (Hz)	0.09	0.15	0.3

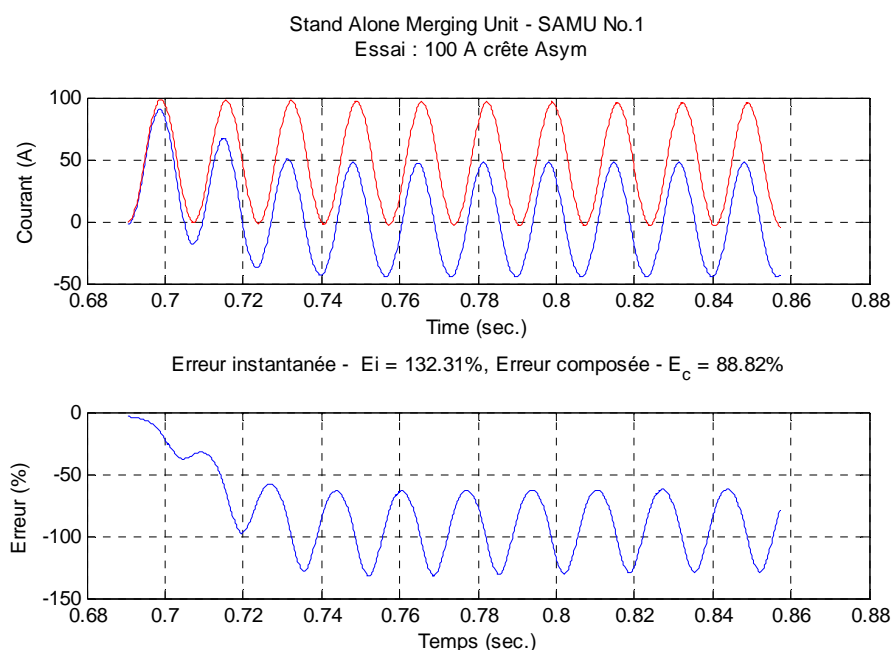


Figure 9.1 : Erreur transitoire du SAMU No.1

9.3 Discussion des résultats

L'objectif de cette section est d'étudier les performances des relais de protection selon les résultats de l'analyse précédente. L'étude porte, plus particulièrement, sur une protection différentielle d'alternateur lorsque deux types de LPIT différents sont utilisés. Malgré la bonne pratique d'utiliser des transformateurs de courant identiques pour une protection différentielle, il sera concrètement inévitable d'installer deux ensembles de LPIT différents. En effet, différents LPIT pourraient être installés dans le cadre de différents projets de réfection ou en présence de différentes configurations de protection (p. ex. une protection différentielle globale comportant un transformateur élévateur).

Pour la présente analyse, la Figure 9.2 montre le schéma unifilaire de la protection différentielle utilisée. Deux LPIT différents sont utilisés, soit le SAMU No.1 au neutre de l'alternateur et un LPIT idéal à la sortie de l'alternateur. Comme cela a été montré dans cette section, le SAMU No.1 se comportera comme un filtre passe-haut alors que le LPIT idéal mesurera fidèlement la composante continue. Un défaut asymétrique hors zone pourrait provoquer un déclenchement intempestif du relais de protection.

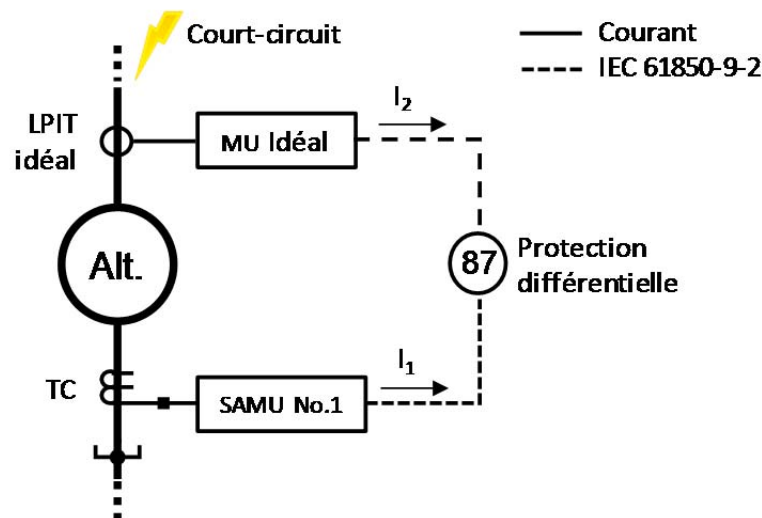


Figure 9.2 : Schéma unifilaire de protection, protection différentielle

Généralement, les relais de protection sont munis de filtres numériques de type Fourier ou cosinus afin de n'utiliser que le courant de la fondamentale. Le filtre cosinus a été choisi pour cette analyse [37], [38] en raison de son utilisation courante dans les relais de protection installés présentement dans les centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec. De plus, les équations fondamentales suivantes (31) et (32) pour la protection différentielle [39], [40] ont été utilisées pour l'analyse :

$$I_{op} = |I_1 + I_2| \quad (31)$$

$$I_{ret} = \frac{|I_1| + |I_2|}{2} \quad (32)$$

où :

$I_{op} =$ courant d'opération de la protection

$I_{ret} =$ courant de retenue de la protection

$I_1 =$ courant SAMU No.1 (A eff.)

$I_2 =$ courant LPIT idéal (A eff.)

La Figure 9.3 montre le courant fondamental instantané des signaux de sortie du SAMU No.1 et du LPIT idéal mesuré par les relais de protection. Transitoirement, il est possible de remarquer une différence entre les deux mesures du courant fondamental, attribuable essentiellement aux variations des composantes continues. Cette transition se stabilise après deux cycles approximativement.

À la suite de ces deux mesures de courant, la Figure 9.4 montre la variation des courants d'opération et de retenue de la protection différentielle d'alternateur (équations (31) et (32)). Il est possible de remarquer dans cette figure que la montée du courant d'opération est beaucoup plus lente que la montée du courant de retenue, et ce, malgré le fait que l'erreur instantanée du SAMU No.1 atteint une valeur supérieure au réglage de déclenchement (*pick-up*) de 0.1 p.u. après seulement 1/4 cycle, comme cela a été discuté à la section 4.6.

Cela a pour conséquence d'éviter un déclenchement intempestif. La Figure 9.5 montre, de façon plus usuelle, la variation des courants d'opération, le courant de retenue et les réglages de la protection différentielle généralement utilisés dans une application conventionnelle.

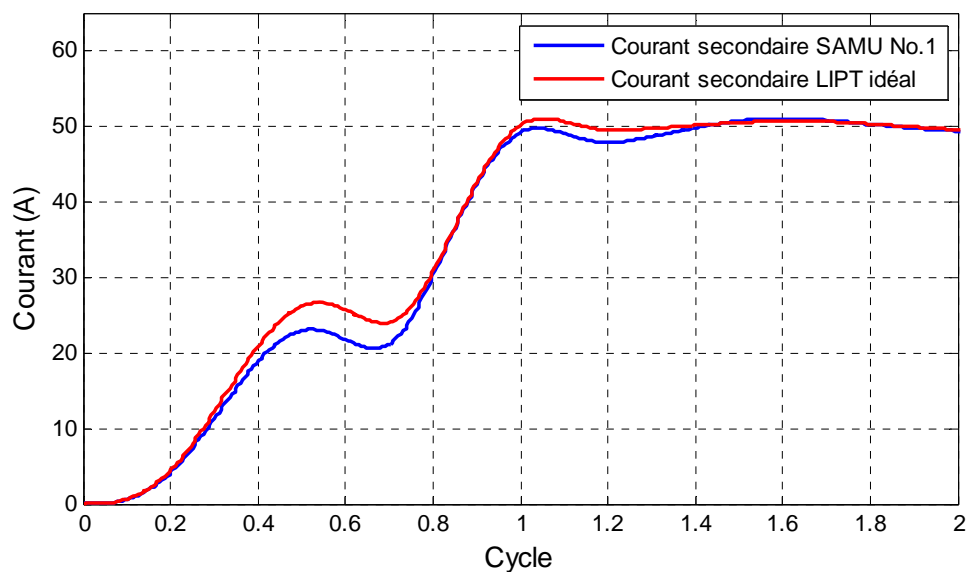


Figure 9.3 : Mesures filtrées, SAMU No.1 et LPIT idéal

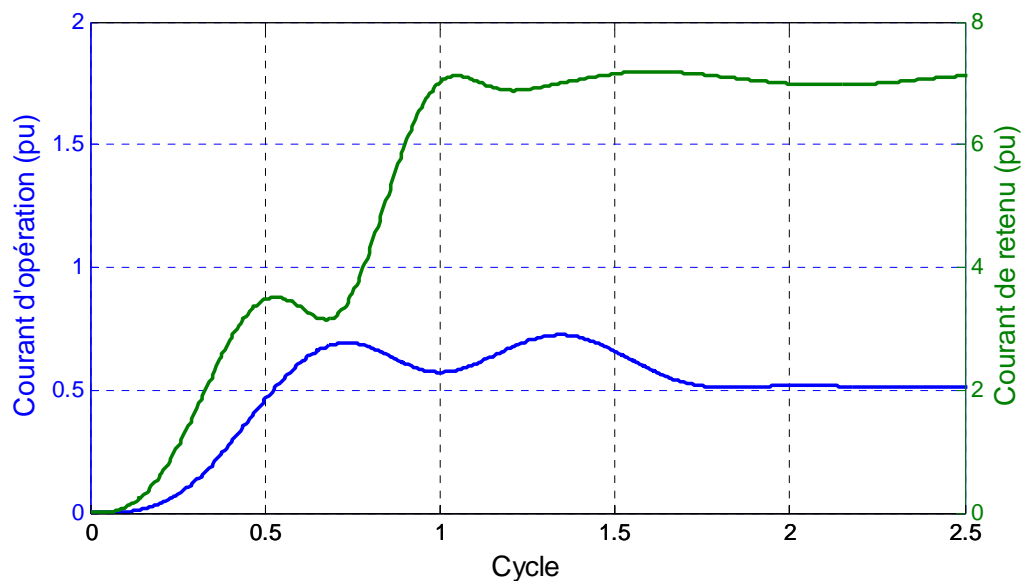


Figure 9.4 : Courant différentiel et de retenue, SAMU No. 1 et LPIT idéal

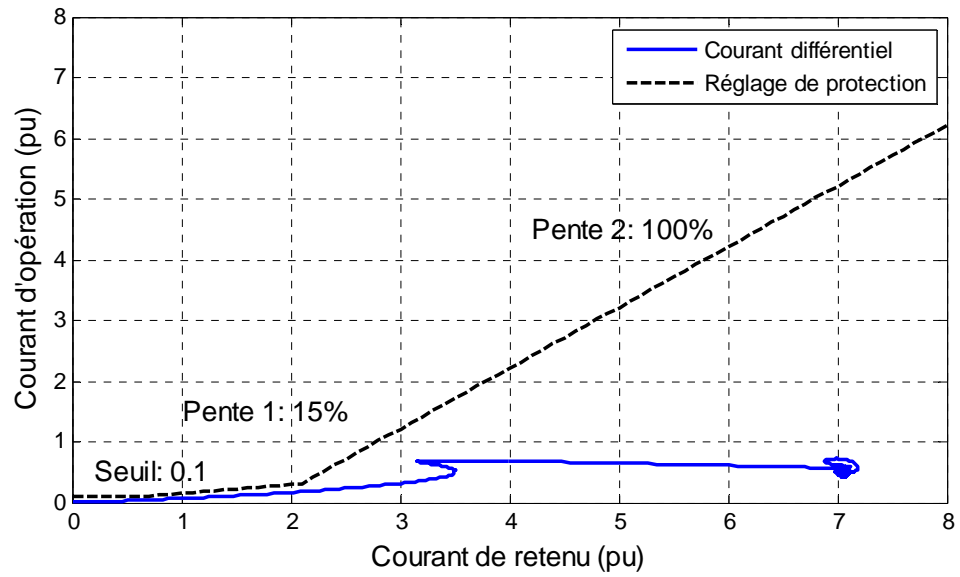


Figure 9.5 : Protection différentielle, SAMU No. 1 et LPIT idéal

CHAPITRE 10 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

10.1 Conclusion

Ce mémoire présente une méthodologie pour tester les LPIT récemment mis sur le marché par les fabricants. À cette fin, un banc d'essai à courant élevé a été développé à l'aide d'un simulateur en temps réel HyperSim. Ceci a fourni un moyen efficace d'injecter, dans les capteurs des LPIT, des niveaux de courant selon les constantes de temps présentes à la sortie d'un alternateur en cas de court-circuit polyphasé. Il est donc possible de générer un courant maximal, pleinement asymétrique, de 65 kA crête selon une constante de temps primaire variant entre 0 et l'infini. Peu de laboratoires de grande puissance offrent des performances transitoires équivalentes au banc d'essai. En effet, certains de ces laboratoires utilisent un alternateur comme source primaire afin d'atteindre des hauts courants de court-circuit et, selon la conception de l'alternateur, la constante de temps de l'asymétrie est généralement limitée. Par ailleurs, les installations électriques et les infrastructures de ces laboratoires sont importantes et expliquent les coûts élevés des essais. Depuis près de deux ans, des centaines d'essais ont été effectués. Le nouveau banc d'essai a donc permis de réaliser des économies de coûts substantielles.

En vue de tester adéquatement les LPIT, plusieurs analyses ont été réalisées pour minimiser l'incertitude de mesure dans le traitement du signal numérique (CEI-61850-9-2). De plus, des essais et des critères d'analyse ont été élaborés à l'aide de travaux, d'articles techniques et de normes internationales variés (voir la bibliographie). Cette nouvelle analyse est toutefois orientée sur les spécificités d'une application de protection d'alternateur.

Deux types de LPIT ont été testés : OCT et SAMU. La plupart des instruments de mesure testés étaient conformes aux normes en vigueur et respectaient les spécifications établies dans cette étude. Les deux sections suivantes présentent un résumé des conclusions de l'analyse.

10.1.1 Transformateurs de courant optiques (OCT)

Trois OCT ont été analysés dans cette étude. Les caractéristiques analysées comprennent essentiellement les performances de mesure afin de prévoir les performances d'une protection d'alternateur. Les résultats obtenus montrent des performances supérieures à celles obtenues avec

des transformateurs de courant conventionnels. La liste suivante présente un résumé des conclusions de l'analyse des OCT :

- Les erreurs instantanée et composée des OCT sont largement inférieures à celles qu'affichent les transformateurs de courant conventionnels en présence de courant asymétrique. Les OCT respectent donc aisément les limites de la classe de précision 5TPE.
- L'erreur de mesure à courant nominal des OCT satisfait aux exigences de la classe de mesure de 0.2. Toutefois, à faible courant (5 % du courant nominal), le bruit des OCT peut être non négligeable et atteindre plus de 30 dB. Des filtres numériques pourraient alors être utilisés dans les LPIT pour minimiser le bruit.
- Les OCT peuvent mesurer des fréquences situées entre 6 Hz à 300 Hz et maintenir une erreur de mesure en deçà de 3 %, soit sous la limite permise de 10 % de la norme en vigueur.
- Lorsque les OCT sont synchronisés, l'erreur de déphasage respecte les limites permises de la norme en vigueur. Par contre, en cas de perte du signal de synchronisation, l'erreur de déphasage des OCT peut devenir importante et entraîner des erreurs instantanée et composée importantes. Dans ces conditions, un déclenchement intempestif des relais de protection est à prévoir.
- Le poids et les dimensions des OCT sont inférieurs à ceux des transformateurs de courant conventionnels. Leur manipulation et leur éventuelle implantation en centrale en seront facilitées.
- Certaines conceptions d'OCT datent de plus de 10 ans. Toutefois, selon les nouvelles normes CEI-61869 et CEI-61850, ces équipements de mesure sont appelés à évoluer dans les prochaines années. Puisque leur technologie est nouvelle, les OCT n'ont pas atteint leur pleine maturité.

10.1.2 Concentrateurs analogiques (SAMU)

Trois SAMU ont été analysés dans cette étude. La liste suivante présente les conclusions de l'analyse :

- En présence de courant symétrique, les erreurs instantanée et composée des SAMU sont largement inférieures aux limites spécifiées dans la norme en vigueur. Toutefois, en présence de courant asymétrique, les transformateurs de courant auxiliaires atteignent la saturation et entraînent des erreurs supérieures aux limites permises, se comportant alors comme un filtre passe-haut. Une analyse détaillée des performances des SAMU a montré que l'utilisation de différents types de LPIT dans une application de protection différentielle de générateur avait peu d'impact. Ceci est réalisable étant donné que la performance transitoire des filtres numériques de Fourier ou cosinus utilisés dans les récents relais de générateurs numériques permet d'éliminer rapidement et efficacement la composante asymétrique.
- L'erreur de mesure des SAMU pourrait satisfaire aux exigences de la classe de mesure de 0.2. Toutefois, certaines mesures dépassent les limites de la norme en vigueur. Davantage d'essais pourraient être réalisés afin de confirmer les valeurs obtenues. Pour ce faire, l'incertitude de la mesure de référence pourrait aussi être revue. De plus, les SAMU devront être raccordés en série avec les transformateurs de courant conventionnels utilisés pour la mesure. La classe de précision des SAMU devra donc être évaluée et définie en tenant compte de la classe de mesure des transformateurs de courant actuels.
- Les SAMU peuvent généralement mesurer des fréquences situées entre 6 Hz et 300 Hz et maintenir une erreur de mesure en deçà de 2 %, soit inférieure à la limite permise de 10 % de la norme en vigueur.
- Lorsque les SAMU sont synchronisés, l'erreur de déphasage respecte les limites permises de la norme en vigueur. En cas de perte du signal de synchronisation, l'erreur de déphasage des SAMU peut devenir importante, entraînant ainsi des erreurs instantanée et composée importantes. Dans ces conditions, un déclenchement intempestif des relais de protection est à prévoir. Dans l'ensemble, les SAMU testés dans cette étude ont affiché de meilleures performances que les OCT dans le cas d'une perte de synchronisation.
- Les dimensions des SAMU sont variables. Certains, de dimensions réduites, pourront être installés facilement près des transformateurs de courant conventionnels, réduisant ainsi considérablement leur fardeau.

- La commercialisation des SAMU est plutôt récente. Présentement, presque tous les fabricants de relais de protection ont mis au point et commercialisé des SAMU. Certains de ces appareils de mesure intègrent déjà les exigences des nouvelles normes CEI-61869 et CEI-61850. Puisque leur technologie est nouvelle, les SAMU n'ont pas atteint leur pleine maturité, tout comme les OCT testés.

10.2 Recommandation

Plusieurs analyses ont été réalisées dans cette étude afin de valider les performances de mesure et de caractériser les LPIT. Les résultats obtenus permettent de prévoir les performances des relais de protection. Toutefois, il est recommandé de tester un système de protection complet à l'aide du banc d'essai haute intensité relié à un simulateur en temps réel. Les performances du banc d'essai ouvrent donc de nouvelles possibilités dans le domaine des systèmes de protection. En effet, il est maintenant possible de tester rapidement et effacement un système complet de protection en suivant le protocole de communication CEI-61850. Cette nouvelle pratique n'était toutefois pas requise lors de l'analyse d'un système de protection conventionnel. En effet, les concepts et les performances transitoires des transformateurs de courant conventionnels sont généralement maîtrisés et ne requièrent pas leur intégration dans un système de protection à l'essai. Toutefois, la venue des nouvelles technologies liées à la norme CEI-61850 accroît inévitablement la complexité des systèmes de protection. Il est donc recommandé de tester une chaîne complète de protection, notamment les LPIT, les relais de protection, les commutateurs Ethernet et le système de synchronisation.

L'intégration future des nouvelles technologies en centrale hydroélectrique amène plusieurs défis, dont la maîtrise de nouveaux concepts et l'installation de nouveaux appareils dotés d'une communication Ethernet. De plus, le déploiement futur du système de protection CEI-61850 (SV et GOOSE) requiert l'installation de nouveaux équipements tels que des LPIT, des entrées-sorties déportées (en anglais, *Remote I/O*), des commutateurs Ethernet, un ou plusieurs systèmes de synchronisation et de nouveaux relais de protection numériques. Afin de bénéficier de cette nouvelle architecture réseau, il serait nécessaire d'intégrer d'autres systèmes d'automatismes de centrale. Cela permettrait, en autres, d'amortir les coûts de ces nouveaux appareils associés au réseau Ethernet et à la distribution temporelle sur différents systèmes. Par exemple, les signaux SV provenant des LPIT devraient être acheminés aux systèmes d'automatismes

suivants : régulateurs de tension et de vitesse, stabilisateur, système de synchronisation, système de surveillance, compteur d'énergie, etc.

Durant l'étude, particulièrement lors des essais, on a décelé plusieurs problèmes de configuration et de conception des LPIT, qui ont conduit à plusieurs remplacements d'équipement et de mises à jour de logiciels de configuration. Un temps important a donc été consacré au déverminage des équipements. Un déploiement futur des LPIT en centrale hydroélectrique devra être favorisé par la simplification de ces appareils et de leur logiciel de configuration. De plus, l'utilisateur ainsi que les fabricants devront maîtriser plusieurs concepts se retrouvant dans différentes normes, telles que [5], [6], [13], [14], [15]. Cela favorisera grandement l'implantation des LPIT dans les centrales hydroélectriques ou dans toute autre installation électrique.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] M. W. Conroy et al., "C37.110 guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, no. 1, pp. 94-97, Jan 1999.
- [2] R. E. Cosse, D. G. Dunn, and R. M. Spiewak, "CT Saturation Calculations: Are They Applicable in the Modern World?; Part I: The Question," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 43, pp. 444-452, 2007.
- [3] A. Y. Wu, "The Analysis of Current Transformer Transient Response and Its Effect on Current Relay Performance," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-21, no. 3, pp. 793-802, May 1985.
- [4] Instrument transformers - part 8 - Electronic current transformers, IEC 60044-8, Ed. 1, 2002-07
- [5] Instruments transformers – Part 6: Additional general requirements for low-power instrument transformers, FDIS, IEC 61869-6, Ed. 1, Feb. 2016.
- [6] Instrument Transformers - Part 9: Digital interface for instrument transformers, FDIS, IEC 61869-9, Ed. 1, Feb. 2016.
- [7] S. Kucuksari and G. G. Karady, "Experimental Comparison of Conventional and Optical Current Transformers," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, pp. 2455-2463, 2010.
- [8] J. Blake, A. H. Rose, C. Glasow and R. A. Bergh, "An optical current transducer having linearity better than 0.4% from 4 to 108,000 A," Optical Fiber Sensors Conference Technical Digest, 2002. Ofs 2002, 15th, Portland, OR, USA, 2002, pp. 545-548 vol.1.
- [9] S. Mohr and T. Bosselmann, "A high dynamic range magneto-optic current transformer with advanced signal processing," in IEEE Sensors Journal, vol. 3, no. 6, pp. 744-751, Dec. 2003.
- [10] L. Yang, P. A. Crossley, A. Wen, R. Chatfield and J. Wright, "Design and Performance Testing of a Multivendor IEC61850-9-2 Process Bus Based Protection Scheme," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 3, pp. 1159-1164, May 2014.
- [11] M. Gurbiel, J. Blumschein, C. Dzienis, G. Lang and Z. Styczynski, "Digital interface for IEC 61850. Requirements and accuracy definitions," CIRED 2009 - The 20th

- International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 2, Prague, 2009, pp. 1-2.
- [12] M. Kezunovic, L. Portillo, G. Karady and S. Kucuksari, "Impact of Optical Instrument Transformer Characteristics on the Performance of Protective Relays and Power Quality Meters," 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Caracas, 2006, pp. 1-7.
- [13] G. S. Antonova et al., "Standard profile for use of IEEE std 1588-2008 precision time protocol (PTP) in power system applications," Protective Relay Engineers, 2013 66th Annual Conference for, College Station, TX, 2013, pp. 322-336.
- [14] Communication Networks and Systems for Power Utility Automation—Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM)—Sampled Values Over ISO/IEC 8802-3, IEC 61850-9-2 ed2.0, Sep. 2011.
- [15] Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR), IEC 62439-3, Ed.2.0, Jul. 2012.
- [16] IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers, in IEEE Std C57.13-2016 (Revision of IEEE Std C57.13-2008) , vol., no., pp.1-96, June 29 2016
- [17] Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers, IEC 61869-2 Ed.1, 2012.
- [18] T. Yamada et al., "ECT Evaluation by an Error Measurement System According to IEC 60044-8 and 61850-9-2," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 3, pp. 1377-1384, July 2012.
- [19] M. Gurbiel, P. Komarnicki, Z. A. Styczynski, F. W. Gatzzen and C. Dzienis, "Merging unit accuracy testing," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pp. 1-6.
- [20] M. Akke and J. S. Thorp, "Sample Value Adjustment Improves Phasor Estimation at Off-Nominal Frequencies," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 4, pp. 2255-2263, Oct. 2010.
- [21] B. Djokic and E. So, "Calibration System for Electronic Instrument Transformers with Digital Output," Precision Electromagnetic Measurements Digest, 2004 Conference on, London, 2004, pp. 86-87.

- [22] A. Brandolini, M. Faifer and R. Ottoboni, "A Simple Method for the Calibration of Traditional and Electronic Measurement Current and Voltage Transformers," in IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 58, no. 5, pp. 1345-1353, May 2009.
- [23] C. A. Dutra et al., "Comparison of analogue measurements between merging units and conventional acquisition systems," 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen, 2014, pp. 1-5.
- [24] Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2 R2-1, IEC international Users Group, Raleigh, NC, USA, Jul. 2004.
- [25] A. Cruden, J. R. McDonald, I. Andonovic, D. Uttamchandani, R. Porrelli and K. Allan, "Current measurement device based on the Faraday effect," 1993 Fifth International Conference on Developments in Power System Protection, York, 1993, pp. 69-72.
- [26] O. M. Solomon, "The use of DFT windows in signal-to-noise ratio and harmonic distortion computations," IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 43, pp. 194-199, 1994.
- [27] F. J. Harris, "On the use of windows for harmonic analysis with the discrete Fourier transform," in Proceedings of the IEEE, vol. 66, no. 1, pp. 51-83, Jan. 1978.
- [28] M. F. Wagdy and S. S. Awad, "Effect of sampling jitter on some sinewave measurements," 6th IEEE Conference Record., Instrumentation and Measurement Technology Conference, Washington, DC, 1989, pp. 195-198.
- [29] V. Skendzic and B. Hughes, "Using Rogowski coils inside protective relays," Protective Relay Engineers, 2013 66th Annual Conference for, College Station, TX, 2013, pp. 1-10.
- [30] S. Holst and J. Zakonjsek, "Transient Behaviour of Conventional Current Transformers used as Primary Transducers and Input Elements in Protection IEDs and Stand Alone Merging Units," Cigre Study Committee B5 Colloquium, Belo Horizonte, Brazil, Aug. 2013.
- [31] Z. Djekic, L. Portillo and M. Kezunovic, "Compatibility and interoperability evaluation of all-digital protection systems based on IEC 61850-9-2 communication standard," 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, 2008, pp. 1-5.

- [32] P. Crossley, L. Yang, A. Wen, R. Chatfield, M. Redfern and X. Sun, "Design and performance evaluation for a protection system utilising IEC 61850-9-2 process bus," 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Beijing, 2011, pp. 534-538.
- [33] D. M. E. Ingram, P. Schaub, R. R. Taylor and D. A. Campbell, "System-Level Tests of Transformer Differential Protection Using an IEC 61850 Process Bus," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 3, pp. 1382-1389, June 2014.
- [34] G. Igarashi and J. C. Santos, "Effects of loss of time synchronization in differential protection of transformers using process bus according to IEC 61850-9-2," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, 2014, pp. 1-6.
- [35] M. R. D. Zadeh, T. S. Sidhu and A. Klimek, "Implementation and Testing of Directional Comparison Bus Protection Based on IEC61850 Process Bus," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp. 1530-1537, July 2011.
- [36] M. G. Kanabar, T. S. Sidhu and M. R. D. Zadeh, "Laboratory Investigation of IEC 61850-9-2-Based Busbar and Distance Relaying With Corrective Measure for Sampled Value Loss/Delay," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 4, pp. 2587-2595, Oct. 2011.
- [37] S. E. Zocholl and Gabriel Benmouyal, "How microprocessor relays respond to harmonics, saturation, and other wave distortions," Proceedings of the 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA., 1997.
- [38] E. O. Schweitzer and D. Hou, "Filtering for protective relays," WESCANEX 93. 'Communications, Computers and Power in the Modern Environment.' Conference Proceedings., IEEE, Saskatoon, Sask., Canada, 1993, pp. 15-23.
- [39] D. Reimert "Protective Relaying for Power Generation Systems", CRC Press 2005
- [40] J. L. Blackburn and T. J. Domin "Protective Relaying: Principles and Applications", Third Edition 3rd Edition , CRC Press 2006
- [41] Effet Faraday, Wikipedia, https://fr.wikipedia.org/wiki/Effet_Faraday
- [42] Polarisation circulaire, Wikipedia, https://fr.wikipedia.org/wiki/Polarisation_circulaire
- [43] Cigré Australia Panel B5, SEAPAC Conference 2011 Test and Evaluation of Non Conventional Instrument Transformers and Sampled Value Process Bus on Powerlink's

Transmission Network, Pascal Schaub, John Haywood, David Ingram, Anthony Kenwick & Geoff Dusha - Powerlink Queensland, March 2011.

- [44] V. M. Flores, D. Espinosa, J. Alzate and D. Dolezilek, "Case Study: Design and Implementation of IEC 61850 From Multiple Vendors at CFE La Venta II," 2007 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2007, pp. 307-320.
- [45] T. Buhagiar, J. P. Cayuela, A. Procopiou and S. Richards, "Poste intelligent — The next generation smart substation for the French power grid," 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP), Edinburgh, 2016, pp. 1-4.

ANNEXE A – RÉSULTATS D'ESSAIS - OCT NO 1

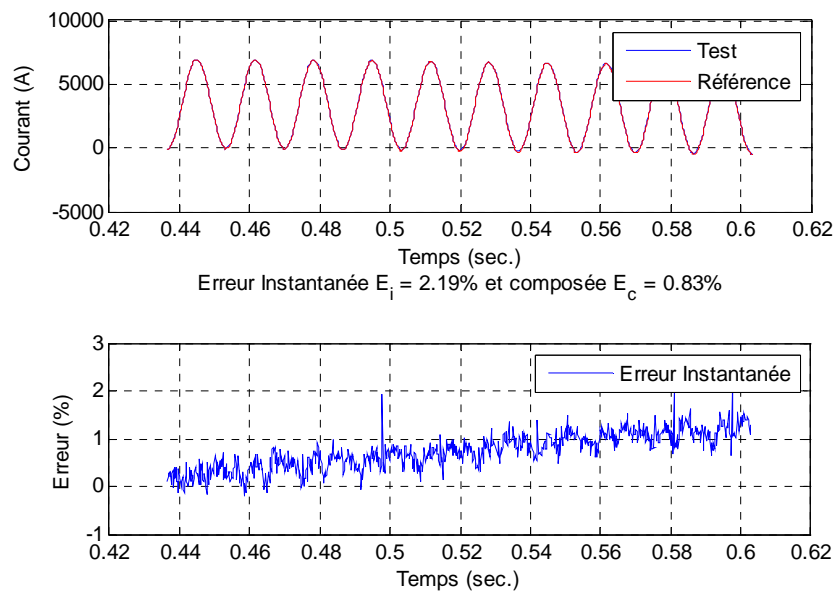


Figure A.1 : Essai No 1 asymétrique - OCT No 1

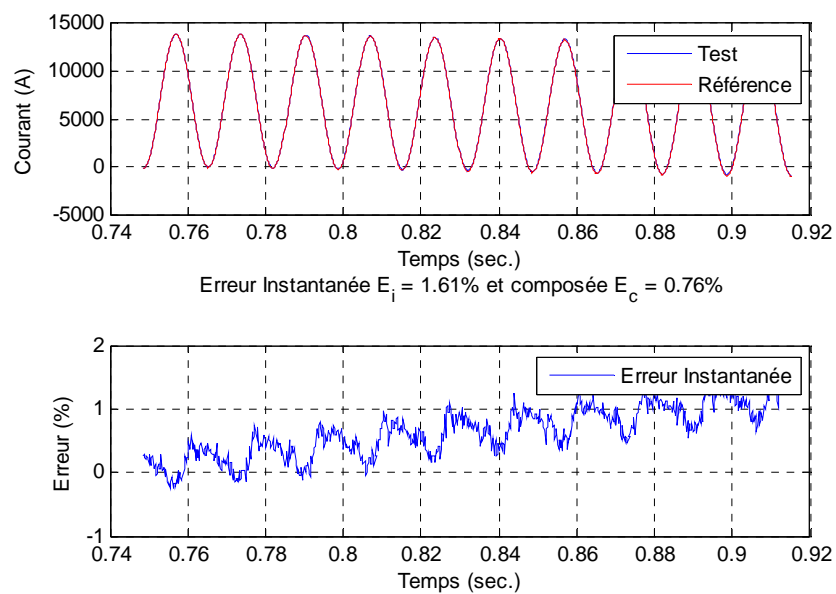


Figure A.2 : Essai No 2 asymétrique - OCT No 1

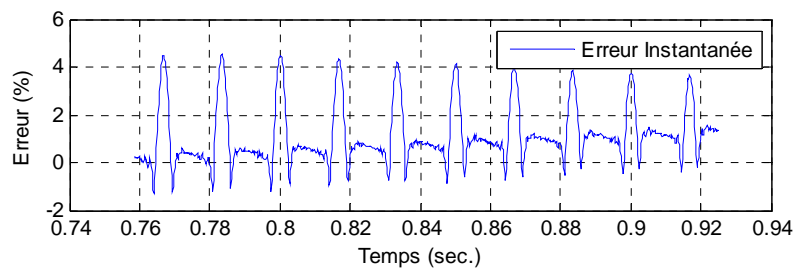
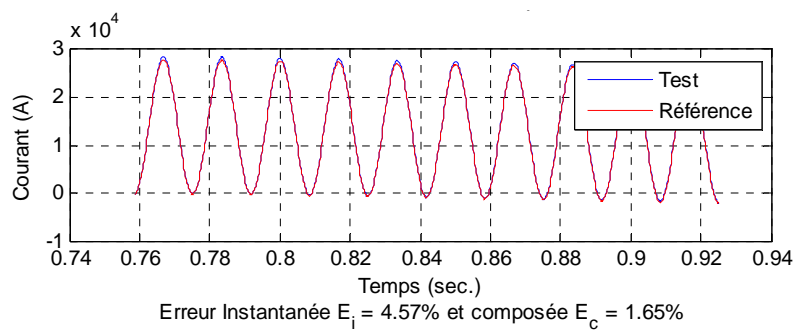


Figure A.3 : Essai No 3 asymétrique - OCT No 1

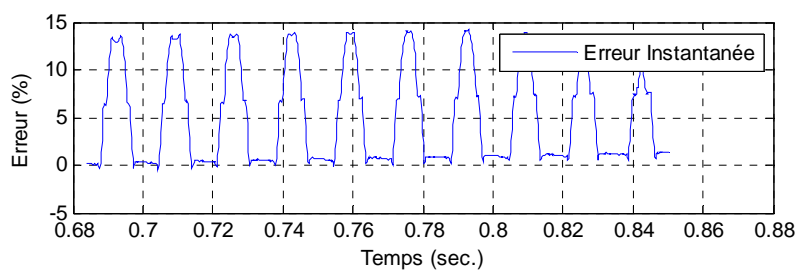
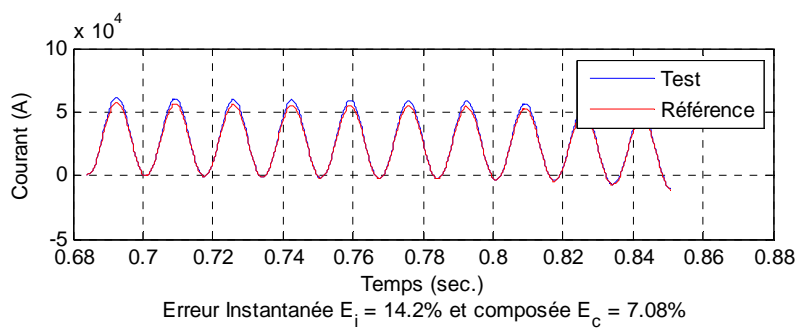


Figure A.4 : Essai No 4 asymétrique - OCT No 1

ANNEXE B – RÉSULTATS D'ESSAIS - OCT NO 2

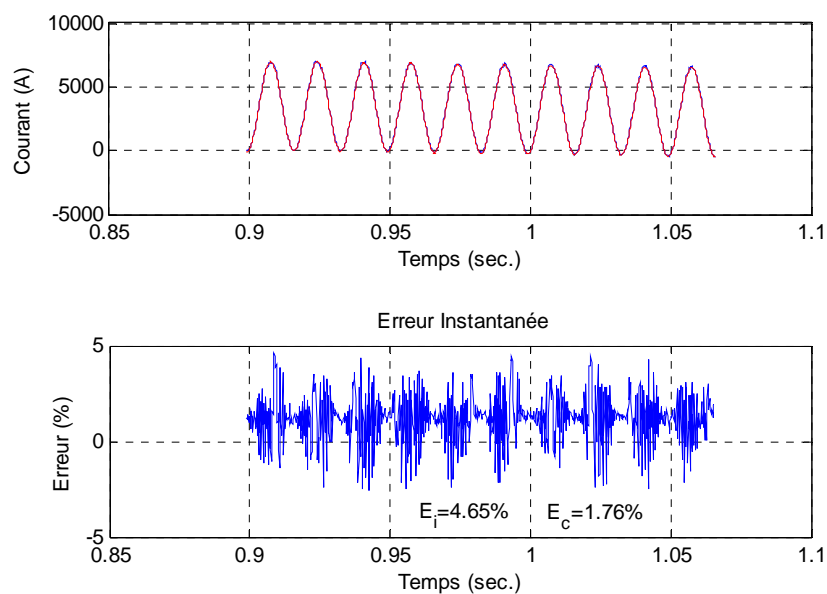


Figure B.1 : Essai No 1 asymétrique - OCT No 2

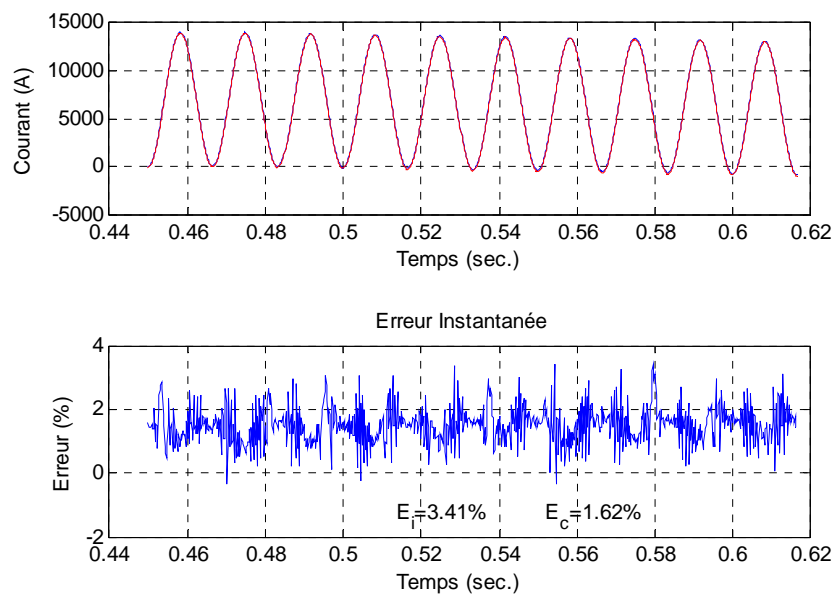


Figure B.2 : Essai No 2 asymétrique - OCT No 2

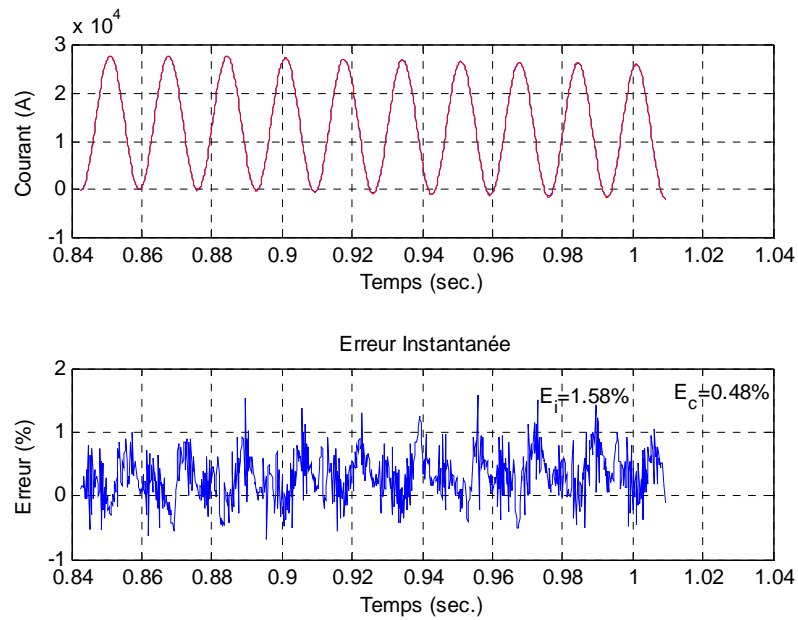


Figure B.3 : Essai No 3 asymétrique - OCT No 2

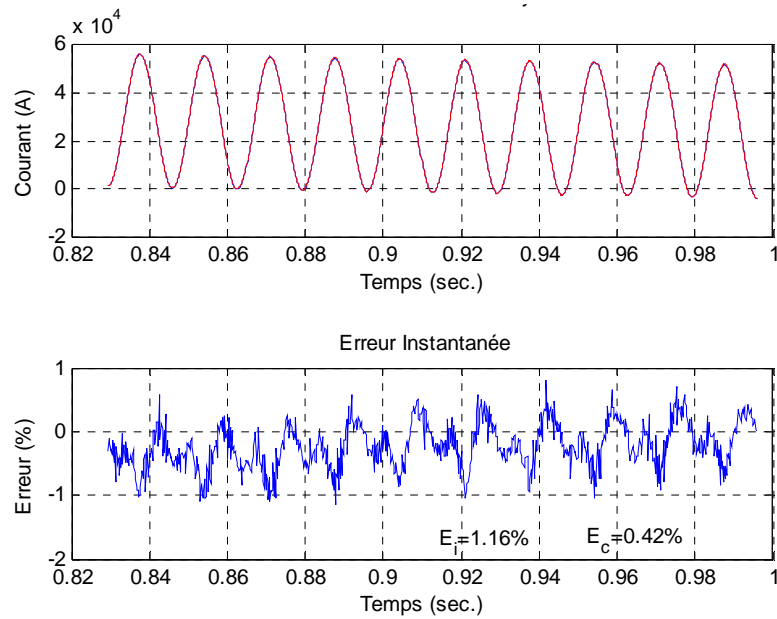


Figure B.4 : Essai No 4 asymétrique - OCT No 2

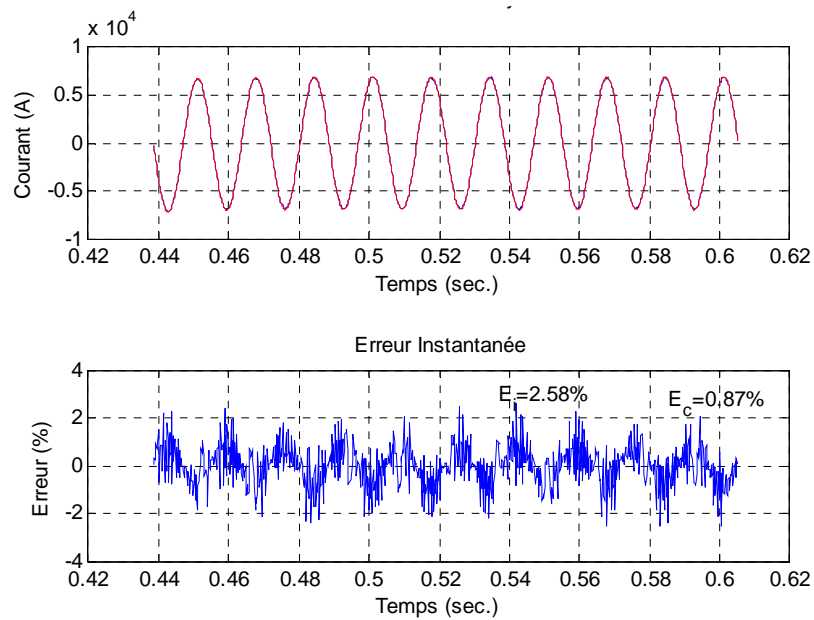


Figure B.5 : Essai No 1 symétrique - OCT No 2

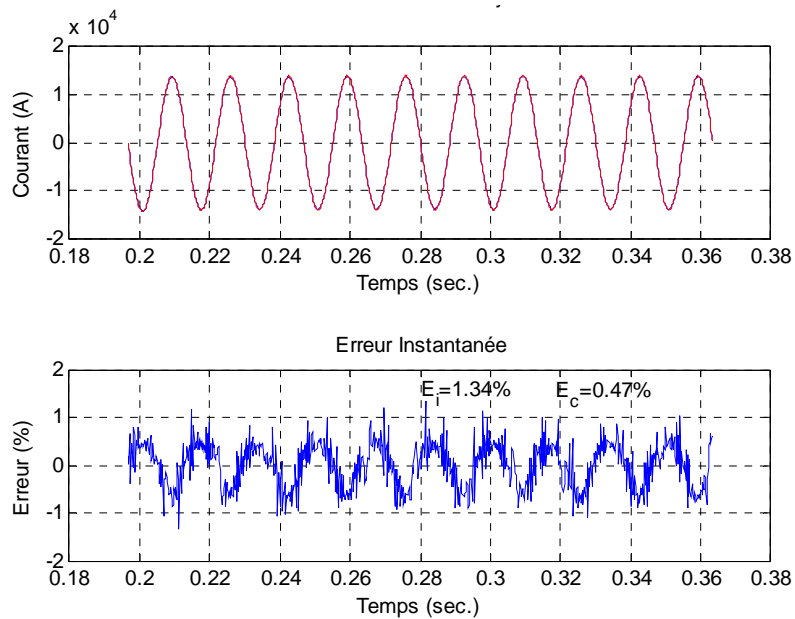


Figure B.6 : Essai No 2 symétrique - OCT No 2

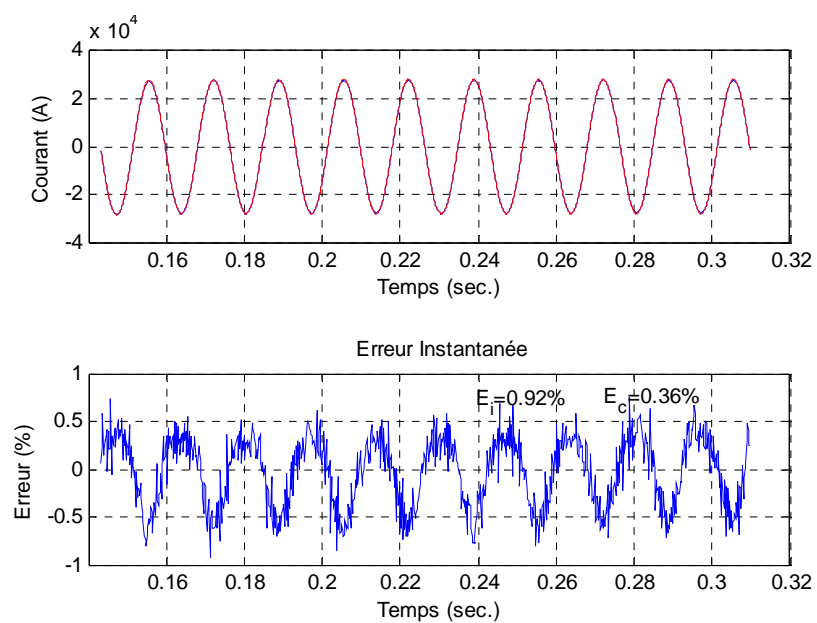


Figure B.7 : Essai No 3 symétrique - OCT No 2

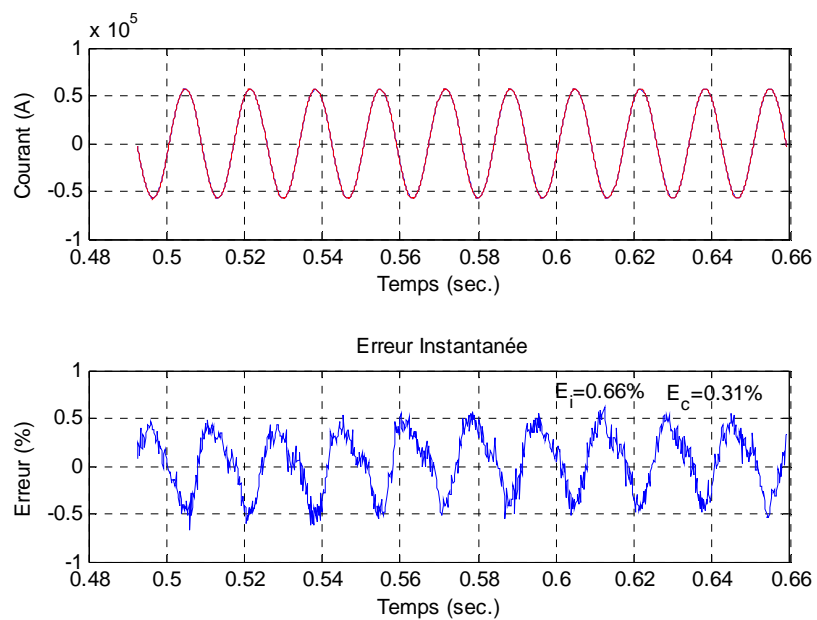


Figure B.8 : Essai No 4 symétrique - OCT No 2

ANNEXE C – RÉSULTATS D'ESSAIS - OCT NO 3

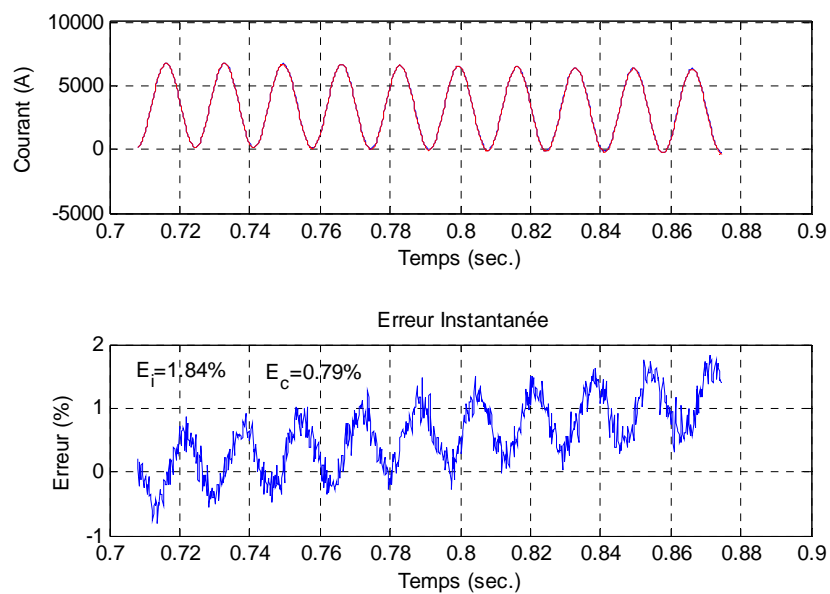


Figure C.1 : Essai No 1 asymétrique - OCT No 3

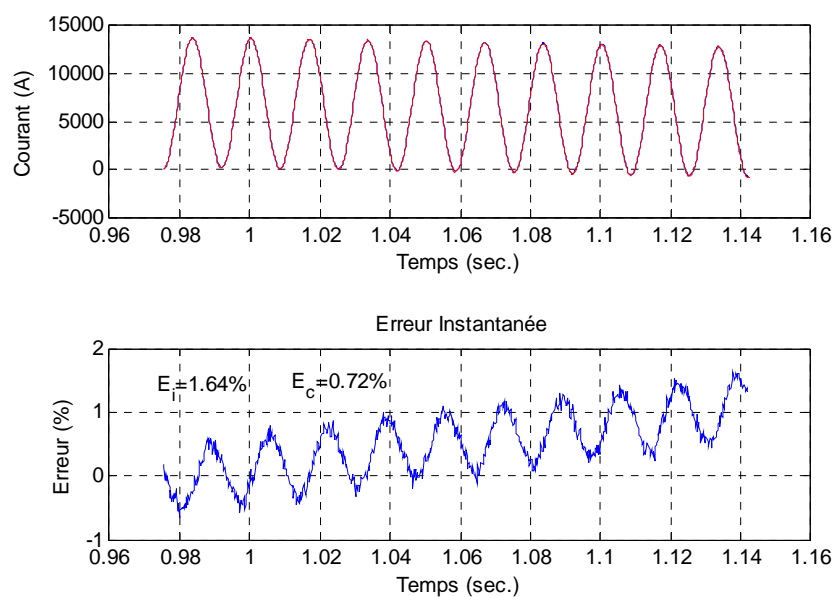


Figure C.2 : Essai No 2 asymétrique - OCT No 3

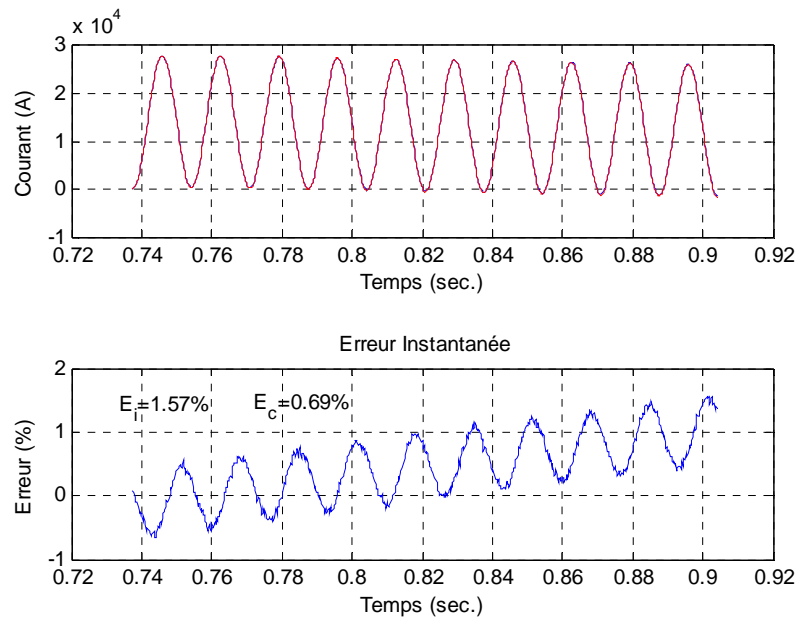


Figure C.3 : Essai No 3 asymétrique - OCT No 3

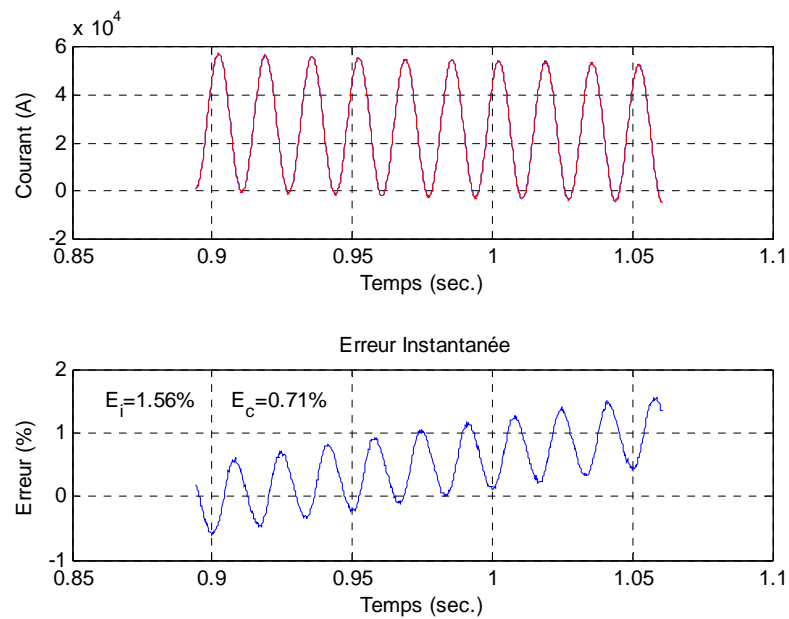


Figure C.4 : Essai No 4 asymétrique - OCT No 3

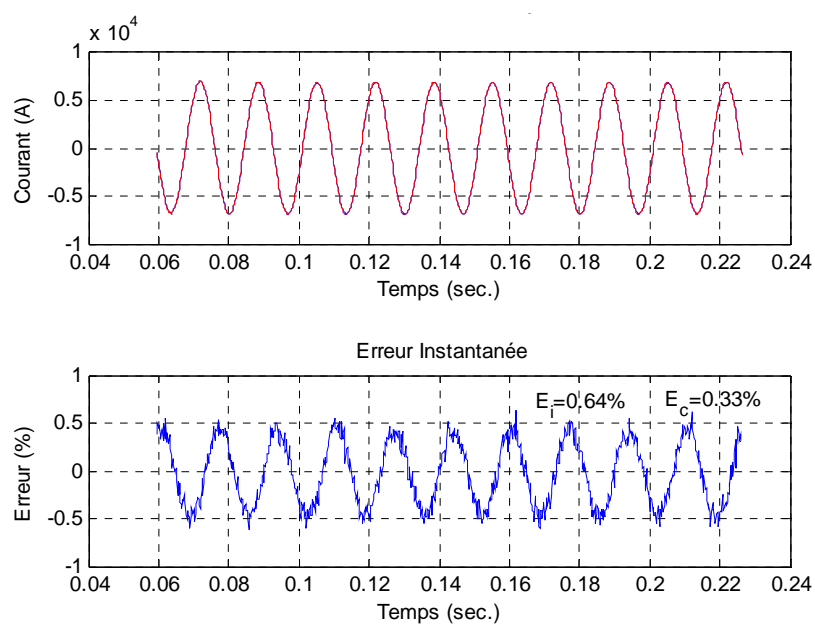


Figure C.5 : Essai No 1 symétrique - OCT No 3

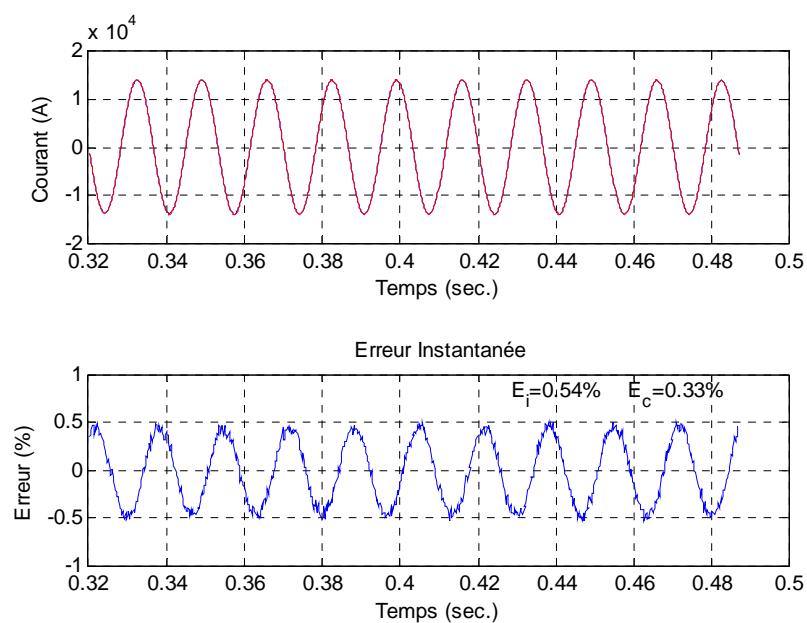


Figure C.6 : Essai No 2 symétrique - OCT No 3

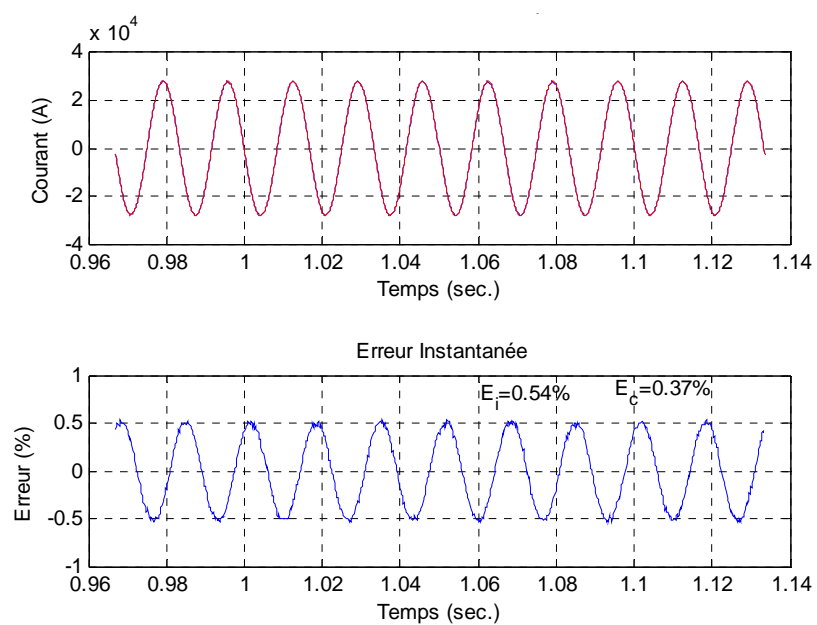


Figure C.7 : Essai No 3 symétrique - OCT No 3

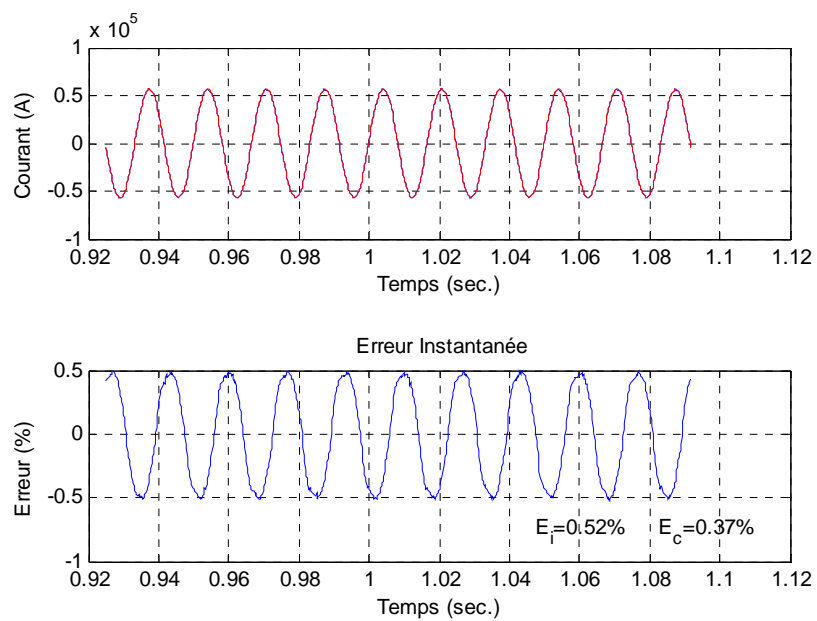


Figure C.8 : Essai No 4 symétrique - OCT No 3

ANNEXE D – RÉSULTATS D'ESSAIS - SAMU NO 1

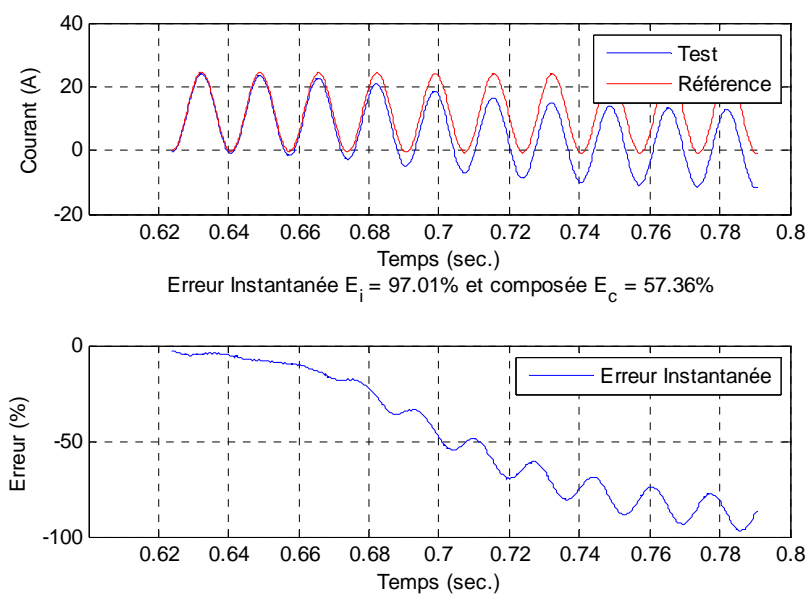


Figure D.1 : Essai No 1 asymétrique - SAMU No 1

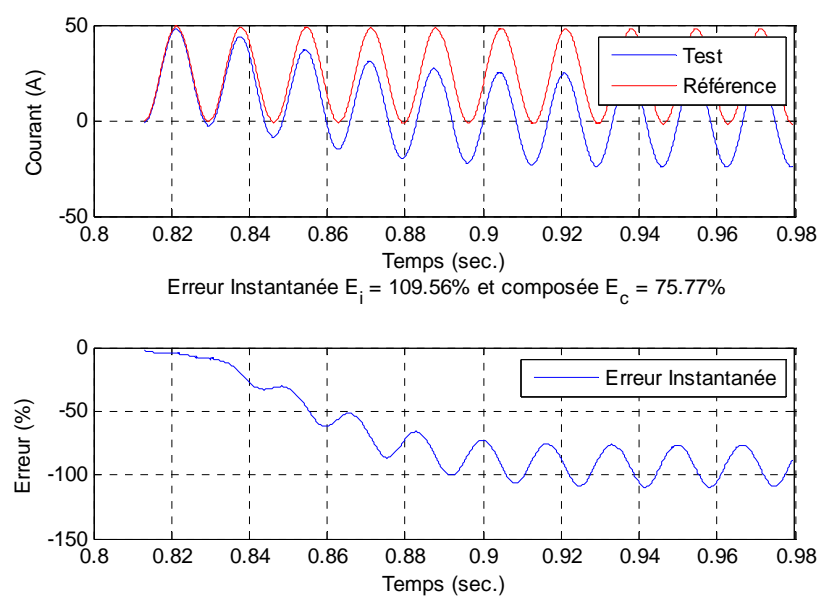


Figure D.2 : Essai No 2 asymétrique - SAMU No 1

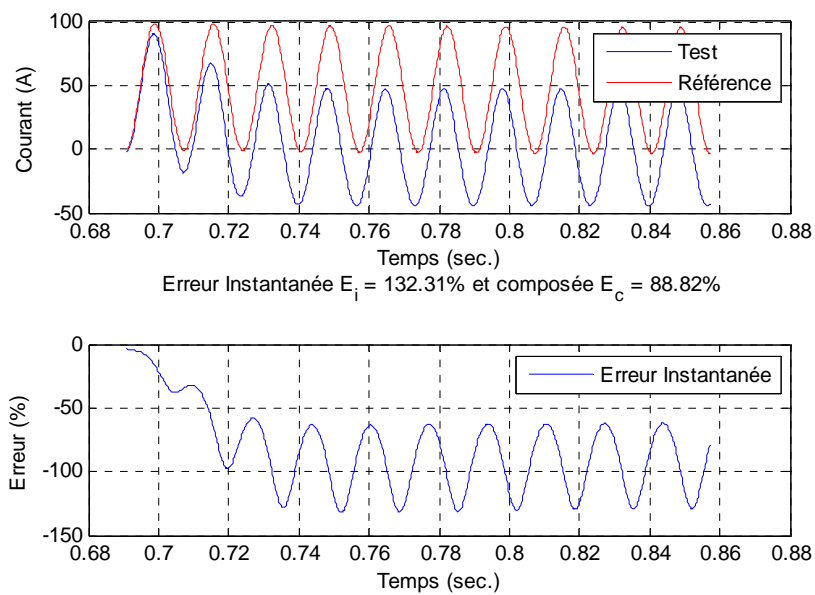


Figure D.3 : Essai No 3 asymétrique - SAMU No 1

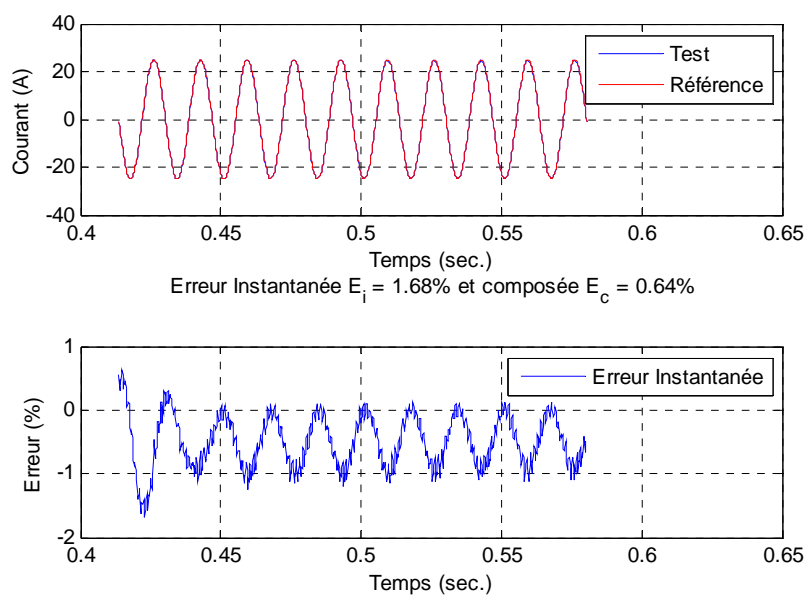


Figure D.4 : Essai No 1 symétrique - SAMU No 1

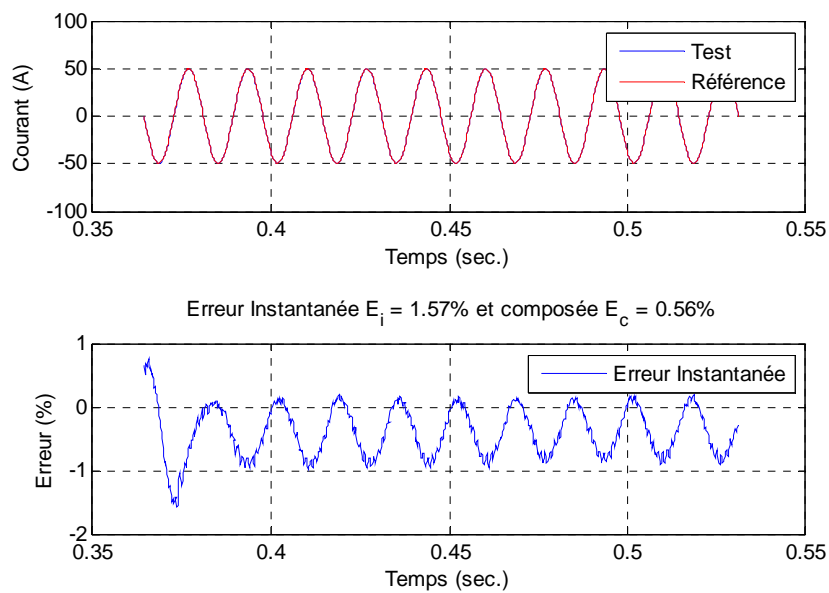


Figure D.5 : Essai No 2 symétrique - SAMU No 1

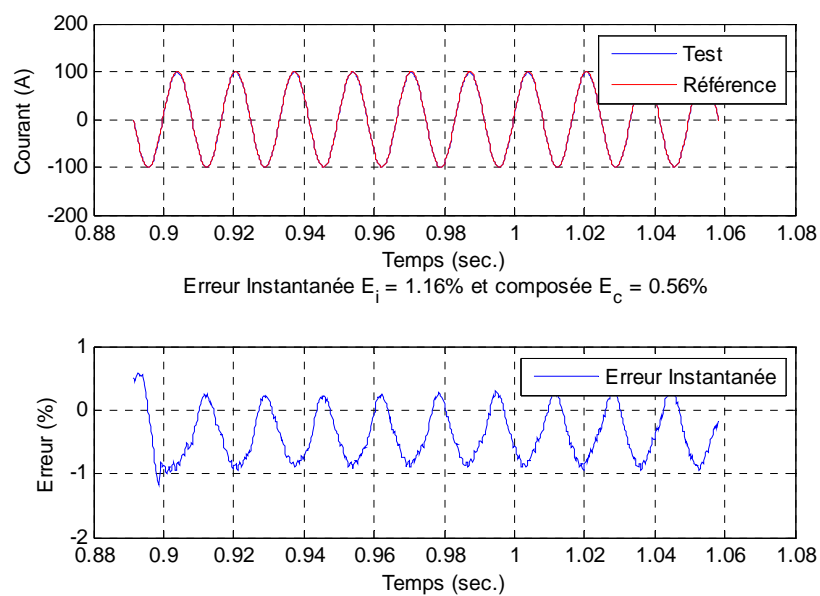


Figure D.6 : Essai No 3 symétrique - SAMU No 1

ANNEXE E – RÉSULTATS D'ESSAIS - SAMU NO 2

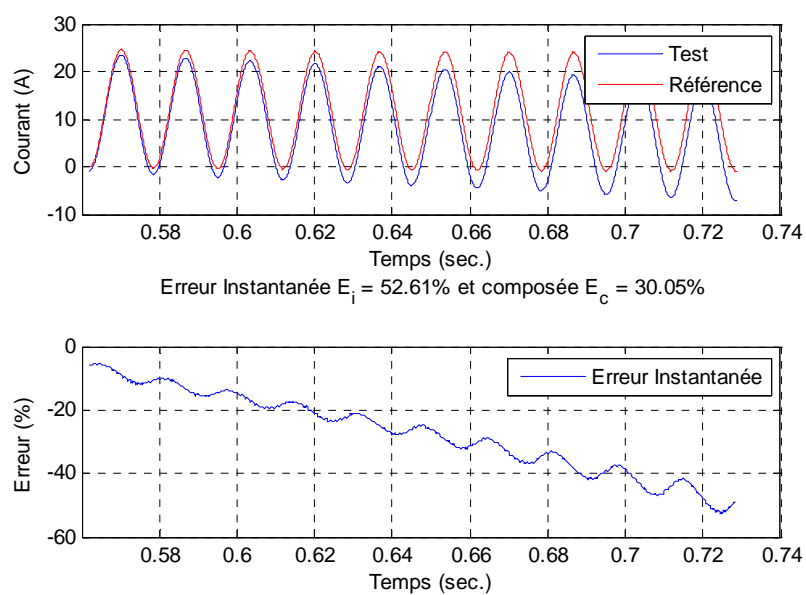


Figure E.1 : Essai No 1 asymétrique - SAMU No 2

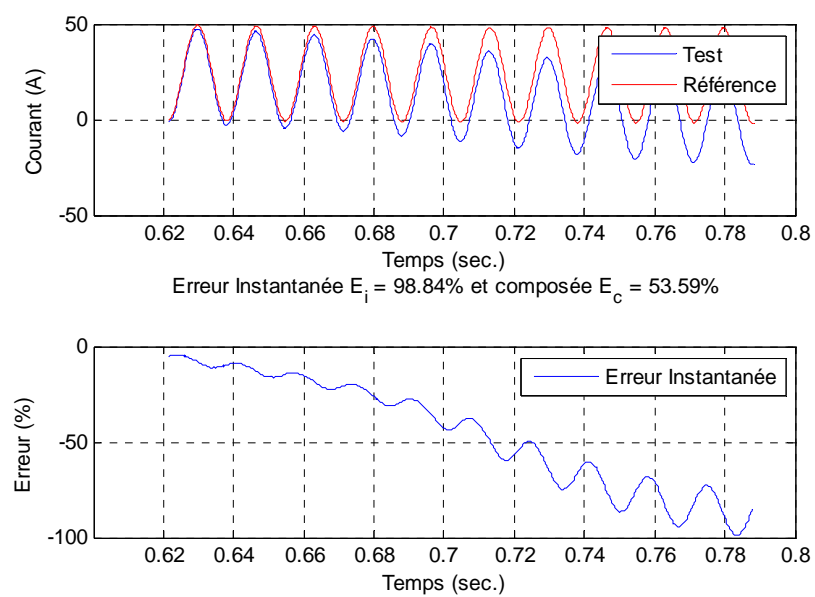


Figure E.2 : Essai No 2 asymétrique - SAMU No 2

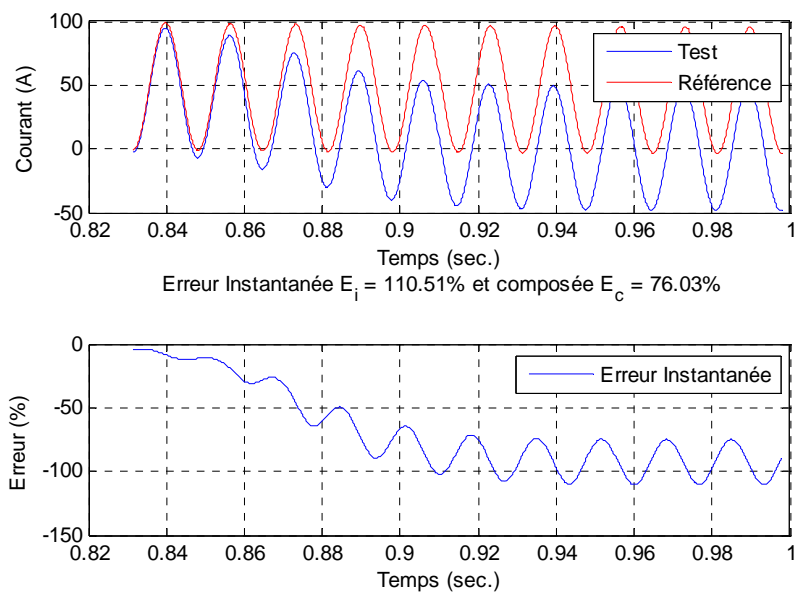


Figure E.3 : Essai No 3 asymétrique - SAMU No 2

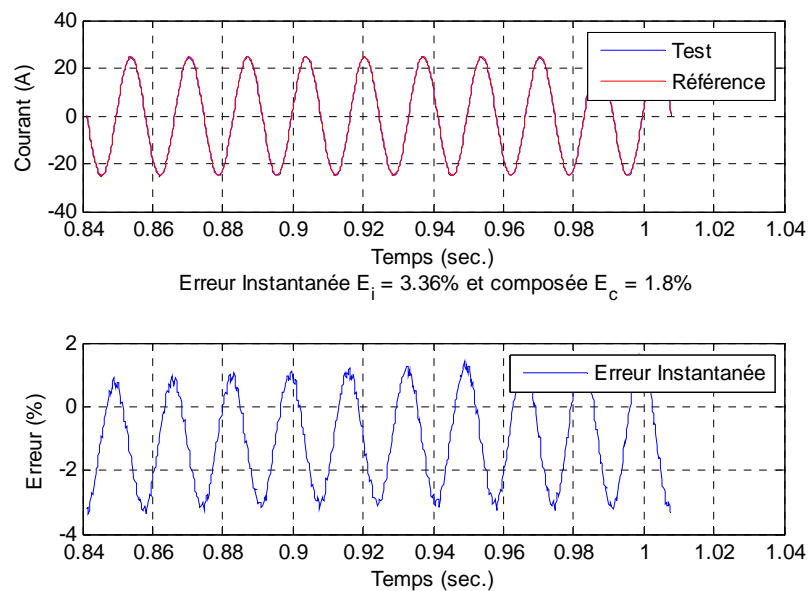


Figure E.4 : Essai No 1 symétrique - SAMU No 2

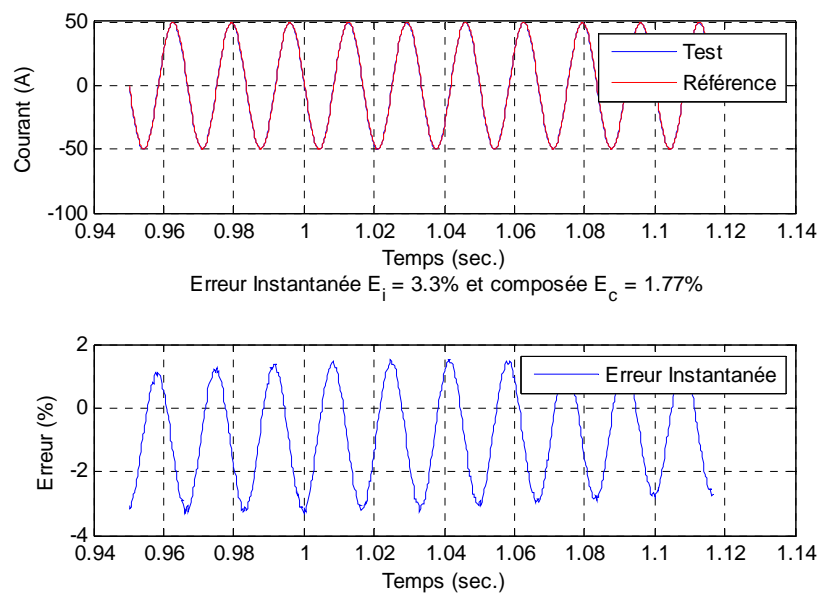


Figure E.5 : Essai No 2 symétrique - SAMU No 2

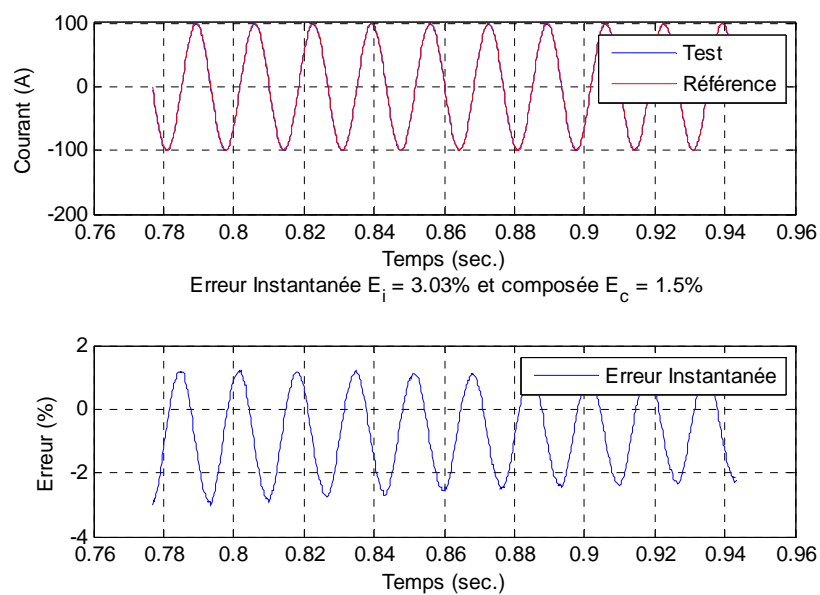


Figure E.6 : Essai No 3 symétrique - SAMU No 2

ANNEXE F – RÉSULTATS D'ESSAIS - SAMU NO 3

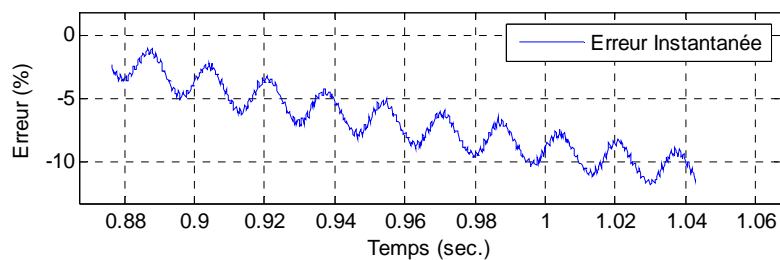
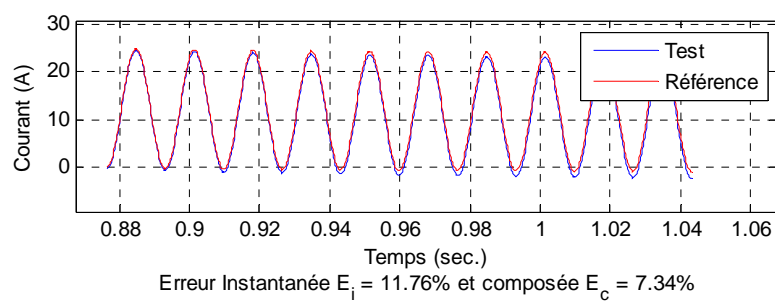


Figure F.1 : Essai No 1 asymétrique - SAMU No 3

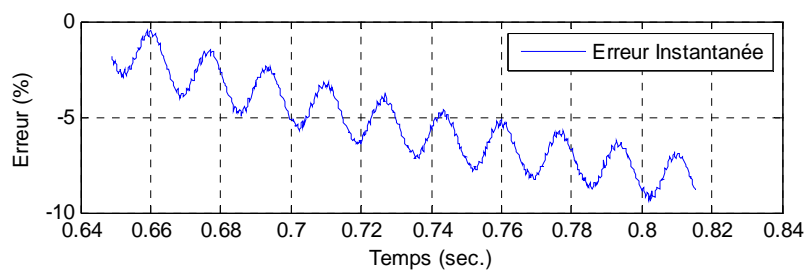
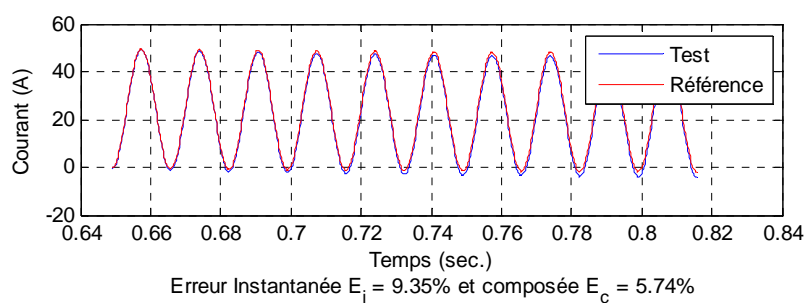


Figure F.2 : Essai No 2 asymétrique - SAMU No 3

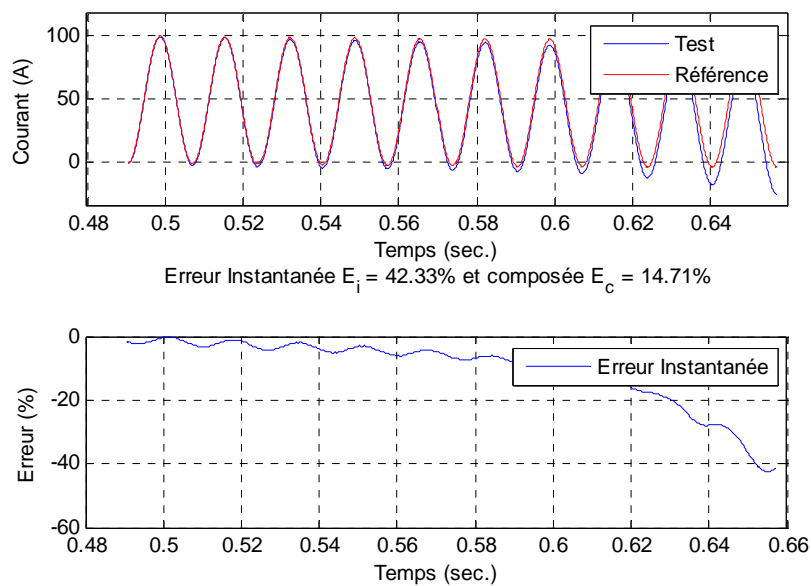


Figure F.3 : Essai No 3 asymétrique - SAMU No 3

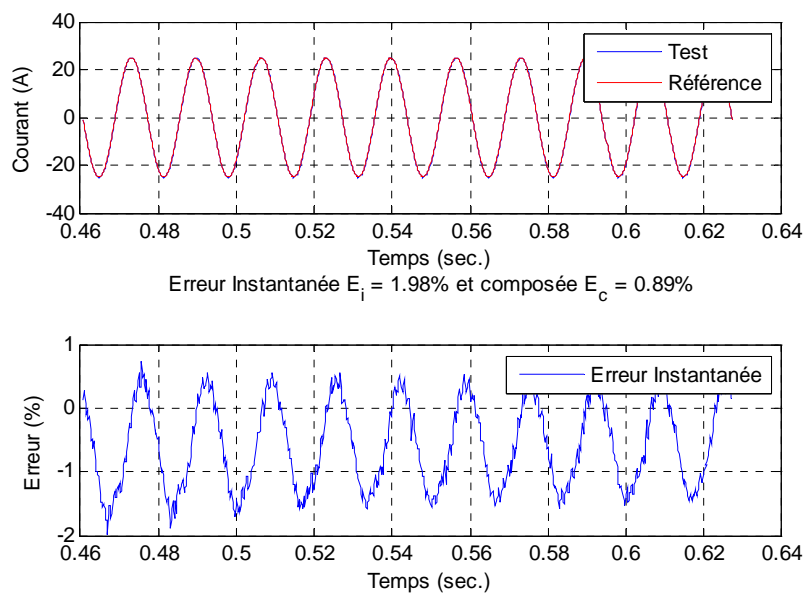


Figure F.4 : Essai No 1 symétrique - SAMU No 3

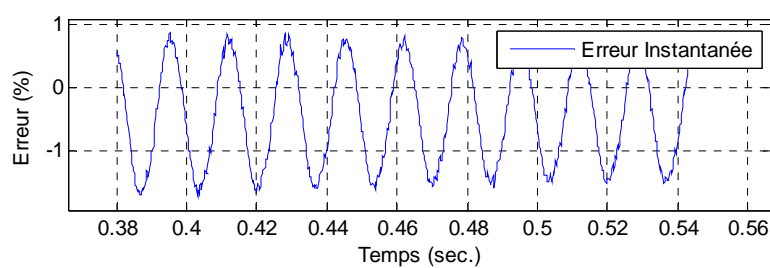
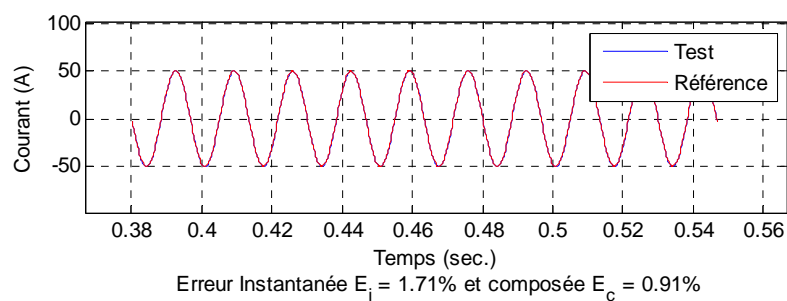


Figure F.5 : Essai No 2 symétrique - SAMU No 3

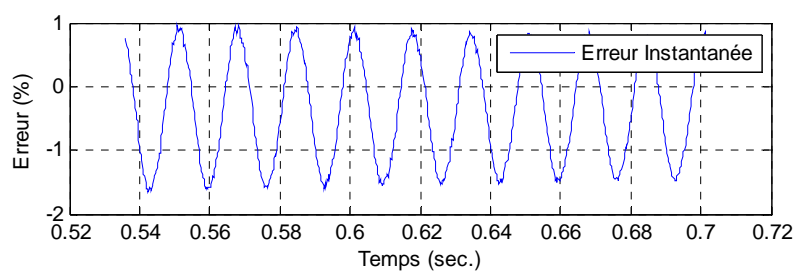
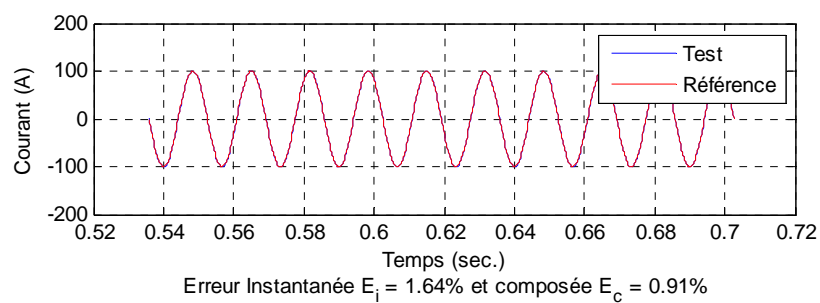


Figure F.6 : Essai No 3 symétrique - SAMU No 3