

12-207

T

DÉVELOPPEMENT ET APPLICATION DE NOUVELLES MÉTHODES D'ÉVALUATION DE L'ÉTAT DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

par

Th. ASCHWANDEN* M. HÄSSIG

Fachkommission für Hochspannungsfragen

J. FUHR P. LORIN

ABB Sécheron SA

V. DER HOUGHANESSIAN W. ZAENGL

Swiss Federal Institute of Technology

A. SCHENK P. ZWEIACKER A. PIRAS

Ecole Polytechnique Fédérale, Lausanne

J. DUTOIT

Electricité Neuchâteloise

(Suisse)

RESUME

Cet article présente les récents progrès dans l'application de méthodes et des procédés non traditionnelles, utilisés pour formuler un diagnostic "off-line" ainsi que de la surveillance en continu des transformateurs de puissance neufs ou de ceux déjà en service depuis plusieurs années. Les nouvelles méthodes "off-line" sont basées sur les principales contraintes opérationnelles (électriques, mécaniques et thermiques) et sur les modes de panne principaux: mesure des courants de polarisation et dépoliarisation (PDC), détection électrique des décharges partielles (DP) et mesure de la fonction de transfert (FRA). Un système pilote de surveillance en continu installé sur un transformateur d'importance stratégique est décrit. Les données mesurées par les capteurs intégrés (par exemple charge, surtensions, température, gaz et humidité dans l'huile) sont analysées à l'aide d'un logiciel fournissant un seuil adaptatif calculé à l'aide de modèles pour déterminer les mauvais états de fonctionnement.

MOTS CLES

Surveillance (monitoring), Diagnostic, Transformateurs, Isolation, Vieillesse, Gestion de la durée de vie, Courants de relaxation, Décharges partielles, Analyse de la réponse fréquentielle.

1. INTRODUCTION

Les transformateurs de puissance font parti des éléments les plus stratégiques et les plus chers de chaque système de production et de transmission d'énergie. Leur fiabilité est la clé de la disponibilité et du rendement économique de tels systèmes. Une panne majeure sur un transformateur de puissance due à la défaillance du système d'isolation peut engendrer des coûts substantiels

pour les réparations ainsi que des pertes financières dues à son indisponibilité.

Les distributeurs d'énergie sont donc très motivés à l'idée de disposer d'un outil permettant d'évaluer l'état de fonctionnement effectif de leurs transformateurs, en particulier l'état du système d'isolation. Les buts poursuivis sont de minimiser les risques de défaillance et d'éviter l'indisponibilité prolongée des unités stratégiques, comme les transformateurs élévateurs de tension dans les centrales électriques, les transformateurs des grandes sous-stations ou les autotransformateurs dans le réseau de transport à haute tension (HT).

D'après une étude internationale de la CIGRE [1], la proportion des pannes typiques pour les grands transformateurs de puissance (tensions supérieures à 300 kV) se situe entre 1 % et 2 % par an. De plus récentes valeurs relevées en Allemagne [2] confirment que le pourcentage des pannes de transformateurs augmente significativement avec le niveau de tension (tableau I). Bien que les considérations de fiabilité s'appliquent pendant toute la vie du transformateur, les risques de pannes pendant le fonctionnement des transformateurs de puissance et des éléments haute tension ne peuvent pas justifier à eux seuls les efforts faits partout dans le monde pour améliorer les méthodes d'évaluation de l'état de fonctionnement par l'introduction des nouveaux outils de diagnostic et des systèmes de surveillance [3][4].

Tableau I Taux de pannes des transformateurs basés sur des données relevées entre 1980 et 1993 [2]

U_n	Taux de pannes (par an)
110-kV	0.36 %
220-kV	1.54 %
380-kV	2.07 %

* FKH, Voltastrasse 9, 8044 ZUERICH

Les réelles motivations qui sont à la base des efforts fournis pour développer et appliquer de meilleures méthodes de diagnostic et des outils d'évaluation de l'état de fonctionnement des grands transformateurs de puissance sont l'augmentation de l'âge de l'ensemble des transformateurs (la majorité des grands transformateurs de puissance en Suisse et dans la plupart des autres pays d'Europe ont été installés dans les années soixante) et la déréglementation dans le secteur de l'énergie électrique, laquelle requiert la réduction des coûts de maintenance et d'exploitation.

Une évolution des plannings de maintenance basés sur le temps (TMB) vers des plannings basés sur l'état des unités (CMB) peut générer des économies substantielles, à condition que des méthodes fiables de diagnostic soient disponibles pour évaluer l'état de tous les éléments critiques du transformateur: isolation; changeurs de prise; traversées [1].

Aujourd'hui, les producteurs et distributeurs d'énergie sont par conséquent confrontés aux questions suivantes: (1) comment des défauts naissants peuvent-ils être détectés dès leur apparition sur des unités importantes; (2) comment la durée d'utilisation de vieux transformateurs en service peut-elle être prolongée sans perte de fiabilité ou de disponibilité; (3) comment peut-on réduire davantage les coûts de maintenance et de rénovation ?

Pour répondre à ces questions, nous avons besoin (a) d'informations plus détaillées concernant les modes de panne typiques sur des transformateurs réels, (b) d'une meilleure compréhension du comportement du vieillissement du système d'isolation huile/papier, (c) de techniques sophistiquées de diagnostic et de systèmes de monitoring mis en place sur site permettant d'évaluer les états électrique et mécanique des transformateurs de puissance et (d) de règles claires pour l'interprétation des résultats en vue d'un diagnostic.

En Suisse, pour répondre à ces besoins, un projet a été lancé en collaboration avec les entreprises électriques, les écoles polytechniques et l'industrie afin d'explorer et de tester de nouvelles méthodes de diagnostic et de mettre en place de nouveaux systèmes de surveillance pour les transformateurs de puissance.

Cet article décrit les objectifs principaux et quelques résultats de ce projet: (section 2) développement et application pratique de procédures de diagnostic "off-line" avancées afin d'évaluer l'état de fonctionnement de transformateurs nouveaux ou usagés et (section 3) développement d'un système de surveillance "on-line" permettant de connaître en permanence l'état de fonctionnement d'un transformateur stratégique qui a dû être réparé sur site après une grave avarie.

2. METHODES DE DIAGNOSTIC "OFF-LINE"

Les modes typiques de défaillance et la "durée de vie technique" des transformateurs de puissance sont

principalement influencés par les contraintes électriques, thermiques et mécaniques du système d'isolation pendant le fonctionnement. Compte tenu de la complexité du design des transformateurs de puissance et des multiples contraintes lors de leur fonctionnement, impliquant des relations et effets combinés, une méthode de diagnostic unique n'existe pas.

2.1 Méthodes traditionnelles de diagnostic

Un aperçu général des méthodes traditionnelles de diagnostic et de leurs applications aux transformateurs ainsi qu'à d'autres équipements est donné dans [3][4][5]. En Suisse, la pratique usuelle du diagnostic pour évaluer l'état de fonctionnement des transformateurs de puissance est principalement basée sur les procédures suivantes [6][7]:

- inspection visuelle;
- analyse physico-chimique de l'huile (CEI 422);
- analyse de l'huile par chromatographie liquide à haute performance (DGA, HPLC);
- mesure de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique (DDF) des traversées haute tension.

L'analyse des gaz dissous dans l'huile (DGA) indique le développement lent d'anomalies et d'irrégularités dans le système d'isolation huile/papier, tels que des points chauds, des mauvais contacts, des arcs ou des décharges partielles. L'application des procédures de DGA est bien connue et l'interprétation des résultats est décrite dans les publications CEI 567 (1992) et CEI 599 (1978). Malgré l'existence de normes internationales et une utilisation très répandue de la DGA (depuis plus de 40 ans), une appréciation correcte du degré de gravité de l'anomalie et sa localisation à l'intérieur du transformateur sont souvent difficiles. En général, les valeurs limites des concentrations de gaz maximales admissibles pour un transformateur spécifique exploité dans des conditions spécifiques ne sont pas disponibles.

Lorsque l'évaluation des résultats de la DGA indique une dégradation thermique de l'isolation en cellulose (concentration inhabituellement élevée en oxyde de carbone), la technique HPLC peut être utilisée pour détecter les produits de la décomposition de la cellulose (composés furane). Bien que les aspects analytiques de cette méthode soient bien définis dans CEI 1198 (1993), l'interprétation quantitative des résultats de la HPLC est toujours difficile car la corrélation entre les mesures de concentration en furane dans l'huile et les changements de propriété de la cellulose âgée (réduction de la force de tension) n'est pas encore totalement comprise [3][6].

Ces deux méthodes, DGA et HPLC, sont largement utilisées en Suisse et partout ailleurs dans le monde pour la détection d'une anomalie naissante dans un transformateur de puissance. Leur sensibilité pour une évaluation de l'état de fonctionnement général d'un système isolé est limitée par leur nature intégrale et cumulative. A cause du grand volume d'huile, des petits défauts,

même localisés sur une partie critique, peuvent entraîner un temps de réaction très long. En procédant à des mesures à intervalles fixes (typiquement 1 à 5 ans entre chaque analyse), il y a un risque que des défauts se développant rapidement et induisant des changements rapides dans le comportement gazeux du transformateur ne soient pas détectés suffisamment tôt.

2.2 Sélection des méthodes avancées de diagnostic

En accord avec le paragraphe précédent, il est évident que les résultats des méthodes de diagnostic "off-line", principalement obtenus à partir des analyses de l'huile, ne sont pas suffisants pour obtenir l'état réel de toutes les parties critiques d'un transformateur de puissance. Les nouvelles techniques de diagnostic avancé doivent être concentrées sur des quantités mesurables, lesquelles sont directement corrélées aux paramètres des principales contraintes et/ou des modes de pannes typiques. Sur la base de l'expérience pratique, les méthodes suivantes ont été sélectionnées pour ce projet:

- vieillissement sous contraintes thermiques et humidité dans la cellulose: **mesure des courants de relaxation, c'est-à-dire courants de polarisation et dépoléarisation (PDC)**;
- contraintes électriques, défauts locaux de l'isolation: **mesure des décharges partielles (DP)**;
- contraintes mécaniques, déformations des enroulements: **relevé de la fonction de transfert (FRA)**.

2.3 Diagnostic de l'isolation par les moyennes des mesures de courants de relaxation

Des techniques intégrales de diagnostic électrique telles que la mesure du facteur de dissipation diélectrique (DDF, $\tan \delta$) ou du facteur de puissance (PF), peuvent être utilisées pour qualifier les tendances concernant le vieillissement de l'isolation des transformateurs de puissance ou d'autres dispositifs à haute tension. Comme la permittivité et les pertes d'une isolation composite huile/papier sont influencées, même à la fréquence du réseau, par le vieillissement, la détérioration de tels systèmes d'isolation peut être déterminée quantitativement sur une base globale (aucune information concernant des défauts locaux).

Il y a quelques temps, des méthodes non-traditionnelles de diagnostic d'isolation ont également été appliquées et discutées: mesure (a) de la tension de recouvrement (RVM) [5] afin de calculer un "spectre de polarisation", (b) des "courants de relaxation isothermes" [8] ou (c) de la "réponse de tension" [9]. Il est évident que chacune de ces méthodes, qu'elles soient traditionnelles ou non, peuvent être reliées aux mêmes phénomènes bien connus dans les diélectriques: l'existence de nombreux effets de polarisation et de pertes dans les matériaux isolants. A condition que les effets non linéaires soient écartés, de telles mesures peuvent être effectuées soit dans le domaine temporel soit dans le domaine fréquentiel. Les résultats peuvent ensuite être transformés d'un domaine vers l'autre.

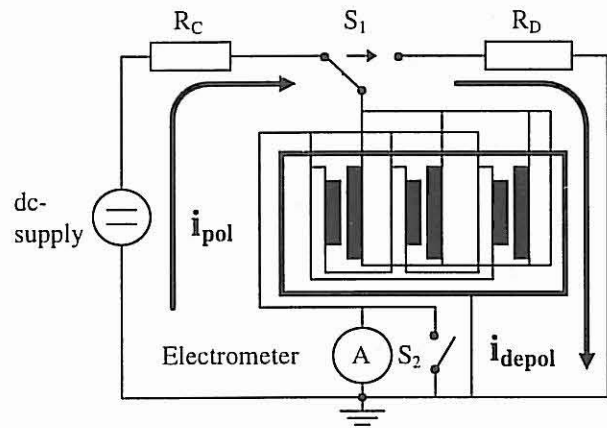


Fig. 1 Circuit pour la mesure des courants de polarisation et de dépoléarisation (PDC)

Ainsi que cela a été publié récemment [10][11][12], c'est la mesure des courants de relaxation, c'est-à-dire des courants de polarisation et de dépoléarisation (PDC) dans le domaine temporel qui a été choisie. Une telle mesure est facile à réaliser même hors des laboratoires sur de gros transformateurs de puissance. Le circuit de mesure (cf. figure 1) et la procédure sont assez simples: une source de tension continue (environ 1 kV) est connectée au système d'isolation testé (c'est à dire l'enroulement HT du transformateur) et reste enclenchée pendant une période de temps prédéterminée (1 à 2 heures). Ensuite, l'alimentation continue est déconnectée et remplacée par un court-circuit pour un temps au moins aussi long. Pendant les deux périodes, les courants sont enregistrés à la sortie d'un second enroulement du transformateur qui est mis à la terre (cf. figure 1). De la même manière qu'avec les procédures pour les mesures de DDF, la structure complexe d'un transformateur de puissance peut être subdivisée en sections d'isolations individuelles. Les courants de polarisation i_{pol} mesurés pendant la mise sous tension et les courants de dépoléarisation i_{depol} mesurés pendant que le système est en court-circuit dépendent tous deux du temps. En général, tous les courants suivent les relations linéaires bien connues de la théorie de la réponse diélectrique [11][12].

Bien qu'une détérioration de la qualité de l'isolation se manifeste par une augmentation des amplitudes et par un changement de la dépendance temporelle des courants de relaxation, seul un spécialiste très expérimenté sera capable de déduire une augmentation de la permittivité ou des pertes à partir de la forme de ces courants. Par contre, ces courants peuvent être transformés dans le domaine fréquentiel, où les deux paramètres relatifs aux grandeurs citées plus haut, soit la capacité effective et $\tan \delta$, montrent clairement une dépendance en fonction de la fréquence. Les détails au sujet du calcul de la capacité et du facteur de pertes dans le domaine fréquentiel, basés sur les variations temporelles de courants de relaxation, peuvent être trouvés dans [10][11].

Les exemples qui suivent démontrent que cette méthode de diagnostic peut être mise en œuvre sur site; sauf indication contraire, toutes les mesures de PDC présentées ici ont été effectuées dans des sous-stations.

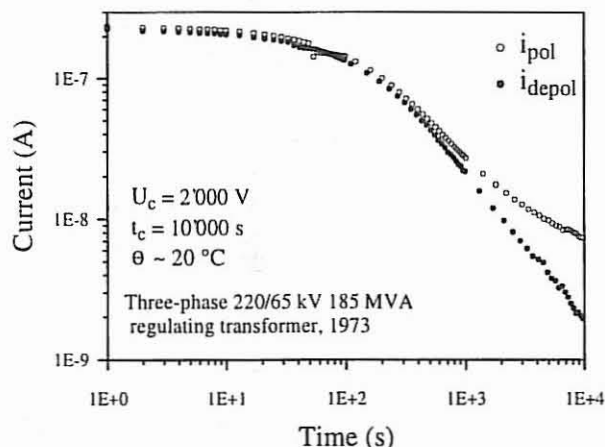


Fig. 2 Courants de relaxation mesurés sur un transformateur de sous-station 220/65 kV 185 MVA

La figure 2 montre les courants de relaxation mesurés entre les enroulements 220 et 65 kV d'un transformateur en service déjà âgé (construit en 1973, voir également à la section no 3). Bien que les mesures de PDC aient été effectuées sur une période relativement longue (presque 3 heures), le régime continu limite n'a pas pu être atteint dans ce cas. Les pentes des courants montrent une constante de temps de relaxation dominante de l'ordre de grandeur de 200 secondes. Ici, la chute soudaine du courant est due à la polarisation de l'interface qui dépend principalement de la conductivité de l'huile et de la proportion entre le volume de l'huile et celui du pressboard. Les résultats calculés dans le domaine fréquentiel (figure 4) fournissent des informations plus détaillées.

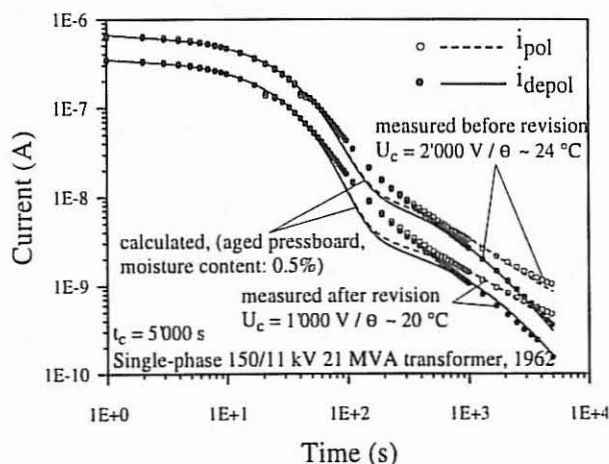


Fig. 3 Courants de relaxation mesurés et calculés pour un transformateur monophasé 150/11 kV 21 MVA avant et après révision

Afin de démontrer que les transformateurs dont le système d'isolation principal est composé de barrières de

pressboard imprégné et de canaux d'huile, affichent tous des courants de relaxation similaires, les courants enregistrés sur une unité monophasée 150/11 kV 21 MVA (fabriquée en 1962) d'une centrale hydroélectrique suisse sont montrés à la figure 3. Ce transformateur a subi une révision complète et des mesures de PDC ont été effectuées avant (sur site) et après les travaux (dans le laboratoire du constructeur). Une inspection attentive de la partie active a révélé qu'un remplacement de l'isolation en cellulose n'était pas nécessaire. Dans ce cas, la révision de l'isolation n'a nécessité que les procédés de séchage et de dégazage habituels.

Lorsque la géométrie de l'isolation d'un transformateur est connue, les courants de relaxation d'un tel système peuvent être calculés à partir des propriétés diélectriques des principaux composants, huile et pressboard, ainsi que cela est décrit dans [12]. En tenant compte des amplitudes des tensions continues appliquées et des températures durant les mesures, ces courants calculés avant et après la révision sont comparés avec les mesures à la figure 3. Les propriétés diélectriques de l'huile qui sont nécessaires pour ces calculs ont été déterminées à partir d'échantillons d'huile prélevés avant et après la révision; celles concernant le pressboard imprégné ont été déterminées à l'aide d'un échantillon artificiellement vieilli avec un taux d'humidité de 0.5 % [12]. La comparaison entre les courbes calculées et mesurées (figure 3) montre que les formes des courants de relaxation sont presque les mêmes avant et après la révision. Ceci confirme le fait qu'après 35 années de service, l'isolation de ce transformateur est toujours en parfait état.

La figure 4 montre le comportement diélectrique du système d'isolation des deux transformateurs traités plus haut dans le domaine fréquentiel; c'est à dire la capacité C ainsi que le facteur de dissipation ($\tan \delta$). Toutes les valeurs ont été calculées à partir des courants de relaxation (cf. figure 2 et figure 3) pour une gamme de fréquences s'étendant entre 0.2 mHz et 100 Hz. Comme les mesures des courants de relaxation ne débutent pas immédiatement après l'application de la tension ou du court-circuit de l'isolation, les valeurs calculées pour $\tan \delta$ sont trop faibles pour les fréquences supérieures à environ 1 Hz [11].

Cependant, comme le circuit équivalent de l'isolation peut être normalisé par rapport à la capacité mesurée à la fréquence du réseau, cette restriction ne s'applique pas à la dépendance fréquentielle calculée de la capacité effective C . L'augmentation significative de C dans le domaine des très basses fréquences est essentiellement due à la constante de temps dominante de l'atténuation des courants de relaxation ainsi que cela a été mentionné précédemment. Cette augmentation peut être expliquée par le fait que le champ électrique dans les canaux d'huile va disparaître après que la polarisation aux interfaces se soit établie. Par conséquent, pour des fréquences très basses, la capacité du pressboard seule va être relevée. Les différences d'augmentation de C pour les

deux transformateurs (figure 4) peuvent être principalement expliquées par les détails de la construction des isolations et en partie également par le fait que le pressboard du transformateur de 185 MVA est plus dispersif que celui de l'unité de 21 MVA. Conformément à la théorie des diélectriques, un grand changement de capacité (ou de permittivité effective) dans le domaine fréquentiel est toujours accompagné d'un pic de pertes prononcé, c'est à dire de DDF, ce qui est clairement visible sur la figure 4.

Enfin, il doit être fait mention du fait que les résultats de toutes les méthodes de diagnostic intégrales non traditionnelles ([3][5][8][9]) peuvent être calculés à partir des valeurs temporelles des courants de relaxation. Comme ces courants peuvent être facilement relevés sur site, même dans des conditions difficiles, si des instruments de mesures suffisamment évolués sont utilisés, l'application de la technique de PDC peut améliorer de manière substantielle l'évaluation de l'état de gros transformateurs de puissance ou d'autres dispositifs à haute tension.

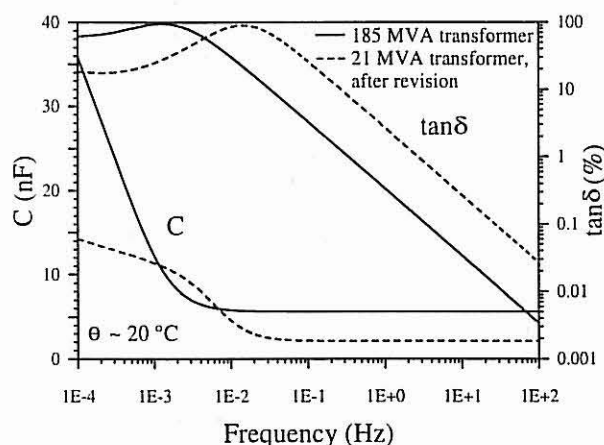


Fig. 4 Valeurs calculées pour la capacité effective C et le facteur de dissipation diélectrique $\tan \delta$ des transformateurs présentés aux figures 2 et 3

2.4 Détection des décharges partielles (DP)

Il est généralement admis que la détection des décharges partielles (DP), en utilisant des techniques électriques ou acoustiques, est l'une des méthodes de diagnostic les plus efficaces pour révéler les défauts naissants ou les détériorations locales dans un isolant HT [3][4][5]. Il existe un lien suffisamment important entre l'activité en DP et les performances des isolations des gros transformateurs de puissance pour justifier l'utilisation des techniques de détection de DP lors de l'évaluation des conditions de fonctionnement et de contrôles de qualité sur site; par exemple après l'installation de nouvelles unités stratégiques ou la réparation de vieux transformateurs usagés [13].

Les systèmes de détection de DP conventionnels (suivant la norme CEI 270), tels qu'ils sont utilisés dans les laboratoires HT blindés, ne sont pas exploitables

pour des mesures sur des transformateurs de puissance sur site; les interférences électromagnétiques provenant des sous-stations en service ou des lignes sous tension réduisent passablement la sensibilité de la détection. Un système de diagnostic de pointe (figure 5) pour la détection électrique des DP "off-line" a été développé dans le cadre de ce projet. Ses points principaux sont les suivants:

- source de tension de test exempte de DP et non synchronisée au réseau pour l'excitation du transformateur lors du test;
- détection du signal de DP multi-bornes par l'utilisation de transformateurs de courant HF spéciaux (0.2 à 30 MHz) directement connectés à toutes les bornes de traversée;
- suppression du bruit de fond en utilisant un analyseur de spectre utilisé comme filtre passe-bande sélectif;
- acquisition contrôlée par ordinateur des impulsions de DP et traitement numérique du signal en utilisant un analyseur de décharges partielles à résolution de phase.

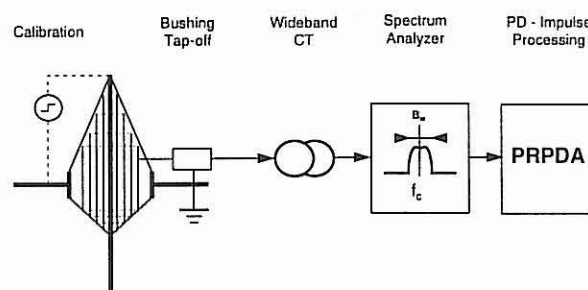


Fig. 5 Système de détection hors fonctionnement des DP pour les transformateurs de puissance

Une discrimination efficace entre les signaux de DP et le bruit de fond (principalement dû à l'effet couronne synchronisé à 50 Hz) est réalisée par une acquisition et un stockage numérique de l'impulsion ainsi que par le traitement statistique des données en corrélant tous les échantillons de DP avec la position de la phase de la tension de test appliquée [14] (voir exemple de la figure 7).

La figure 6 montre deux circuits différents de générateurs de test qui ont été utilisés pour ces mesures: (a) excitation triphasée de l'enroulement de compensation (delta) d'un ensemble moteur-générateur mobile (test de la tension induite), et (b) application d'un circuit résonant série réglé en fréquence [15] (test de source monophasée séparée). Pendant les tests de décharges partielles "off-line", des niveaux de tension de 110% à 120% de la tension nominale ont été appliqués sur une période typique de 60 minutes. A l'heure actuelle, aucune norme spécifiant des limites de DP pour des mesures sur site n'est définie. Par contre, en pratique il est admis qu'il ne doit pas y avoir de décharges en-dessus du niveau du bruit de fond pour un niveau de tension de test proche de la tension nominale.

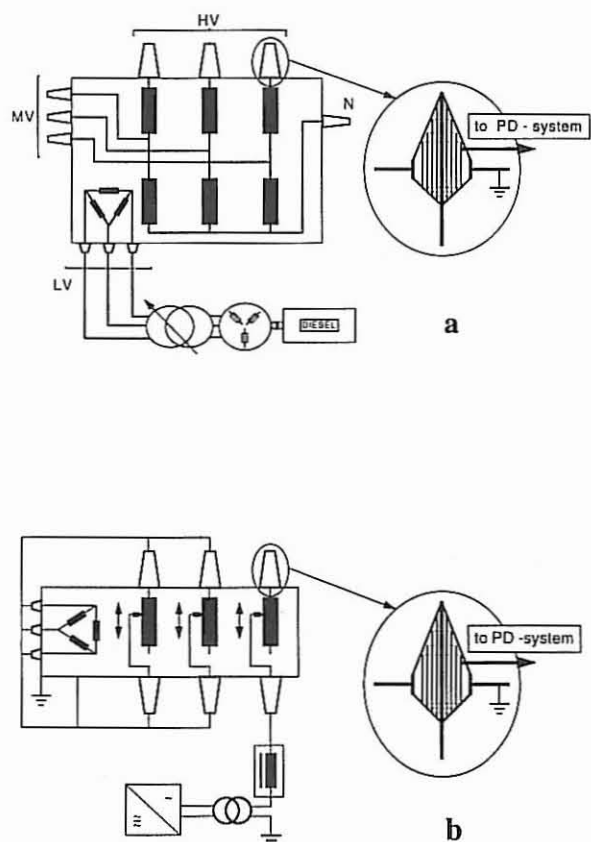


Fig. 6 Générateurs de tension d'essai appliqués aux diagnostics "off-line" des DP: (a) test de tension induite sur un autotransformateur et (b) test de source de tension séparée en utilisant un système résonant en série sur un transformateur de réglage.

Le résultat d'une mesure de DP en utilisant un analyseur à résolution de phase est une figure tridimensionnelle (angle de phase, amplitude de la décharge et nombre d'événements) qui peut être interprétée comme une image de l'activité en DP pour un transformateur défectueux spécifique. Le profil de DP montré à la figure 7 a été enregistré lors du test sur site d'un autotransformateur neuf 220/400 kV 400 MVA. L'activité en DP détectée était significative même en-dessous du niveau de tension nominale (c'est-à-dire à 80 %) et montrait de grandes amplitudes (> 500 pC). Le profil indique un niveau d'humidité trop élevé dans l'isolation en cellulose des bornes de sorties 400 kV qui avaient été montées sur site. Après avoir soigneusement séché cette partie du transformateur, une seconde mesure de DP a démontré que leur activité avait complètement disparu.

La technique de détection "off-line" décrite ci-dessus a été appliquée avec succès à plusieurs transformateurs de sous-stations (100 MVA) et à trois autotransformateurs 220/400 kV après qu'ils aient été montés sur site. Même lorsque des lignes ou d'autres équipements HT étaient en service dans la même sous-station, une sensibilité de détection d'au moins 50 pC a été atteinte dans tous les cas.

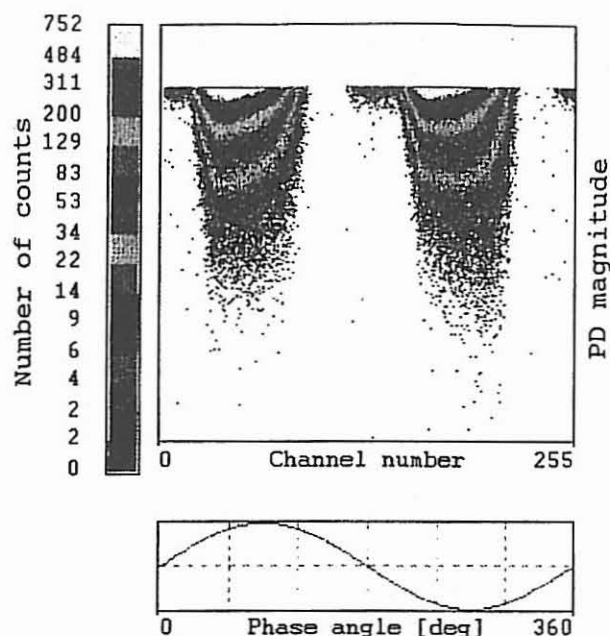


Fig. 7 Profil d'une décharge partielle analysée par résolution de phase (patern PRPDA) relevé sur un autotransformateur 220/400 kV 400 MVA pour 80 % de U_n , borne 400 kV (voir texte).

2.6 Mesure de la fonction de transfert, analyse de la réponse fréquentielle (FRA)

Au cours de son exploitation, un transformateur peut subir plusieurs court-circuits accompagnés de courants importants. La force dynamique de ces courants de court-circuit externes peut causer des déformations, voire déplacer l'assemblage des enroulements. En particulier, l'isolation des enroulements des vieux transformateurs peut devenir relativement vulnérable aux forces induites par les court-circuits à cause de leur résistance mécanique réduite et du tassement du vieux papier qui peut provoquer une perte de la pression de serrage des enroulements. Dans la plupart des cas, le déplacement d'un enroulement après un court-circuit externe ne conduit pas automatiquement à une panne. Il y a cependant un risque élevé qu'un dommage mécanique survenu au niveau de l'isolation des spires du bobinage puisse finalement, à cause de l'abrasion et de l'écrasement du papier vieilli et cassant, causer un claquage de l'isolation lors de la surtension suivante. Par conséquent, comme il est très coûteux et très long de procéder à l'inspection visuelle d'un transformateur en ouvrant la cuve, les méthodes "off-line" simples et externes destinées à détecter le mouvement et les défauts des enroulements sont très intéressantes.

Les mesures traditionnelles des rapports de spires, impédance et inductance à 50 ou 60 Hz, ne sont pas suffisamment sensibles pour détecter les petits déplacements des enroulements. De telles déformations n'impliquent que des variations mineures de l'inductance interne et de la capacité du circuit électrique. Un changement de

la réponse fréquentielle caractéristique (impédance de transfert) peut par contre être mesurée aux bornes du transformateur. Les procédés utilisés sont l'analyse de réponse fréquentielle (FRA), la méthode dite "méthode de la fonction de transfert" (TF) ou encore, dans le domaine temporel, la méthode des impulsions à basse tension (LVI) [16][17][18].

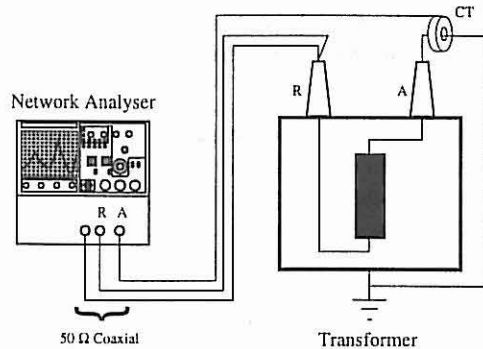


Fig. 8 Configuration pour l'analyse de la réponse fréquentielle (FRA)

Pour ce projet, les réponses fréquentielles des enroulements des transformateurs ont été analysées "off-line" en employant un analyseur de réseau commercial. Le principe de cette technique FRA est présentée de manière schématique à la figure 8. Un signal sinusoïdal à balayage (valeur efficace: 2V) et une des entrées de mesure de l'analyseur sont respectivement appliqué et connecté par l'intermédiaire de câbles coaxiaux blindés à l'une des bornes de l'enroulement testé (R). L'autre extrémité de l'enroulement (c'est-à-dire la borne neutre) est reliée à la seconde entrée (A) de l'analyseur de réseau en passant par un transformateur de courant (CT). En général, les enroulements non testés sont mis à terre. La réponse fréquentielle d'un enroulement est déterminée par la mesure du rapport des signaux (A/R). C'est-à-dire que, pour chaque enroulement, l'amplitude et la phase de la transimpédance et/ou de la transadmittance (fonctions de la fréquence), sont évaluées sur deux plages de fréquences (a) 50 Hz à 500 kHz et (b) 200 kHz à 2 MHz. Les réponses fréquentielles mesurées pour chaque enroulement sont ensuite analysées de la façon suivante:

- changements des fréquences et des amplitudes de résonance, pôles (référence nécessaire);
- différences entre les réponses des trois phases du même transformateur;
- différences entre les réponses de transformateurs de même conception.

La méthode FRA a montré qu'elle était suffisamment fine pour détecter des défauts d'enroulement typiques. Elle est insensible aux perturbations électromagnétiques et facile à mettre en œuvre sur site. En particulier, les résultats ont la propriété d'être reproductibles; cela signifie que des résultats identiques peuvent être obtenus à partir de plusieurs transformateurs de même construction. La figure 9 montre une défaillance d'un enroule-

ment survenue sur un transformateur monophasé qui a pu être identifiée par comparaison avec des mesures de FRA effectuées sur une unité de réserve.

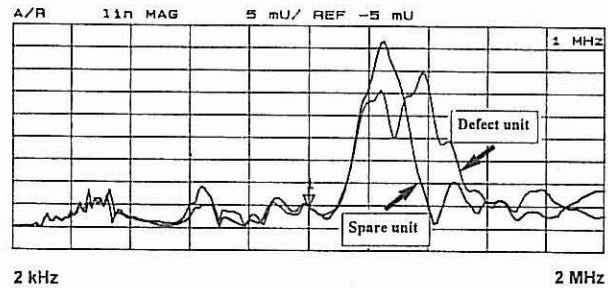


Fig. 9 Mesure de FRA pour un transformateur monophasé 220/12 kV 21 MVA montrant un court-circuit entre deux spires de l'enroulement HT

3. SURVEILLANCE CONTINUE

Les buts principaux poursuivis par la surveillance continue (monitoring on-line) des transformateurs sont les suivants:

- prévention des avaries graves;
- meilleure utilisation de la capacité de charge;
- optimisation de la maintenance;
- prolongement de la durée d'utilisation.

Indépendamment des buts ou priorités choisis, chaque système de "monitoring on-line" de transformateur a besoin des composants principaux suivants: (a) capteurs de mesures intégrés à l'unité surveillée; (b) modèles nécessaires à l'analyse des données; (c) processus de décision (diagnostic).

3.1 Surveillance traditionnelle

Récemment, de nombreux capteurs ont été développés afin de surveiller en permanence l'état de fonctionnement des transformateurs: des produits sont commercialisés pour mesurer les propriétés de l'huile (température, taux de gaz et humidité) et les vibrations [3][4]. Les données de ces capteurs sont généralement traitées en définissant un ou plusieurs seuils correspondant à des niveaux d'alarmes pour chacune des mesures. Lorsqu'une alarme apparue est confirmée, le transformateur est alors mis hors fonction et un diagnostic "off-line" est effectué.

Ce genre de diagnostic est couramment utilisé car il est facilement mis en œuvre et fournit une détection automatique des défauts naissants. Cependant, la définition des seuils est critique; ceux-ci peuvent être fixés trop haut et la détection précoce des défauts s'avérer être inopérante. D'autre part, l'apparition d'alarmes intempestives (fausses alarmes) trop fréquentes pourrait altérer leur pertinence. Ceci risquerait d'entraîner, en cas de défaut réel, une mise hors tension trop tardive et provoquer des dommages accompagnés de pertes financières importantes.

3.2 Surveillance basée sur des modèles

L'approche d'un monitoring basé sur des modèles a été développée au début des années 90 par le MIT [19]. Sa caractéristique principale est d'utiliser des seuils adaptatifs qui varient en fonction des conditions de travail du transformateur.

Des modèles sont utilisés pour calculer ces seuils: pour chaque capteur, un calcul fournit la valeur attendue qui est soustraite à tout instant à la valeur effectivement mesurée (voir figure 10). Ensuite, en tenant compte d'un seuil de confiance donné, la valeur du résidu est utilisée pour décider si une défaillance (par exemple due à un problème interne) est apparue ou non.

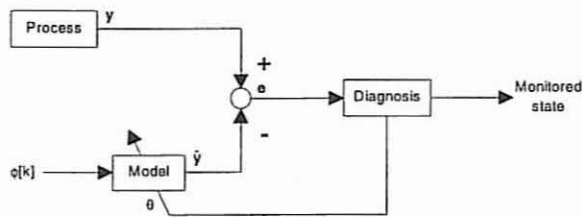


Fig. 10 Analyse des résidus

Modèles

Les modèles mathématiques sont basés sur des expressions analytiques qui permettent de calculer les sorties de chaque capteur à partir des valeurs passées (données dépendantes du temps) et des variables de décision (conditions externes et décisions de l'opérateur). Chaque couple entrées-sortie peut être basé sur un modèle global ou plusieurs modèles (un pour chaque capteur). Si le comportement du système et les conditions de fonctionnement sont bien définis, des modèles physiques peuvent être utilisés.

Dans le cas de signaux provenant d'instruments de mesures installés sur les transformateurs, des expressions en partie empiriques avec des coefficients linéaires sont généralement utilisées [19][20].

Cependant, le problème du transformateur n'est pas bien défini et possède des composantes non linéaires. Par conséquent, il est utile de considérer également des modèles basés sur les réseaux de neurones artificiels [21]. Pour un échantillon k , l'expression générale peut être écrite comme:

$$\hat{y}[k] = f(\phi^T[k] \cdot \theta)$$

où f représente une fonction non linéaire avec des propriétés bien définies. Dans ce cas, l'estimation des paramètres est plus compliquée que pour le cas linéaire et doit être faite à l'aide de méthodes itératives.

Etant donné le fait que le comportement du transformateur change (par exemple à cause du vieillissement), les paramètres des modèles doivent être adaptés régulière-

ment. Ceci peut être fait par exemple en redéfinissant chaque jour la base de données d'apprentissage avec les valeurs les plus récentes (ne représentant pas un état défaillant).

Surveillance

La fonction de surveillance peut être divisée en deux parties: (a) détection de mauvais fonctionnement et (b) détection d'une défaillance naissante ou d'un état de vieillissement dangereux.

La détection d'une avarie est faite directement à partir de l'analyse des résidus. Le niveau du seuil de confiance est ajusté à la qualité des modèles utilisés: après avoir calculé les paramètres, la moyenne de l'erreur quadratique et sa déviation standard σ sont calculées pour les modèles appliqués à l'ensemble d'apprentissage. Le seuil de confiance est finalement fixé à 3σ .

Les défauts naissants et la surveillance du vieillissement sont évalués en observant la variation des modèles en fonction du temps. Un taux de changement anormal (trop rapide) mettra en évidence un défaut naissant ou la fin de vie du dispositif.

3.3 Concept du diagnostic

Une fois que le système de surveillance a produit un message ou un signal montrant un mauvais état de fonctionnement, un outil de diagnostic est nécessaire afin de localiser et de qualifier le problème. Généralement, les deux approches suivantes peuvent être considérées.

Diagnostic basé sur les données apprises

Le concept de cette méthode est de collecter le maximum de valeurs possibles pour tous les états de fonctionnement du transformateur et de les stocker dans une base de données. Les valeurs mesurées par les capteurs ou les tendances enregistrées sont ensuite comparées avec les grandeurs de la base de données. Le système de surveillance peut ainsi associer l'état réel du transformateur avec l'un de ceux connus.

La base de données doit dans ce cas inclure tous les cas de fonctionnement possibles ainsi que ceux correspondant aux diverses pannes envisageables. Le problème est qu'aucun modèle général n'existe pour simuler le comportement d'un gros transformateur de puissance. Seules les mesures sont disponibles pour la construction de la base de données. Actuellement, l'expérience concernant la surveillance continue des transformateurs est très limitée et les valeurs de mesures relatives à des défauts sont encore très rares.

Diagnostic à l'aide d'un système expert

Généralement, à cause de la situation décrite plus haut, seules les données concernant les conditions normales de fonctionnement sont disponibles. En utilisant la

méthode des résidus, il est possible de décider si l'état du transformateur est normal ou non. Lorsqu'un problème apparaît, les amplitudes des résidus doivent être analysées et interprétées. Afin de diagnostiquer l'origine du problème, des relations (règles) sont nécessaires pour établir les liens entre les conditions défaillantes (valeurs observées) et leurs causes. Ces informations proviennent principalement d'experts humains; ainsi que cela a été expliqué, trop peu de mesures d'états défaillants sont disponibles pour pouvoir tirer suffisamment de règles à partir des données recueillies.

3.4 Installation pilote du système de surveillance d'un transformateur stratégique

Le premier système de monitoring "on-line" suisse a été installé sur un transformateur triphasé 220/65 kV 185 MVA (voir figure 11) qui est situé à Fiesch dans une région montagneuse et directement connecté entre un site de production hydroélectrique et le réseau de transport 220 kV.

Neuf paramètres importants sont mesurés en continu par neuf capteurs différents:

- la charge du transformateur;
- la température de l'huile;
- les températures de la cuve et de l'air;
- les gaz dissous et l'humidité présents dans l'huile;
- les vibrations de la cuve;
- les surtensions et les courants de court-circuit de chaque phase.

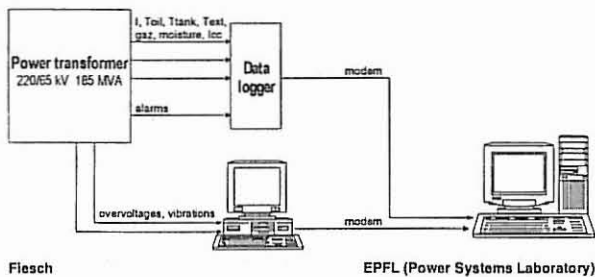


Fig. 11 Système de surveillance continue: configuration du dispositif

L'acquisition des signaux fournis par les capteurs est effectuée par deux systèmes sur site (Fiesch). Les données sont ensuite transmises à un ordinateur central par l'intermédiaire d'une connexion modem.

Un système commercial d'acquisition collecte les données de la charge, des températures, des gaz dissous, de l'humidité dans l'huile, des courants de court-circuit et des alarmes de fonctionnement (relais Buchholz, système de refroidissement et surcharge). A cela vient s'ajouter un oscilloscope digital qui est utilisé pour enregistrer les surtensions et les vibrations de la cuve.

Le système commercial d'acquisition est un produit flexible et bon marché dont les principales caractéristiques sont les suivantes: 17 canaux analogiques configurables qui peuvent être des entrées courant (4-20 mA, 0-5 A ou 0-50 A) ou des entrées tension (-10 à +10 VCC ou 0-300 VAC); 16 entrées numériques; le taux d'échantillonnage est fixé à 150 Hz excepté pour les courants de court-circuit qui sont numérisés à 1920 Hz. Afin de limiter les besoins en mémoire, ces valeurs sont réduites à une par heure pour chaque canal (moyenne, maximum ou minimum). Avec une telle configuration, la mémoire du système équivaut à 3 mois de mesures (mémoire tampon du type premier entré - premier sorti). La connexion modem entre le système d'acquisition et le PC permet de télécharger les mesures ou de modifier la configuration du système depuis un site distant.

Les surtensions sont mesurées à l'aide d'un connecteur spécial fixé sur les traversées de 65 kV et incluant un diviseur capacitif interne. Normalement, ce système est utilisé pour effectuer des mesures de décharges partielles hors fonctionnement. Pour des raisons de sécurité, ce connecteur doit être court-circuité lorsque le transformateur est sous tension; trois sondes de courants ont été placées sur ces court-circuits afin d'obtenir les enregistrements des surtensions sur les trois phases. Des tests préliminaires ont montré qu'il est possible d'obtenir une image exacte des surtensions en intégrant numériquement les courants relevés.

Concernant la surveillance des vibrations, un accéléromètre industriel a été fixé sur la paroi du transformateur. Les vibrations sont mesurées à intervalles réguliers et à chaque fois qu'une surtension est enregistrée.

Enfin, afin de construire la base de données nécessaire à la mise en œuvre des outils de diagnostic, toutes les sorties des détecteurs décrits plus haut sont rassemblées et mises en forme sur l'ordinateur central.

3.5 Résultats

Les données sont collectées depuis le mois de janvier 1997. Les mesures brutes montrent que, hormis la relation évidente entre les températures de l'huile et de la cuve, aucune forte corrélation linéaire ne peut être identifiée parmi les différentes grandeurs. Ceci ne signifie pas qu'aucune corrélation n'existe mais que les liens entre les sorties produites par les capteurs sont complexes. Dès lors, l'utilisation d'un système basé sur des méthodes d'intelligence artificielle est justifié.

La surveillance basée sur l'utilisation de modèles a été appliquée aux mesures fournies par le système d'acquisition commercial (température de l'huile, humidité et gaz). Les modèles linéaires et non-linéaires ont été testés. En tenant compte des seuils de confiance dessinés en traits mixtes, les résultats de la figure 12 montrent que les modèles implémentés permettent de prévoir correctement les conditions normales de fonctionnement du transformateur.

En moyenne, le coefficient de corrélation linéaire entre les sorties calculées (courbe fine) et les valeurs mesurées (courbe épaisse) est supérieur à 0.95 et l'erreur relative moyenne est inférieure à 5 % des valeurs.

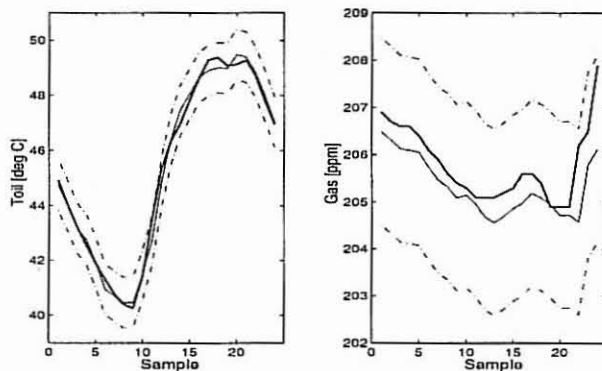


Fig. 12 Capacité de prévision du système de surveillance: à gauche, température de l'huile; à droite, gaz dissous dans l'huile

Les informations qui seront utilisées pour le diagnostic sont les résidus. La figure 13 présente la visualisation de ceux-ci pour les valeurs correspondant à celles représentées à la figure 12. Les seuils de confiance sont également dessinés en traits mixtes. Si l'une des valeurs mesurées dépasse l'un de ces seuils adaptatifs, le comportement du détecteur correspondant n'est plus décrit par le modèle et une alarme doit être déclenchée.

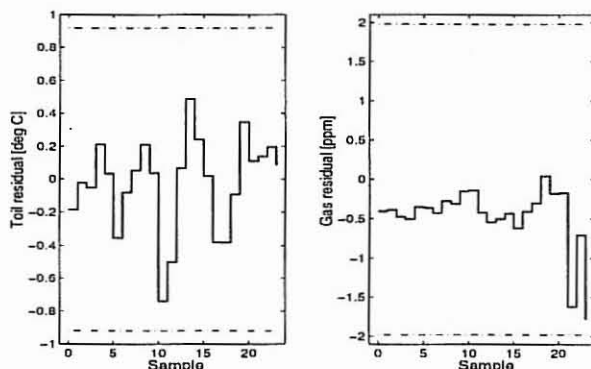


Fig. 13 Analyse des résidus (mêmes données que pour la figure 12)

La mesure des surtension fonctionne correctement et plusieurs événements ont été enregistrés durant l'été 1997. La figure 14 montre l'une des surtensions relevées.

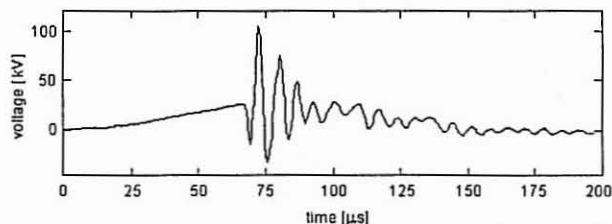


Fig. 14 Surtensions mesurées sur une borne de traversée 65 kV

Pour le moment, le nombre de données relatives à des

conditions de fonctionnement anormales n'est pas suffisant pour mettre en évidence une corrélation entre les surtensions, les courants de court-circuit et l'état du transformateur.

En ce qui concerne les vibrations, nous avons effectué une classification des 18 premières harmoniques en utilisant une carte auto-organisatrice (réseau de Kohonen) [21]. Ceci a été fait pour mettre en évidence des modes de fonctionnement typiques du transformateur et les corréler avec les autres paramètres mesurés. En fonction de la différence calculée entre les valeurs de vibrations correspondant à l'état typique enregistré le plus proche et celles mesurées, un signal d'erreur supplémentaire est produit pour l'outil de diagnostic. La figure 5 montre une mesure typique des vibrations.

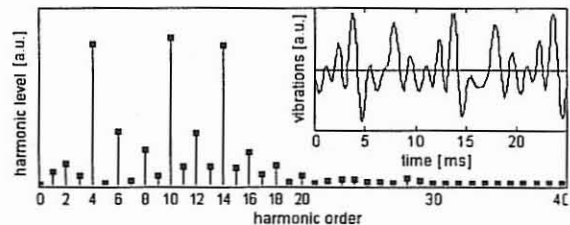


Fig. 15 Vibrations dans les domaines temporel et fréquentiel

4. CONCLUSION

Les méthodes de diagnostic "off-line" décrites dans cet article ont été appliquées à plus de 30 transformateurs nouveaux et usagés. L'expérience et les résultats collectés peuvent être résumés comme suit:

- Toutes les méthodes (PDC, DP et FRA) peuvent être mises en œuvre sur site; cependant la reproductibilité et l'immunité aux interférences électromagnétiques ne peuvent être atteintes qu'avec des initialisations et des procédures standardisées pour chacune des méthodes.
- Une banque de données contenant des valeurs de référence de l'état de 10 nouveaux transformateurs testés juste après leur installation a été établie pour des unités de 50 MVA à 600 MVA et des tensions allant jusqu'à 400 kV.
- Une comparaison avec des mesures effectuées dans le laboratoire HT d'un producteur de transformateurs a démontré la cohérence et la reproductibilité de ces valeurs de référence mesurées sur site.
- Plusieurs défauts ont été identifiés sur des transformateurs usagés: sources de décharges partielles, taux d'humidité élevé dans la cellulose et problèmes mécaniques.

Concernant le système de surveillance en continu, les conclusions suivantes peuvent être tirées:

- L'installation pilote fonctionne bien. L'implémentation du concept de seuils adaptatifs pour la détection des pannes améliore la fiabilité de ce transformateur stratégique.

- De nombreuses mesures supplémentaires sont nécessaires pour concevoir le processus de décision d'un tel système. En particulier, des valeurs enregistrées lors d'événements inattendus mais aussi des données mettant en évidence les effets à long terme tel que le vieillissement sont nécessaires pour identifier les pannes.

Par conséquent, pour les travaux futurs, l'accent sera mis sur l'amélioration de l'interprétation correcte des résultats de diagnostic et sur le développement de critères de décision fiables destinés à être implémentés dans les systèmes de surveillance en continu. Pour atteindre cet objectif, nous avons besoin non seulement de multiplier l'utilisation des méthodes de diagnostic avancé sur des transformateurs nouveaux et usagés, mais aussi d'effectuer des recherches plus fondamentales pour comprendre la physique des processus de vieillissement dans les systèmes d'isolation des transformateurs. L'expérience acquise lors de ce projet a montré que des progrès dans ce domaine nécessitent une collaboration étroite entre les entreprises électriques, les producteurs de transformateurs, les organismes de tests indépendants et les universités.

REMERCIEMENTS

Ce travail a été financé par les institutions suivantes soutenues par l'industrie et les compagnies électriques suisses: PSEL (Projekt und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft), RDP-CREE (Recherche, Développement, Prospective, Chambre Romande de l'Energie Electrique).

REFERENCES

- [1] CIGRE WG 12-05: *An international survey on failures in large power transformers*, ELECTRA, No. 88, 1983, pp. 21-48.
- [2] *VDEW-Störungs- und Schadensstatistik*, Frankfurt, VDEW, 1994.
- [3] *Diagnostic and Maintenance Techniques*, CIGRE Symposium, Berlin, 1993.
- [4] *Dielectric Diagnostics and Life Assessment*, Joint Session 15/21/33, CIGRE Session 1996.
- [5] C. Boisdon, M. Carballeira, J. Poittevin, P. Guinic, P. Luccioni, M. Tudrej: *Condition diagnosis and monitoring of transformers - possibility of estimating transformer lifetime*, CIGRE 1992 Session, paper 12-106.
- [6] H.J. Knab, P. Boss, E. Ecknauer, R. Gysi: *Diagnostic tools for transformer in service*, CIGRE Symposium, Berlin, 1993, paper 110-05.
- [7] D. Reichelt, A. Frey, M. Schönenberger: *Life Expectancy of Power System Apparatus and Components*, CIGRE Session 1996, paper 23-102.
- [8] H.G. Kranz, D. Steinbrink, F. Merschel: *IRC-Analysis: a new test procedure for laid XLPE-cables*, 10th Intern. Symp. on High Voltage Engineering (ISH), Montreal 1997, Vol. 4, pp. 207-210.
- [9] E. Nemeth: *Measuring the voltage response, a diagnostic test method of insulation*, 7th Intern. Symp. on High Voltage Engineering (ISH), Dresden 1991, paper 72.06.
- [10] V. Der Houhanessian, W. S. Zaengl: *Time Domain Measurements of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems*, Conf. Rec. of the 1996 IEEE Intern. Symp. on Electr. Insul., IEEE Publication 96CH3597-2, pp. 47-52.
- [11] V. Der Houhanessian, W. S. Zaengl: *Vor-Ort Diagnose für Leistungstransformatoren*, Bulletin SEV/VSE, No. 23, 1996, pp. 19-28.
- [12] V. Der Houhanessian, W. S. Zaengl: *Application of relaxation current measurements to on-site diagnosis of power transformers*, Annual Report of the 1997 Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE Publication 97CH36046, pp. 45-51.
- [13] G. Breen, *Essential Requirements to Maintain Transformer in Service*, CIGRE Session 1992, paper 12-103.
- [14] B. Fruth, J. Fuhr, *Partial discharge pattern recognition - a tool for diagnosis and monitoring of ageing*, CIGRE Session 1990, paper 15/33-12.
- [15] W. S. Zaengl, F. Bernasconi, B. Bachmann, W. Schmidt, K. Spinnler, *Experience of AC voltage tests with variable frequency using lightweight on-site series resonance device*, CIGRE Session 1982, paper 23-07.
- [16] E.P. Dick, C.C. Erven, *Transformer diagnostic testing by frequency response analysis*, IEEE Trans. PAS, vol. 97, 1978, pp. 2144-2153.
- [17] R. Malewski, E. Gockenbach, R. Maier, K. Fehlmann, A. Claudi, *Five years of monitoring the impulse test of power transformers with digital recorders and the transfer function*, CIGRE Session 1992, paper 12-201.
- [18] J. A. Lappworth, P.N. Jahrman, *Winding movement detection in power transformers by frequency response analysis (FRA)*, Proc. Conference on Condition Monitoring in HV substations, Dorking, U.K., 1996.
- [19] Crowley, T.H., *Automated Diagnosis of Large Power Transformers Using Adaptive Model-based Monitoring*, MIT-LEES Technical Report, TR 90-003, June 1990.
- [20] IEC 354, *Loading guide for oil-immersed power transformers*, second edition, 1991.
- [21] El-Sharkawi, M. A., Niebur, D., *A Tutorial Course on Artificial Neural Networks with Applications to Power Systems*, IEEE Power Engineering Society, 1996.