

Les transformateurs en garde à vue

Surveillance et bilan de santé, outils stratégiques au service des exploitants de réseaux électriques

Lars Pettersson, Lena Melzer, Claes Bengtsson, Nicolaie Fantana

Les transformateurs, actifs clés des réseaux électriques, sont soumis à des impératifs de précision, de qualité et de durée de vie. Dans de nombreux pays, l'âge moyen du parc se situe entre 30 et 40 ans, ce qui accroît le risque de dysfonctionnement.

De plus, la tendance actuelle à les faire fonctionner aux limites de leurs capacités renforce leur vulnérabilité, sauf à prendre les mesures appropriées.

Remplacer un transformateur défaillant est une opération lourde, qui

ne se mesure pas en jours. C'est pourquoi il est impératif de minimiser la probabilité d'un tel événement. Grâce à un bilan de santé précis de leur parc vieillissant, ABB aide les exploitants de réseaux électriques à mieux gérer ces actifs coûteux.

Transformateurs et postes

Pour optimiser leurs stratégies de remplacement et de rénovation, les compagnies d'électricité doivent connaître avec précision l'état de leur parc de transformateurs [1,2]. Sur ce plan, une gestion pérenne du parc couvre trois aspects :

- suivi et surveillance pour dépister les signes avant-coureurs de défaillance ;
- diagnostic pour identifier les dysfonctionnements ou défauts ;
- bilan de santé du parc pour planifier les réparations et remplacements aux moments stratégiques.

Les systèmes de surveillance modernes, comme le système TEC (*Transformer Electronic Control*) d'ABB, ne se contentent pas de détecter les défauts ; ils collectent également des données à des fins de diagnostic.

Outre les mesures directes, ce système s'appuie sur des principes théoriques établis à partir des connaissances approfondies qu'a ABB sur les transformateurs et sur des outils de conception modernes comme, par exemple, l'analyse avancée de la réponse en fréquence, les mesures diélectriques, les calculs de tenue aux courts-circuits et de capacité de surcharge.

Les fonctions de diagnostic et de bilan de santé doivent aider à la prise de décision stratégique aussi bien pour des appareils individuels que pour une population entière.

Elles s'appuient sur des données de conception, un historique d'exploita-

tion, des mesures et des données de diagnostic.

Grâce à son savoir-faire, ABB peut aider les exploitants de transformateurs dans tous ces domaines, mais également leur proposer des services de réparation ou de rénovation sur site [3,4]. Pour illustrer nos domaines d'intervention, nous décrirons plus particulièrement trois études :

- planification stratégique/passage au crible d'un parc ;
- durée de vie restante d'un transformateur ;
- diagnostic d'un appareil suspect.

Evaluation à des fins de planification stratégique

L'évaluation stratégique d'une population vise à identifier les appareils les plus vulnérables, qui doivent être remplacés en priorité ou qui exigent une intervention de maintenance.

- Deux approches sont possibles :
- analyse statistique, avec l'âge du transformateur comme principale variable indépendante ;
 - analyse individuelle, pour connaître l'état ou la résistance de chaque appareil.

Si l'analyse statistique constitue souvent une première étape utile, l'analyse individuelle s'impose dans la plupart des cas.

Passage au crible d'un parc : méthode des facteurs d'influence

Cette première étude, qui a porté sur 49 transformateurs d'une puissance de 40 à 100 MVA, a permis d'identifier

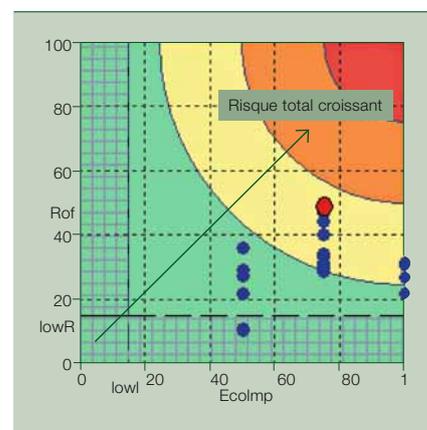
différents facteurs ayant une influence sur leur espérance de vie. Chaque transformateur a ensuite été évalué au vu de ces facteurs et a obtenu une note relative sur une échelle de 0 à 100 (100 désignant l'état le plus dégradé).

Certains facteurs étant plus critiques que d'autres, nous avons ensuite attribué une valeur de pondération à chacun d'eux.

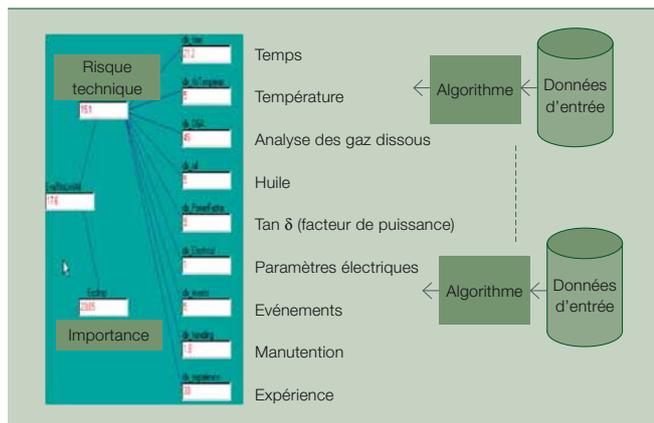
En combinant les notes individuelles – soit leur somme pondérée, soit leur valeur maximale – nous avons obtenu une indication générale du risque technique potentiel de chaque appareil.

Cette méthode basée sur les facteurs d'influence **1** utilise des informations

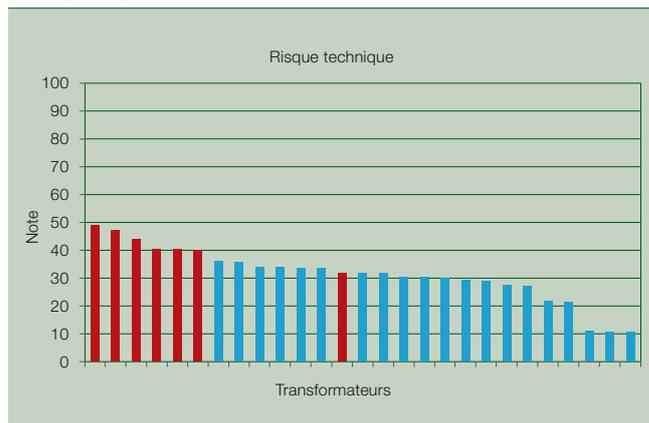
- 3** Classement global. Le point rouge représente l'appareil le plus vulnérable. Rof : risque technique potentiel Ecolmp : impact économique



- 1** L'observation des transformateurs utilise des algorithmes basés sur des données faciles à définir, qui sont exprimées sous forme de notes entre 0 et 100.



- 2** Estimation du risque technique selon la méthode de la valeur pondérée. Les appareils en rouge présentent le risque le plus élevé.



disponibles comme la dégradation de l'état général, l'usure thermique, les événements exceptionnels, l'état après réparation ou encore le retour d'expérience. Enfin, d'autres données sur l'état réel du transformateur (obtenues par analyse des gaz dissous et de l'huile) sont utilisées.

Pour chacun des 49 transformateurs, nous disposons de données spécifiques : valeurs nominales, âge, régime de charge, température ambiante et résultats de l'analyse des gaz dissous. De plus, pour certains individus, nous possédions des informations sur la conception et les événements exceptionnels. L'analyse de l'huile n'étant disponible que pour 27 appareils, deux classements furent réalisés : l'un avec ces 27 transformateurs et l'autre avec le parc complet (49 appareils), mais sans tenir compte de l'analyse de l'huile.

Le diagramme 2 classe les 27 appareils selon le risque technique, avec application d'une valeur pondérée. Les 6 transformateurs de gauche constituent le groupe au risque le plus élevé.

Si l'analyse intègre la valeur maximale plutôt que la valeur pondérée, le groupe « à haut risque » inclut un appareil supplémentaire (également en rouge sur le diagramme).

Ce groupe se caractérise pour l'essentiel par une forte dégradation de l'huile et de l'isolant papier. A lui seul, l'âge n'est pas un paramètre déterminant du classement.

Pour l'électricien, le risque n'est pas exclusivement technique ; en effet, l'incidence économique d'une défaillance (coût de la non-fourniture d'énergie, coût de réparation, etc.) doit également être prise en compte. Ainsi, l'impact économique se voit également attribuer une valeur sur une échelle de 1 à 100.

Le graphique 3 présente la répartition des appareils en fonction de leurs niveaux respectifs de risque tech-

nique (Rof) et d'impact économique (EcoImp).

Même si, globalement, le groupe affichait un risque élevé, l'analyse des gaz dissous révéla la faible probabilité d'une défaillance imminente dans cette population. Pour certains transformateurs, un traitement de l'huile fut néanmoins préconisé. Par la suite, l'état de vieillissement de l'appareil présentant le risque le plus élevé fut analysé.

Les fonctions de diagnostic et de bilan de santé doivent aider à la prise de décision stratégique aussi bien pour des appareils individuels que pour une population entière.

Autre possibilité que 3, un indice de risque peut être défini comme le produit normé du risque technique et de l'impact économique. Cet indice peut être considéré comme une estimation du coût indirect d'une défaillance, valeur que l'on peut comparer, dans une certaine mesure, au concept de prime de risque des assureurs.

Passage au crible

Cette approche structurée et plus détaillée a pour but de connaître l'état

du transformateur ou de ses composants, ou encore sa résistance à certaines contraintes externes. Chaque composant ou contrainte (thermique, mécanique, électrique) ainsi que la capacité de charge font l'objet d'une analyse individuelle avec une note qui représente le risque potentiel de défaillance. Les notes individuelles sont combinées pour donner une note globale 4.

Deux méthodes sont possibles pour attribuer une note à un composant : combinaison de facteurs qui influent uniquement sur un état ou une contrainte donnée, ou utilisation d'un modèle à base de règles (système expert) qui suppose une connaissance approfondie des transformateurs. Dans une approche structurée, la valeur d'un paramètre peut être appliquée à plusieurs composants. Par exemple, la durée d'exploitation n'affecte pas uniquement le vieillissement du papier mais également la force de serrage des enroulements. De même, l'analyse des gaz dissous est pertinente pour connaître à la fois l'état thermique et électrique d'un appareil.

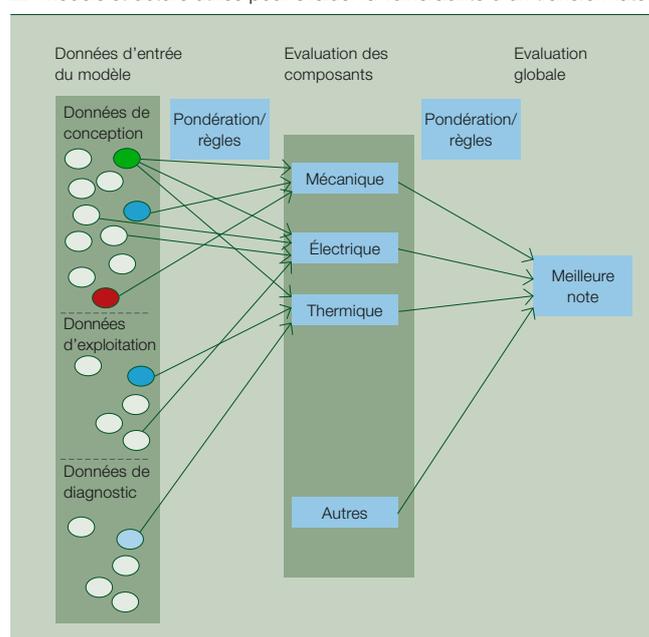
L'une de nos études a porté sur 13 transformateurs de poste fabriqués entre 1969 et 1998 (12 appareils entre 63 et 315 MVA/220 kV, et le treizième à 500 MVA/400 kV). Il s'agissait aussi

bien de transformateurs respirants que de transformateurs dans lesquels une membrane en caoutchouc faisait office d'isolant. A l'exception d'un appareil, tous possédaient un changeur de prises en charge et une impédance de court-circuit entre 10 et 12% (sauf le transformateur 3 avec une impédance de 22%).

Les éléments suivants furent analysés :

- tenue aux courts-circuits (déterminée à partir de la résistance aux contraintes de flambage et de compression) ;
- risque électrique (déduit des données de conception et de l'analyse de l'huile et des gaz dissous) ;

4 Modèle structuré utilisé pour évaluer la vulnérabilité d'un transformateur



On conclut que l'état général du transformateur était bon mais sa tenue aux courts-circuits limitée. Il fut donc remplacé.

Diagnostic d'un appareil suspect

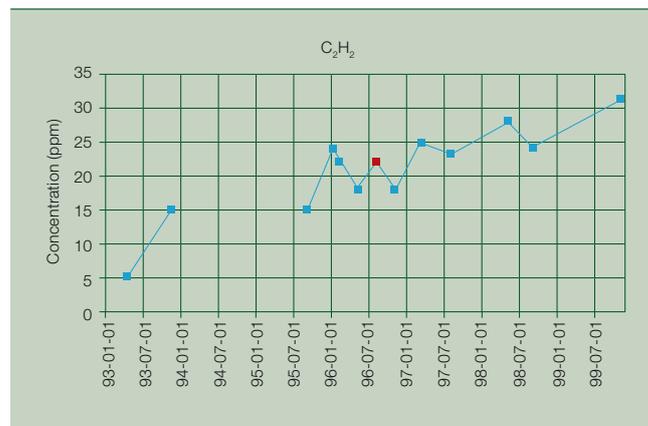
Ce troisième et dernier cas concerne un transformateur élévateur de taille moyenne (50 MVA) respirant et à refroidissement OFWF, fabriqué en 1962 et installé en intérieur. L'analyse des gaz dissous détecta la présence d'acétylène (C_2H_2), symptomatique d'un défaut interne.

Le graphique 6 présente la progression dans le temps de la concentration d'acétylène. Le début du diagnostic est repéré par un point rouge.

En prolongeant la durée de vie de leurs actifs, en rénovant des appareils existants et en réduisant les risques, les exploitants de réseaux électriques améliorent leurs performances financières à long et à court terme.

Quant aux autres hydrocarbures, leur concentration était faible et presque constante. La concentration d'oxydes de carbone, au demeurant pas excessive, révélait un transformateur vieillissant. Enfin, le niveau d'hydro-

6 Évolution de la concentration en acétylène (C_2H_2) présent dans la cuve principale d'un transformateur sous surveillance



gène était également faible et constant.

Une concentration croissante d'acétylène est le signe de décharges électriques dans l'huile, ce que corrobore l'absence presque totale de cellulose dans l'analyse des gaz dissous. Ce phénomène est souvent dû à un effet local de charge/décharge d'une pièce métallique dans le transformateur.

Pour tenter d'identifier l'origine de ces décharges, nous avons examiné en détail la conception du transformateur, puis effectué une analyse de l'huile plus complète et mesuré, sur site, les niveaux acoustiques et les décharges partielles électriques.

Ces mesures de décharges partielles indiquèrent de fortes impulsions de décharge électrique comparables à un jet continu de décharges dans l'huile. Les mesures acoustiques permirent d'identifier deux sources sans toute-

fois les localiser avec précision.

L'origine possible de ces décharges était la présence d'un gainage sur le potentiel flottant autour d'un câble BT ou des décharges partielles entre la cuve et le noyau. Ces phénomènes ne présentant pas un danger immédiat pour le transformateur, ABB préconisa de le maintenir en service en analysant fréquemment les gaz dissous. Le transformateur resta donc opérationnel pendant deux années supplémentaires. Une analyse après dépose confirma l'origine des décharges.

Valeur ajoutée pour les exploitants

Les cas étudiés ici démontrent l'intérêt d'effectuer un bilan de santé, général ou très détaillé, d'un parc de transformateurs vieillissants pour en optimiser la gestion. Ce type de bilan est également un outil précieux d'aide à la décision pour les exploitants de réseaux électriques, car en prolongeant la durée de vie de leurs actifs, en rénovant des appareils existants et en réduisant les risques, ils améliorent leurs performances financières à long et à court termes.

Lars Pettersson

ABB Power Transformers
Ludvika (Suède)
lars.f.pettersson@se.abb.com

Lena Melzer

ABB Power Transformers
Ludvika (Suède)
lena.melzer@se.abb.com

Claes Bengtsson

ABB Power Transformers
Ludvika (Suède)
claes.t.bengtsson@se.abb.com

Nicolaie L. Fantana

ABB Corporate Research
Ladenburg (Allemagne)
nicolaie.fantana@de.abb.com

Bibliographie

- [1] Bengtsson, C., Persson, J. O., Svensson, M., *Replacement and Refurbishment Strategies for Transformer Population*, CIGRE Transformer Colloquium, June 2001
- [2] Boss, P., Horst, T., Lorin, P., Pfammatter, K., Fazlagic, A., Perkins, M., *Life assessment of power transformers to prepare a rehabilitation based on a technical-economical analysis*, CIGRE Session 2002, Paper 12-106
- [3] Eklund, L. et al., *Increase transformer reliability and availability: From Condition Assessment to On-Site Repair*, Power Gen Middle East, Bahrain 2007
- [4] ABB Service Handbook for Transformers, 1st international edition, 2006
- [5] Pettersson, L., Fantana, N.L., Sundermann, U., *Life Assessment: Ranking of Power Transformers Using Condition Based Evaluation, A New Approach*, CIGRE Session Paris 1998, Conference Paper 12-204
- [6] Pettersson, L., Persson, J. O., Fantana, N.L., Walldén, K.I., *Condition Based Evaluation of Net Transformers - Experience from a New Ranking Procedure*, CIGRE Session, Paris 2002, Paper 12-108
- [7] Girgis, R., Perkins, M., Fazlagic, A., *Evolution of ABB's Transformer Risk/Life Assessment Process*, Proceedings of the 2003 International Conference of Doble Clients, paper no. TX1
- [8] Frimpoing, G. K., Perkins, M., Stiegemeier, C.L., Pettersson, L., Fantana, N.L., *A Practical Approach to the Assessment of Risk of Failure of Power Transformers*, CIGRE Symposium, Bruges 2007