

COMPORTEMENT THERMIQUE DES TRANSFORMATEURS : DES OUTILS DE CALCUL THERMIQUE ADAPTES AUX NOUVELLES EXIGENCES D'EXPLOITATION

par

A. TANGUY *, J.P. PATELLI
Electricité de France

F. DEVAUX
Société Areva T&D

J.P. TAISNE
Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

T. NGNEGUEU
Société VA TECH JST

(France)

RESUME

Pour un transformateur de production ou de réseau, les conditions d'exploitation sont très différentes. Elles conduisent à des exigences de performances thermiques spécifiques, soit en terme de vieillissement ou de tenue en surcharge. Les évolutions du marché de l'électricité introduisent de nouveaux besoins d'optimisation technico-économiques nécessitant d'exploiter de manière différente ou sur une durée plus longue les matériels.

Dans le même temps, les constructeurs ont progressé dans la maîtrise du dimensionnement thermique et ont développé de nouveaux outils de calculs, de type analytique ou par modèles thermiques.

Ce rapport illustre par des exemples les nouveaux besoins des exploitants et les progrès des outils de calcul des constructeurs permettant de maîtriser ces évolutions.

Transformateur - Surcharge - Vieillissement - Modélisation - Spécification - Conception - Fibre optique

1. ENJEUX POUR LES OPERATEURS DE RESEAU ET DE PRODUCTION DE LA MAITRISE DU COMPORTEMENT THERMIQUE

1.1. Les transformateurs de postes d'interconnexion RTE

Les transformateurs et autotransformateurs de puissance représentent environ 10% des actifs immobilisés de RTE. Il est donc important d'optimiser leur utilisation afin de différer l'achat et l'installation de transformateurs supplémentaires ou d'éviter le remplacement de transformateurs existants par des appareils plus puissants. Pour décider d'une augmentation de la capacité de transformation, deux types d'aléas sont pris en compte :

- **l'aléa technique** : cet aléa correspond par exemple à l'indisponibilité d'un transformateur, qui conduit à maintenir le transit de la puissance du poste, hors aléa climatique, avec un nombre réduit d'appareils. Dans une telle situation, on autorise le transformateur à fonctionner avec un courant de surcharge de longue durée, limitée à I_{ld} , ou de courte durée, limitée à I_s . Cette situation appelée régime dégradé est généralement notée situation de N-1.
- **l'aléa climatique** : cet aléa correspond à la fourniture de la puissance maximale prévue lors d'une vague de grand froid, tout le réseau étant disponible. Dans ce régime, appelé N, on considère que chaque appareil ne transite que son courant assigné, I_r .

Le choix des valeurs de I_{ld} et de I_r est donc essentiel pour optimiser le parc de transformateurs. La définition des différents régimes de charge des transformateurs d'interconnexion en vigueur actuellement à RTE, a été réalisée dans les années soixante. En effet plusieurs évolutions normatives interviennent à cette époque : en 1962 la norme française NFC 52-100 porte à 75 degrés Kelvin (contre 70 K auparavant) l'échauffement maximal du point chaud en régime permanent et par ailleurs le guide de charge CEI édité en 1968 fixe une limite de 140°C à la température de point chaud à ne pas dépasser lors des régimes de charge exceptionnels.

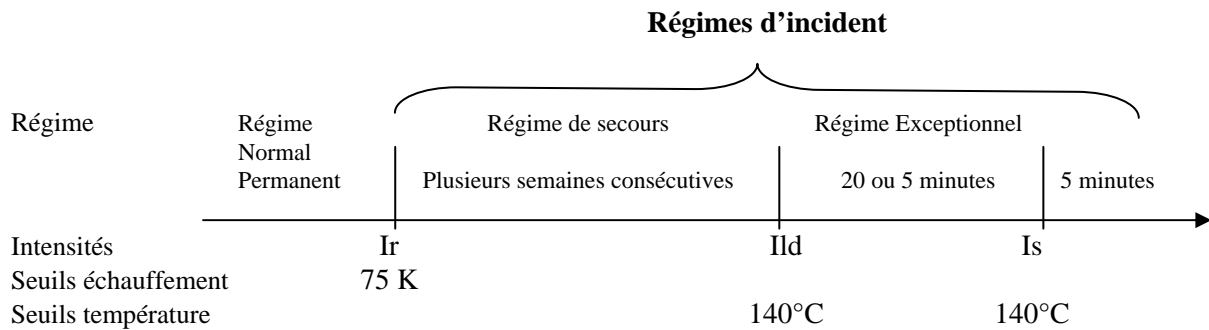


Figure 1 : Les différents régimes de charge des transformateurs du réseau de transport

A partir de cette valeur limite de point chaud de 140° C, de nouvelles règles d'exploitation [1] ont été définies pour les surcharges des transformateurs de postes. Ces règles résumées dans la Figure 1 considèrent deux types de surcharge :

- **surcharges durables de secours** (I_{ld}): ces surcharges correspondent à des charges relativement faibles mais de durée longue, qui font suite à une exploitation du réseau dans des conditions dégradées. Compte tenu qu'en France les périodes de forte charge du réseau sont situées en hiver, il a été jugé utile de définir deux régimes de surcharge de longue durée en fonction de la température ambiante : soit $I_{ld} = 1,15 I_r$ pour une température ambiante inférieure à 30°C et $I_{ld} = 1,25 I_r$ pour une ambiante inférieure à 15°C. Ultérieurement un troisième seuil de 1,35 I_r a été introduit pour les ambiances inférieures à 5°C suite aux périodes de grand froid connues au cours de l'hiver 86-87.
- **surcharges de secours de courte durée** (I_s): ces surcharges limitées à $I_s = 1,5 I_r$ se produisent après la défaillance soudaine d'un élément. Elles ne peuvent être maintenues de manière permanente sous peine d'endommager le matériel, mais doivent pouvoir être supportées pendant une durée suffisante pour laisser le temps à l'Exploitant de reconfigurer le réseau. Une durée de 20 minutes a été définie pour les appareils 220/90 kV ou 220/63 kV, pour lesquels les probabilités d'apparition de surcharge forte sont assez faibles, car les réseaux qu'ils alimentent sont en général débouclés. Par contre pour les appareils raccordés au réseau 400 kV, le fonctionnement entre I_{ld} et I_s pendant 20 minutes n'est autorisé que si la température de l'huile au point le plus haut du transformateur ne dépasse pas une valeur TL au moment du franchissement de I_{ld} par le courant. Au-delà de I_s , le déclenchement intervient automatiquement au bout de 5mn, temporisation qui avait été initialement fixée à 20 secondes avant les années 80.

1.2. Les transformateurs d'évacuation d'énergie de centrales nucléaires d'EDF

Ces appareils sont composés de transformateurs monophasés correspondant à la puissance du générateur à savoir 360 MVA pour les alternateurs de 1120 MVA des centrales de 900 MW et respectivement 550 et 570 MVA pour les alternateurs 1650 et 1710 MVA des centrales de 1300 et 1400 MW. Ces appareils sont des appareils 400kV côté réseau et 24 ou 20 kV pour les tensions côté générateur.

Pour ces équipements, la moindre défaillance en période de production est synonyme de coûts de pertes de production dépassant largement le coût de l'appareil défaillant. L'impact serait considérable en cas d'existence de problème générique avéré. Pour ces raisons, ces appareils doivent présenter une grande fiabilité. Les premières réalisations ont fait l'objet dans les années 70 d'essais de performance

et notamment d'essai d'échauffement complet. Les appareils ultérieurs ont été jusqu'encore récemment construits à l'identique des appareils de première réalisation.

Une des caractéristiques de cet ensemble de 174 transformateurs monophasés est leur utilisation la plupart du temps à des régimes de charge élevée, proches de leur régime assigné de définition. Une autre caractéristique de cet ensemble est que les mises en service de ces appareils se sont échelonnées sur une période de 20 années (1975 –1995), c'est à dire sur une période relativement étroite en regard des durées de vie habituelle des transformateurs.

D'un point de vue technique, ces matériels ont été spécifiés avec une réfrigération de type ODAF et doivent respecter les mêmes limites d'échauffement moyen et de point chaud que les équipements de réseaux. Ces performances doivent être respectées à la puissance assignée sur les 3 prises de réglage de type hors tension, pour une température ambiante de 30°C. Une durée cumulée minimale de fonctionnement est fixée à 200 000 heures, pour une température de point chaud de référence de 105°C. Des régimes exceptionnels d'une durée maximale de 5 heures pour une durée cumulée totale de 100 heures sont également prévus, mais qui doivent conduire à des températures de point chaud inférieure à 120°C.

L'approvisionnement de transformateurs en vue d'un renouvellement fait l'objet de spécifications identiques, à l'exception de la durée de vie qui a été portée à 40 ans.

2. ENJEUX ET PROBLEMATIQUE POUR LES CONSTRUCTEURS

Les enjeux technico-économiques de l'optimisation du dimensionnement thermique des transformateurs et plus particulièrement des transformateurs de grande puissance sont bien connus. Ils ont fait l'objet de nombreux travaux de développements théoriques et pratiques tant chez les constructeurs que chez les exploitants [2]. Ainsi, du point de vue de l'utilisation, on commence à avoir un important retour d'expérience sur les appareils en service depuis plusieurs années. Ceci peut permettre dans le cadre des échanges constructeurs/exploitants, de recouper les prévisions théoriques de durées de vie avec les observations effectives.

En tout état de cause, la connaissance précise des températures atteintes dans le transformateur, et plus particulièrement celle atteinte par le point le plus chaud des bobinages permet aux constructeurs de fiabiliser la conception vis à vis d'une durée de vie déterminée des isolants.

Une telle connaissance passe par une bonne maîtrise des principes de la génération et de la dissipation de la chaleur dans les transformateurs. Cela est traduit dans des logiciels de calcul thermique avec différents degrés de détail.

2.1. Contrôle des sources thermiques

Les constructeurs disposent actuellement de moyens de calcul performants pour déterminer avec une bonne précision les pertes, notamment celles provoquées par le flux de fuite dans les bobinages. De plus, certaines solutions permettent de traiter et de réduire les pertes. On peut citer par exemple :

- pour les pertes à vide : les techniques de découpe et d'empilage élaborées (découpe à joints décalés)
- pour les pertes dues à la charge : emploi de câbles pré-permutés ou de techniques de permutation, emploi de shunts magnétiques ou de chasse-flux.

Ainsi, toutes les sources thermiques sont contrôlées.

2.2. Maîtrise des échauffements

Pour une technologie donnée, chaque constructeur a développé des méthodes de calcul théoriques et empiriques pour déterminer non seulement les échauffements moyens d'huile et de cuivre, mais aussi pour évaluer le point le plus chaud des bobinages (voir les exemples donnés dans le §4).

Pour agir sur les performances d'échauffement des transformateurs de grande puissance, la question est d'assurer un passage suffisant d'huile au niveau de toutes les parties du circuit magnétique et des bobinages. Diverses techniques bien connues sont optimisées par les constructeurs depuis longtemps :

- canaux de refroidissement des bobinages et si besoin, du circuit magnétique
- circulation forcée et/ou dirigée de l'huile pour améliorer les échanges thermiques entre les bobinages et l'huile
- circulation zigzag de l'huile en ONAN (pour les transformateurs de type colonne avec enroulements en galettes) ...etc.

A titre d'illustration, la Figure 2 donne schématiquement, un exemple de circulation d'huile en construction cuirassée avec un refroidissement de type ONAN.

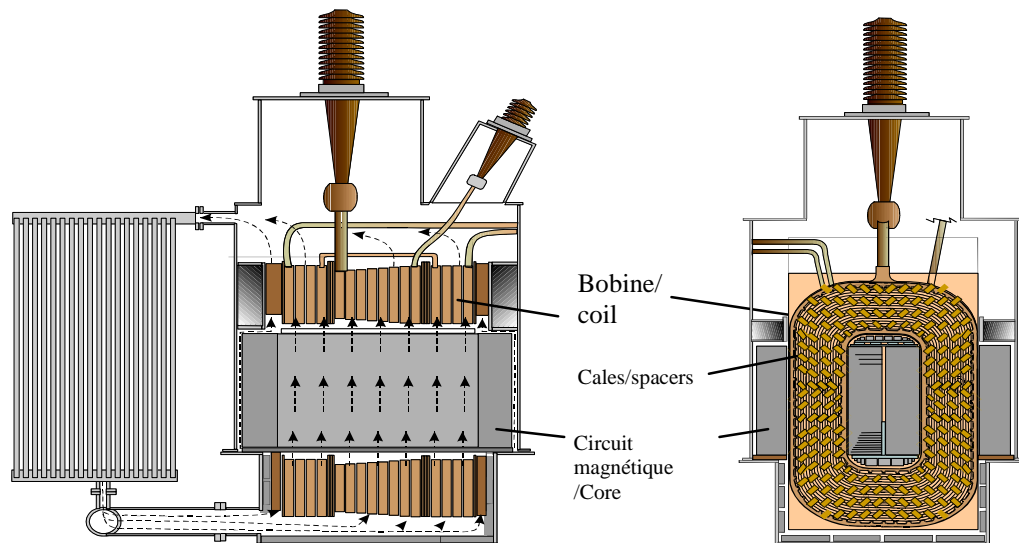


Figure 2 : Coupe schématique d'un transformateur cuirassé, avec refroidissement de la partie active

2.3. Recours à des matériaux plus performants

Pour compléter les solutions évoquées ci-dessus, des matériaux thermiquement plus performants peuvent être utilisés pour l'isolation solide et aussi pour les diélectriques liquides (isolation totale ou isolation mixte). Cela fait l'objet du projet de norme CEI 60 076-14 [4]. Citons trois exemples :

- Papiers thermostabilisés
- Fibres aramides (Nomex) pour l'isolation des spires
- Esters (MIDEL) comme liquide diélectrique.

Néanmoins, leur coût actuellement élevé les limite encore en pratique à des appareils de puissance faible pour lesquels le gain de masse lié à l'augmentation des températures de fonctionnement est un facteur important ; le cas d'application le plus fréquent concerne les transformateurs pour la traction électrique.

3. EVOLUTIONS ET NOUVEAUX BESOINS

3.1. Les transformateurs de postes d'interconnexion RTE

Les principales évolutions pour RTE résultent de la pression croissante sur les coûts du transport, ce qui nécessite de rechercher de nouvelles pistes d'optimisation technico-économiques pour l'utilisation des matériels. Ces nouvelles pistes passent par la définition de nouveaux modes d'exploitation qui vont au-delà des pratiques actuelles tout en préservant leur fiabilité.

Comme on l'a vu au § 1.1, les transformateurs de poste fonctionnent à des puissances très en deçà de leur puissance assignée la majeure partie du temps, mais ils peuvent connaître de fortes charges suite à des aléas climatiques ou à des indisponibilités (régime N-1). On estime que la consommation de durée de vie des transformateurs de poste n'excède pas quelques pour cent de celle d'un appareil de référence fonctionnant en permanence à pleine charge. Le facteur limitant pour décider d'un renforcement est donc la température de point chaud que peut atteindre l'appareil en présence de surcharges.

De même, pour permettre à tous les acteurs un accès au marché de l'électricité, il est nécessaire de pouvoir raccorder de nouveaux producteurs dans un délai court ainsi que de faciliter les échanges aux interconnexions. Ces nouvelles données nécessitent d'apporter des réponses rapides aux contraintes locales. Parmi les différentes pistes pour décongestionner des zones à forts transits, il en est une qui consiste à mieux utiliser les marges existantes sur le réseau par l'utilisation d'équipements tels que les transformateurs déphaseurs. Une des particularités des transformateurs déphaseurs par rapport aux transformateurs de poste, est d'être en série sur une liaison. Leurs capacités de transit doivent donc être compatibles avec celles de la ligne en régime permanent et en surcharge. Or ces capacités sont dépendantes de la température et le comportement thermique d'une ligne est très différent de celui du transformateur. De plus la capacité de transit d'une ligne peut évoluer dans le temps à l'occasion de travaux de renforcement.

Ces deux exemples montrent qu'il peut être nécessaire pour les gestionnaires de réseau d'exploiter les transformateurs de manière différente. Pour cela plusieurs possibilités existent :

- augmenter les niveaux de charge permanente et de surcharge en acceptant une consommation accélérée de leur durée de vie,
- rechercher des marges sur la conception des matériels,
- accroître leurs performances (par exemple par amélioration de l'efficacité de la réfrigération).

La définition de ces nouveaux modes d'exploitation nécessite de maîtriser les calculs d'échauffement d'une part et les lois de vieillissement d'autre part.

3.2. Les transformateurs d'évacuation d'énergie de centrales nucléaires d'EDF

Avec les conditions d'exploitation de ces transformateurs et l'espérance de vie des installations de production auxquelles ils appartiennent, une attention toute particulière commence à être portée au vieillissement thermique des appareils de premier équipement, qui sont considérés actuellement, en moyenne, à mi-vie. En cas de problème thermique générique avéré, un correctif pourrait être défini et déployé sur l'ensemble des unités identiques.

Une attention particulière doit également être portée aux performances thermiques des nouvelles conceptions de transformateurs, avec l'abandon du remplacement systématique à l'identique des appareils avariés.

Les nouveaux outils de calcul et de mesure vont ainsi permettre des investigations approfondies sur les deux thèmes suivants :

- la prolongation de durée de vie des appareils de premier équipement par rapport aux spécifications d'origine : de 30 ans à 40 ans au moins,
- le contrôle des performances thermiques des nouvelles conceptions.

Une illustration de ce 2^{ème} besoin est développée au § 4.2.

4. LES OUTILS DE DIMENSIONNEMENT ET LEUR VALIDATION

4.1. Exemples d'outils de calcul adaptés aux nouveaux besoins

Les outils de dimensionnement et leur validation ont fortement évolué, faisant appel à de nouveaux moyens de calcul applicables pour tous les types existants de technologie.

Nous pouvons illustrer ces progrès sur un cas de transformateur triphasé de poste électrique de 70 MVA 227/21 kV Yy 50 Hz.

4.1.1. Méthodes analytiques

De nouvelles méthodes ont été développées récemment, parmi lesquelles une méthode simple pour calculer l'échauffement du bobinage [3].

La formulation générale du problème utilise l'analogie électrique. A partir d'outils analytiques, on détermine la résistance thermique de l'isolation solide. La formulation de la résistance thermique de la couche limite de l'huile est issue de corrélations avec des essais réalisés sur des transformateurs neufs, pour le refroidissement naturel ou dirigé.

Les principales améliorations de cette nouvelle méthode sont les suivantes :

- l'hypothèse de transfert thermique uniforme le long du bobinage n'est plus utilisée
- la prise en compte de l'isolation solide est plus rigoureuse
- les résultats d'essais sont utilisés pour la détermination du transfert thermique dans l'huile.

ce qui conduit à des résultats plus performants, comme le montre le Tableau I, sur une large population de transformateurs mesurés lors de l'essai d'échauffement.

Tableau I : Ecart moyen et écart type entre calculs et mesures (en degrés Kelvin)

	Type couche				Type galettes			
	ON		OD		ON		OD	
	moyen	Ecart type	moyen	Ecart type	moyen	Ecart type	moyen	Ecart type
Anciennes méthodes	entre 2.6 et 5.6	entre 5.9 et 6.3	1.8	9.5	entre -0.4 et 3.5	entre 1.2 et 2.2	-4.4	3.5
Nouvelle méthode	-0.5	2.6	-0.5	3.7	-0.5	1.3	-2.5	2.2

Dans le cas particulier de trois appareils de 70MVA, l'écart entre calcul avec la nouvelle méthode et mesure varie entre -0,9 et 1,1 K.

4.1.2. Méthodes par éléments finis

Les codes de calcul par éléments finis sont de plus en plus performants et permettent aujourd'hui d'introduire des couplages entre les densités de pertes, les échanges thermiques et les phénomènes hydrauliques. Néanmoins, s'ils sont de plus en plus sophistiqués, leur utilisation demande beaucoup de compétences. Notamment, le volume d'huile doit être représenté par un nombre suffisant d'éléments, ce qui limite aujourd'hui l'utilisation de ces outils à des parties de transformateur, sans pouvoir le traiter en global.

On peut, par exemple, examiner la répartition d'huile dans des disques à cales placés au début de l'enroulement (voir Figure 3). Cette étude peut permettre de comprendre certains défauts de répartition ou servir de base à une optimisation des formes.

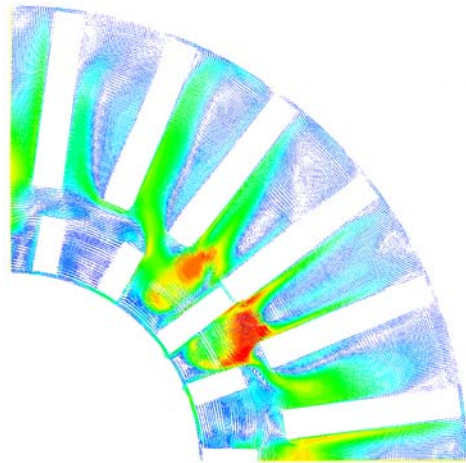


Figure 3 : Répartition d'huile dans des disques à cales du 70 MVA

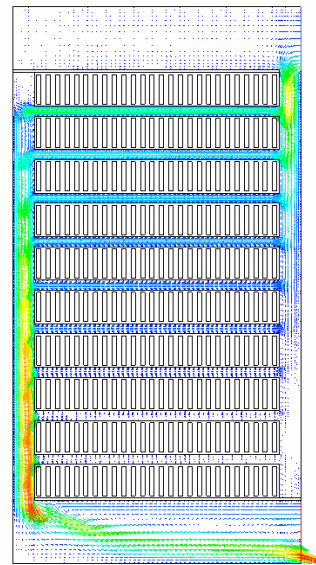


Figure 4 : Répartition d'huile dans un ensemble de galettes séparées par deux chicanes

L'exemple donné en Figure 4 montre une répartition du débit d'huile dans un ensemble de galettes séparées par deux chicanes.

S'il est difficile d'effectuer des validations expérimentales très précises de tels modèles, des études paramétriques peuvent être menées pouvant conduire à un meilleur dimensionnement des canaux d'huile.

4.1.3. Analyse système

A partir de méthodes d'analogie similaires aux méthodes analytiques (analogie électrique), il est possible de représenter le transformateur par un système d'équations intégrant également un couplage pertes-thermique-hydraulique. La totalité du transformateur et de sa réfrigération peut alors être modélisée par un ensemble de systèmes dont la définition et le nombre d'éléments permettent d'obtenir des informations suffisantes.

On peut, par exemple, déterminer la répartition des températures dans les enroulements, donc plus particulièrement la zone du point chaud et l'échauffement moyen (voir Figure 5 pour l'application du 70 MVA). Cette dernière information peut facilement être comparée aux résultats des essais d'échauffement et ainsi valider les calculs. Cette comparaison peut s'étendre à tous les enroulements et à tous les régimes de réfrigération (ONAN, ONAF, ODAF).

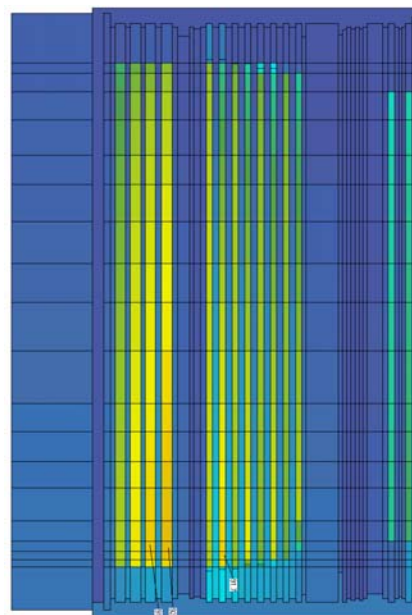


Figure 5 : Modélisation thermique du 70 MVA

Ce modèle thermo-hydraulique peut également être exploité en transitoire, pour des applications futures de comportement en surcharge par exemple. On peut noter que l'aspect transitoire du modèle peut être validé par l'essai d'échauffement du transformateur, au cours duquel la courbe de refroidissement de l'enroulement est mesurée.

La Figure 6 représente les résultats de calcul du modèle thermique du 70 MVA avec plusieurs hypothèses concernant la répartition des températures d'huile : température d'entrée d'huile stabilisée, température d'entrée d'huile décroissante ou échanges avec l'extérieur limités au rayonnement de la cuve.

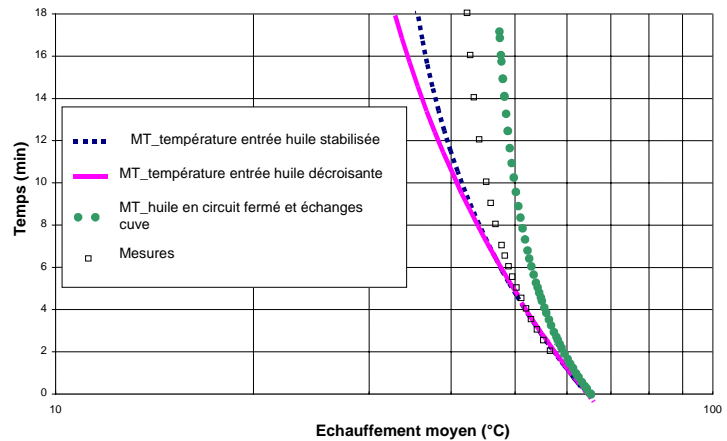


Figure 6 : Courbe de refroidissement du 70 MVA

4.2. Exemple d'instrumentation pour une conception nouvelle

A l'occasion d'une commande, une collaboration a été établie entre le constructeur et l'exploitant pour équiper les enroulements d'un transformateur principal de centrale de capteurs thermiques. L'objectif était de pouvoir suivre en direct les évolutions des températures des enroulements lors des essais d'échauffement en usine et, plus tard, en exploitation sur site.

- Caractéristiques électriques du transformateur :

L'appareil équipé est un pôle monophasé faisant partie d'un banc triphasé 3x570 MVA de transformateurs élévateurs de centrale nucléaire palier 1400 MW. Ces transformateurs sont de type cuirassé, immergé dans l'huile. Les principales caractéristiques sont les suivantes :

Nombre de phases :	1	Nombre d'enroulements:	2
Puissance :	570 MVA	Tensions :	20/405 kV +/- 2.5 % Ynd
Fréquence :	50 Hz	Réfrigération :	ODAF

- Arrangement des bobines du TP 570 MVA :

Les enroulements du transformateur sont de disposition géométrique symétrique. Dans chaque moitié du transformateur, l'enroulement HT est constitué de deux groupes situés de part et d'autre de l'enroulement BT. Électriquement, l'enroulement HT est constitué de deux voies en parallèle ([bobines 1-7 + bobines 16-25]//[bobines 26-35 + bobines 44-50]). L'enroulement BT est constitué de 4 voies en parallèle ([bobines 8-11]//[bobines 12-15]//[bobines 36-39]//[bobines 40-43]) [Figure 7].

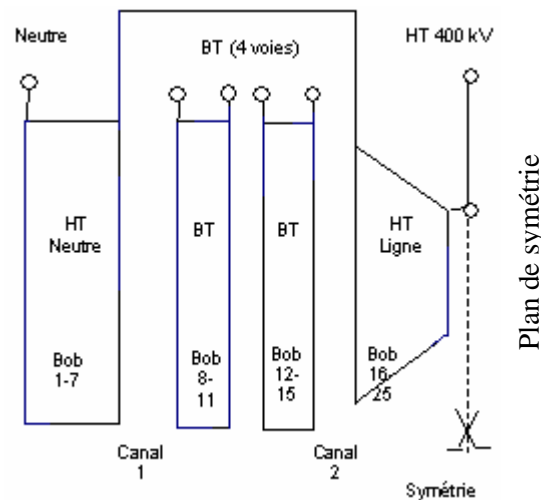


Figure 7 : Arrangement des bobines d'un demi-pôle TP 570 MVA

- Détermination des points de mesures et instrumentation

La détermination des points les plus chauds des bobines s'est appuyée sur l'expérience du constructeur, prenant en compte la répartition locale des pertes dans les bobines, le nombre de surfaces d'évacuation, les suréchauffements liés à des parties calorifugées (présence de cales), la vitesse moyenne d'huile et les suréchauffements liés à des vitesses d'huile réduites dans certaines HT parties des bobinages.

Les calculs du constructeur ont été recoupés par une modélisation thermo/hydraulique 2D plus détaillée, réalisée par la R&D de l'Exploitant, prenant en compte les pertes et les vitesses locales d'huile entre les cales [Figure 9]. Cette modélisation a ainsi permis de valider et de compléter les localisations prévues à l'origine par le constructeur.

C'est ainsi que, dans la partie de la revue de conception consacrée aux aspects thermiques, d'un commun accord, il a été décidé de placer 10 fibres optiques sur les bobines de l'enroulement BT :

- 4 fibres optiques sur la bobine numéro 8
- 4 fibres optiques sur la bobine numéro 43 (bobine symétrique de la 8)
- 1 fibre optique sur la bobine numéro 13
- 1 fibre optique sur la bobine numéro 15
- 2 autres fibres optiques dans l'huile au voisinage des bobines 8 et 43.

La Figure 8 et la Figure 10 ci-après montrent la technique d'implantation de fibres optiques mise au point chez le constructeur ainsi que leurs positions sur les bobines 8 et 43.

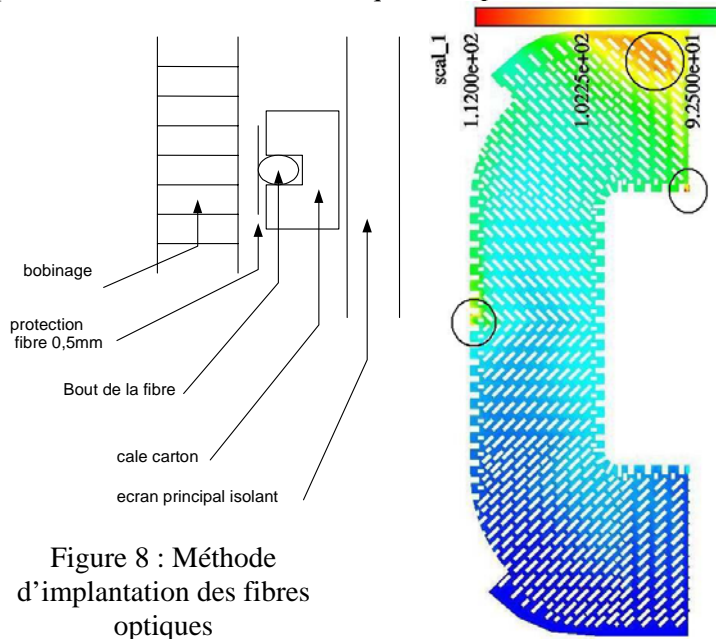


Figure 8 : Méthode d'implantation des fibres optiques

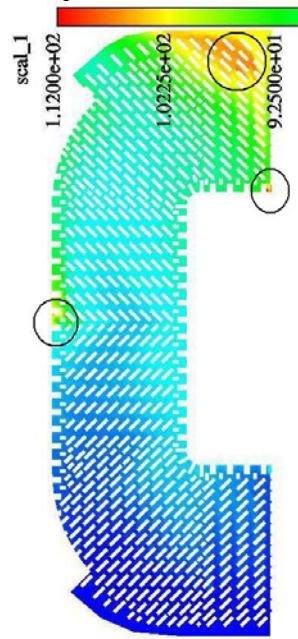


Figure 9 : Champ de température type sur les bobines 8 et 43

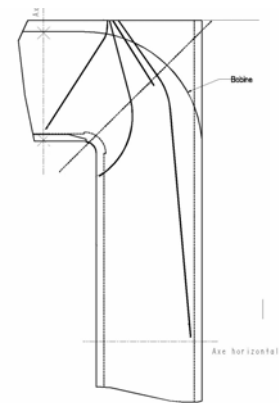


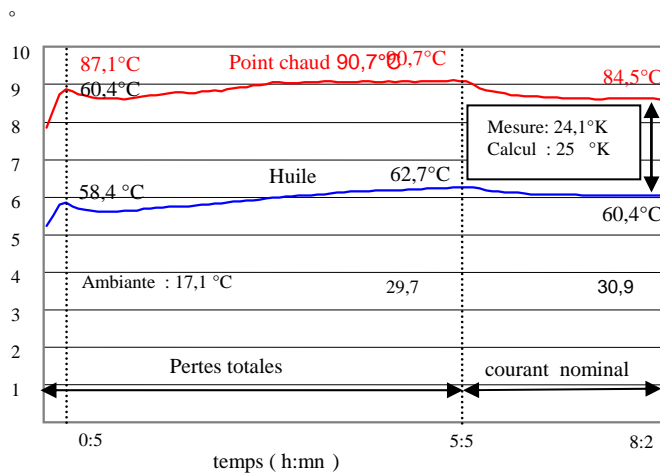
Figure 10 : Positions / trajectoires des fibres optiques pour les bobines 8 et 43

Les fibres optiques utilisées sont des capteurs ponctuels, réalisant des mesures de température grâce à un cristal semi-conducteur en arséniure de gallium (GaAs) utilisant le principe de la photoluminescence. Ce type de fibres optiques a été qualifié par le constructeur de transformateurs, notamment vis à vis des contraintes diélectriques, mécaniques et thermiques. L'instrumentation comprend également deux appareils de mesure (émetteur, récepteur, lecture et stockage de l'information) permettant de bénéficier de 2x6 voies de mesure.

Grâce au retour d'expérience positif déjà acquis par le constructeur sur d'autres transformateurs de puissance en service, les fibres optiques seront laissées dans l'appareil lors de son exploitation sur site, pour des mesures de températures d'enroulements en temps réel.

- Résultats de mesure lors d'essais d'échauffement en usine :

L'essai d'échauffement en usine a été réalisé d'après la méthode de court-circuit telle que décrite par la normalisation (CEI 60076-2). On trouve ci-après la courbe d'évolution de la température du point le plus chaud du bobinage BT ainsi que celle de l'huile dans son voisinage lors de cet essai.



Note :

- Les pompes sont en service au début de l'essai
- Les enregistrements de températures commencent à 0 : 40
- 15 ventilateurs sont mis en service à 0 :55

Figure 11 : Evolution de température du point chaud bobinage lors de l'Essai d'échauffement en usine

5. CONCLUSIONS

Après une présentation des spécificités des régimes d'exploitation du transformateur d'évacuation de production et du transformateur de poste d'interconnexion de réseau, ce document a exposé les nouveaux besoins introduits par les évolutions du marché de l'électricité. Ces besoins concernent la possibilité d'exploiter les matériels de manière différente ou la définition des appareils à approvisionner sur de nouvelles bases.

Pour les deux types de transformateurs, les nouveaux modes d'exploitation nécessitent de maîtriser les calculs d'échauffement d'une part et les lois de vieillissement d'autre part.

Dans le même temps, les constructeurs ont progressé dans la maîtrise de la génération et la dissipation des pertes, ainsi que dans le recours aux matériaux classiques ou plus performants. Ils ont ainsi développé de nouveaux outils de calculs, soit par méthode simple de type analytique, soit par la mise en oeuvre de modèles thermiques.

Par les progrès effectués dans leur savoir-faire, les constructeurs peuvent aider les Exploitants à maîtriser l'évolution de leurs nouveaux besoins.

6. REFERENCES

- [1] B.Favez, F.Salgues, H.Larrue, "Règles de charges des transformateurs d'interconnexions et de livraison à la distribution utilisés par Electricité de France", RGE, Juillet-Août 1969, Tome 78 n°7-8, pp.749-768
- [2] A.TANGUY, I.HENNEBIQUE, J.POITTEVIN, J.SAMAT, "Mesure directe par fibre optique de la température du point chaud d'un transformateur en exploitation", CIGRE, Paris Session 1990, Rapport 12-106
- [3] S. A. Ryder, "A simple method for calculating winding temperature gradient in power transformers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17, No. 4, October 2002
- [4] "Guide for the design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials", IEC 60076-14, COMMITTEE DRAFT FOR VOTE [14/468/DTS], August 2003