



HAL
open science

Comparaison méthode "Health Index" versus méthode de fiabilité pour les composants : transformateur HTB/HTA, câble HTA, et onduleur DC/AC

Philippe Carer, Mouna Rifi, Aurelie Dehouck, Eric Suignard, Damien Bortolotti, Jean-Pierre Ducreux, Salhab Elie, Gougeon Stéphane, Medhi Kanoun, Marie- Laure Parussolo-Paupardin, et al.

► To cite this version:

Philippe Carer, Mouna Rifi, Aurelie Dehouck, Eric Suignard, Damien Bortolotti, et al.. Comparaison méthode "Health Index" versus méthode de fiabilité pour les composants : transformateur HTB/HTA, câble HTA, et onduleur DC/AC. Congrès Lambda Mu 23 " Innovations et maîtrise des risques pour un avenir durable " - 23e Congrès de Maîtrise des Risques et de Sûreté de Fonctionnement, Institut pour la Maîtrise des Risques, Oct 2022, Paris Saclay, France. hal-03966646

HAL Id: hal-03966646

<https://hal.science/hal-03966646v1>

Submitted on 31 Jan 2023

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Comparaison méthode “Health Index” versus méthode de fiabilité pour les composants : transformateur HTB/HTA, câble HTA, et onduleur DC/AC

CARER Philippe
RIFI Mouna
DEHOUCK Aurelie
SUIGNARD Eric
Département SYSTEME
EDF Lab Paris-Saclay
91120 Palaiseau
philippe.carer@edf.fr

BORTOLOTTI Damien
DUCREUX Jean-Pierre
Département ERMES
EDF Lab Les Renardières
77250 Moret-Sur-Loing

SALHAB Elie
Stagiaire SUPELEC (2020)
91190 Gif – Sur-Yvette

GOUGEON Stéphane
Département PERICLES
EDF Lab Paris Saclay
91120 Palaiseau

KANOUN Medhi
PARUSSOLO-PAUPARDIN Marie-Laure
TALBOURDET Dominique
HADBI Djamel
Département LME
EDF Lab Les Renardières
77250 Moret-Sur –Loing

ZOUTI Mohamed
ORTEGA Eric
ENEDIS
75 Paris, La Défense

Résumé — La gestion des actifs des réseaux électriques comme les transformateurs HTB/HTA, les câbles HTA, ou les onduleurs DC/AC, est très importante pour les gestionnaires de réseau électrique. Cet article a pour objectif de comparer deux méthodes pour les arbitrages maintenance/renouvellement des composants électriques, la méthode « Health Index (ou indicateur de santé) », et la méthode utilisée en fiabilité. La première méthode « Health Index » est plutôt utilisée par les constructeurs et/ou les exploitants de composants électriques. La seconde correspond à l'état de l'art en fiabilité pour la gestion des actifs selon une approche probabiliste. On prend en compte pour chacun des composants, transformateur, câble, ou onduleur, leurs spécificités techniques. On décrit le fait que depuis quelques années ces différents composants font l'objet d'instrumentation avec des capteurs permettant à termes de suivre en temps réel l'état de ces composants.

Mots-clefs — *Gestion des actifs, Transformateur HTB/HTA, Câbles HTA, Onduleur DC/AC, Health index, Fiabilité*

Abstract— The asset management of electrical component such as HV/MV transformer, MV cable or DC/AC inverter is very important for electrical company. Two methods are presented in this paper to do asset management of electrical component : the “health index” method and some reliability method. The first method “health Index” was developed by specialist of electrical component (manufacturers, or experts in some electrical company such as EDF). Some example of application on electrical component such as HV/MV transformer and MV cable are presented in this paper.

Keywords — *Asset management, HV/MV transformer, MV cable, DC/AC inverter, Health index, Reliability*

I. INTRODUCTION

Le système électrique est constitué des sites de production d'énergie électrique, des réseaux électriques de transport et de distribution public et des réseaux électriques propres aux installations des clients. Les niveaux de tension sont classés en THT (très haute tension 400 kV, 225 kV), HTB (tension supérieure à 50 kV avec les niveaux de tension en France de

150 kV, 90 kV et 63 kV. Les niveaux de tension HTA (entre 1 kV et 50 kV) avec une standardisation à 20 kV en France pour les réseaux de distribution. Les réseaux BT (basse tension < 1kV) avec le niveau 400 V triphasé et 220 V monophasé chez les clients particuliers. Les appellations de ces niveaux de tension en anglais sont les suivantes : THT → VHV very high voltage, HTB → HV high voltage ; HTA → MV medium voltage et BT → LV low voltage.

L'état de l'art en fiabilité est bien établi pour gérer le risque de pannes des composants dans les différents domaines industriels. Néanmoins dans le domaine électrotechnique une méthode alternative dénommée « Indicateur de Santé », ou « Health index » en anglais, a fait l'objet de développement pour la gestion de certains actifs de réseaux électriques comme les transformateurs de puissance de réseaux de transport ou les transformateurs HTB/HTA de postes HTB/HTA, ou les câbles HTA des réseaux de distribution.

II. OBJET DE L'ARTICLE

L'objectif de cet article est de présenter la méthode « Indicateur de santé » (en français) ou « Health index » (en anglais) pour les composants électrotechniques transformateur de puissance HTB/HTA ou THT/HTA, et câble HTA [1]. On indiquera également les méthodes de fiabilité appliquées pour les onduleurs DC/AC qui sont du domaine de l'électronique de puissance pour la BT. Ainsi on sera en mesure de comparer les applications respectives utilisées en “fiabilité” ou méthode “health index” pour différents actifs de réseau électrique. On indiquera aussi la perspective d'installation de capteurs sur les composants (transformateur, câbles..) pour le suivi temps réel d'informations issues de ces composants (ou des alarmes de fonctionnement dégradé pour les onduleurs) qui peuvent constituer de nouvelles données pour la gestion des actifs de

réseau électrique soit avec la méthode « health index » ou avec les méthodes classiques en fiabilité [2],[3].
On va tout d'abord rappeler quelques éléments sur la dégradation des isolants diélectriques qui peuvent constituer des points communs pour plusieurs composants électriques.

III. POINTS COMMUNS ENTRE LES DIFFERENTS COMPOSANTS :
LE SYSTEME D'ISOLATION ELECTRIQUE NORME CEI 60505

A. La norme CEI 60 505 [4]

Les composants traités Transformateur HTB/HTA, Câble électrique HTA et onduleur DC/AC sont très différents. Néanmoins ces composants ont des isolants diélectriques. C'est la norme CEI 60505 qui décrit les modes de vieillissement des isolants diélectriques. Le schéma suivant liste les causes de mécanisme de vieillissement des isolants : électrique, thermique, mécanique, ou environnementales

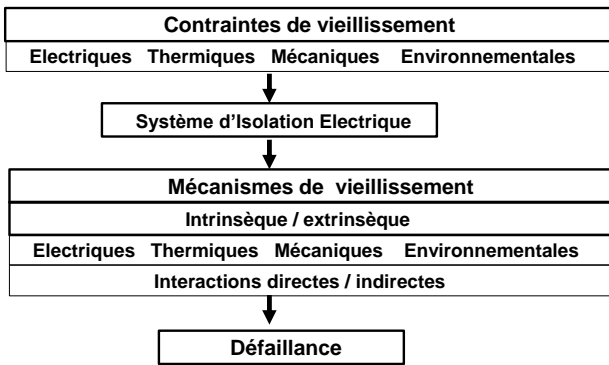


Figure 1 : Schéma de la norme CEI 60 505 pour les causes de défaillances de « système d'isolant électrique »

Des schémas complémentaires précisent plus dans le détail les modes de dégradation des composants électriques.

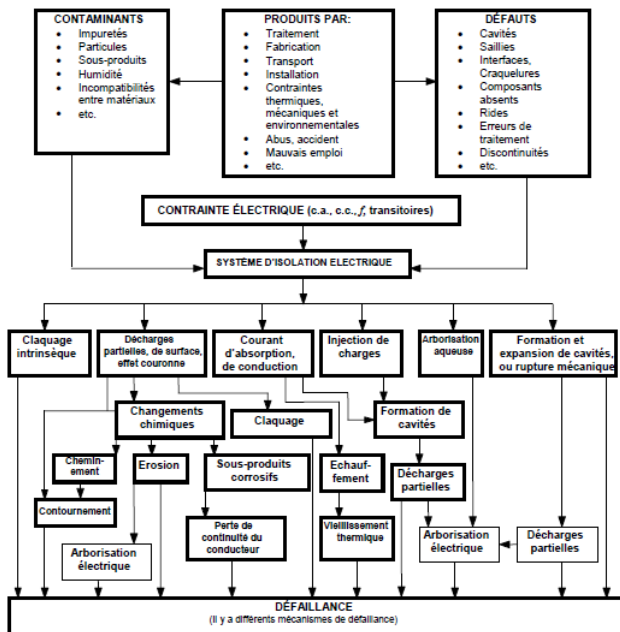


Fig 2 : Diagramme de la norme CEI 60505 pour le vieillissement électrique

On voit sur la figure 2 que l'on a des :

- Contaminants : impuretés, particules, humidité ..
- Produits par des : traitement, fabrication, transport...

- Provoquant des Défautes dans l'isolant : cavités, saillies, interface craquelures ...

Les éléments précédents peuvent provoquer dans le « système d'isolation électrique » des : claquage intrinsèque, décharge partielle, injection de charge, arborescence aqueuse dans l'isolant, échauffement, arborescences électrique

B. Illustration des phénomènes de dégradations dans les isolants diélectrique

On illustre quelques modes de dégradation dans les isolants diélectriques (ou « système d'isolation électrique » selon la CEI 60505)

1) Décharges partielles

On peut avoir dans l'isolant des cavités dans lesquels un arc électrique va se produire (décharge partielle) et générer un signal que l'on peut détecter (figures 3-5).

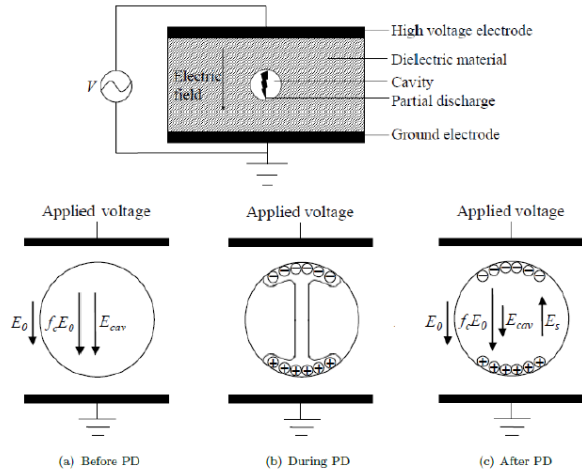
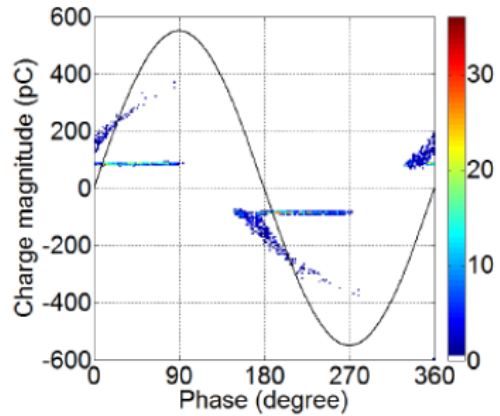


Fig 3: Principe physique des décharges partielles dans les isolants



(a) 2D PRPD pattern

Fig 4 : exemples de mesures des décharges partielles

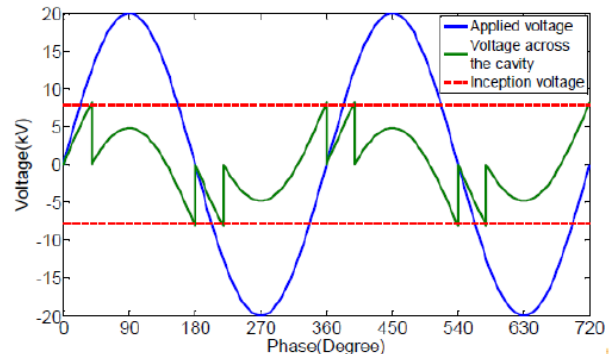


Fig 5 : Exemple de Modélisation de champ électrique dans la cavité avec décharges partielles (document EDF R&D/ERMES)

2) *Arborescence d'eau dans l'isolant d'un câble*
L'eau peut diffuser dans l'isolant d'un câble.



Typical water treeing in MV XLPE cables manufactured from 1978 - 1986.

Fig 6 : Arborescence d'eau dans un isolant synthétique (Water tree) (figure from SINTEF Norway)

IV. DESCRIPTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

A. Différents types de transformateurs de puissance

Ainsi les réseaux de transport et de distribution sont des réseaux alternatifs triphasés. Ce sont les transformateurs de puissance qui assurent la transformation de l'énergie entre les différents niveaux de tension.

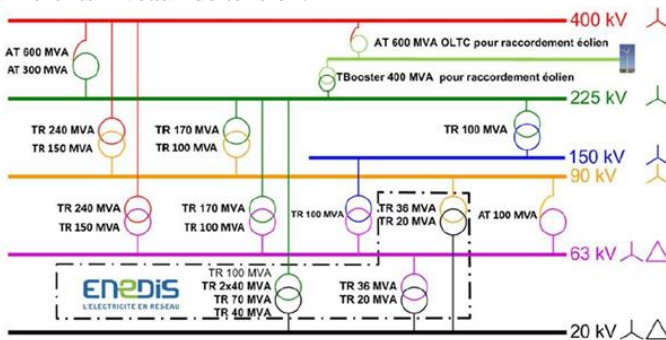


Figure 7 : niveaux de tension et transformateurs associés [5]

Type de transformateurs	Distri bution HTA/BT	Poste source HTB/HTA	Transport HTB/HTA	Production HTA/HTB
Charge maximum	Fixée par la BT	Protection HTA et HTB	1,3Un	Pn avec réactif
Isolation	Fil émaillé ou guipage papier	Guipage papier imprégré	Guipage papier imprégré	Guipage papier imprégré
Réfrigération	Convection naturelle	ODAF ONAN	ODAF	ODAF
Détection défauts	aucune	Buchholtz Masse cuve	Buchholtz Masse cuve	Buchholtz Masse cuve
Réglage De tension	3 prises fixes	CPEC	CPEC	3 prises fixes

Tableau 1 : Présentation des différents types de transformateurs

B. Description des composants d'un transformateur de puissance

Un transformateur de puissance est généralement composé de quatre parties :

- Un circuit magnétique fermé constitué de colonnes et culasses, supérieures et inférieures ;

- Un circuit électrique comprenant les enroulements primaires et secondaires et leurs isolations ;
- Des organes mécaniques, de support, de manutention, de refroidissement ;
- Un organe mécanique de changeur de prise qui permet d'adapter la tension en fonction de la charge du transformateur.

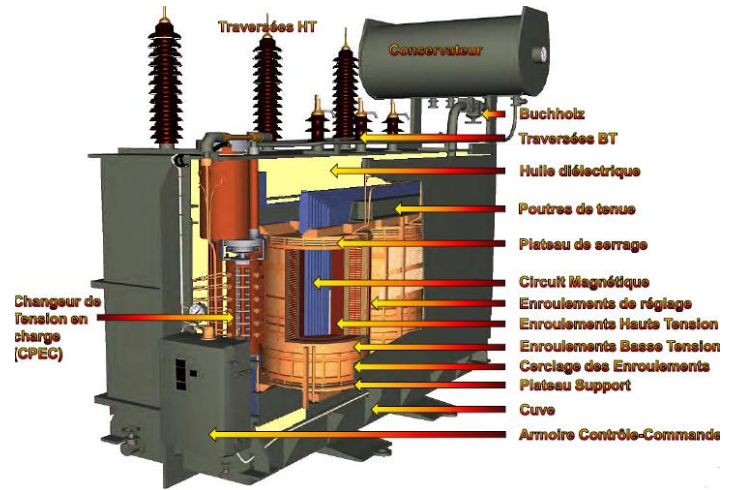


Fig 8 : Schéma d'un transformateur de puissance (cours interne EDF [6])

C. Dimensionnement d'un transformateur

Les contraintes de dimensionnement des transformateurs sont les suivantes :

- Caractéristiques électriques : critère fondamental (rapport de transformation, impédance, puissance, etc...) qui fixe la géométrie des bobinages, conducteurs, hauteurs etc...
- Tenue Diélectrique : Critère prioritaire car les gradients de tension doivent être respectés (sinon décharges partielle et/ou amorçages) pour toutes les sollicitations électriques possibles du bobinage (dont la tenue au choc de foudre).
- Tenue mécanique : les efforts électromagnétiques correspondant au fonctionnement normal et exceptionnel (tenue au court-circuit) doivent être repris par les calages pour éviter les déformations des structure voire leur flambage et ruine.
- Tenue Thermique : les échauffements (Foucault & Joule) doivent être maîtrisés pour éviter un vieillissement thermique prématuré des isolants. Le calcul thermo-hydraulique est complexe et des vitesses d'écoulement (risques d'électrisation statistique) doivent être contrôlées.

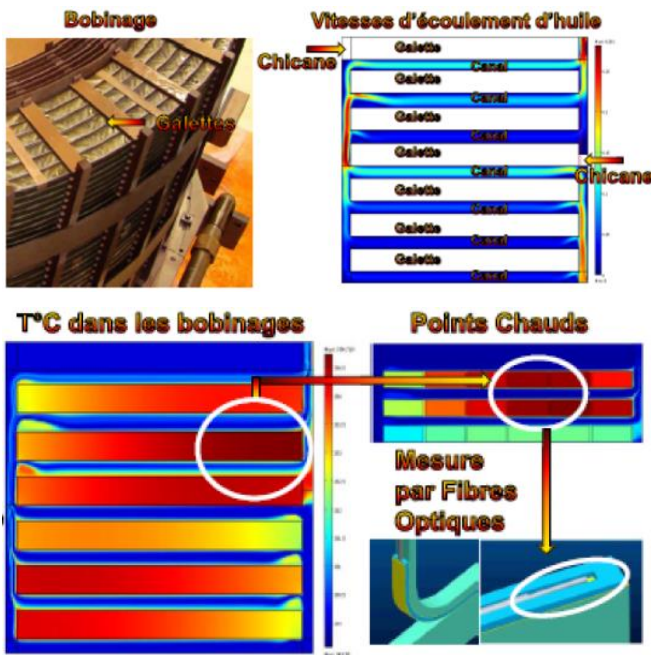


Fig 9 : Exemple de calcul thermique dans un transformateur pour identifier les risques de point chaud dans les bobinages [6]

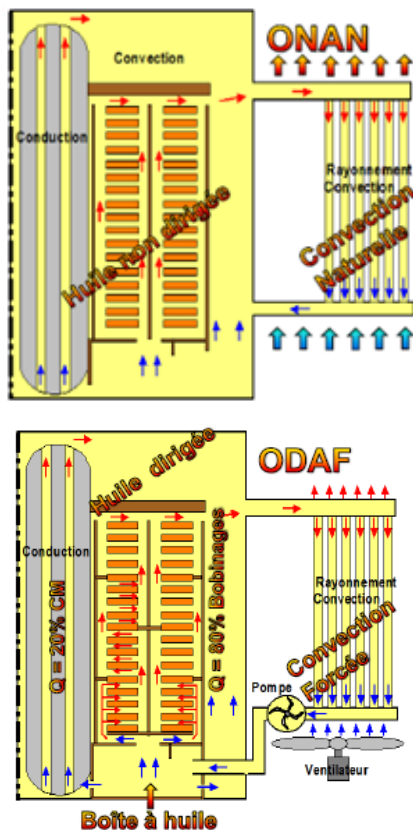


Fig 10 : Exemple de mode de refroidissement des transformateurs [6].

Différents types de refroidissement pour les transformateurs :

- Fluide de refroidissement interne O oil
- Mode de circulation du fluide de refroidissement interne N naturel ou F pour forcé ou D dirigé à travers les enroulements
- Fluide de refroidissement externe A air W water
- Mode de circulation du fluide de refroidissement externe N pour naturel F pour forcé par ventilateur

D. Maintenance effectuée sur les transformateurs de puissance

- Opérations générales : Inspection visuelle (peinture, corrosion..), température de l'huile (avec valeur max), température de l'enroulement (avec valeur max.) courant HT, BT avec valeur max Tension
- Huile : eau dans l'huile (évolution), analyse des gaz dissous dans l'huile (physique, chimique) Fuites , Filtrage et dégazage de l'huile, séchage de l'huile, reconditionnement /récupération
- Evaluation de la partie active : Intégrité mécanique, intégrité diélectrique, Inspection interne, resserrage
- Composant : pièce principales, traversées HT et BT, Joints toriques , changeur de prise en charge , pompe à huile, refroidisseurs échangeurs thermiques , température ambiante
- Accessoires : relais à gaz, suppression ; dessiccateurs, thermomètres Valves Armoire de contrôle vase d'expansion

V. ROLES DE L'HUILE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

A. Rôles de l'huile des transformateurs de puissance

Les rôles de l'huile dans le transformateur sont les suivants :

- Fluide diélectrique
 - Donne au papier sa tenue diélectrique
 - 50 à 60 mg d'eau/litre peuvent réduire sa rigidité diélectrique de 50%
 - La quantité de gaz dissous n'influe pas sur la tenue diélectrique l'huile sauf à saturation
 - Extinction de l'arc la dégradation de l'huile diminue l'énergie de l'arc
- Fluide caloporteur
 - Evacue les calories dues aux pertes (fer&cuivre) du transformateur
- Vecteur d'information
 - Tout défaut dans la cuve du transformateur contribue à « casser » par chauffe les molécules qui composent l'huile. Les gaz créés donnent une image des parties actives et permettent de réaliser un diagnostic (il existe de nombreuses méthodes) sur leur état de santé

Ce dernier point va être un point clé pour le développement de la méthode « Health index » ou « indicateur de santé » pour les transformateurs de puissance.

B. Informations recueillies au travers de l'analyse de l'huile des transformateurs

Des prélèvements de l'huile des transformateurs de puissance sont effectués régulièrement. L'analyse physico-chimique de l'huile va permettre d'identifier les taux de gaz dissous (C2H2, CH4, C2H4, C2H2) dans l'huile.

Ces gaz sont eux-mêmes les signaux de pré-amorçages dans la cuve du transformateur et donc des signaux de risque de dégradation potentielle du transformateur de puissance.

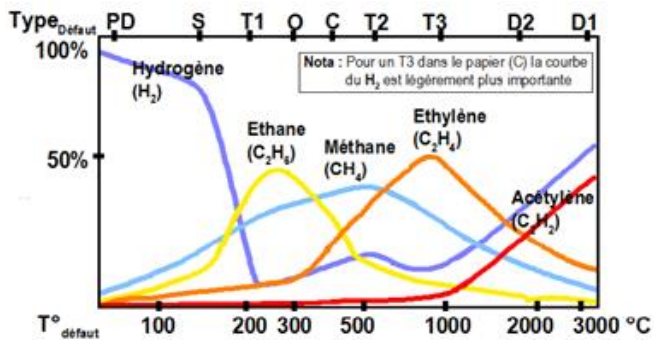


Fig 11 : Exemple de présence de Gaz dans l'huile en fonction d'amorçage ou de points chauds dans la cuve où se trouve l'huile [6]

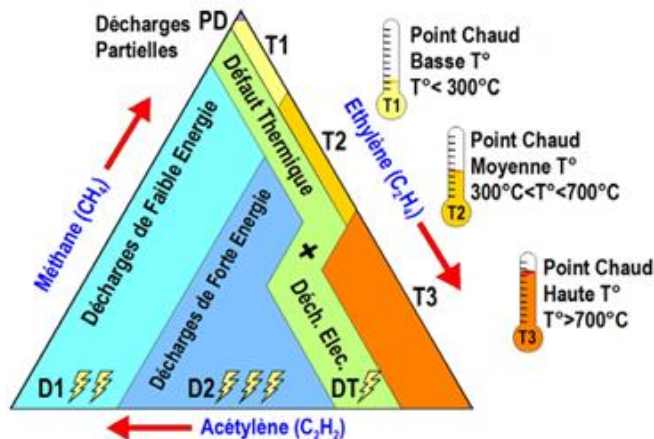


Fig 12 : Triangle de "Duval", méthode d'interprétation des phénomènes de dégradation dans le transformateur en fonction de la présence de gaz dans l'analyse d'huile du transformateur [6]

De plus on peut diagnostiquer le taux d'humidité dans l'huile ou analyser aussi la couleur de l'huile qui peut être un signal de dégradation de l'huile et donc de perte de résistance diélectrique dans la cuve du transformateur de puissance.



Fig 13 : Analyse des huiles de transformateur en fonction de leur couleur [6]

VI. PRINCIPE DU « HEALTH INDEX » POUR LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

La méthode de « Health index » pour les transformateurs de puissance HT ou disjoncteur HT a fait l'objet de développement par plusieurs constructeurs de matériels électriques comme ABB, Siemens et Alstom.

On présente la méthode décrite dans la référence [7]. Le principe du "Health index" pour les transformateurs de puissance repose sur la notation à dire d'expert d'un ensemble de critères physiques et chimiques du transformateur selon une échelle [0,4] (HIF : Health Index Factor between 4 and 0). Ces critères seront issus des informations recueillies au travers de la maintenance des transformateurs et des analyses d'huile des transformateurs.

On indique à titre d'exemple une liste de paramètres analysés. On affecte à chaque paramètre une pondération K_i

N°	Diagnostic	K_i
1	Analyse des gaz dissous dans l'huile	10
2	Chronique de charge	10
3	Facteur de puissance	10
4	Thermographie infrarouge	10
5	Qualité de l'huile	6
6	Conditions d'environnement du transformateur	8
7	Taux de furane (dégradation des papiers d'isolation enroulement)	5
8	Rapport de transformation	5
9	Réactance de fuite	8
10	Résistance des enroulements	6
11	Mise à la terre de la cuve	2
12	Etat des traversées	5
13	Niveau de corrosion de la cuve	2
14	Equipement de refroidissement	2
15	Niveau de corrosion de la cuve	1
16	Fondation du transformateur	1
17	Mise à la terre du transformateur	1
18	Etat des joints	1
19	Serrage des connecteurs	1
20	Fuite d'huile	1
21	Niveau d'huile	1
22	Analyse de gaz dissous dans l'huile du changeur de prise en charge (CPEC)	6
23	Analyse de l'huile du CPEC	3
24	Etat global du CPEC	5

Tableau 2 : Liste de 24 critères pour apprécier le "Health Index" de transformateur

Pour le transformateur de puissance on va avoir :

- Des notes pour 21 critères pour le transformateur lui-même (cuve enroulement circuit magnétique).
- et des notes pour 3 critères pour la partie de changeur de prise en charge du transformateur (CPEC) (pour réguler la tension en fonction des variations de charge sur le transformateur).
- Ces notes sont pondérées à 60% pour le transformateur intrinsèque et à 40% pour le CPEC dans le « Health Index » global.

On arrive ainsi à la note globale pour le « Health Index » du transformateur de puissance entre [0 , 100] :

$$HI = 60\% \times \frac{\sum_{j=1}^{21} K_j HIF_j}{\sum_{j=1}^{21} 4K_j} + 40\% \times \frac{\sum_{j=22}^{24} K_j HIF_j}{\sum_{j=22}^{24} 4K_j}$$

Le « Health Index » du transformateur est ainsi une note entre [0 , 100] avec la signification suivante, (la dernière colonne de durées de vie résiduelle est fournie à dire d'experts) :

Health index	Con- dition	Description	Approxi- mate expected lifetime
85-100	Very Good	Some aging or minor deterioration of a limited number of components	More than 15 years
70-85	Good	Significant deterioration of some components	More than 10 years
50-70	Fair	Widespread significant deterioration or serious deterioration of specific components	Up to 10 Years
30-50	Poor	Widespread serious deterioration	Less than 2 years
0-30	Very poor	Extensive serious deterioration	At end of life

Tableau 3 : Exemple de lien entre la notation health Index [0-100] et la durée de vie restante (à dire d'experts) du transformateur de puissance

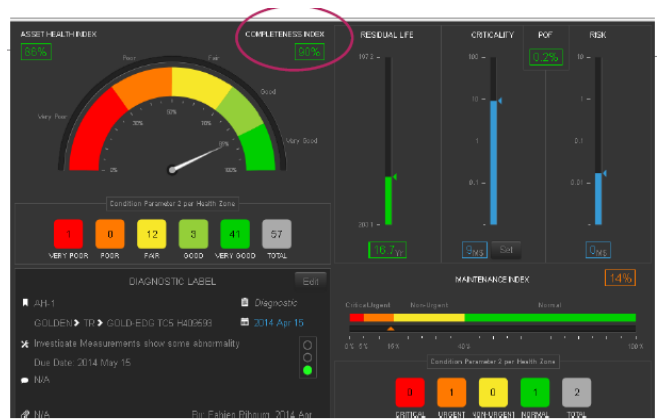
VII. EXEMPLE DE DEMARCHE « HEALTH INDEX » DU CONSTRUCTEUR ALSTOM POUR LES TRANSFORMATEURS

En 2015 le constructeur Alstom a élaboré un outil «Health Index» pour les transformateurs de puissance [8].

	Failures modes	Monitoring areas
Active parts	<ul style="list-style-type: none"> Mechanical, Electrical, Insulation 	<ul style="list-style-type: none"> Voltage and Current DGA Moisture in oil Temperatures: oil, windings, ext
OLTC	<ul style="list-style-type: none"> Mechanical, Electrical, Insulation 	<ul style="list-style-type: none"> Motor power consumption Switched current and tap operations number Oil (Temperature, moisture)
Bushing	<ul style="list-style-type: none"> Insulation 	<ul style="list-style-type: none"> Voltage and current Capacitance Oil pressure
Cooling System	<ul style="list-style-type: none"> Electrical, Mechanical 	<ul style="list-style-type: none"> Pump & fan operating condition Oil temperature in/out

Fig 14 : Méthode d'analyse de risque prise en compte par Alstom

A partir de la notation d'environ 60 paramètres du transformateur, le constructeur en a déduit un tableau de bord pour estimer le « Health Index » d'un transformateur.



66 condition & electrical tests used for Transformer Health Index
A Completeness Index for health information confidence level

Fig 15 : Interface de l'outil «Health index» d'Alstom pour les transformateurs de puissance

VIII. LIEN ENTRE LE «HEALTH INDEX» TRANSFORMATEURS ET LA FIABILITE DES TRANSFORMATEURS

Le tableau 3 précédent est tout l'enjeu de la gestion des actifs des transformateurs de puissance. Dans les références techniques du domaine des transformateurs de puissance, on trouve souvent la courbe suivante (document ABB [9]) de taux de défaillance des transformateurs en fonction de l'âge :

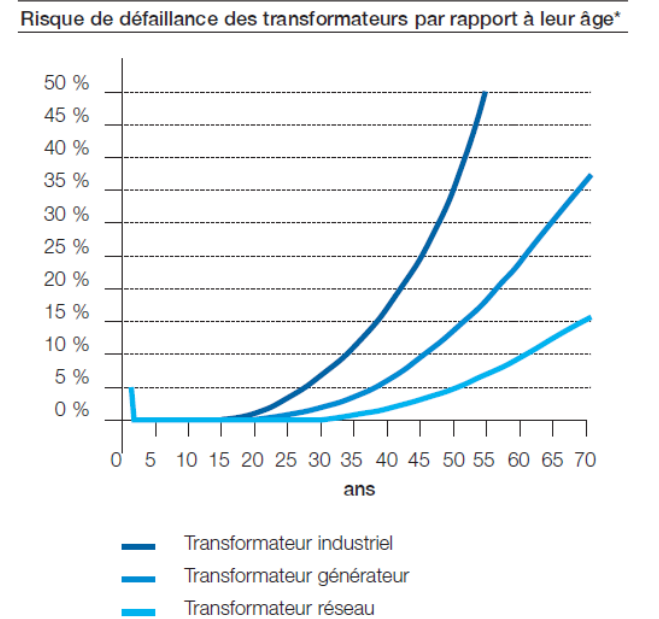


Fig 16 : taux de défaillance des transformateurs de puissance (ref. ABB [9])

Cette figure 16 indique que la fiabilité des transformateurs de puissance suit une loi de Weibull avec différents paramètres βi en fonction du type d'utilisation du transformateur : en sortie de site de production, sur le réseau électrique, ou dans un environnement industriel. Mais on n'arrive pas à trouver avec quelles données a été établie la figure 16. Donc on considère qu'il s'agit plutôt d'une courbe construite à dire d'experts.

On présente ci-après quelques figures issues d'une enquête internationale dirigée par A. Bossi et publiée par la CIGRE en 1983 [10] sur des statistiques de pannes de transformateurs de puissance.

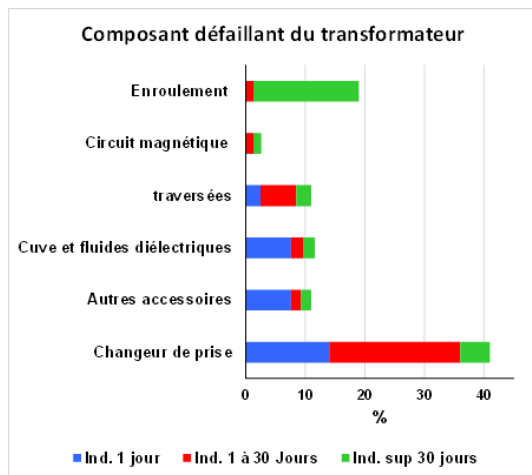


Fig 17 : composants en panne dans un transformateur

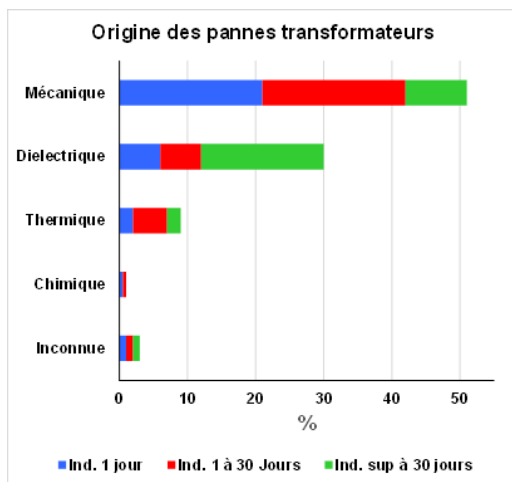


Fig 18 : Mode de pannes du transformateur

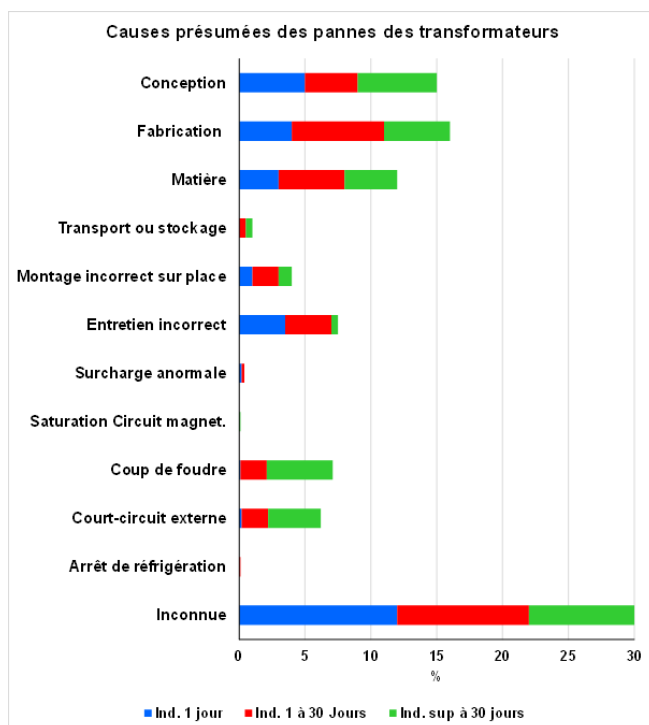


Fig 19 : Causes présumées des pannes du transformateur

IX. DEMARCHE D'EDF R&D POUR LE SUIVI DE LA FIABILITE DES TRANSFORMATEUR POUR ENEDIS

ENEDIS gère le réseau de distribution en France avec environ 4000 transformateurs HTB/HTA dans les 2400 postes sources HTB/HTA. ENEDIS souhaite avoir sa propre démarche d'analyse de fiabilité des transformateurs HTB/HTA. Pour cette action EDF R&D a réalisé en 2020 pour ENEDIS les études suivantes :

A. Etude AMDE des transformateurs

Sous l'angle de la fiabilité, une étude AMDE (analyse des modes de défaillance et de leurs effets) des transformateurs était une étape de base pour organiser ensuite le retour d'expérience. Les principales fonctions du transformateur ont été répertoriées et les modes de pannes associés listés. Cette AMDE a ensuite été validée par les spécialistes d'ENEDIS.

B. Proposition d'organisation du retour d'expérience

A partir de l'AMDE du transformateur, et d'une bibliographie au niveau international un cahier des charges du retour d'expérience pour les pannes des transformateurs a été établi et une maquette de collecte élaborée.

C. Perspective pour la suite de la démarche

La suite de la démarche serait de croiser une démarche d'analyse statistique de pannes des transformateurs (classique en fiabilité) avec une approche "Health index". Pour cela ENEDIS s'est engagé dans la mise en place de nouveaux capteurs auprès des transformateurs HTB/HTA pour pouvoir suivre en temps réels certains paramètres comme la température, le niveau d'humidité ou des analyses de gaz dissous. Cela constitue une nouveauté dans le « monitoring » des transformateurs.

X. METHODES POUR LES TRANSFORMATEURS DE SITE DE PRODUCTION D'ENERGIE

Les sites de production d'énergie ont leur propre démarche pour suivre les transformateurs de puissance HT et THT.

A. Installation de capteurs avec plusieurs paramètres

Des capteurs avec plusieurs paramètres sont installés sur les transformateurs des sites de production d'énergie.

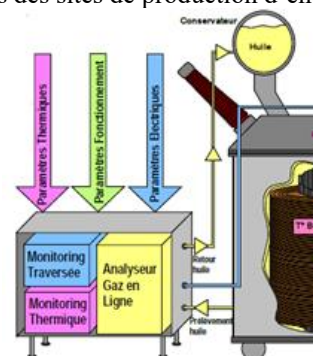


Fig 20 : Installation de nouveaux capteurs sur les transformateurs de puissance pour le « monitoring » en temps réel des transformateurs

B. Apport potentiel de la norme CEI 61850 pour le retour d'expérience

On peut noter l'émergence de la norme CEI 61850 [11], [12] qui standardise les données échangées dans les postes électriques. Cela permet d'avoir un langage et des structures de données communes pour des matériels venant de

constructeurs différents. Cela pourra être un apport pour l'aide au « monitoring » des composants électriques comme les transformateurs de puissance.

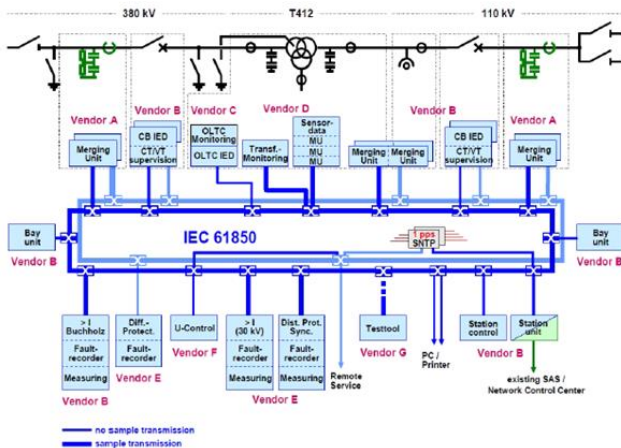


Fig 21 : Norme CEI 61850 [11], [12] pour faciliter la collecte d'informations standardisées pour suivre l'état de santé du transformateur

XI. EXEMPLE DE "HEALTH INDEX" POUR LES CABLES HTA ELABORE PAR EDF R&D

On poursuit sur la méthode « Health Index » en indiquant quelques éléments sur l'application élaborée en 2015 sur les câbles HTA par EDF R&D.

En effet le département EDF R&D - LME a une forte expertise sur les câbles HTB et HTA au travers de la qualification de ces équipements pour les différentes directions d'EDF.

Ainsi à partir des années 2010, le département LME a développé une approche « Health index » pour prioriser le renouvellement des câbles HTA au niveau local (pour un département ou une grande ville).

Les câbles HTB et HTA ne sont pas les mêmes composants que les transformateurs. Il est donc nécessaire de donner quelques éléments sur les câbles et liaisons HTA souterraines.

A. Quelques éléments de description des liaisons HTA

On peut tout d'abord indiquer qu'ENEDIS a environ 200000 kilomètres de câbles HTA souterrain principalement installés dans les centres urbains où les câbles sont enterrés sous les trottoirs à 80 cm dans le sous-sol, mais il y a aussi des câbles HTA souterrain en zone rurale. Les câbles HTA sont entourés d'un isolant autour de l'âme du câble et d'une couche externe de caoutchouc pour assurer l'étanchéité.

En fait une « liaison ou ligne souterraine HTA » est constituée de bouts de câble HTA et de jonctions. En effet un

touret de câble fait au maximum 250 mètres. Donc à minima tous les 250 mètres il faut relier deux câbles entre eux avec une jonction. Dans certains cas les jonctions HTA vont constituer les points faibles d'une liaison HTA.

- **Rôle** : conducteur central, tenue mécanique, transport de la charge
- **Matériau** : cuivre ou aluminium
- **Forme** : circulaire (ou sectorale dans certains CPI)
- **Câblée**
- **Section nominale** : 50 mm² à 1200 mm²
 - Dans certains cas 25 mm² (vieux CPI en cuivre)
- **Paramètre important** : résistance AC



Fig 22 : éléments d'un câble HTA souterrain

B. Quelques éléments de description sur les liaisons HTB et HTA souterraine

On va avoir des aspects très différents entre les liaisons souterraines HTB et HTA :

- Une liaison souterraine HTB pour le réseau de transport est une liaison entre deux points (on fait la liaison entre deux postes)
- Une liaison souterraine HTA pour le réseau de distribution va faire la liaison entre le poste HTB/HTA (source d'énergie) et un ensemble de postes HTA/BT
 - Sur le schéma A suivant on peut tirer N lignes entre le point source et les N clients à alimenter
 - Les schémas B et C sont plus optimaux. Sur le schéma C on prend compte les tracés des rues en zone urbaine

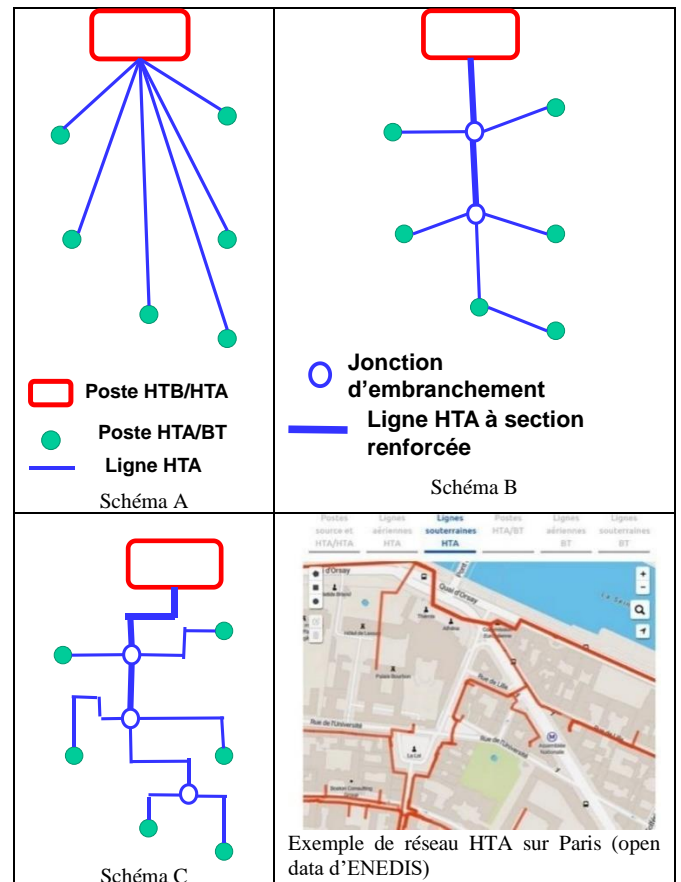


Figure 23 : Différentes structures de lignes ou liaisons HTA souterraines

Ainsi une ligne HTA, qui part d'un poste source, alimentera plusieurs clients (postes HTA/BT). En cas de défaut

électrique sur la ligne avec un court-circuit, le disjoncteur HTA en tête de départ s'ouvrira pour éliminer le défaut HTA.

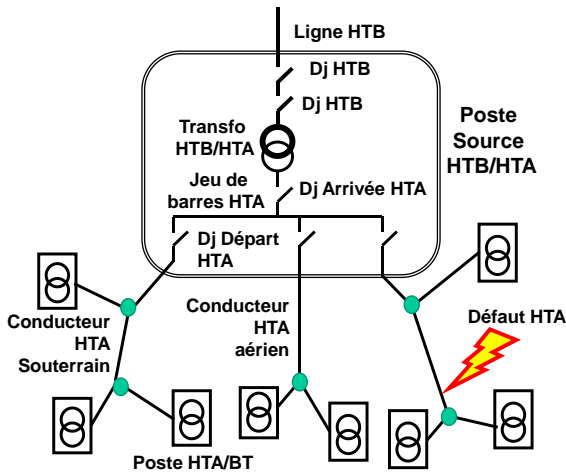


Figure 24 : Exemple de poste source HTB/HTA avec un défaut sur une ligne HTA

C. Evolution du réseau HTA en fonction des défauts électriques

Comme on l'a déjà indiqué, il y a des jonctions sur une liaison HTA pour joindre tous les 250 mètres deux câbles entre eux. En cas de défauts électriques (courts-circuits sur un câble) le disjoncteur en tête de départ HTA s'ouvre et coupe l'alimentation de tous les clients raccordés à cette liaison.

Mais on ne va pas remplacer toute la liaison HTA qui peut faire plusieurs kilomètres en souterrain. On va juste remplacer la partie du câble avec défaut. Pour cela il faut identifier où se trouve le court-circuit puis ensuite on creuse sous le trottoir pour accéder à la partie du câble en défaut, et l'on remplace la partie en défaut par un nouveau bout de câble qu'il faut relier aux câbles existants, puis on peut remettre la liaison sous tension et réalimenter les clients. Ainsi on a les situations suivantes :

○ Jonction — Cable

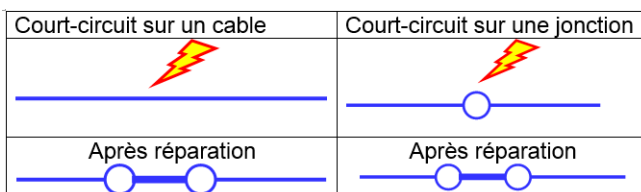


Figure 25 : Evolution du nombre de jonctions avec les réparations

XII. PRESENTATION DE L'INDICATEUR DE SANTE SUR LES CABLES HTA D'EDF R&D

A. Rappel des principes de la méthode "health index" pour liaison HTA

Le "Health Index (HI)" pour les liaisons HTA initié en 2010 à EDF R&D [13] a fait l'objet de plusieurs versions.

- La première étape dans la construction d'un HI est la détermination des facteurs susceptibles d'impacter les performances des liaisons HTA (**Influencing Factors IF**)
- La deuxième étape porte sur l'évaluation (**Grading**) de la « note » IF à affecter à une liaison en fonction de ses caractéristiques, pour chacun des facteurs d'influence, une note élevée traduit un état dégradé vis-à-vis du facteur considéré.

- La troisième étape consiste à attribuer un « poids » (**Weighting Factor : WF**) à chacun de ces facteurs traduisant son importance relative.

Le HI d'une liaison HTA est alors obtenu simplement à l'aide de la formule suivante :

$$HI = \sum WF_i \times IF_i$$

Le point de départ HI liaison HTA rejoint bien la méthode classique générale du "Health Index" à savoir :

- Considération des causes de pannes de la CEI 60505[4] : Electrique, Thermique, Mécanique et Environnement

B. Spécificité du « health index » pour les câbles HTA

Ensuite on adapte la classification des causes au cas spécifique des liaisons HTA :

- Risque Electrique (ER), avec risque d'humidité
- Risque thermique (LR) dû à la charge du câble
- Risque mécanique et environnement (MCR)
- et Risque jonctions (ou ACCESSOIRES) ACCR

Cause de défaillance	Electrique	Thermique	Mécanique	Jonctions
Facteurs prépondérants	Temps Tension	Température Temps	Conditions d'installation	Technologie pose Temps
Facteur d'influence principal	Longueur * Age	Charge de la liaison	Longueur	Age
Facteurs d'influence secondaires	Humidité Température Technologie	Environnement Technologie	mode de pose Température Temps Longueur Nbre de courts-circuits intenses	Technologie et pose des jonctions Nombre de jonctions

Tabl. 4 : Causes de défaillance et facteurs prépondérants pour une liaison HTA souterraine

C. Proposition d'évolution de la méthode « Health Index » pour le domaine des liaisons HTA

Mais le « Health Index » liaison HTA, au lieu d'être classiquement par un indicateur [0, 100], a été défini par EDF R&D, comme étant « la probabilité de claquage de la liaison HTA pour l'année à venir ». Le HI liaison HTA est égal à :

$$HI = \sum_{i=1}^4 [1 - e^{-\lambda_{c,ACC}(Age).X_i.L}]. W_i$$

$$HI = (1 - e^{-\lambda_c(Age).ER.L}). W_{ER} + (1 - e^{-\lambda_c(Age).LR.L}). W_{LR} + (1 - e^{-\lambda_c(Age).MCR.L}). W_{MCR} + (1 - e^{-\lambda_{ACCR}(age).ACCR.L}). W_{ACCR}$$

Avec "ER : Electric Risk"; "LR : Load Risk"; "MCR : Mechanical et Chimical Risk", "ACCR Accessory risk", L longueur de la liaison HTA ; Age : âge du câble ; λ_c taux de défaillance du câble (panne/an/km); λ_{ACCR} taux de défaillance des accessoire ou jonctions, W_i pondération de chaque risque (initialement $W_i=0,25$).

Suite à des évolutions du « Health Index » Liaison HTA en 2020, on propose de se rapprocher des modèles classiques utilisés en fiabilité pour les taux de défaillance des câbles λ_c et des jonctions λ_j , à savoir les modèles de fiabilité de Cox et/ou d'essai de fiabilité accéléré (avec modèle contrainte /résistance) (voir tableau 5).

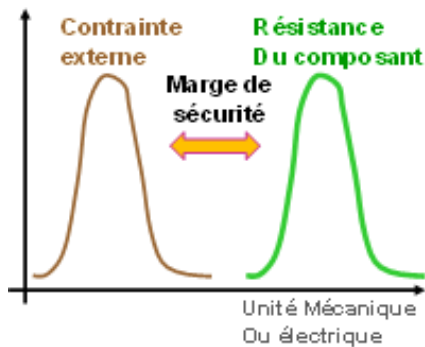


Fig 26 : Modèle de fiabilité “contrainte /résistance”

Modèle de fiabilité de Cox-Weibull	$\lambda(t, Z_i) = \lambda_0(t) \cdot e^{\sum_{i=1}^N \alpha_i Z_i}$ <i>Zi facteur d'influence contrainte externe</i>
Modèle d'essai de fiabilité accéléré	$\lambda(t, Z_i, Z_{0i}) = \lambda_0(t) \cdot \prod_{i=1}^N \left(\frac{Z_i}{Z_{0i}}\right)^{\alpha_i}$ <i>Zi facteur d'influence (contrainte externe), Z0i (résistance interne)</i>
Weibull pour le $\lambda_0(t)$	$\lambda_0(t) = \lambda_0 \cdot \beta \cdot t^{\beta-1}$

Tableau 5 : formule pour les taux de pannes câbles $\lambda_c(t)$ ou jonction $\lambda_j(t)$

Les questions qui restent en suspens sont :

- Comment intégrer dans le modèle de fiabilité la structure arborescente d'une liaison HTA ?
- Le modèle de Weibull ci-dessus n'est que pour un seul mode de vieillissement prépondérant. Comment intégrer plusieurs modèles de Weibull avec plusieurs $\beta_i > 1$? doit-on considérer un facteur $B = \prod_i \beta_i$?
- Comment mieux représenter les mécanismes physico-chimiques de dégradation des isolants dans le modèle de fiabilité des liaisons HTA ?

Pour la dernière question on propose de tester l'application de la « physique statistique » [14] pour la modélisation de la dégradation des câbles et des jonctions HTA.

XIII. FIABILITE DES COMPOSANTS D'ELECTRONIQUE DE PUISSANCE POUR LES ONDULEURS DC/AC

Pour les composants d'électronique de puissance, notamment transistor de puissance IGBT on retrouve l'état de l'art en fiabilité à savoir la base de données de fiabilité FIDES. On peut noter pour les études de fiabilité des onduleurs [15], on peut faire des AMMDE correspondant à l'analyse des modes et mécanismes de défaillance et de leur effet (en anglais, FMMEA: Failure, Mechanism, Mode and Effect Analysis). Il faut tenir compte du nouveau modèle pour les transistors de puissance avec la version FIDES 2020-2021.

Modèle de composants MOSFET et IGBT en technologie Si

$$\lambda = \lambda_{physique} \cdot \Pi_{induit} \cdot \Pi_{pw} \cdot \Pi_{part} \cdot \Pi_{process}$$

Facteur Π_{pw} (PW : power) → impact des règles de conception sur la fiabilité des transistors de puissance

Evolution des λ_{0_TH} (en FITS : 1E-9/h)

	FIDES 2009	FIDES 2020
MOSFET	0,0202	0,0202
IGBT	0,3021	0,0202

Tableau 6 : Evolution des taux entre FIDES 2009 et FIDES 2020

	FIDES 2020	FIDES 2020
Température de référence	20°C	60°C
λ_{0th} MOSFET	0,0202	0,56
λ_{0th} IGBT	0,0202	0,56

Tab. 7 : Valeur des taux de défaillance de FIDES 2020 pour 20°C et 60°C

XIV. CONCLUSIONS

Cet article a permis de présenter la méthode « Health Index » qui a été appliquée aux transformateurs HTB/HTA de puissance et aux câbles HTA. Au-delà des méthodes de calcul de risques avec le « Health Index » ou des indicateurs utilisés classiquement en fiabilité, il y a une tendance récente à l'installation de capteurs sur les composants. Ces nouveaux capteurs vont permettre de mieux suivre en temps réel les évolutions de l'état de fonctionnement des composants. Cela permettra aussi d'arbitrer dans le futur entre les modèles les mieux adaptés pour calculer les risques de défaillance des composants en fonction des différents facteurs d'influence.

REFERENCES

- [1] EDF -EDF R&D “Les systèmes électriques de demain” Lavoisier 2018
- [2] P. Carer et al. « Experience Feedback and maintenance policies of substation and electrical equipment in EDF's distribution MV and LV networks, and RTE's VHV and HV networks » 8th International PMAPS conference, Ames, Iowa September 12-16, 2004
- [3] B.N. Desai, M.A. Alfieri « Managing maintenance using computerized maintenance management system » ConEdison unpublished 2006
- [4] CEI 60505 « Evaluation et qualification des systèmes d'isolation électriques » 2004
- [5] R. Blanc, P. Macor, J-C Riboud « Gestion d'un actif technique sur un cycle de vie : application au transformateur de puissance » ELTEE 2018 Grenoble
- [6] L. Paulhiac “Maintenance évacuation d'énergie” Cours EDF 2014
- [7] A-N. Jahromi “An approach to power Transformer asset management using Health Index” IEEE electrical Insulation Magazine
- [8] J-L. Coullon, N. Rego « Flexible Analytics for management of grids assets” Journal of Energy and Power Engineering 9, 2015
- [9] T. Westman et al. “la cinquantaine en grande forme (outil TrafoAsset management) » Revue ABB 2010
- [10] A. Bossi, J. Dind, J. Frisson, et al. « An international survey on failure in large power transformers in service » Electra n°88 pp.21-48, 1983
- [11] Communication networks and system for power utility automation – Parts 90-3 : Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis 2016
- [12] C. Dupond et al. «Guide on transformer intelligent condition monitoring (TICM) systems » WG A2.44 GIGRE 2015
- [13] B. Puluhen E. Dorison V. Murin, R. Tambrun “health index : a technical indicator of underground network reliability” 21st International conference on Electricity Distribution CIRED Frankfurt 6-9 June 2011
- [14] E. Chatelet, E. Arbaritier « Mécanique statistique et sûreté de fonctionnement » Lambda Mu 13, Lyon 2002
- [15] S-H. Chung “Reliability of power electronic converter systems” IET Power and Energy Series 80, 2015