

## Diagnostic de l'état de dix transformateurs du réseau électrique de Côte d'Ivoire

Janvier Sylvestre N'CHO<sup>1\*</sup>, Fransisco Kouadio KONAN<sup>2,3</sup> et Betie AMIDOU<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institut National Polytechnique Félix Houphouët - Boigny (INP-HB), Département Génie Électrique et Électronique, Institut National Polytechnique Houphouët Boigny (INP-HB), BP 1093 Yamoussoukro, Côte d'Ivoire

<sup>2</sup> Laboratoire d'Énergie Solaire et de Nanotechnologie (LESN) - IREN (Institut de Recherches sur les Énergies Nouvelles), Université Nangui Abrogoua, 02 BP 801 Abidjan, Côte d'Ivoire

<sup>3</sup> ERDyS Laboratory, GMEEMDD Group, FSTM, Hassan II Casablanca University, BP 146, Mohammedia, Morocco

---

\* Correspondance, courriel : [janvier.ncho@inphb.ci](mailto:janvier.ncho@inphb.ci)

### Résumé

L'extension de la durée de vie des transformateurs de puissance est un sujet de grande importance pour les exploitants de réseaux électriques. En termes d'investissement, ces équipements représentent près de 60 % du capital d'un poste de transformation. Il est alors essentiel qu'ils fonctionnent correctement et ce pendant plusieurs années. Ce travail a pour objectif d'évaluer l'état effectif de dix transformateurs issus du réseau électrique de Côte d'Ivoire. L'approche méthodologique consiste à analyser les paramètres électriques et physico-chimiques tels que la teneur en eau, l'indice d'acidité, le facteur de dissipation, les gaz dissous, les composés furaniques, les polychlorobiphényles (PCB), la tension de claquage et la contamination des particules. Ce diagnostic des transformateurs fait appel à l'analyse de données brutes, l'interprétation de ces données fournit des symptômes dont l'analyse globale conduira au diagnostic final. Les résultats montrent que trois de ces transformateurs sont déclarés en état de fonctionnement normal. Tous les autres présentent des anomalies et sont dans des conditions d'alarme et d'alerte.

**Mots-clés :** *transformateurs, diagnostic, huile isolante, Côte d'Ivoire.*

### Abstract

#### Diagnostic of the condition of ten transformers of the Ivory Coast power grid

Lifetime extension of power transformers is a subject of high importance for electric power systems utilities. In terms of investment, this equipment represents nearly 60% of the capital of a transforming station. It is essential that they work properly and this for several years. This work aims to assess the diagnostic of the state of ten transformers coming from the Ivory Coast power grid by analyzing electrical and physicochemical parameters such as the water content, the acid number, the dissipation factor, dissolved gases, furan compounds, polychlorinated biphenyls (PCBs), breakdown voltage and particle contamination. This diagnosis transformers involves analysis of raw data, the interpretation of these data provides symptoms including global analysis will lead to the final diagnostic. The results show that three of these transformers are declared in normal operating condition. All others have anomalies and are in alarm and alert conditions.

**Keywords :** *transformers, diagnostic, service-aged oil, Ivory Coast.*

## 1. Introduction

Dans un réseau d'énergie électrique, les transformateurs de puissance sont les composants les plus complexes, les plus importants, et critiques des systèmes d'alimentation de transition et de distribution. Ils constituent des maillons sensibles situés entre la chaîne de production et celle de transport [1, 2]. Dans ces machines coûteuses, le système d'isolation principal est constitué d'huile, de papier et d'autres solides à base de cellulose [3]. L'huile minérale est obtenue à partir du raffinage du pétrole brut. Les huiles minérales ont trois fonctions principales [4] qui consistent d'abord à assurer l'évacuation de la chaleur produite par les pertes au niveau des conducteurs, des circuits magnétiques et des isolants, vers les dispositifs de refroidissement ; ensuite isoler, c'est-à-dire ralentir l'oxydation de l'isolation solide et enfin isoler électriquement. Les papiers et les cartons sont des matériaux isolants possédant des caractéristiques diélectriques excellentes. Ces isolants solides sont constitués de fibres de celluloses (chaînes de glucose extraites de la pulpe de bois ou de fibres de coton). Les celluloses sont formées de longues chaînes comprenant environ 1200 anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène [5]. L'huile assure avec le papier un complexe isolant très efficace. Ce complexe constitue une clé maîtresse dans l'isolation électrique dans un transformateur de puissance. C'est également sa composante la plus fragile. Lorsque le transformateur est en service, il est soumis à diverses influences (électriques, chimiques, mécaniques, thermiques) qui provoquent, au cours du temps, son altération et tendent à réduire la sécurité de service [6 - 8].

En service, les huiles isolantes subissent des changements irréversibles de leurs propriétés physico-chimiques. Ces changements sont dus à un ensemble de processus réactionnels responsables de la durée de vie des huiles isolantes en service. Ce processus réactionnel conduit inexorablement au vieillissement de ces huiles. La détérioration du papier résulte principalement de la détérioration de la cellulose [9]. Cette détérioration est normalement associée à la pyrolyse, à l'oxydation et à l'hydrolyse qui se produisent dans les matériaux [5, 10, 11]. Les pannes sur les transformateurs, bien que peu fréquentes vu le nombre d'appareils en service, sont généralement problématiques vis-à-vis du coût de réparation, mais souvent encore plus critiques au niveau de l'indisponibilité du réseau électrique concerné. Il est donc important d'assurer la maintenance et le dépannage afin d'optimiser l'exploitation du matériel lui-même et surtout de garantir la transmission importante d'énergie électrique. L'expérience tirée des opérations de maintenance sur les transformateurs a montré qu'il est possible d'avoir une idée sur l'état du transformateur à partir des analyses d'huile et que plus de 70 % des défauts latents ont été révélés par des tests d'huile [12]. Le service maintenance s'appuie alors sur des stratégies qui consistent à examiner régulièrement l'état de l'huile et des parties internes du transformateur. Un diagnostic est donc fait sur la base de ces analyses et suivant les résultats, conformément à une politique de gestion, des actions sont programmées pour maintenir la disponibilité de ces appareils. L'objectif dans cet article est d'évaluer le diagnostic de l'état de d'un certain nombre de transformateurs issus du réseau électrique de Côte d'Ivoire.

## 2. Matériel et méthodes

Les transformateurs étudiés dans cet article sont au nombre de dix et sont issus du réseau électrique de la Côte d'Ivoire. Ils sont localisés dans les régions d'Odienné, de Daloa, de Buyo, de San Pedro, de Man, de Ferké et de Bouaké. Ces transformateurs encore en service sont essentiellement des transformateurs HTB/HTA dont le rôle est d'abaisser la tension produite pour l'acheminement de l'énergie électrique vers les zones de consommation. Seul le transformateur TFO4 est un transformateur de centrale de production. Toutes les huiles issues de ces transformateurs sont des huiles minérales et le papier utilisé est le papier Kraft. Le **Tableau 1**

présente les caractéristiques techniques essentielles de ces transformateurs. L'analyse qui va suivre s'appuie sur les données de maintenance, essentiellement constituées d'analyse d'huile régulièrement prélevée sur ces transformateurs. Les mesures issues de ces données ont été faites conformément aux prescriptions des normes en vigueur.

**Tableau 1 : Caractéristiques des transformateurs**

	TFO 1	TFO 2	TFO 3	TFO 4	TFO 5	TFO 6	TFO 7	TFO8	TFO9	TFO 10
Année	1972	1965	1978	1980	1979	2012	1984	1979	Non défini	1971
Puissance (MVA)	7,5	24	61	61	70	40	20	7,5	36	7,5
Tension primaire (kV)	90	90	225	10,5	225	90	225	90	90	90
Tension secondaire (kV)	15	15	10,5	225	90	33	33	30	16,5	30
Année du fluide	1972	1965	2007	2005	1979	2012	1984	1979	Non défini	1971
Etat du gel de silice	Humide	Humide	Sec	Sec	Humide	sec	Humide	Humide	Sec	Sec
Pertes de fluide	non	non	suinte-ments	non	suinte-ments	non	suinte-ments	non	Non	Gouttes discontinues
Refroidissement	ONAN	ODAF	OFAN	OFAF	ODAF	ONAN	ONAF	ONAN	ONAN	ONAN

### 3. Résultats et discussion

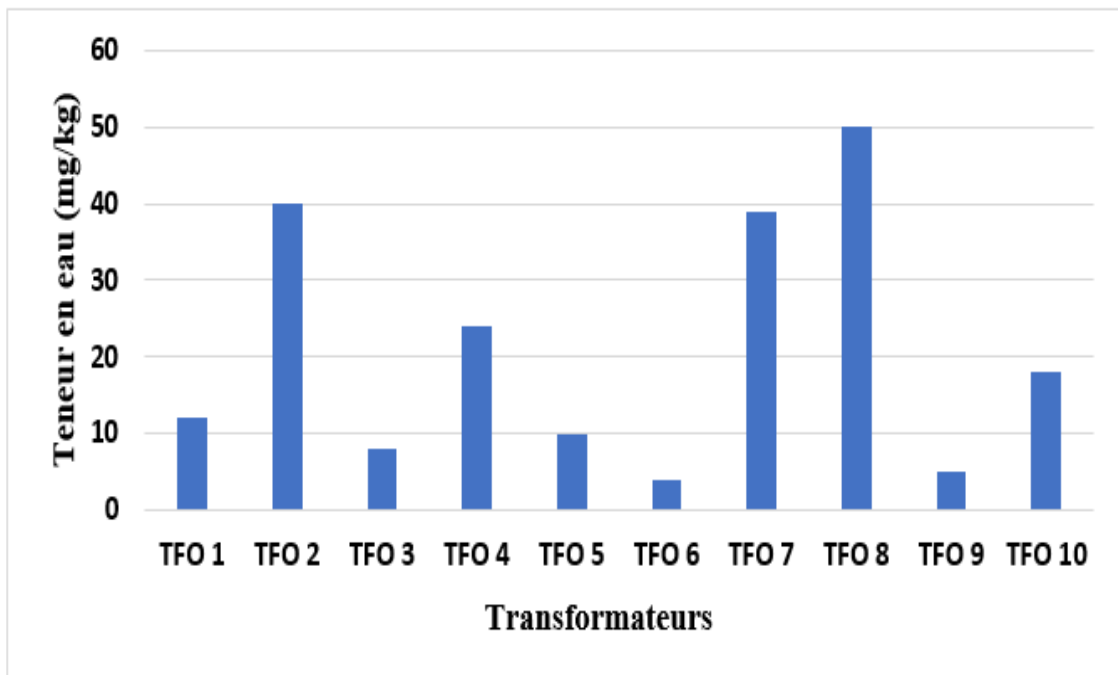
#### 3-1. Inspection

En service, l'air entrant dans le transformateur doit être déshumidifié en passant au travers du gel de silice. Le gel de silice est indispensable et utilisé dans les transformateurs pour assécher l'air car l'huile est très avide d'eau. L'analyse du **Tableau 1** permet de constater que les gels de silice présentent deux aspects : humide et sec. L'état humide du gel de silice dans les transformateurs (TFO1, TFO2, TFO5, TFO7 et TFO8) traduit le risque de présence d'eau atmosphérique dans leur conservateur. Une action corrective consiste à remplacer les gels de silice humide par des gels de silice sec. Seules les pertes d'huile sont observées dans les transformateurs TFO3, TFO5, TFO7 et TFO10.

#### 3-2. Teneur en eau

L'une des fonctions les plus importantes de l'huile de transformateur est de fournir une isolation électrique. Toute augmentation de la teneur en humidité peut réduire les propriétés isolantes de l'huile, ce qui peut entraîner une dégradation du diélectrique. L'eau et l'huile, en raison de leurs propriétés chimiques différentes, ne sont pas solubles entre elles. À une certaine limite, une petite quantité d'eau se dissoudra dans l'huile. Cette limite est fonction de la température du système. La solubilité augmente de façon exponentielle avec l'augmentation de la température. Ceci est particulièrement important avec des températures fluctuantes car, lorsque le transformateur refroidit, toute eau dissoute deviendra libre, entraînant un faible pouvoir isolant et une dégradation de l'huile. Au fur et à mesure que l'huile vieillit en service, il se produit une certaine oxydation qui modifie la composition chimique de l'huile. Celle-ci, à son tour, permet à plus d'eau de se dissoudre. Une teneur en humidité excessive peut entraîner la rupture de cet isolant en papier, entraînant une perte de performance. La teneur en humidité de l'huile est déterminée à l'aide d'un instrument Karl Fischer coulométrique. Ce test extrêmement sensible permet de détecter des

niveaux d'eau pouvant aller jusqu'à quelques parties par million en masse (par exemple mg/kg). La mesure est effectuée selon la norme IEC 60814 :1997 [13]. Elle définit la valeur limite de teneur en eau dans l'huile à 20 mg/kg. La **Figure 1** présente la teneur en eau dans les transformateurs.

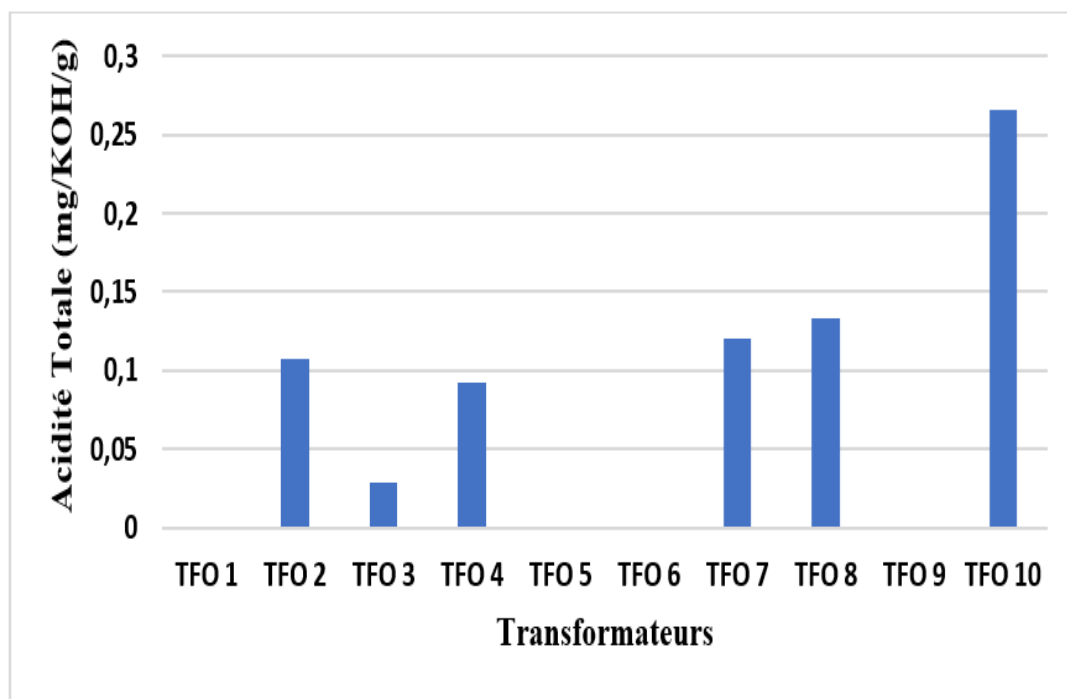


**Figure 1** : Teneur en eau dans les transformateurs.

L'analyse de cette figure permet de constater que les transformateurs TFO1, TFO3, TFO5, TFO6, TFO9, TFO10 présentent des conditions normales de leur teneur en eau conformément à la norme tandis que les TFO2, TFO4, TFO7, TFO8 ont leur teneur en eau supérieure à la limite d'intervention recommandée. Il existe donc une forte possibilité d'impact des propriétés diélectriques et une probabilité forte d'accumulation d'eau dans leurs isolants.

### 3-3. Indice d'acidité totale

Tout comme les huiles lubrifiantes, les huiles de transformateurs sont oxydées sous l'influence de températures excessives et d'oxygène, en particulier en présence de petites particules métalliques pouvant jouer le rôle de catalyseurs. Les produits d'oxydation sont généralement de nature acide et entraînent une augmentation de l'indice d'acide. Une réaction ultérieure de ces acides avec l'huile en vrac peut entraîner des dépôts de boue et de vernis. Dans le pire des cas, les canaux d'huile se bouchent et le transformateur n'est pas refroidi de manière adéquate, ce qui aggrave encore la dégradation de l'huile. De plus, une augmentation de l'acidité a un effet néfaste sur le papier cellulosique. Généralement, les sous-produits de dégradation de l'huile, tels que les acides et les hydroperoxydes ont également la capacité de conduire une charge électrique, ce qui réduit les propriétés isolantes de l'huile. Une augmentation de l'indice d'acide va souvent de pair avec une diminution de la rigidité diélectrique et une augmentation de la teneur en humidité. La teneur en acide des huiles de transformateur est déterminée par titrage potentiométrique avec de l'hydroxyde de potassium. La mesure est effectuée selon la norme IEC 62021-1 : 2004 [14]. Cette norme indique une valeur limite de sécurité inférieure à 0,01 mg/KOH/g. La **Figure 2** montre les valeurs d'acidité totale dans chacun des transformateurs.

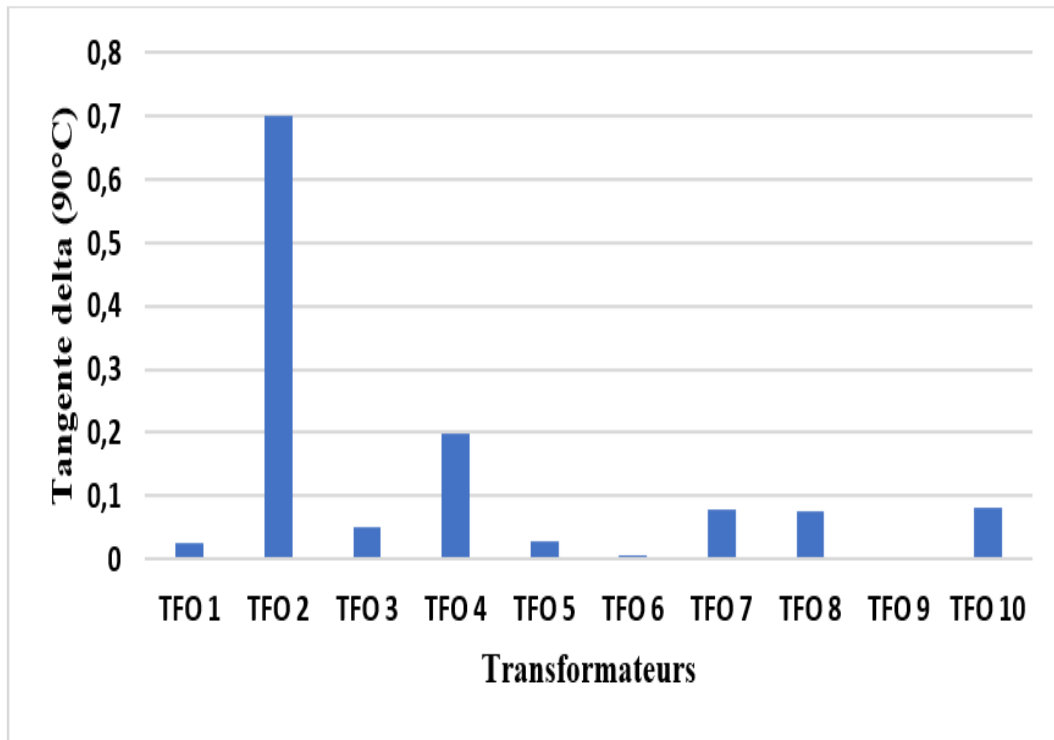


**Figure 2 :** *Acidité totale dans les transformateurs.*

L'absence de valeurs pour les transformateurs TFO1, TFO5, TFO6, TFO9 traduit des doses faibles généralement inférieures à 0,01 mg/KOH/g. Les transformateurs TFO2, TFO4, TFO7, TFO8 et TFO10 présentent une condition d'alarme qui se traduit par la présence de produits de dégradation de l'huile par oxydation en concentration supérieure à la limite d'intervention. Lorsque l'indice d'acidité totale d'un diélectrique augmente au point de faire craindre pour sa conservation, il est prudent de procéder à un remplacement de la charge d'huile ou envisager un traitement de régénération (dépoliarisation) de l'huile.

### 3-4. Facteur de dissipation

Le facteur de puissance d'une huile de transformateur est le rapport entre la puissance réelle et la puissance apparente et constitue une mesure de la fuite de courant à travers l'huile, qui à son tour est une mesure de la contamination ou de la détérioration de l'huile. Dans un transformateur, un facteur de puissance élevé indique une perte de puissance importante dans l'huile du transformateur, généralement due à la présence de contaminants tels que l'eau, l'huile oxydée et la dégradation du papier cellulosique. Il peut également s'agir d'une substance de l'huile qui résiste ou qui conduit l'électricité différemment de celle de l'huile elle-même. Le test n'est pas spécifique à ce qu'il détecte et est généralement effectué à des températures élevées, car les contaminants qui l'affectent peuvent rester non détectés à 25 °C et se révéler seulement à 90 °C. La mesure est effectuée selon la norme IEC 60247 :2004 [15]. Elle définit les valeurs limites à 0,2. La **Figure 3** présente le facteur de dissipation dans chacun des transformateurs.

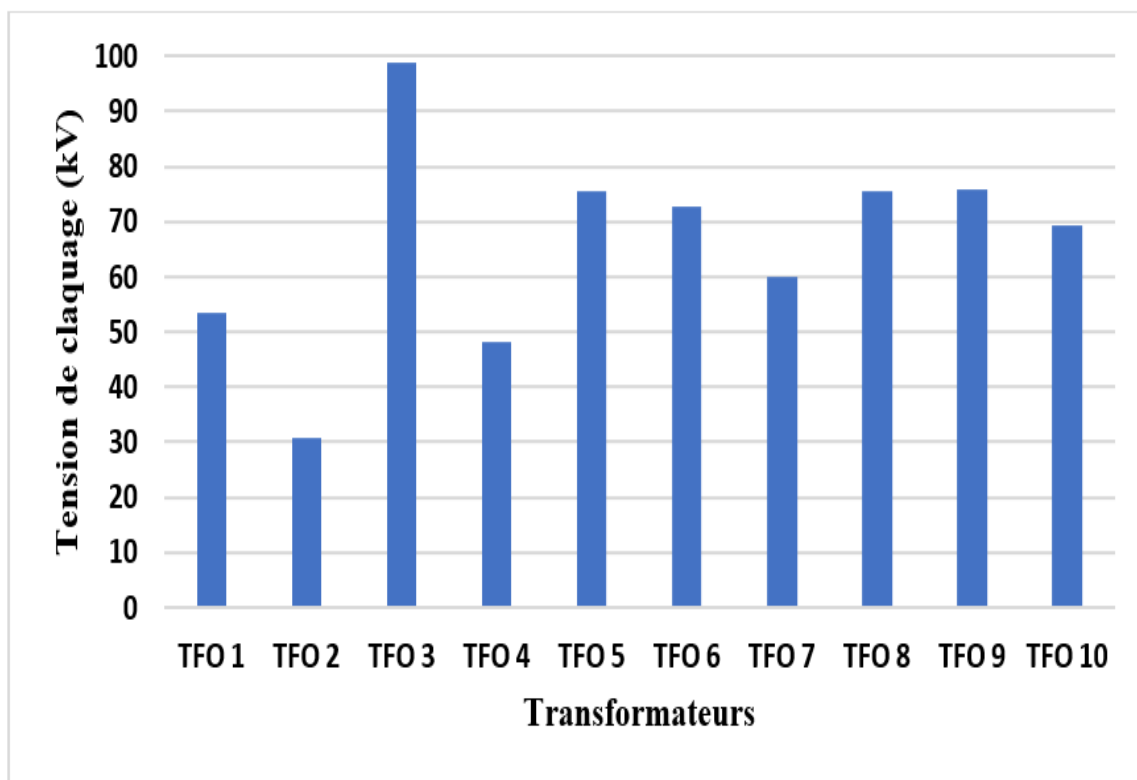


**Figure 3 :** *Facteur de dissipation dans les transformateurs.*

On observe que seul le transformateur TFO2 présente une forte valeur de facteur de dissipation qui est de 0,701. Les autres transformateurs ont des facteurs de dissipation normales. Des actions correctives qui consistent à des traitements de filtrage, de déshydratation et de dégazage de l'huile ont une action bénéfique sur le facteur de dissipation.

### 3-5. Tension de claquage

La rigidité diélectrique d'une huile de transformateur est une mesure de sa capacité à résister aux contraintes électriques sans défaillance. Étant donné que les huiles de transformateur sont conçues pour fournir une isolation électrique sous des potentiels électriques élevés, toute réduction significative de la rigidité diélectrique indiquera que l'huile n'est plus en mesure de remplir cette fonction vitale. Les facteurs pouvant entraîner une réduction de la rigidité diélectrique, peuvent être les contaminants tels que l'eau, les sédiments, les particules conductrices, les sous-produits de dégradation de l'huile et la dégradation du papier cellulosique. La méthode de test pour déterminer la rigidité diélectrique est relativement simple et consiste à appliquer une tension alternative à une vitesse croissante et contrôlée à deux électrodes immergées dans l'huile du transformateur. L'écart est une distance spécifiée et, lorsque les arcs de courant le traversent, la tension enregistrée qui est la tension de claquage est utilisée pour déterminer la rigidité diélectrique. La mesure est effectuée selon la norme IEC 60156 :2018 [16]. Les limites admissibles pour la tenue diélectrique utilisés dans les transformateurs en service sont définies par celle-ci. La **Figure 4** présente la tension de claquage pour chacun des transformateurs.



**Figure 4 :** *Tension de claquage dans les transformateurs.*

On observe une dégradation des propriétés diélectriques des TFO2, TFO4 et TFO7 dans une proportion supérieure aux valeurs prescrites par la norme. Cette dégradation se traduit par l'abaissement de la tenue diélectrique qui est dû à une pollution du diélectrique par l'humidité dissoute et/ou par des poussières en suspension. Ce résultat confirme les fortes teneurs en eau trouvées plus haut dans ces transformateurs (*Figure 1*). Les autres transformateurs présentent des propriétés diélectriques satisfaisantes.

### 3-6. Polychlorobiphényles (PCB)

Les PCB forment un groupe de produits chimiques synthétiques analogues à des huiles de la famille des organochlorés. Jusqu'à ce que leur nature toxique soit reconnue et leur utilisation interdite au début des années 1980, ils étaient largement utilisés comme isolants dans les équipements électriques, en particulier les transformateurs. Trois types de PCB sont étaient utilisés dans les transformateurs électriques : Aroclor 1242, 1254 et 1260, connus sous diverses marques, notamment Askarel, Chlorectol, Elemex, Inerteen et Pylalène. À des températures voisines de 500 °C, des composés extrêmement toxiques - dibenzofuranes polychlorés (PCDF) et dibenzodioxines polychlorées (PCDD) se forment. De petites quantités de ces composés ont été découvertes lors d'accidents où des transformateurs et des condensateurs ont été exposés au feu ou ont explosé. Même si les quantités étaient extrêmement faibles et n'avaient causé aucun dommage corporel, des travaux de décontamination très volumineux et coûteux ont été effectués. En raison de la forte toxicité et de l'impact écologique des PCB, il est maintenant légiféré de connaître la teneur en PCB des huiles dans les transformateurs [17]. Les normes IEC 61619 :1997 [18], NBN EN 12766-3 : 2004 [19] et EN 12766-1 : 2000 [20] permettent la limite de détermination des PCB Totales inférieure à 10 mg/kg. Le *Tableau 2* présente la quantité de PCB totales dans chacun des transformateurs.

**Tableau 2 : PCB totales dans les transformateurs**

	TFO 1	TFO 2	TFO 3	TFO 4	TFO 5	TFO 6	TFO 7	TFO 8	TFO 9	TFO 10
PCB totales (mg/kg)	674	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	< 10	22	< 10	< 10

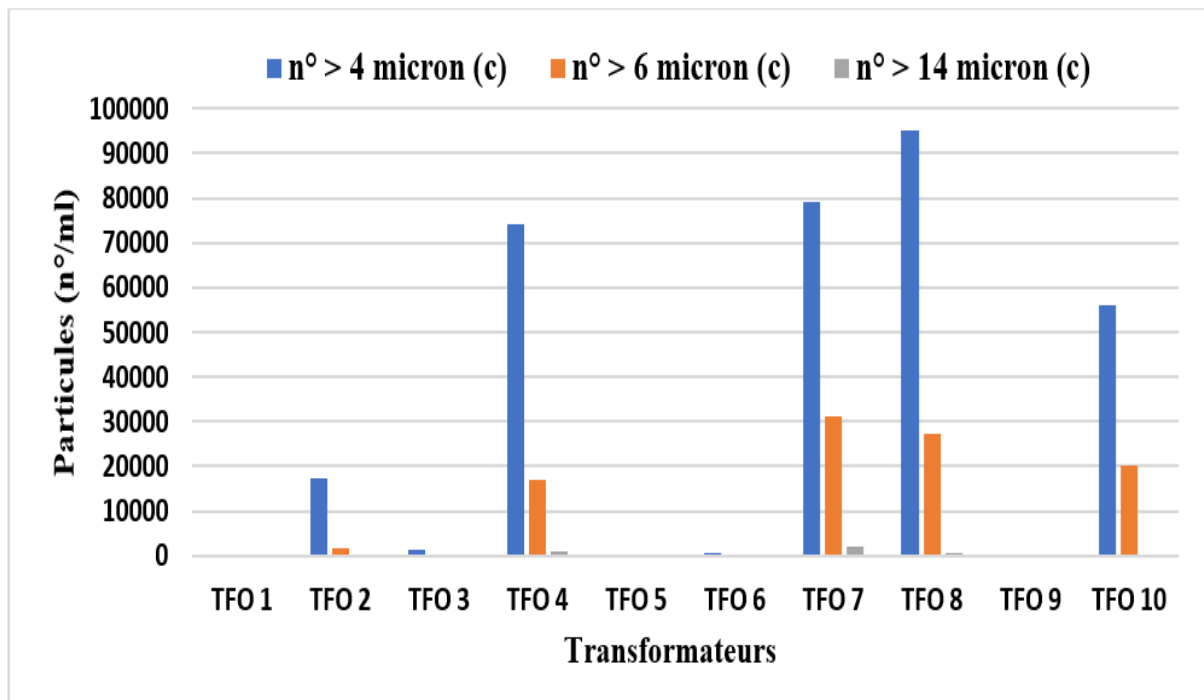
Le terme PCB Totale traduit l'association des substances de Polychlorobiphényles (PCB), de Polychloroterphényles (PCT - Aroclor 5442 + Aroclor 5460) et de Polychlorobenzyltoluènes (PCBT - Ugilec 141). En analysant le **Tableau 2**, on constate que les transformateurs TFO1 et TFO8 ont leur fluide isolant pollué par les PCB. La pollution du TFO1 est beaucoup plus prononcée. Une action corrective de ces deux transformateurs consiste à envisager une intervention de décontamination des PCB par déshalogénéation de l'huile isolante et des appareils.

### 3-7. Contamination par particule

Le comptage des particules permet de déterminer la classe de pollution particulaire de l'huile pouvant expliquer une dégradation des composants internes (papiers, métaux, etc.) et une perte des qualités isolantes (influences extérieures telle que migration des poussières). Les résultats sont exprimés selon la norme ISO 4406 [21] dont la classe de pollution est définie par trois nombres :

- le premier indique le nombre de particules  $> 4 \mu\text{m}$  ;
- le second indique le nombre de particules  $> 6 \mu\text{m}$  ;
- le troisième indique le nombre de particules  $> 14 \mu\text{m}$ .

Si le nombre de particules est élevé, une action sur la filtration sera préconisée. La mesure est effectuée selon la norme IEC 60970 : 2007 [22]. Elle permet de déterminer les valeurs limites pour le comptage des particules. La **Figure 5** montre les différentes quantités de particules dans chacun des transformateurs.

**Figure 5 : Particules dans les transformateurs**



Le transformateur TFO2 présente des symptômes de contamination par particules. Les indicateurs sont la teneur en eau dans l'huile (**Figure 1**), le nombre de particules ( $n^{\circ} > 6$  micron(c) et  $n^{\circ} > 14$  micron (c)). Les transformateurs TFO4, TFO7, TFO8, TFO10 indiquent une forte présence des symptômes de contamination par particules. Les indicateurs sont le nombre de particules ( $n^{\circ} > 6$  micron(c) et  $n^{\circ} > 14$  micron (c)). Tous les autres transformateurs ne présentent pas de symptômes de contamination par particules.

### 3-8. Analyse des gaz dissous (DGA)

Les gaz dissous dans les huiles de transformateurs sont des gaz inhérents et autres gaz se formant en raison de la rupture du papier de l'huile sous efforts ou en cours de dégradation, ou de problèmes mécaniques. La mesure des teneurs en gaz dissous est obtenue par une analyse chromatographique en phase gazeuse. Certains gaz sont présents naturellement dans l'huile du transformateur, du fait de la respiration du transformateur par le conservateur ( $O_2$ ,  $N_2$ ) ou du vieillissement progressif de l'isolation papier ( $CO_2$ , CO). D'autres gaz sont produits sous l'effet de défauts internes (thermiques et/ou électriques) qui affectent les parties actives du transformateur et dégradent l'huile thermiquement. Il s'agit de l'ensemble des hydrocarbures  $C_xH_y$  et de l'hydrogène  $H_2$ . Grâce à des tests DGA réguliers, les problèmes peuvent être détectés telles que la surchauffe, la surcharge, les décharges partielles, l'effet de couronne, la formation d'arcs électriques, la rupture de l'isolation, des branchements ballants, la formation d'étincelles. La norme IEC 60567 : 2011 [23] définit les concentrations limites acceptables de chacun des gaz. Les résultats sont exprimés en parties par milliard (ppm ou  $\mu L/L$ ). Le **Tableau 4** présente les concentrations des différents gaz dissous obtenues par extraction par sorption dans l'espace de tête.

**Tableau 3 : Gaz total dissous dans les transformateurs**

	TFO 1	TFO 2	TFO 3	TFO 4	TFO 5	TFO 6	TFO 7	TFO 8	TFO 9	TFO 10
Oxygène ( $O_2$ )	26274	< 500	< 500	7964	< 500	20,199	< 500	28829	11967	14371
Azote ( $N_2$ )	75607	81644	69534	68493	72838	70,91	63927	62191	49949	71663
Dioxyde de carbone ( $CO_2$ )	2727	23968	15447	6657	7,73	7,933	7135	876	2354	3890
Monoxyde de carbone (CO)	174	1030,3	497,4	435,6	394	341,9	684,5	18,8	505	420,9
Hydrogène ( $H_2$ )	9,3	48,7	53,7	22,8	111,3	20,7	81,3	<1	33,7	18,4
Méthane ( $CH_4$ )	1,2	63,2	259,8	194,4	209,5	4,3	133,2	1,9	18,9	1,1
Ethane ( $C_2H_6$ )	0,7	19,7	1.062,5	640,8	748,1	9,5	192,2	5,9	3,7	0,9
Ethylène ( $C_2H_4$ )	22,6	141,4	36,4	27,4	140,9	13,1	15,1	18,8	22,6	2,2
Acétylène ( $C_2H_2$ )	0,5	171,9	< 0,1	< 0,1	1,6	0,2	< 0,1	24,7	< 0,1	< 0,1
Propane ( $C_3H_8$ )	0,7	11,8	918,8	702,5	721,7	8,1	210,1	11,3	1,3	1,4
Propylène ( $C_3H_6$ )	3,2	78,9	68,3	66,2	44,3	6	43,8	22,6	9	19,3
Propadiène ( $CH_2CCH_2$ )	< 0,2	11,1	< 0,2	< 0,2	1,8	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2
Méthylacétylène ( $CHCCH_3$ )	< 0,2	17,5	< 0,2	< 0,2	0,9	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2	< 0,2
Gaz Dissous total en (% v/v)	10,48	10,71	8,69	8,44	8,22	9,94	7,22	9,20	6,49	9,04
TDCG (Gaz Combustibles)	208	1475	1910	1321	1650	390	1106	70	584	444

L'analyse des gaz se fera sur la base de la thermo-oxydation, du surchauffement, des décharges partielles et des arcs électriques. Concernant la thermo-oxydation, il n'existe pas d'évidence de défauts thermiques

(type T1-T2) pour les transformateurs TF01, TF02, TF06, TF08, TF09. Pour les transformateurs TF03, TF04, TF05, TF07, on a une condition d'alarme qui se traduit par une oxydation avancée du fluide, une pyrolyse des hydrocarbures en cours et une formation significative de gaz légers (défaut de type T1-T2). On observe également une possible dégradation des isolants solides. Les indicateurs de cette oxydation et de cette dégradation sont le méthane ( $\text{CH}_4$ ), l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) et le TDCG (gaz combustibles). Particulièrement pour les TF05 et TF07, en plus des indicateurs prédéfinis s'ajoutent respectivement pour chacun d'eux l'hydrogène ( $\text{H}_2$ ) et le monoxyde de carbone ( $\text{CO}$ ). Le **Tableau 3** montre le gaz total dissous. Pour le surchauffement, on a une condition d'alerte pour les transformateurs TF03, TF04, TF05, TF07 défini par la présence de gaz dissous générés par une surchauffe de l'huile isolante et de l'appareil. Un défaut thermique à haute température (point chaud-type T3) y est aussi présent. Les indicateurs concernent également le méthane ( $\text{CH}_4$ ), l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) et le TDCG (gaz combustibles). D'autres indicateurs tels que l'hydrogène ( $\text{H}_2$ ) et l'éthylène ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) viennent s'ajouter pour le TF05 et l'hydrogène ( $\text{H}_2$ ) uniquement pour le TF07. Il n'existe aucun symptôme de défauts thermiques à haute température pour les transformateurs TF01, TF02, TF06, TF08, TF09. On constate une absence de décharges partielles pour tous les transformateurs. Une présence de gaz dissous produits par défauts de forte énergie (décharges ou arcs électriques, une élévation de la température supérieure à  $500^\circ\text{C}$ -type D2) traduit une condition d'alerte dans les transformateurs TF02 et TF08. L'indicateur est l'acétylène ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ). Ces arcs électriques ont pour origine une possible communication entre la cuve principale et la cuve du changeur de prise.

### 3-9. Degré de polymérisation ou furanes

L'isolation solide (produits à base de cellulose) dans les transformateurs se dégrade avec le temps à des vitesses qui dépendent de la température, de la teneur en humidité, de l'oxygène et des acides dans le système d'isolation. La chaleur et l'humidité sont les principaux ennemis de l'isolant en papier solide, l'oxydation en étant le principal responsable. En cas de dégradation, les chaînes moléculaires de la cellulose (polymères) se raccourcissent. Des produits chimiques tels que les dérivés furaniques sont produits et se dissolvent dans l'huile du transformateur. Parmi les composés furaniques, le 2-furaldéhyde est le plus abondant. Sa concentration dans l'huile est liée au degré de polymérisation (DP) et par conséquent à la résistance physique de l'isolant solide. Puisque la durée de vie du transformateur dépend en réalité de la cellulose et que la dégradation de la cellulose est irréversible, les produits de désintégration doivent être éliminés avant qu'ils ne puissent endommager davantage la cellulose. Avec un entretien approprié, la cellulose peut avoir une durée de vie indéfinie. Pour tester les furanes, un échantillon de l'huile est obtenu et certaines techniques chimiques sont utilisées pour extraire les furanes de l'huile. L'extrait est ensuite analysé à l'aide d'un processus appelé chromatographie liquide à haute performance (HPLC). Les résultats sont généralement exprimés en parties par milliard (ppm ou mg/kg). La norme IEC 61198 :1993 [24] a été utilisée pour la détermination de 2-furfural et ses dérivés. Le **Tableau 4** indique les concentrations des composés furaniques dans les transformateurs.

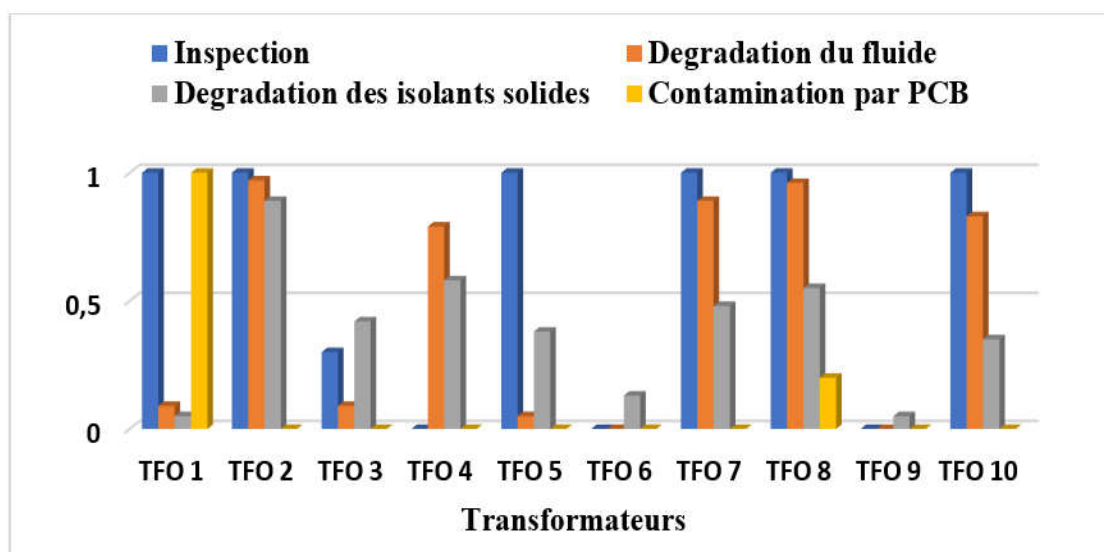
**Tableau 4 : Concentrations des composés furaniques dans les transformateurs**

	TFO 1	TFO 2	TFO 3	TFO 4	TFO 5	TFO 6	TFO 7	TFO 8	TFO 9	TFO 10
2-furfuraldéhyde	< 0,05	4,62	0,19	0,96	0,24	< 0,05	0,5	0,64	< 0,05	0,8
5 - hydroxy méthylfurfural	< 0,05	0,29	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05
5-méthyl 2-furfuraldéhyde	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05
2 - Alcool furfurylique	< 0,05	0,36	< 0,05	0,13	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05
2-acétylfurane	< 0,05	0,07	< 0,05	0,06	< 0,05	< 0,05	0,08	0,06	< 0,05	0,06
Total des composés furaniques mg/kg)	0	5,33	0,19	1,16	0,24	0	0,58	0,7	0	0,85

L'analyse du **Tableau 4** révèle que, seul le transformateur TFO2 présente une condition alarme sur la dégradation thermique des isolants. Elle met en évidence la dégradation avancée des isolants celluloses, un risque de rupture diélectrique et une perte de l'isolement (fragilité de l'isolement). Les indicateurs sont la teneur en eau dans l'huile (**Figure 1**), le 2-furfuraldéhyde, le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et le monoxyde de carbone (CO) (**Tableau 3**). L'on note une condition d'alerte dans les transformateurs TFO3 et TFO4 qui se traduit par la présence de produits de décomposition de la cellulose. L'indicateur est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) pour le TFO3 et le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) plus la teneur en eau pour le TFO4. Les papiers dans ces trois transformateurs montrent des symptômes évidents de dégradation, un monitoring des paramètres corrélés (gaz dissous, teneur en eau, furanes) est fortement recommandé. Sur la base des mesures effectuées, aucun phénomène de dégradation signification des isolants solides n'est observé pour les autres transformateurs.

### 3-10. Diagnostic final

L'état des transformateurs s'est fait sur la base des quatre critères que sont l'inspection, la dégradation du fluide, la dégradation des isolants solides et la contamination par PCB. Pour une meilleure comparaison de l'état des transformateurs, nous avons regroupé sur un même graphe, ces critères de chacun des appareils (**Figure 6**).



**Figure 6 : Diagnostic final des transformateurs**

L'observation de la **Figure 6** montre que les transformateurs TF06 et TF09 présentent des conditions de service normales. Ils sont donc déclarés sains. Bien étant contaminé par les PCB, le transformateur TF01 présente des conditions de service normale. Il est également sain. Les transformateurs TF02, TF04, TF07, TF08 et TF010 présentent des conditions d'alarme, cependant les transformateurs TF03, TF05 sont dans des conditions d'alerte.

#### 4. Conclusion

L'évaluation de l'état de dix transformateurs du réseau électrique de Côte d'Ivoire a été entreprise en étudiant les paramètres électriques et physico-chimiques des huiles isolantes. Cette étude fournit des informations sur la qualité de l'isolation et la détection des signes avant-coureurs de défaillances. Les résultats révèlent que seulement trois de ces transformateurs sont en état de fonctionnement normal. Les sept autres présentent des anomalies et sont dans des conditions d'alarme et d'alerte. Des recommandations ont été faites pour corriger certains des paramètres défectueux comme par exemple une intervention de décontamination des PCB par déshalogénéation de l'huile isolante et des appareils pour les transformateurs contaminés par les PCB. Un contrôle de façon précise de l'état du complexe huile et papier des transformateurs, peut permettre de détecter à temps les défauts naissants afin d'éviter les pannes potentielles. Une approche efficace pour l'entretien peut être adoptée et les intervalles optima déterminés pour leur remplacement.

#### Références

- [1] - FOFANA and J. SABAU, Application of Petroleum-based oil in Power Transformer, In *Natural Gas Research Progress*, Editors : Nathan David and Theo Michel, © Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60456-700-7, (2008) 23 p.
- [2] - I. FOFANA and Y. HADJADJ, Editors, Power Transformers Diagnostic, Monitoring & Design Features. *Energies*, 11, 3248 (2018)
- [3] - A. S. AHMED, Editor, Power Transformer Condition Monitoring and Diagnosis. United Kingdom : IET, The Institution of Engineering and Technology, (2018)
- [4] - I. FOFANA, U. M. RAO, Editors, Engineering Dielectric Liquid Applications, *Energies*, 11, 2756 (2018)
- [5] - R. FOURNIE, Les isolants en électrotechnique : Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles, Collection de la Direction des Études et Recherches d'Électricité de France, Eyrolles, Paris, (1990)
- [6] - J. S. N'CHO, I. FOFANA, Y. HADJADJ and A. BEROUAL, Review of Physicochemical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. *Energies*, 9 (5) (2016) 1 - 29
- [7] - B. HOCHARD, Le transformateur de puissance, Technique et Documentation Lavoisier, (1988) 303 p.
- [8] - L. LOISELLE, I. FOFANA, J. SABAU, S. MAGDALENO-ADAME and J. C. OLIVARES-GALVAN, Comparative Studies of the Stability of Various Fluids under Electrical Discharge and Thermal Stresses, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 22 (6) (2015) 2491 - 2499
- [9] - N. LELEKAKIS, W. GUO, D. MARTIN and J. WIJAYA, A Field Study of Aging in Paper-Oil Insulation Systems, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 28 (1) (2012) 12 - 19
- [10] - Working Group 09 of CIGRE Study Committee 12. Lifetime Evaluation of Transformers. *Electra*, 150 (1993) 38 - 52

- [11] - L. LEWAND, *Understanding Water in Transformer Systems*, International Electrical Testing Association, (2002)
- [12] - S. EKE, *Stratégie d'évaluation de l'état des transformateurs : esquisse de solutions pour la gestion intégrée des transformateurs vieillissants*. Thèse de Doctorat en Génie Electrique de l'École Centrale de Lyon (France), (2018) 211 p.
- [13] - IEC 60814, *Isolants liquides. Cartons et papiers imprégnés d'huile. Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fischer automatique*, (1997) 43 p.
- [14] - IEC 62021-1, *Liquides isolants - Détermination de l'acidité - Partie 1 : titrage potentiométrique automatique*, (2004) 25 p.
- [15] - IEC 60247, *Liquides isolants - Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique (tan) et de la résistivité en courant continu*, (2004) 53 p.
- [16] - IEC 60156, *Isolants liquides - Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle - Méthode d'essai*, (2018) 37 p.
- [17] - Directive CEE 96/59/EC - Art. 2 : Directive 96/59/CE du Conseil du 16 septembre 1996 concernant l'élimination des polychlorobiphényles et des polychloroterphényles (PCB et PCT)
- [18] - IEC 61619, *Isolants liquides. Contamination par les polychlorobiphényles (PCB). Méthode de détermination par chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire*, (1997) 62 p.
- [19] - NBN EN 12766-3, *Produits pétroliers et huiles usagées - Détermination des PCB et produits connexes - Partie 3 : Détermination et quantification des polychloroterphényles (PCT) et des polychlorobenzyltoluènes (PCBT) par chromatographie en phase gazeuse (CPG) avec utilisation d'un détecteur à capture d'électrons (DCE)*, (2004)
- [20] - EN 12766-1, *Produits pétroliers et huiles usagées - Détermination des PCBs et produits connexes - Partie 1 : Séparation et dosage d'une sélection de congénères de PCB par chromatographie en phase gazeuse (CG) avec utilisation d'un détecteur à capture d'électrons (ECD)*, (2000)
- [21] - ISO 4406, *Transmissions hydrauliques - Fluides - Méthode de codification du niveau de pollution particulaire solide*, (2017)
- [22] - IEC 60970, *Isolants liquides - Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules*, (2007) 37 p.
- [23] - IEC 60567, *Matériels électriques immergés - Échantillonnage de gaz et analyse des gaz libres et dissous - Lignes directrices*, (2011) 119 p.
- [24] - IEC 61198, *Huiles minérales isolantes. Méthodes pour la détermination du 2-furfural et ses dérivés*, (1993) 28 p.