

## CALCUL DES DURÉES DE VIE CONSOMMÉES ET RESTANTES DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE DANS LES PAYS A CLIMAT TROPICAL SEC

Maaya I. BEY<sup>1\*</sup>, Cristina STANCU<sup>2</sup>, Petru V. NOTINGHER<sup>3</sup>

*La défaillance des transformateurs de puissance provoquent des interruptions dans l'alimentation en énergie électrique livrée aux consommateurs et d'importantes pertes économiques. En même temps leurs défaillance a pour conséquence des incendies et une importante pollution de l'environnement (air, eau, sol). Dans ce travail, une méthode est proposée et des résultats d'un calcul numérique des durées de vie consommées et restantes sont présentés, pour dix transformateurs identiques situés dans différentes zones (avec des sollicitations environnementales variées), d'un pays au climat désertique (la Mauritanie). Les résultats obtenus montrent que les valeurs des durées de vie sont fortement influencées par les conditions environnementales des zones respectives (température ambiante, radiation solaire, poussière, etc.) et que les durées de vie consommées augmentent avec l'intensification des sollicitations environnementales, conduisant à une mise hors service prématurée des transformateurs.*

*The failure of power transformers causes interruptions in the supply of electrical energy delivered to consumers and significant economic losses. At the same time, their failure results in fires and substantial environmental pollution (air, water, soil). In this work, a method is proposed, and results from a numerical calculation of consumed and remaining lifetimes are presented for ten identical transformers located in different areas (with varying environmental stresses) in a country with a desert climate (Mauritania). The results obtained show that the values of the lifetimes are strongly influenced by the environmental conditions of the respective areas (ambient temperature, solar radiation, dust, etc.) and that the consumed lifetimes increase with the intensification of environmental stresses, leading to premature decommissioning of the transformers.*

**Mots-clés :** climat chaud et sec, radiation solaire, transformateurs de puissance, température de hot-spot, durées de vie

---

\* Corresponding author

<sup>1</sup> PhD student, Faculty of Electrical Engineering, National University of Science and Technology POLITEHNICA, Bucharest, Romania, e-mail: isseydou@yahoo.fr

<sup>2</sup> Associate Professor, Faculty of Electrical Engineering, National University of Science and Technology POLITEHNICA, Bucharest, Romania, e-mail: stcris2003@yahoo.co.uk

<sup>3</sup> Professor, Faculty of Electrical Engineering, National University of Science and Technology POLITEHNICA, Bucharest, Romania, e-mail: petrunit@elmat.pub.ro

## 1. Introduction

De nombreuses zones en Afrique (Sahara, Kalahari), en Australie (Victoria, Gibson), en Amérique du Nord (Arizona, Plateau mexicain) et en Amérique du Sud (Atacama) présentent un climat tropical sec (désertique). Ce climat se caractérise par de fortes amplitudes thermiques diurnes (30 °C dans l'air et 70 °C au sol), des précipitations très faibles (20-200 mm/an), des sécheresses prolongées, de la poussière dans l'atmosphère et des vents (alizés). D'autre part, de grandes différences de température apparaissent : en hiver, la température peut chuter jusqu'à -10 °C la nuit, tandis qu'en été, elle peut atteindre 50 °C pendant la journée [1], [2]. Ces phénomènes affectent très fortement les équipements électriques installés dans les pays de ces régions (Namibie, Botswana, Afrique du Sud, Algérie, Tunisie, Maroc, Mauritanie, Australie, États-Unis, etc.), en particulier les transformateurs électriques de puissance.

Les transformateurs de puissance représentent jusqu'à 60 % du coût des investissements dans une station électrique et sont des équipements relativement fiables [3]. Leur durée de vie moyenne est de 20 à 35 ans, mais avec une bonne maintenance préventive, leur durée de vie peut atteindre 60 ans [4]. D'autre part, la mise hors service non planifiée (accidentelle) des transformateurs de puissance peut entraîner des pertes économiques importantes, et leur défaillance - avec des incendies et/ou des explosions des cuves - conduit à une pollution importante de l'environnement (air, eau, sol) [5]. Les systèmes d'isolation des transformateurs de puissance - généralement en papier-huile - représentent l'élément le plus fréquemment dégradable, leur dégradation dépendant des caractéristiques intrinsèques du papier et de l'huile, ainsi que de la durée de fonctionnement et de l'intensité des sollicitations électriques, mécaniques, de l'environnement ambiant et en particulier thermiques auxquelles ils sont soumis. Ainsi, sous l'action de la chaleur, la cellulose subit un processus continu de dépolymérisation (l'indice de polymérisation peut se réduire en dessous de 200) [6], le papier devient fragile et n'est plus capable de résister aux vibrations et aux forces de court-circuit auxquelles les transformateurs sont soumis [7]. Cette situation caractérise la fin de vie de l'isolation solide et définit la durée de vie d'un transformateur [8].

Étant donné que la répartition de la température dans les isolations des enroulements est non-uniforme, pour évaluer la sollicitation thermique de l'isolation, on utilise la température du point chaud ( $\theta_h$ ), qui est la valeur maximale de celle-ci et qui se trouve dans la partie supérieure des enroulements.

Les valeurs de la température de l'huile ( $\theta_o$ ) et de la température du point chaud sont calculées sur la base des équations différentielles recommandées par le guide IEEE C57.91-2011 [9]. Sur cette base, on détermine les valeurs des durées de vie des systèmes d'isolation, à savoir les durées estimées, consommées et restantes. Pour le calcul de la durée de vie estimée  $L_e$ , on utilise généralement le modèle Dakin

[10], et pour le calcul des durées de vie consommées  $L_c$  et restantes  $L_r$ , sont utilisées les relations présentées dans [11] et [12].

Dans les travaux précédents, les calculs des durées de vie estimées, consommées et restantes ont été présentés dans différentes hypothèses. Ainsi, dans [13], des valeurs constantes ont été considérées pour le facteur de charge et la température de fonctionnement, tandis que dans [11], la température a été prise en compte comme variable. Dans [10], les températures ambiantes ont été considérées variables, tandis que dans [14], le facteur de charge a été supposé variable et introduit dans les relations de calcul de la température du point chaud et celles du terme relatif à la radiation solaire. Dans [8], est analysée l'influence de la température ambiante, du facteur de charge et de la radiation solaire, ainsi que des méthodes de calcul de la température du point chaud (fonctions exponentielles, équations différentielles, analytiques) sur les durées de vie des isolations. Dans cette étude, un calcul numérique des durées de vie consommées et restantes est présenté pour 10 transformateurs identiques situés dans différentes zones (soumises à des sollicitations environnementales différentes) d'un pays à climat désertique (la Mauritanie). Les résultats obtenus montrent que les valeurs des durées de vie sont fortement influencées par les conditions environnementales des zones respectives (température ambiante, radiation solaire, poussière etc.), la durée de vie consommée d'un transformateur en service à Nouakchott étant inférieure de 10 % à celle d'un transformateur en fonctionnant à Zouerat.

## 2. Température du point chaud (hot spot)

Deux méthodes de calcul de la température de l'huile ( $\theta_o(t)$ ) et du point chaud ( $\theta_h(t)$ ) sont recommandées par la norme IEC 60076-7 [12], à savoir la méthode des fonctions exponentielles et la méthode des équations différentielles.

La méthode des équations différentielles (présentée dans [8]) utilise les équations différentielles de transfert thermique pour le facteur de charge  $K(t)$  et la température ambiante  $\theta_a(t)$  variables dans le temps. Les solutions de ces équations sont généralement obtenues de manière numérique, par exemple en utilisant la méthode des différences finies. L'utilisation de la méthode des différences finies implique de diviser l'intervalle de temps  $[t_1, t_2]$  dans lequel  $\theta_o(t)$  et  $\theta_h(t)$  sont calculées en  $N$  sous-intervalles de taille  $\Delta t = (t_2 - t_1)/N$  plus petite que la moitié de la constante de temps de l'huile  $\tau_o$ , où le facteur de charge  $K$  et la température ambiante  $\theta_a$  sont considérés comme constants. La variation infinitésimale de la température de l'huile dans un intervalle  $k$  ( $k = 1, 2, 3 \dots N$ ) défini par les valeurs  $t_{k-1}$  et  $t_k$  de  $t$ , notée  $D\theta_o(k)$ , est calculée par la relation :

$$D\theta_o(k) = \frac{\Delta t}{k_{11}\tau_o} \left[ \left( \frac{1 + K^2(t_{k-1}) \cdot R}{1 + R} + \frac{P_S(t)}{(P_{LL} + P_{NL})} \right)^x \cdot \Delta\theta_{or} - (\theta_o(t_{k-1}) - \theta_a(t_k)) \right] \quad (1)$$

où  $\Delta\theta_{or}$  est l'augmentation de température de l'huile dans les couches supérieures en regime stabilisé en cas de pertes nominales,  $R$  - le rapport entre les pertes en charge  $P_{LL}$  et celles à vide  $P_{NL}$ ,  $P_S(t_k)$  - la puissance solaire au moment  $t_k$ ,  $K(t_k)$  - le facteur de charge au moment  $t_k$ ,  $x$  - l'exposant correspondant à l'huile,  $k_{II}$  - la constante du modèle thermique du transformateur et  $\tau_o$  - la constante de temps de l'huile [8].

La température de l'huile au moment  $t_k$  ( $\theta_o(t_k)$ ) est :

$$\theta_o(t_k) = \theta_o(t_{k-1}) + D\theta_o(t_k) \quad (2)$$

où  $K(t_{k-1})$  représente la valeur du facteur de charge au moment  $t_{k-1}$  [8].

La surchauffe du point chaud par rapport à l'huile dans l'intervalle  $k$  ( $\Delta\theta_h(t_k)$ ) est déterminée par la relation:

$$\Delta\theta_h(t_k) = \Delta\theta_{h1}(t_k) - \Delta\theta_{h2}(t_k) \quad (3)$$

Où

$$\Delta\theta_{h1}(t_k) = \Delta\theta_{h1}(t_{k-1}) + D\Delta\theta_{h1}(t_k) \quad (4)$$

$$\Delta\theta_{h2}(t_k) = \Delta\theta_{h2}(t_{k-1}) + D\Delta\theta_{h2}(t_k) \quad (5)$$

$$D\Delta\theta_{h1}(t_k) = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} [k_{21} \cdot K^y(k-1) \cdot \Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h1}(t_{k-1})] \quad (6)$$

$$D\Delta\theta_{h2}(t_k) = \frac{Dt \cdot k_{22}}{\tau_w} [(k_{21} - 1) \cdot K^y(k-1) \cdot \Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h2}(t_{k-1})] \quad (7)$$

où  $D\Delta\theta_{h1}(t_k)$  et  $D\Delta\theta_{h2}(t_k)$  représentent les variations infinitésimales des grandeurs  $\Delta\theta_{h1}(t)$  si  $\Delta\theta_{h2}(t)$  dans l'intervalle  $[t_{k-1}, t_k]$ ,  $k_{21}$  si  $k_{21}$  - constantes du modèle thermique du transformateur,  $y$  - l'exposant correspondant à l'enroulement [8].

La température du point chaud au moment  $t_k$  ( $\theta_h(t_k)$ ) est:

$$\theta_h(t_k) = \theta_o(t_k) + \Delta\theta_h(t_k) \quad (8)$$

### 3. Puissance solaire

La puissance solaire  $P_S(t)$  est calculée avec la relation :

$$P_S(t) = cA_{tr}I(t), \quad (9)$$

où  $c$  est le facteur d'absorption de rayonnement solaire,  $A_{tr}$  - La surface de la zone collectrice du rayonnement solaire correspondante au transformateur et  $I(t)$  ( $\geq 0$ ) est l'intensité du rayonnement solaire au moment  $t$  [14-15].

L'intensité du rayonnement solaire au moment  $I(t)$  se calcule utilisant l'équation :

$$I(t) = 951.39 (\sin \alpha(t))^{1.15} \quad (10)$$

où  $\alpha(t)$  ( $\geq 0$ ) est l'angle de rayonnement du soleil, il se calcule avec la relation :

$$\alpha(t) = \left\{ \sin \left[ \sin \delta(t) \sin L + \cos \delta(t) \cos L \cos \beta \right] \right\}^{-1} \quad (11)$$

où  $\delta(t)$  est l'angle de déclinaison du soleil,  $L$  - est la latitude correspondante à la zone considérée et  $\beta$  - est l'angle horaire du soleil [16].

L'angle de déclinaison  $\delta$  se calcule avec la relation [17] :

$$\delta(y) = 0.3948 - 23.25559 \cos(y + 9.1^\circ) - 0.3915 \cos(2y + 5.4^\circ) - 0.1764 \cos(3y + 105.2^\circ), \quad (12)$$

où  $y = 360n/365$  représente l'angle du jour, et  $n$  - est le numéro du jour dans l'année.

L'angle horaire du soleil  $\beta$  (mesuré en grades) se calcule avec la relation :

$$\beta = (12 - t_s).15 (^\circ), \quad (13)$$

$t_s = (t_a + t_e)/60$  représentant l'heure solaire (heures),  $t_a = t - t_z + 4\lambda$  - l'heure locale apparente (min),  $t$  - heure locale (min),  $t_z$  - le fuseau horaire (min),  $\lambda$  - la longitude de la zone respective ( $^\circ$ ) et  $t_e$  - la différence annuelle entre le temps indiqué par une horloge solaire et une horloge ordinaire (mesurée en minutes), calculée avec la relation [11] :

$$t_e(y) = 0.0066 - 7.3525 \cos(y + 85.9^\circ) + 9.9359 \cos(2y + 108.9^\circ) + 0.3387 \cos(3y + 105.8^\circ). \quad (14)$$

#### 4. Durées de vie

La durée de vie estimée de l'isolation d'un transformateur fonctionnant à température constante ( $L_e$ ), selon le modèle de vieillissement de Dakin [13], se calcule avec la relation:

$$\ln L_e = a + b/(\theta_h + 273.15), \quad (15)$$

où  $L_e$  représente la durée de vie de l'isolation,  $a$  - un paramètre de matériau,  $b = E_a/k$ ,  $E_a$  - l'énergie d'activation thermique,  $k$  - constante de Boltzmann et  $\theta_{hs}$  - la température du point chaud.

La durée de vie consommée de l'isolation du transformateur dans l'intervalle  $\Delta t = t_2 - t_1$  ( $L_c$ ) se détermine avec la relation [12]:

$$L_c = \int_{t_1}^{t_2} V dt = \sum_{k=1}^N V_k \Delta t_k \quad (16)$$

où  $\Delta t_k$  représente le  $k$ -ième sous-intervalle de temps, résultant de la division de l'intervalle  $t_2 - t_1$  en  $N$  sous-intervalle (où  $\theta_h(t)$  est considéré constant et égal à  $\theta_h(t_{k-1})$ ),  $V_k$  - est la vitesse de vieillissement relative de l'isolation réalisée à partir de papier traité thermiquement dans le sous-intervalle  $k$ :

$$V_k = e^{\left( \frac{15000}{110+273.15} - \frac{15000}{\theta_h(t_{k-1})+273.15} \right)}, \quad (17)$$

110 °C représentant la valeur de la température du point chaud pendant la durée de vie projetée de l'isolation.

La durée de vie restante de l'isolation après le fonctionnement du transformateur dans l'intervalle de temps  $\Delta t$  représente la différence entre la durée de vie estimée  $L_e$  et celle consommée  $L_c$ :

$$L_r = L_e - L_c.$$

## 5. Résultats

Ont été calculées, les températures de point chaud et les durées de vie estimées, consommées et restantes pour 10 transformateurs de puissance supposés identiques (T1, T2... T10) fonctionnant à l'extérieur, dans des stations situées dans différentes zones géographiques de Mauritanie (Fig. 1) avec les données suivantes:  $S_n = 105$  MVA,  $A_{tr} = 64$  m<sup>2</sup>,  $c = 0.75$ ,  $P_{LL} = 308$  kW,  $P_{NL} = 54$  kW, isolation en papier traité thermiquement - huile minérale (110 °C), système de refroidissement de type OD,  $x = 1$ ,  $y = 1.3$ ,  $k_{11} = k_{21} = k_{22} = 1$ ,  $\Delta\theta_{or} = 48$  °C,  $\Delta\theta_{hr} = 14.3$  °C,  $H = 1.4$ ,  $g_r = 14.35$  °C,  $\tau_o = 90$  min and  $\tau_w = 7$  min,  $a = -26,21$  si  $b = 13471,72$ . Comme les charges des transformateurs varient d'un jour à l'autre, les valeurs de  $K$  ont été considérées pour deux jours: un jour du mois de septembre (mardi 21.09.2021) et un autre du mois d'octobre (mardi 19.10.2021). Les variations dans le temps du facteur de charge  $K$ , pour le mardi 21.09.2021 ( $K_1(t)$ ) et le mardi 19.10.2021 ( $K_2(t)$ ), sont présentées dans la Fig. 2.



Fig. 1. Localités où fonctionnent les transformateurs étudiés (Mauritanie)

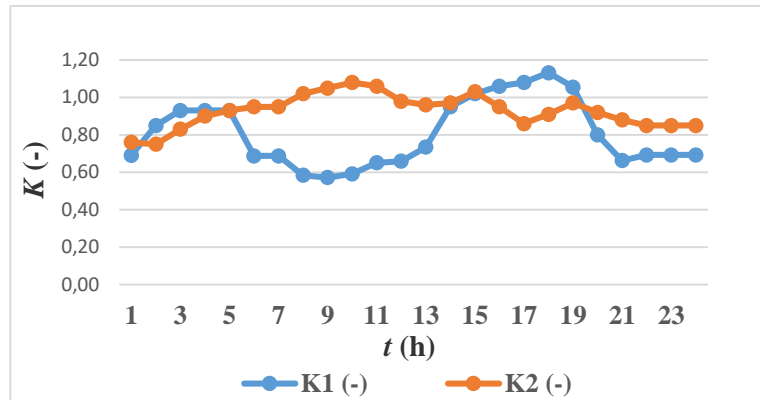


Fig. 2. Les variations dans le temps du facteur de charge  $K$  pour le 21.09.2021 ( $K_1(t)$ ) et le 19.10.2021 ( $K_2(t)$ )

Tableau 1

**Coordonnées des stations où se trouvent les transformateurs les transformateurs (T1,...T10)**

Transf.	Localité	Latitude N	Longitude W
T1	Akjoujt	19° 45'	14° 23'
T2	Bir Moghreïn	25° 13'	11° 37'
T3	Kaédi	16° 09'	13° 30'
T4	Kiffa	16° 37'	11° 24'
T5	Néma	16° 37'	7° 15'
T6	Nouadhibou	20° 57'	17° 02'
T7	Nouakchott	18° 10'	15° 57'
T8	Tichitt	18° 27'	9° 30'
T9	Tidjikja	18° 33'	11° 26'
T10	Zoueratt	22° 41'	12° 28'

Les coordonnées des stations où se trouvent les transformateurs sont présentées dans le tableau 1. L'état général de la météo a été déterminé en concertation avec l'Office National de Météorologie de Mauritanie. Les Figs. 3 et 4 montrent les variations des températures ambiantes ( $\theta_a(t)$ ) ( $^{\circ}\text{C}$ ) à différents moments  $t$  des jours mardi 21.09.2021 et mardi 19.10.2021, dans les 10 localités où fonctionnent les transformateurs.

Pour chaque transformateur, il a été considéré, au cours des deux jours de fonctionnement (24 h), 24 sous-intervalles égaux ( $N = 24$ ,  $\Delta t = 1$  h), et à l'intérieur de chaque sous-intervalle  $k$ , ont été supposées des variations linéaires des grandeurs  $K$  et  $\theta_a$ .

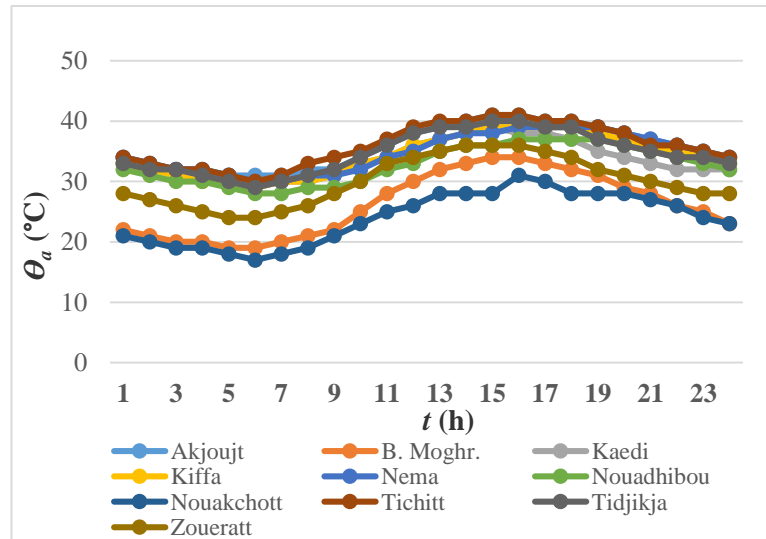


Fig. 3. Les variations des températures ambiantes ( $\theta_a(t)$ ) ( $^{\circ}\text{C}$ ), à différents moments  $t$  de la journée du mardi 21.09.2021, dans les 10 localités où fonctionnent les transformateurs.

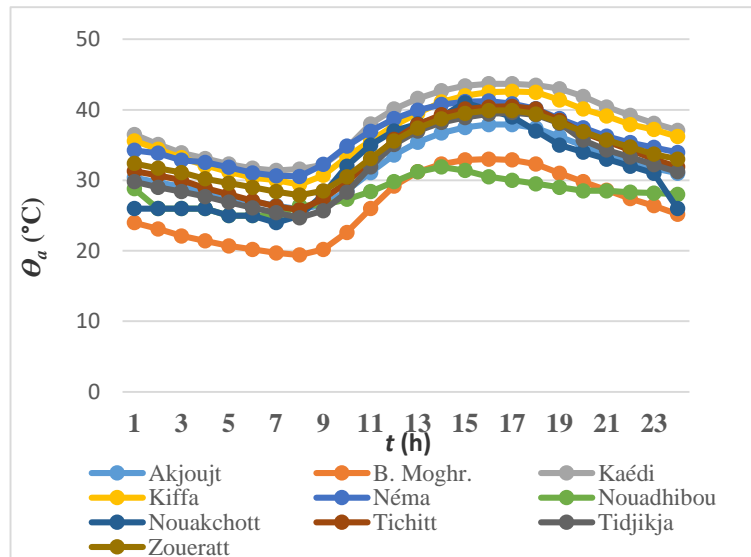


Fig. 4. Les variations des températures ambiantes ( $\theta_a(t)$ ) ( $^{\circ}\text{C}$ ), à différents moments  $t$  de la journée du mardi 19.10.2021, dans les 10 localités où fonctionnent les transformateurs.

### 5.1. Puissance solaire

Les valeurs de la puissance solaire ( $P_s$ ) dépendent de l'intensité du rayonnement solaire, des coordonnées géographiques des transformateurs, de l'angle de déclinaison et de l'angle horaire du soleil. Les variations dans le temps de



la puissance solaire ( $P_s$ ) pour les 10 localités où fonctionnent les transformateurs (T1,...T10). Les variations de la puissance solaire ( $P_s$ ) pour les deux jours 21.09.2021 et le 19.10.2021 sont présentées, respectivement dans les Figs. 5 et 6.

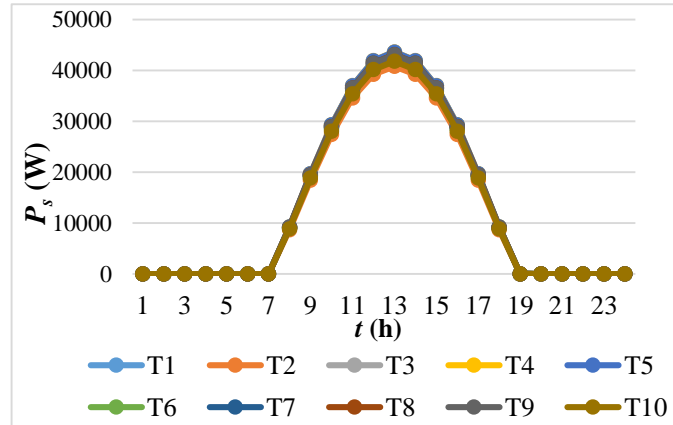


Fig. 5. Les variations de la puissance solaire ( $P_s$ ) pour les transformateurs (T1, T2, ...T10), pour le 21.09.2021

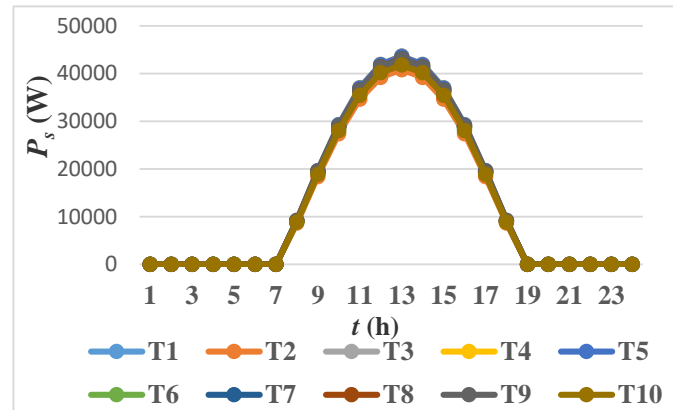


Fig. 6. Les variations de la puissance solaire ( $P_s$ ) pour les transformateurs (T1, T2, ...T10), pour le 19.10.2021.

## 5.2. Température du point chaud (hot spot)

Dans les Figs. (7-10) sont présentées les variations de la température du point chaud  $\theta_h$ , correspondantes aux 10 transformateurs étudiés dans 10 localités de Mauritanie, à la fois en l'absence et en présence du rayonnement solaire durant les jours du 21 septembre 2021 et 19 octobre 2021.

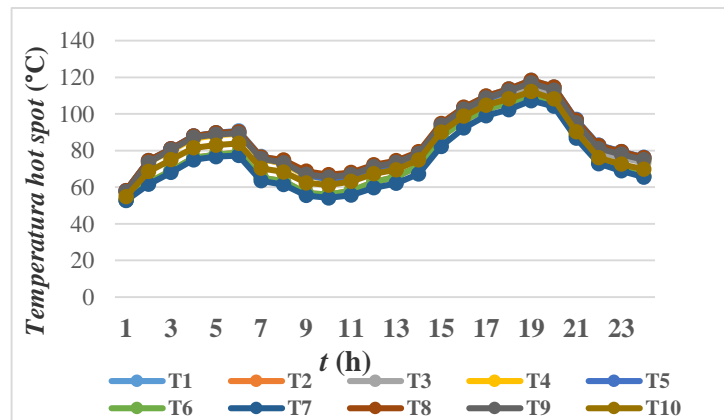


Fig. 7. Les variations de la température du point chaud pour les transformateurs (T1, T2, ... T10) le 21.09.2021, en l'absence du rayonnement solaire

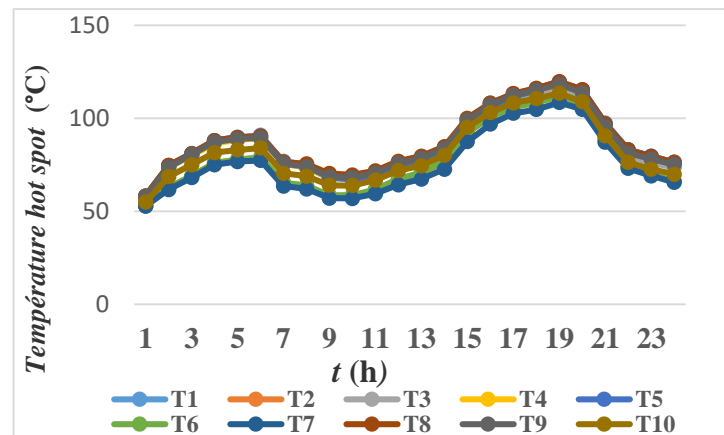


Fig. 8. Les variations de la température du point chaud pour les transformateurs (T1, T2, ... T10) le 21.09.2021, en présence du rayonnement solaire.

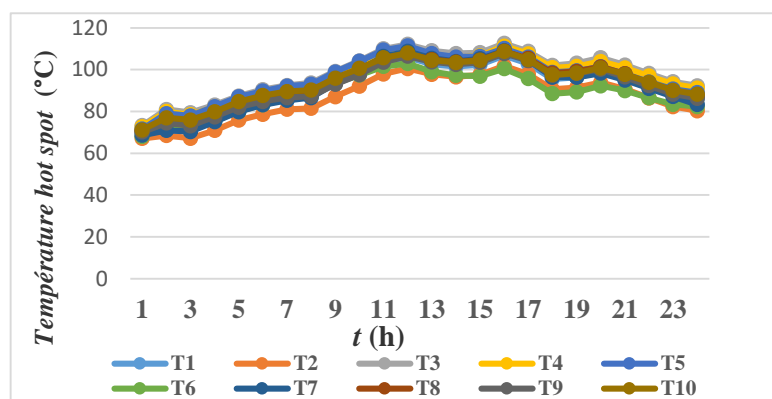


Fig. 9. Les variations de la température du point chaud pour les transformateurs (T1, T2, ... T10) le 19.10.2021, en l'absence du rayonnement solaire

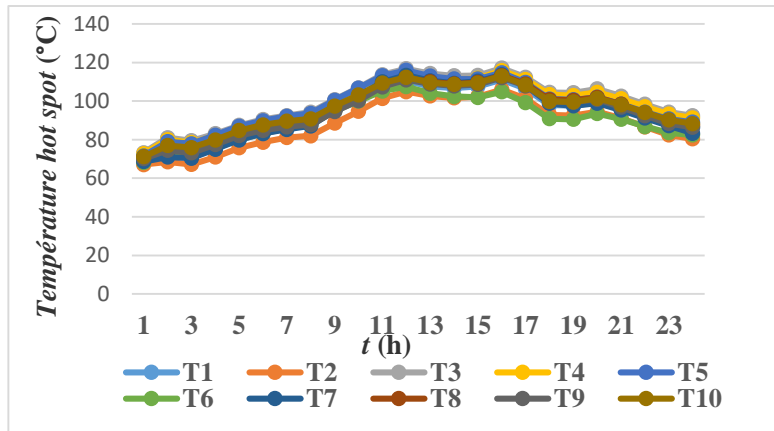


Fig. 10. Les variations de la température du point chaud pour les transformateurs (T1, T2, ... T10) le 19.10.2021, en présence du rayonnement solaire

### 5.3. Durées de vie

Les augmentations au fil du temps des durées de vie consommées  $L_c$  des 10 transformateurs sont présentées, respectivement, à la fois en présence et en l'absence de la puissance solaire, dans les Figs. 11 et 12 (le 21.09.2021) et dans les Figs. 13 et 14 (le 19.10.2021). On peut voir que, pour tous les transformateurs, les durées de vie consommées augmentent avec le temps. Ces augmentations sont relativement faibles le matin jusqu'à 14 heures - le 21.09.2021 - et jusqu'à 13 heures - le 19.10.2021, lorsque la température du point chaud est plus basse. Après ces heures, les durées de vie augmentent assez rapidement lorsque à la fois la température ambiante et la puissance solaire ont des valeurs plus élevées, en particulier dans les transformateurs T3 (Kaedi), T8 (Tichitt), T1 (Akjoujt) et T5 (Néma, et pendant le jour du 21.09.2021 et dans les transformateurs T3 (Kaedi), T4 (Kiffa), T5 (Néma) et T10 (Zoueratt) pendant le jour du 19.10.2021.

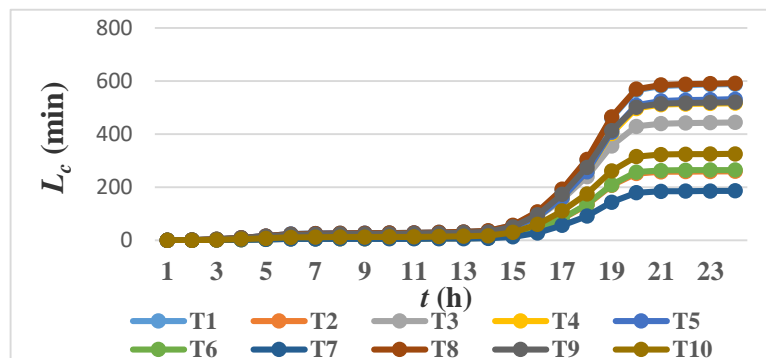


Fig. 11. Les variations de la durée de vie consommée  $L_c$ , durant le jour du 21.09.2021, pour les 10 transformateurs, (T1, T2 ... T10) en présence du rayonnement solaire

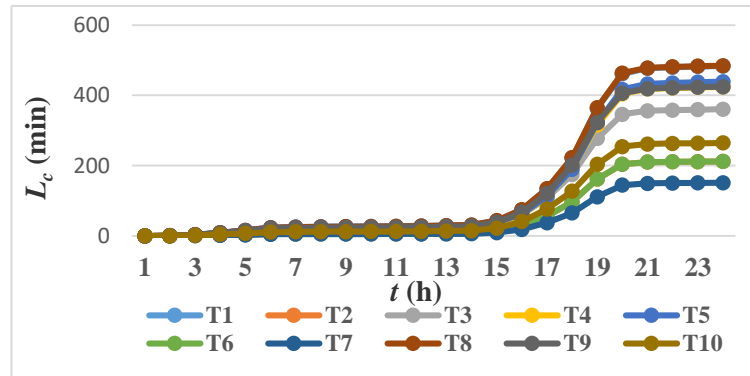


Fig. 12. Les variations de la durée de vie consommée  $L_c$ , durant le jour du 21.09.2021, pour les 10 transformateurs, (T1, T2 ... T10) en l'absence du rayonnement solaire

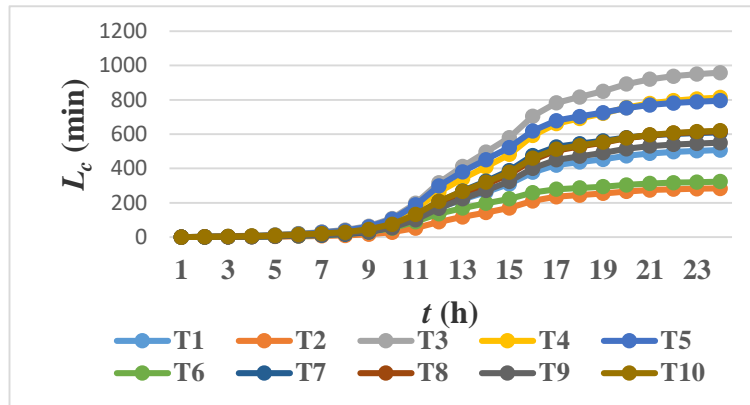


Fig. 13. Les variations de la durée de vie consommée  $L_c$ , durant le jour du 19.10.2021, pour les 10 transformateurs, (T1, T2 ... T10) en présence du rayonnement solaire

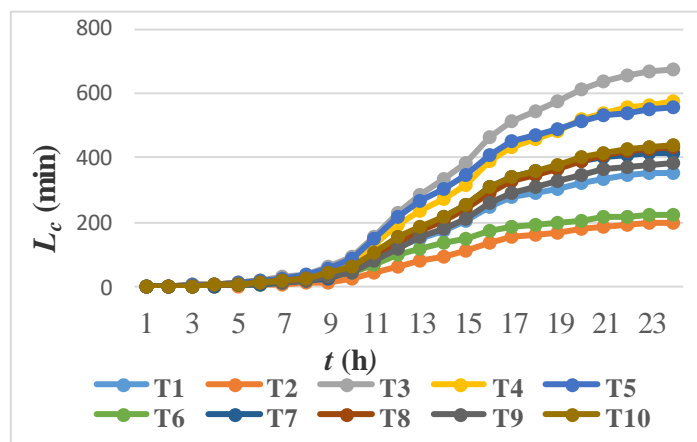


Fig. 14. Les variations de la durée de vie consommée  $L_c$ , durant le jour du 19.10.2021, pour les 10 transformateurs (T1, T2 ... T10) en l'absence du rayonnement solaire

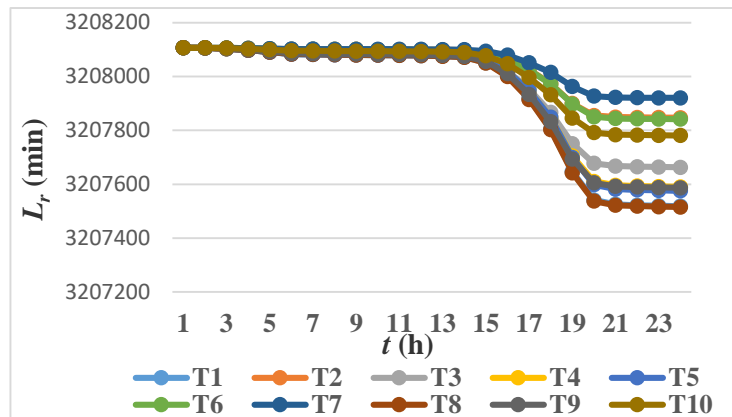


Fig. 15. Les variations de la durée de vie restante  $L_r$ , durant le jour du 21.09.2021, pour les 10 transformateurs (T1, T2 ... T10) en présence du rayonnement solaire

Les réductions, au fil du temps, des durées de vie restante  $L_r$  des 10 transformateurs sont présentées, à la fois, en présence et en l'absence de la puissance solaire, dans les Figs. 15 et 16 (le 21.09.2021) et dans les Figs. 17 et 18 (le 19.10.2021).

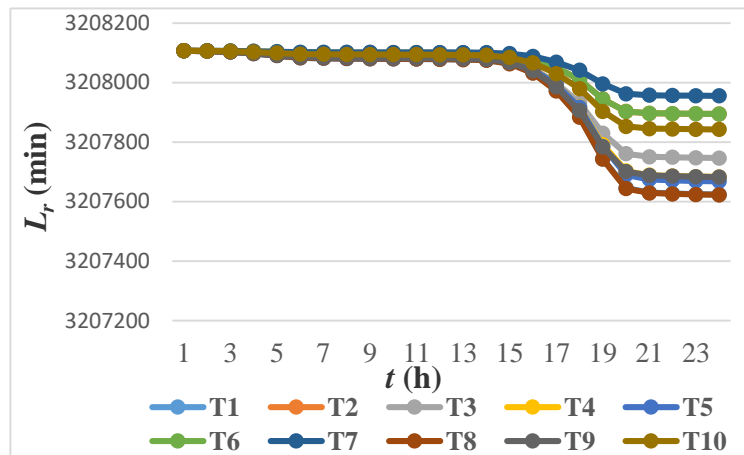


Fig. 16. Les variations de la durée de vie restante  $L_r$ , durant le jour du 21.09.2021, pour les 10 transformateurs (T1, T2 ... T10) en l'absence du rayonnement solaire

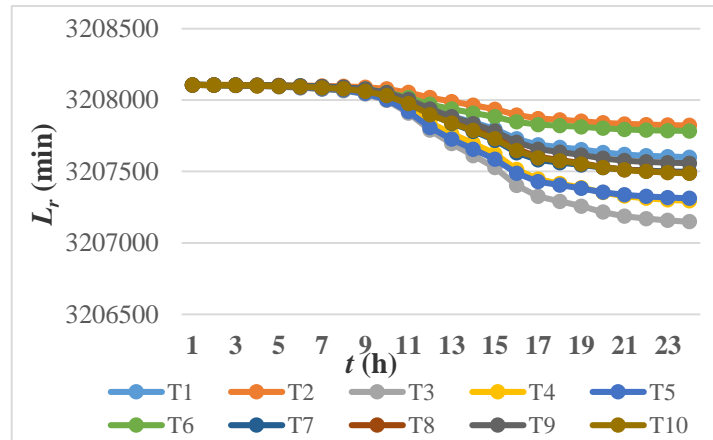


Fig. 17. Les variations de la durée de vie restante  $L_r$ , durant le jour du 19.10.2021, pour les 10 transformateurs (T1, T2 ... T10) en présence du rayonnement solaire

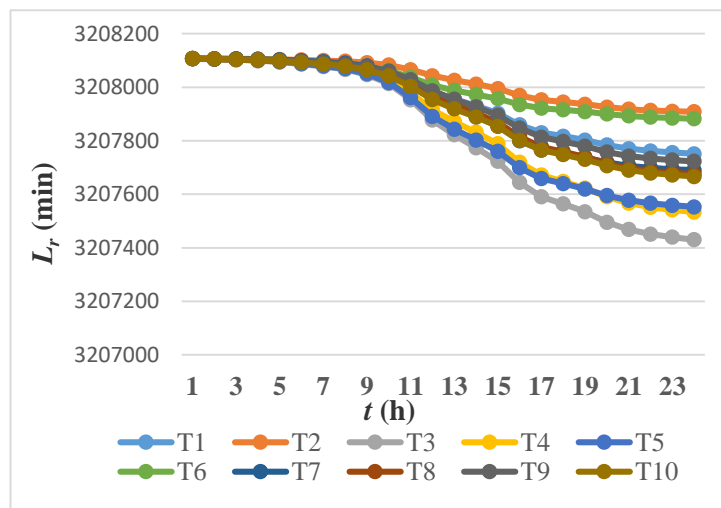


Fig. 18. Les variations de la durée de vie restante  $L_r$ , durant le jour du 19.10.2021, pour les 10 transformateurs (T1, T2 ... T10) en l'absence du rayonnement solaire

## 6. Conclusions

La modification des relations de calcul de la température de l'huile dans les transformateurs de distribution recommandée par la norme IEC 60076-7, en ajoutant un nouveau terme représentant l'influence du rayonnement solaire, permet un calcul plus précis de la température du point chaud et des durées de vie consommées et restantes des isolations des transformateurs. La prise en compte du rayonnement solaire a conduit à des valeurs de durée de vie consommée beaucoup

plus élevées que si on l'avait négligé. Cela permet d'établir une politique de maintenance préventive des transformateurs beaucoup plus précise.

Les valeurs des durées de vie consommées des 10 transformateurs de charges identiques dépendent des zones géographiques dans lesquelles ils fonctionnent.

Les valeurs les plus élevées ont été obtenues pour les transformateurs de Kaedi, Tichitt, Akjoujt, Néma, Kiffa, et Zouerrat, et les plus faibles pour ceux de Nouakchott et Nouadibou.

Le modèle de calcul de la température du point chaud utilisé dans l'étude (recommandé par l'IEC 60076-7) ne prend pas en compte d'autres facteurs climatiques qui influencent les valeurs de la température du point chaud (poussière, vent, pluie, nuages, etc.). Par conséquent, les valeurs calculées de la température et des durées de vie peuvent différer de celles observées lors du fonctionnement des transformateurs.

## REFERENCES

1. <https://ro.wikipedia.org/wiki/Sahara>
2. [https://ro.wikipedia.org/wiki/De%C8%99ertul\\_Kalahari](https://ro.wikipedia.org/wiki/De%C8%99ertul_Kalahari)
3. A.N. Jahromi, R.Piercy,, S. Cress, R.R.J.Servicee, W.Fan, An approach to power transformer asset management using health index, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. **25**, Iss. 2, pp. 20-34, 2009.
4. M. Wang, A.J. Vandermaar, K.D. Srivastava, Review of condition assessment of power transformers in service, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. **18**, Iss. 6, pp. 12-25, 2002.
5. M.I. Bey, P.V. Notingher, C. Stancu, The Influence of Solar Radiation on the Lifetimes of Power Transformers, Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), Vol. **68**, Iss. 1, pp. 45-58, 2020.
6. V. Vasovic, J. Lukic, D. Mihajlovic, B. Pejovic, Z. Radakovic, U. Radoman, A. Orlovic, Aging of Transformer Insulation – Experimental Transformers and Laboratory Models with different Moisture Contents: Part I – DP and Furans Aging Profiles, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. **26**, Iss. 6, pp. 1840-1846, 2019.
7. C. Oria, A. Ortiz, D. Ferreño, I. Carrascal, I. Fernández, State-of-the-Art Review on the Performance of Cellulosic Dielectric Materials in Power Transformers: Mechanical Response and Ageing, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. **26**, Iss. 3, pp. 939-954, 2019.
8. P.V. Notingher, C. Stancu, I. Dragan, M.I. Bey, Calculation of the temperatures and lifetimes for distribution transformers, RRST, Rev. Roum. Sci. Techn.– Électrotechn. et Énerg., Vol. **66**, Iss. 4, pp. 275–284, 2021.
9. \*\*\*ANSI/IEEE, IEEE Std. C57.91-2011, IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step voltage regulators, pp. 1–172, 2011.
10. P.V. Notingher Cristina Stancu, G. Tanasescu, S. Busoi, Determination of lifetime line parameters for power transformer insulation, Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), Vol. **66**, Iss. 4, pp. 59-65, 2018.

11. *M.I. Bey, P.V. Notingher, C. Stancu*, The Influence of Solar Radiation on the Lifetimes of Power Transformers, *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, Vol. **68**, Iss.1, pp. 45-58, 2020.
12. \*\*\*IEC 60076-7, Power Transformer-Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers, pp. 1-113, 2005).
13. *P.V. Notingher, G. Tanasescu*, Determination of Estimated, Consumed and Remaining Lifetimes of Paper - Oil Transformers Insulation Based on Winding Insulation Resistance, *Proceedings of 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Atena, 10-13 Sept. 2018, Paper PTM-02.
14. *B. Gorgan, P.V. Notingher, J.M. Wetzer, H.F.A. Verhaart, P.A.A.F. Wouters, A. van Schijndel*, Influence of solar irradiation on power transformer thermal balance, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Vol. **19**, Iss. 6, pp. 1843-1850, 2012.
15. *V. Badescu*, *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface. Recent Advances*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014.
16. *D.Y. Goswami, F. Kreith, J.F. Kreider*, *Principles of Solar Engineering*, Second Edition, Taylor and Francis, 2000, pp. 26-34.
17. *S.V. Szokolay*, Solar declination and the equation of time, *International Journal of Solar Energy*, Vol. **5**, Iss. 3, pp. 143-146, 1984.