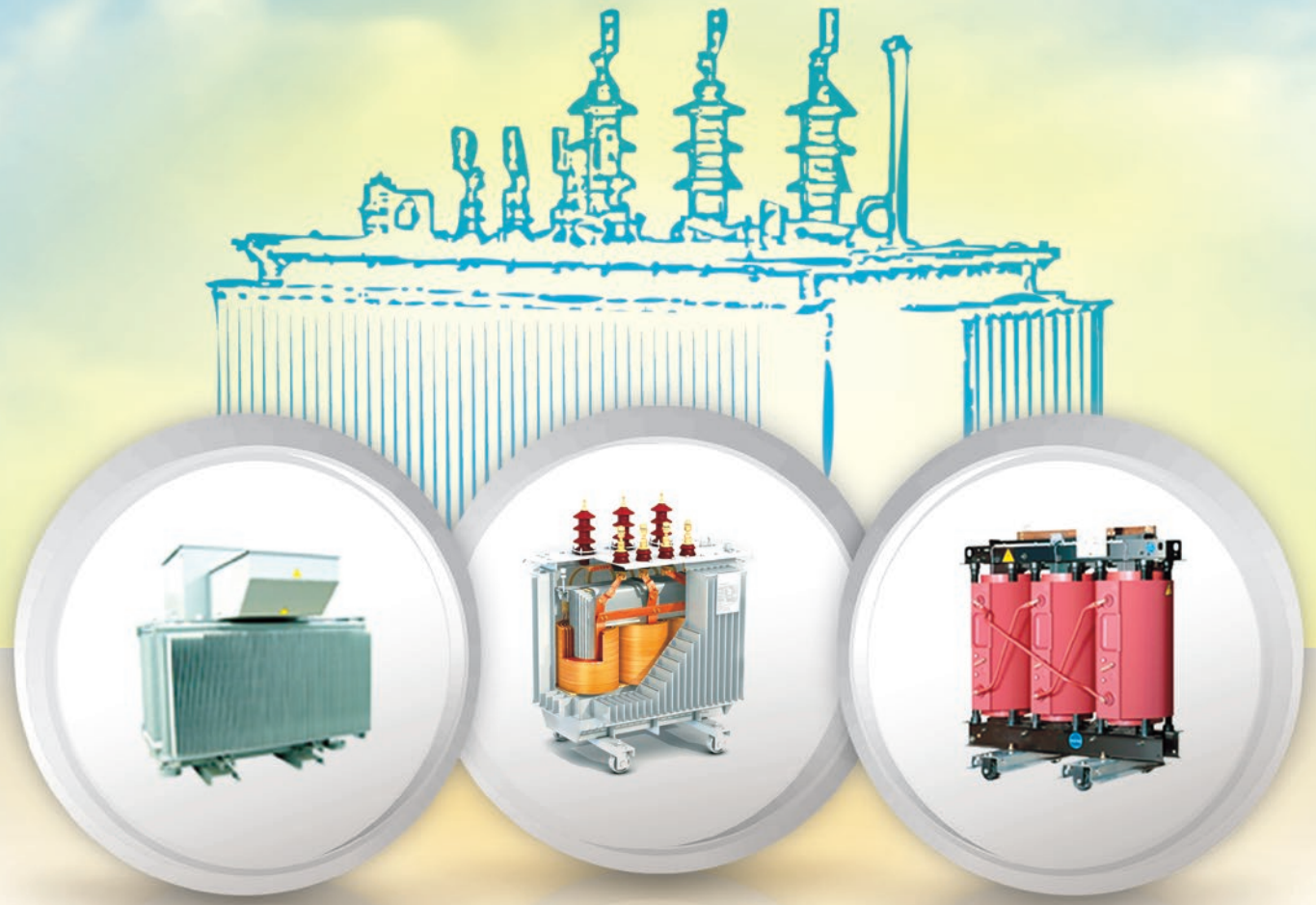
Transformateur de Distribution et Économies d'Énergie



ADEME

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Entreprises

Connaître pour agir

Sommaire

1. Introduction

1.1. Contexte 4
1.2. Le parc et le marché des transformateurs de distribution en France et en Europe 5

2. Les transformateurs de distribution, définition, types et principales caractéristiques

2.1. Définition 6
2.2. Types 7
2.3. Principales caractéristiques 7

3. Les transformateurs de distribution et l'efficacité énergétique

3.1. Définition des pertes et du rendement 8
3.1.1. Pertes à vide (P_0) 8
3.1.2. Pertes dues à la charge (P_k) 9
3.1.3. Pertes dues à la charge liées aux harmoniques et à la puissance réactive 10
3.1.4. Répartition des pertes 10
3.1.5. Rendement 10
3.2. Normes et réglementations applicables 12
3.3. Les Certificats d'Economies d'Energie 13

4. Le coût des pertes

4.1. Présentation générale 14
4.1.1. Coût annuel des pertes 14
4.1.2. Coût global des transformateurs 15
4.1.3. La charge des transformateurs : profil de charge et pic de charge 15
4.2. Exemple 16

5. La maintenance et la réparation des transformateurs

5.1. La maintenance des transformateurs 17
5.2. La réparation des transformateurs 18

6. Autres éléments concernant les transformateurs à pertes réduites

6.1. Caractéristique thermique 19
6.2. Caractéristiques acoustiques et vibratoires 19

7. Conclusion 20

8. Annexes

8.1. Annexe 1 - Normes sur les pertes et le bruit 21
8.2. Annexe 2 - Facteur K 23
8.2.1. Détermination du facteur K 23
8.2.2. Exemple de calcul du facteur K 23
8.3. Annexe 3 - Eléments de technologie 24
8.3.1. Les technologies traditionnelles 24
8.3.2. Les technologies innovantes : les matériaux amorphes 24
8.4. Annexe 4 - Pour aller plus loin, quelques références 24

Synthèse du guide

Transformateur de distribution et économies d'énergie

1

Utiliser ce guide pour sélectionner des transformateurs performants, optimiser l'investissement global et diminuer les émissions de gaz à effet de serre

Ce guide présente les transformateurs de distribution électriques, de puissance inférieure ou égale à 2500 kVA, utilisés dans les réseaux moyenne et basse tensions dans le but de tendre vers un optimum environnemental et technico-économique.

Il se lit en choisissant une entrée dans la table des matières ou au fil des pages.

2

Les transformateurs, des éléments essentiels du réseau électrique. Malgré de très bonnes performances, des gains énergétiques sont encore possibles.

Ils présentent de très bons rendements (supérieur à 98 %), mais étant donné leur fonctionnement permanent, l'impact de leurs pertes est relativement important.

3

Connaître les transformateurs de distribution

Les transformateurs se classent en deux catégories : transformateurs de type secs (refroidis à l'air) et transformateurs immergés (dans un diélectrique liquide).

Pour chaque catégorie de transformateurs, il existe des normes avec des tables indiquant les niveaux des pertes à vide, des pertes dues à la charge en fonction de la puissance.

4

Connaître ses besoins de puissance pour choisir le transformateur adapté

Un transformateur sous-chargé consomme des pertes à vide inutiles.
Un transformateur près de sa charge nominale consomme des pertes en charge élevées.
Le maximum de rendement d'un transformateur se situe généralement entre 40 et 60 % de sa charge nominale mais dépend d'autres paramètres (charge, cos φ, température ambiante…)

Une attention particulière doit être portée à la nature des charges du transformateur. Il est souhaitable de réduire les courants harmoniques, et la puissance réactive pour limiter les échauffements, les pertes, et les éventuels dommages aux transformateurs.

Selon les normes actuelles, les transformateurs à pertes à vide réduites sont aussi les plus silencieux ; c'est également un paramètre de choix à prendre en compte.

5

Investir dans un transformateur de distribution économe en énergie

Pour estimer le coût d'un transformateur, il ne faut pas se baser uniquement sur le coût d'achat, variable selon les performances (pertes, puissances…), mais aussi sur le coût de fonctionnement.

Les Certificats d'Economies d'Energie (CEE) peuvent constituer un moyen pour financer un transformateur à pertes réduites.

6

Assurer la maintenance des transformateurs

Un transformateur, exploité dans des conditions normales, a une durée de vie moyenne de 20 à 30 ans. Une maintenance régulière permet de s'assurer d'une disponibilité des transformateurs.

Aussi un plan de maintenance annuel doit être mis en place et respecté, pour éviter des surcoûts et le vieillissement prématuré des transformateurs.

En cas de dommage d'un transformateur, il faut comparer le coût de sa réparation à celui d'un transformateur neuf à pertes réduites.

1. Introduction

1.1. Le contexte des économies d'énergie et des transformateurs 4

- Les transformateurs de distribution électrique, des éléments essentiels des réseaux électriques 4
- De bonnes performances énergétiques, mais une marge de progrès certaine 4

1.2. Le parc et le marché des transformateurs de distribution en France et en Europe 5

Ce guide présente, outre des données techniques sur les transformateurs de distribution, des recommandations sur les bonnes pratiques à mettre en oeuvre pour choisir et utiliser un transformateur de distribution.
Ce guide est basé sur les études mandatées par la commission européenne (projet SEEDT en 2005 et l'étude préparatoire VITO en 2011 pour la directive ErP sur les transformateurs de distribution) et les normes (CENELEC, UTE-AFNOR)

1.1. Contexte

• Les transformateurs de distribution électrique, des éléments essentiels des réseaux électriques publics et privés.

Les transformateurs de distribution (TD) constituent un élément essentiel du réseau électrique. Ils sont utilisés pour changer une tension, en général de 10 kV à 36 kV, en une autre tension préférentielle de 400 à 440 V utilisable par le secteur résidentiel, le tertiaire et l'industrie.

• De bonnes performances énergétiques, mais une marge de progrès certaine

Aujourd'hui, dans l'Union européenne (UE), les pertes[1] des transformateurs de distribution et industriels représentent quasiment 40 TWh (de fait 39,9 TWh) par an, les pertes du réseau électrique totalisant 200 TWh, réparties ainsi :

- environ 22,5 TWh de pertes dans les transformateurs de distribution,
- environ 12,2 TWh dans les transformateurs de distribution utilisés en industrie,
- environ 5,2 TWh dues à la puissance réactive et aux harmoniques, ous transformateurs confondus.

En France, les pertes annuelles des transformateurs de l'industrie sont estimées à 2,2 TWh. La diffusion de transformateur à pertes réduites est relativement faible. C'est pourquoi, il existe un gisement technique d'économie d'énergie de l'ordre de 1,1 TWh[2].
Les transformateurs ont de bonnes performances, avec des rendements supérieurs à 98 %.
Néanmoins, étant donné leur fonctionnement continu 24h/24h, une augmentation de leur efficacité permet des économies importantes : le remplacement de tous les transformateurs de l'UE par les équipements les plus efficaces permettrait une réduction des pertes d'environ 18,5 TWh/an (soit avec un coût estimé de 10 c €/kWh pour l'UE, une économie de 1,85 milliards d'euros).

1.2. Le parc et le marché des transformateurs de distribution en France et en Europe[1]

Environ **4,7 millions de transformateurs sont en fonctionnement** dans les 27 Pays membres de l'Union européenne (UE–27) :

- **3,7 millions de transformateurs de distribution,** dont la puissance moyenne varie, selon les pays de 116 à 369 kVA.
- **1 million de transformateurs de distribution utilisés en industrie dont :**
  - 800 000 transformateurs immergés, leur puissance moyenne étant d'environ 400 kVA,
  - 200 000 transformateurs secs avec une puissance moyenne d'environ 800 kVA,
  - En France, les transformateurs industriels représentent environ 250 000 unités.

En Europe, plus des 2/3 des transformateurs installés ont une puissance moyenne inférieure à 400 kVA (la plupart se situant autour de 250 kVA, avec un faible pourcentage autour de 315 kVA). Les unités les plus récentes sont plus puissantes.

Le marché annuel européen est d'environ 140 000 transformateurs, en nouvelles installations et en remplacement de ceux en fonctionnement, soit environ 3 % du parc existant.

Tableau 1 : Parc et marché des transformateurs de distribution et industriel, dans l'UE, en 2004[1]

		Parc en fonctionnement UE-27		Marché UE-27	
		Nombre	MVA	Nombre	MVA
Distribution (TD à huile*)	< 400 kVA	2 688 000	313 000	56 000	7 000
	≥ 400 kVA et ≤ 630 kVA	861 000	441 000	23 000	12 000
	> 630 kVA	127 000	157 000	6 000	8 000
	Total	**3 676 000**	**911 000**	**85 000**	**27 000**
Industriels (TD à huile)	< 400 kVA	493 000	66 000	24 000	3 000
	≥ 400 kVA et ≤ 630	181 000	90 000	8 000	4 000
	> 630 kVA	127 000	173 000	6 000	8 000
	Total	**802 000**	**330 000**	**38 000**	**15 000**
Industriels (TD secs)	< 400 kVA	39 000	13 000	3 000	1 000
	≥ 400 kVA et ≤ 630	69 000	41 000	5 000	3 000
	> 630 kVA	66 000	90 000	8 000	11 000
	Total	**174 000**	**144 000**	**16 000**	**14 000**
Total		**4 652 000**	**1 385 000**	**139 000**	**56 000**

** le marché de la distribution des TD secs est relativement moins important que celui des transformateurs immergés*

Sur le tableau 1, il apparaît clairement que les unités de faible puissance sont majoritairement présentes dans le secteur de la distribution. Parallèlement, les transformateurs de forte puissance sont prédominants dans le secteur industriel, notamment pour les transformateurs secs.

[1] *Données du projet SEEDT et de l'étude préparatoire VITO de la directive ErP sur les transformateurs de distribution*
[2] *Etude Ceren 2010 mandatée par EDF, RTE et l'ADEME*

2. Les transformateurs de distribution, définition, types et principales caractéristiques

2.1. Définition 6

2.2. Types 7

2.3. Principales caractéristiques 7

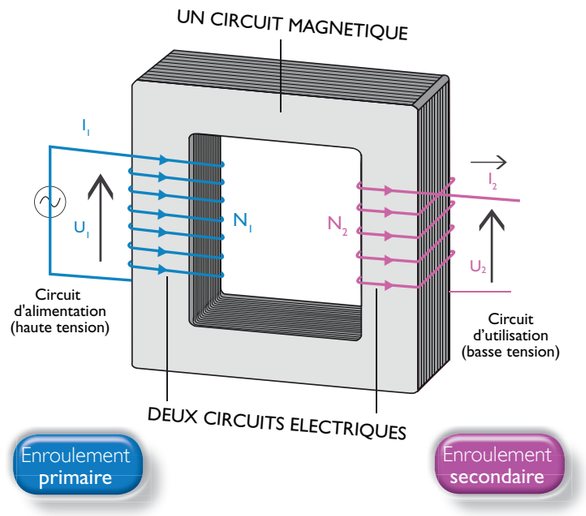
Pour les transformateurs immergés et les transformateurs de type secs, des normes spécifiques indiquent les niveaux de pertes en fonction de la puissance.

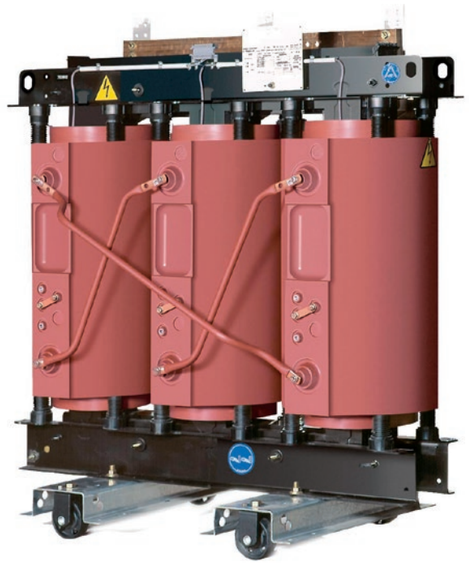
2.1. Définition

Les transformateurs de distribution sont utilisés dans les réseaux électriques, pour modifier et adapter les valeurs de tensions et courants.

Schématiquement, un transformateur se compose de deux enroulements (ou bobines) entourant un circuit magnétique (appelé encore noyau, constitué de tôles magnétiques). Chaque bobine est constituée de spires, matériau conducteur comme le cuivre ou l'aluminium, isolées les unes des autres. Elles sont reliées à deux réseaux électriques, de tension différente. Une tension alternative d'alimentation aux bornes de l'une des bobines génère un flux magnétique variable (et donc une induction magnétique dans le circuit magnétique) créant une tension induite dans l'autre bobine. Le rapport de tension entre les deux bobines est proportionnel aux nombres de spires.

Figure 1 : Schéma de principe d'un transformateur abaisseur





2.2. Types

Pour les transformateurs immergés et les transformateurs de type secs, les normes indiquent les niveaux des pertes en fonction de la puissance.

La norme NF EN 50464-1, relative aux transformateurs immergés d'une puissance comprise entre 50 et 2500 kVA, distingue quatre niveaux de pertes dues à la charge (A_k - B_k - C_k et D_k) et cinq niveaux de pertes à vide (A_0 - B_0 - C_0 - D_0 et E_0). Les pertes A_k (respectivement A_0) sont plus faibles que les pertes D_k (respectivement E_0). Pour une même utilisation, un transformateur A_0-A_k est plus efficace qu'un transformateur E_0-D_k qui présente les plus grandes pertes.

La norme NF EN 50541-1, relative aux transformateurs de types secs d'une puissance comprise entre 100 et 3150 kVA, distingue deux niveaux de pertes dues à la charge (A_k, B_k) et trois niveaux de pertes à vide (A_0, B_0, C_0).

Les pertes A_k (respectivement A_0) sont plus faibles que les pertes B_k (respectivement C_0). Pour une même utilisation, un transformateur A_0-A_k est plus efficace qu'un transformateur C_0-B_k qui présente les plus grandes pertes.

Les transformateurs de types secs ont des pertes supérieures à celles des transformateurs immergés.

L'annexe 1, Norme sur les pertes et le bruit, en fin du guide présente en détail les niveaux des pertes.

2.3. Principales caractéristiques

Les transformateurs se caractérisent par :

- la référence normative (NF EN 50464-1 par exemple),
- la fréquence assignée,
- le type (immergé / sec) et la nature du diélectrique en cas de transformateur immergé (huile minérale, ester naturel ou de synthèse ou autre),
- leur puissance assignée exprimée en kVA (Sn),
- les tensions assignées primaire et secondaire (Ur), (parfois appelées aussi nominales), exprimées en V,
- le couplage et l'indice horaire,
- les niveaux de pertes dues à la charge (P_k en W),
- le niveau de pertes à vide (P_0 en W),
- le type de refroidissement
  - pour les transformateurs de type secs : AN (air naturel), AF (air forcé)
  - pour les transformateurs immergés ONAN (huile naturel air naturel)
- l'année de construction,
- les réparations éventuelles effectuées (rebobinage, huile, diélectrique…),
- les équipements de protection (relais de protection, capots de protection…).

Un transformateur fonctionne, en général, à une charge t inférieure à 100 %, soit une puissance effective définie par :

Peff (en kW) = k x Sn (en kVA) x cos φ

k représente le facteur de charge t sous la tension en charge

3. Les transformateurs de distribution et l'efficacité énergétique

3.1. Définition des pertes et du rendement 8
3.1.1. Pertes à vide (P_0) 8
3.1.2. Pertes dues à la charge (P_k) 9
3.1.3. Pertes dues à la charge liées aux harmoniques et à la puissance réactive 10
3.1.4. Répartition des pertes 11
3.1.5. Rendement 11

3.2. Normes et réglementations applicables 12

3.3. Les Certificats d'Economies d'Energie 13

Les pertes des transformateurs comprennent principalement deux types de pertes : pertes à vide et pertes dues à la charge

3.1. Définition des pertes et du rendement

Les pertes des transformateurs comprennent principalement deux types de pertes :
- les pertes à vide (P_0), appelées aussi pertes fer
- les pertes dues à la charge (P_k), auxquelles s'ajoutent les pertes supplémentaires générées par les harmoniques de courant.

3.1.1. Pertes à vide (P_0)

Ces pertes se produisent dès que le transformateur est sous-tension : elles sont liées à la tension du réseau d'alimentation qui crée un flux dans le circuit magnétique du transformateur.

Ces pertes dépendent de la fréquence et de la tension appliquée.

En pratique, la fréquence fondamentale des réseaux électriques est très stable, et si l'on considère que les harmoniques de tension côté primaire ont peu d'impact, les pertes à vide sont constantes et indépendantes de la charge du transformateur.

Elles se composent :

1. Des pertes par hystérésis
Elles sont dues à la variation du flux dans le circuit magnétique. Ces pertes dépendent du type de matériau utilisé pour la construction du circuit magnétique du transformateur et sont proportionnelles à la fréquence.
Les pertes par hystérésis peuvent aujourd'hui être réduites par le choix de tôles à grains orientés laminées à froid et améliorées par un traitement laser.
Les pertes par hystérésis sont responsables de plus de la moitié des pertes à vide (entre 50 et 60 %).

2. Des pertes par courant de Foucault[3]
Elles sont dues à la variation du flux dans le circuit magnétique, produisant des courants de Foucault.
Elles dépendent de l'épaisseur, de la résistivité du matériau et du carré de la fréquence.
Les pertes par courant de Foucault représentent 40 à 50 % des pertes à vide.

Les pertes à vide représentent en moyenne de 0,1 à 0,2 % de la puissance assignée Sn.

3.1.2. Pertes dues à la charge (P_k)

Elles sont composées des :

1. Pertes Joule dans les conducteurs des enroulements primaires et secondaires (P_{DC})[4] ;

2. Pertes parasites par courants de Foucault dans les enroulements (P_{WE})[5] ;

3. Pertes parasites par courants de Foucault dans les connexions (P_{CE})[6] pertes parasites dans les parties structurelles métalliques (P_{SE})[7].

Toutes les pertes sont variables car elles sont proportionnelles au carré du courant traversant les enroulements.

Ces pertes sont liées au fondamental du courant ainsi qu'aux courants harmoniques dont il faut connaître le spectre et l'amplitude des composantes car ces courants harmoniques vont accroître les pertes dues à la charge.

Les pertes Joule
Ces pertes apparaissent dans les enroulements du transformateur et sont causées par la résistance du conducteur. Leur amplitude varie en fonction du carré du courant de charge et est proportionnelle à la résistance du bobinage. Elles peuvent être réduites en augmentant la section du conducteur.

Les pertes parasites par courant de Foucault dans les enroulements
Le courant alternatif, lié au fonctionnement du transformateur et parcourant le conducteur constituant les enroulements, engendre un champ magnétique. Ce champ va être à l'origine de courants induits appelés courants de Foucault, se superposant au courant de fonctionnement et provoquant des pertes ohmiques supplémentaires également appelés pertes parasites par courant de Foucault dans les enroulements (P_{WE}).

Les pertes parasites par courants de Foucault dans les connexions et dans les parties structurelles métalliques.
Un conducteur parcouru par un courant alternatif va créer un champ d'induction variable générant un courant induit dans les parties métalliques constituant la structure du transformateur et produire des pertes supplémentaires, ces pertes sont appelées pertes parasites par courant de Foucault dans les parties structurelles métalliques (P_{SE}) et dans les connexions à fort courant (P_{CE}).

Les pertes dues à la charge représentent en moyenne de 0,7 à 1 % de la puissance nominale assignée (à 100 % de la charge).

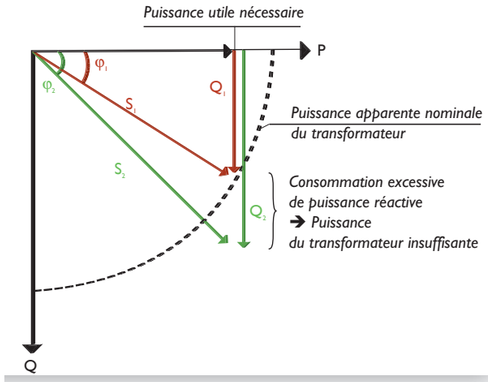
[3] *Phénomène découvert par le physicien français Léon Foucault en 1851*
[4] P_{DC} : *Direct Current Loss*
[5] P_{WE} : *Winding Eddy Loss*
[6] P_{CE} : *Connection Eddy loss*
[7] P_{SE} : *Structural Stray Loss*

3.1.3. Pertes dues à la charge liées aux harmoniques et à la puissance réactive

Ces pertes ont pour origine la puissance réactive et les courants harmoniques.

• Sur la puissance réactive

Figure 2 : Schéma équivalent des puissances



Comme le montre la figure ci-dessus, on distingue trois puissances :

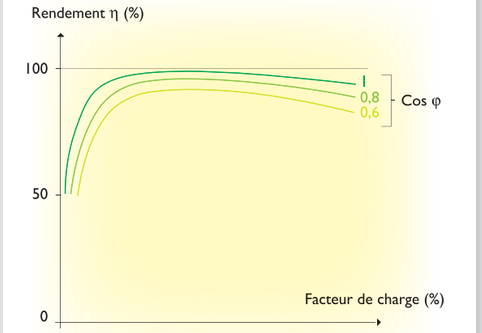
- la puissance apparente S (exprimée en VA), celle appelée par le transformateur sur le réseau.
  Sa valeur est : $S = U \times I \times \sqrt{3}$
- la puissance active P (exprimée en W), celle qui produit un travail utile consommé par l'installation. Pour caractériser la quantité de puissance active disponible, on utilise la notion de facteur de puissance qui est égal à P/S et à cos φ.
  La valeur de la puissance active est :
  $P = U \times I \times \sqrt{3} \times \cos \varphi$
- la puissance réactive Q (exprimée en VAR), qui est nécessaire pour magnétiser les circuits des charges tels les moteurs.
  Sa valeur est : **$Q = U \times I \times \sqrt{3} \times \sin \varphi$**
  La puissance apparente est définie par la relation :
  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

La figure 2 présente le schéma équivalent des puissances et une consommation excessive de puissance réactive due à un mauvais cos φ de l'installation. Pour une puissance active donnée, plus la puissance réactive sera importante et plus le transformateur sera chargé et s'échauffera (entraînant une diminution de sa durée de vie). Car c'est la valeur de la puissance apparente qui fixe la limite de puissance du transformateur.

D'autre part, le rendement du transformateur varie avec le cos φ (voir figure 3).

Il est donc important de diminuer la puissance réactive consommée.

Figure 3 : Allure du rendement pour différents facteurs de charge et différents cos φ



• Les courants harmoniques

Les courants harmoniques sont des courants dont la fréquence est un multiple de la fréquence principale, provoqués par les charges non linéaires du réseau (comme les ordinateurs, certains variateurs de vitesse…). Ils ont des répercussions potentiellement dommageables pour les transformateurs : non seulement ils augmentent les pertes en charge de façon plus que proportionnelle à l'augmentation de la charge mais aussi la température des enroulements et de la structure métallique du transformateur, réduisant ainsi la durée de vie du transformateur.

Les pertes générées par les courants de Foucault dépendent du carré de la fréquence ; aussi la présence d'harmoniques multiples de la fréquence fondamentale de 50 Hz provoque des pertes supplémentaires dans les enroulements et les parties structurelles métalliques.

• Le facteur K

Les courants harmoniques augmentent la valeur du courant efficace, non seulement cela constitue déjà un facteur d'accroissement des pertes, mais en plus, la fréquence des composantes harmoniques accentue cet accroissement.

Il y a deux approches pour évaluer l'effet des courants harmoniques sur les pertes :

- Le facteur K
- Le calcul des pertes, qui nécessite la connaissance précise des caractéristiques du transformateur utilisé.

Le facteur K, ou facteur de déclassement, est le plus souvent utilisé car il est simple à calculer et à exploiter. Il permet d'estimer le taux du déclassement du transformateur, en calculant l'influence des courants harmoniques sur la charge du transformateur. On estime ainsi de combien un transformateur standard est déclassé, pour que les pertes totales dues à une charge non linéaire ne dépassent pas les pertes prévues pour la fréquence fondamentale lors de la conception du transformateur.

L'Annexe 2 - Facteur K, présente plus en détail le calcul du facteur K.

• Les solutions pour réduire les pertes in-situ

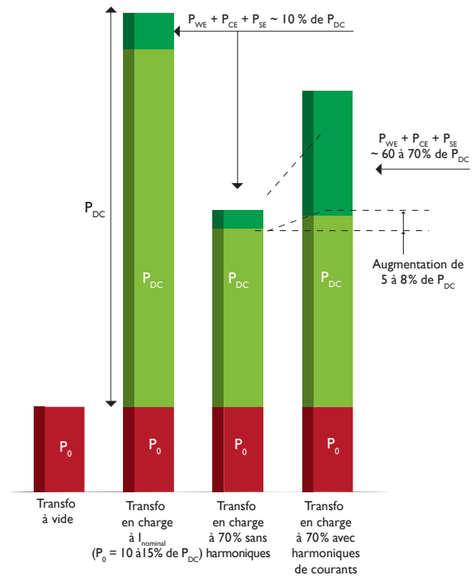
Il n'y a pas de moyens externes permettant de modifier les pertes à vide car elles ne sont pas influencées par les charges. Par contre, deux moyens externes permettent de réduire les pertes supplémentaires dues à la charge.

1. Compensation réactive (batterie de condensateurs)
Cette compensation permet d'optimiser l'utilisation de la puissance du transformateur et de réduire les pertes à 50 Hz.
2. Filtrage des courants harmoniques
Les pertes s'accroissent avec les courants harmoniques. Il existe plusieurs solutions de réduction des courants harmoniques dans les réseaux pollués : connaissance et réduction du taux d'harmoniques à la source, utilisation d'inductances anti-harmoniques en série avec les condensateurs de compensation du réactif, insertion de filtre passif et/ou actifs, etc.

3.1.4. Répartition des pertes

On peut résumer la situation des pertes sous la forme du graphique ci-contre.

Figure 4 : Répartition des pertes



3.1.5. Rendement

La norme NF EN 50464-1[8] indique que le rendement d'un transformateur de puissance est donné, pour toute condition de charge, par le rapport entre la puissance de sortie (P2) et la puissance d'entrée (P1).

$$\eta = P2/P1$$

En raison de la difficulté à déterminer le rendement par des mesures directes, il peut être évalué conventionnellement par les pertes garanties ou mesurées, comme suit :

$$\eta = 100\left(1 - \frac{\alpha^2 P_{cc} + P_0}{\alpha S + \alpha^2 P_{cc} + P_0}\right)(\%)$$

Avec
P_{cc} : pertes dues à la charge au courant assigné et à la température de référence
P_0 : pertes à vide à la tension et à la fréquence assignées
S : puissance assignée
α : facteur de charge

[8] *L'extrait de la norme NF EN 50464-1 – Août 2007 « Transformateurs triphasés de distribution immergés dans l'huile, 50 Hz, de 50 kVA à 2 500 kVA, de tension la plus élevée pour le matériel ne dépassant pas 36 kV - Partie 1 : prescriptions générales » est reproduit avec l'accord d'AFNOR. Seuls les textes originaux et complets de la norme telle que diffusée par AFNOR Editions – accessible via le site internet www.boutique.afnor.org – ont valeur normative.*

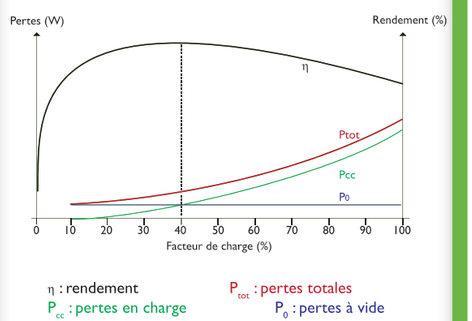
La courbe typique du rendement d'un transformateur en fonction de sa charge est la suivante.

Elle montre les pertes à vide, les pertes dues à la charge, le rendement, en fonction de la charge du transformateur.

Sur l'exemple de la figure 5, le rendement est maximum pour un facteur de charge de 40 %.

Quelque soit la puissance du transformateur, il existe toujours un maximum, entre le rendement et le facteur de charge, en général aux alentours de 40-50 % de la charge nominale.

Figure 5 : Allure de rendement en fonction de la charge



Il est souhaitable que le transformateur soit exploité à une charge raisonnable, comprise entre 40 et 60 % de sa charge nominale mais cela dépend aussi d'autres paramètres (cos φ, température ambiante, cycle de charge…)

Si la charge est supérieure à 75 %, il faut reconsidérer la puissance du transformateur et envisager une augmentation de sa puissance

A l'inverse, si la charge est inférieure à 40 %, il faut reconsidérer la puissance du transformateur et envisager une réduction de sa puissance.

Exemple du rendement selon le niveau de pertes et la valeur de la charge

		Puissance 1000 kVA			
		Pertes selon NF EN 50464-1			
Niveau de pertes		D_0 Dk	C_0 Ck	B_0 Bk	A_0 Ak
Pertes à vide (W)		1400	1100	940	770
Pertes dues à la charge (W)		13000	10500	9000	7600
Charge	85 %	98,61	98,88	99,04	99,19
	65 %	98,84	99,06	99,20	99,32
	50 %	98,98	99,18	99,30	99,41
	30 %	99,06	99,25	99,36	99,46

3.2. Normes et réglementations applicables

Actuellement, il n'existe pas en Europe de réglementation spécifique sur l'efficacité énergétique des transformateurs de distribution. De fait, l'efficacité énergétique des transformateurs est encore peu traitée dans les législations européennes et françaises.

D'un point de vue normatif, différents documents sont en vigueur et des certifications existent pour garantir la qualité des transformateurs (ceux concernant en priorité le domaine énergétique sont surlignés) :

- NF EN 50464-1 : pour les transformateurs triphasés de distribution immergés dans l'huile, 50 Hz, de 50 kVA à 2 500 kVA, de tension la plus élevée pour le matériel ne dépassant pas 36 kV.
- CEI 60076-7 : guide de charge pour les transformateurs immergés
- NF EN 50541-1 : pour les transformateurs de distribution de type sec, 50 Hz, de 100 kVA à 3150 kVA avec une tension la plus élevée pour le matériel ne dépassant pas 36 kV
- CEI 60076-12 : guide de charge pour transformateurs de type sec
- NF EN 60076-1 à 60076-5 : transformateurs de puissance
- NF EN 60076-11 : transformateurs de puissance de type sec

La directive Eco-Design (dite directive ErP) (2009/125/EC, adoptée en 2009) est conçue pour améliorer les performances environnementales et énergétiques, sur le cycle de vie, des équipements liées à l'énergie ; aussi elle permet d'introduire des exigences de performance énergétique.

Dans ce cadre, une application aux transformateurs de distribution est en cours de préparation. L'étude préparatoire est en consultation sur le site www.ecotransformer.org.

Concernant la réglementation sur les PCB, se référer au site du ministère : www.developpement-durable.gouv.fr/pcb

3.3. Les Certificats d'Economies d'Energie

Le dispositif des CEE (Certificats d'Economies d'Energie) repose sur une obligation d'économies d'énergie imposée aux fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fioul, carburants …). Ces entreprises « obligées » doivent soutenir ou accompagner des investissements ou actions d'économie d'énergie chez les consommateurs, sous peine de pénalité.
Les fournisseurs d'énergie sont en capacité de soutenir ou d'aider l'achat d'équipements, figurant entre autres dans la liste des opérations standardisées, par des maîtres d'ouvrage (entreprises industrielles ou tertiaire, collectivités). Concrètement, cette aide se négocie en amont de l'investissement, directement auprès des fournisseurs d'énergie ou, parfois, auprès des fabricants d'équipements.

Trois actions standardisées concernent les transformateurs :

- La fiche IN-UT-10 (industrie) - transformateur à haut rendement pour l'alimentation basse tension d'un site industriel, pour les transformateurs de distribution industriels. Elle concerne les « transformateurs de distribution privés, à haut rendement (faibles pertes), de type immergé dans l'huile d'une puissance comprise entre 250 et 2 500 kVA et de tension primaire inférieure à 24 kV, pour l'alimentation basse tension d'un site industriel ». Elle permet d'acquérir des kWh cumac pour les transformateurs de catégorie C_0, B_0, A_0 pour les pertes à vide, B_k ou A_k pour les pertes dues à la charge.
- La fiche RES-EL-01 (secteur réseaux) - transformateur à haut rendement pour la distribution publique d'électricité. Elle concerne la « mise en place d'un transformateur de distribution publique, à haut rendement (faibles pertes), triphasé, immergé dans l'huile d'une puissance comprise entre 50 et 1 000 kVA et de tension primaire inférieure à 24 kV ». Elle permet d'acquérir des kWh cumac pour les transformateurs de catégorie B_0 ou A_0 pour les pertes à vide, C_k, B_k ou A_k pour les pertes dues à la charge.
- La fiche BAT-EQ-21 (secteur des bâtiments tertiaires) - transformateur à haut rendement pour l'alimentation basse tension d'un site tertiaire. Elle concerne les « transformateurs de distribution privés, à haut rendement (faibles pertes), de type immergé dans l'huile d'une puissance comprise entre 250 et 2 500 kVA et de tension primaire inférieure à 24 kV, pour l'alimentation basse tension d'un site tertiaire ». Elle permet d'acquérir des kWh cumac pour les transformateurs de catégorie C_0, B_0, A_0 pour les pertes à vide, B_k ou A_k pour les pertes en charge.

Exemple
Une entreprise industrielle peut valoriser le remplacement de ses vieux transformateurs, énergivores, par des transformateurs à pertes réduites.
L'industriel exploite 5 transformateurs : deux de 1 600 kVA, deux de 2 000 kVA et un de 2 500 kVA, en 3x8, y compris le week-end. Dans le cas de leur remplacement par des transformateurs de type A_0Ak et selon la fiche IND-UT-10, cela correspond à 4,5 GWh cumac

A noter que d'autres fiches sur les transformateurs sont susceptibles d'être ajoutées, mais il n'existe pas encore de fiches spécifiques aux transformateurs de type secs.

Extrait de la fiche IND-UT-10 pour calculer les kWh cumac :

	Pertes à vide			+	Pertes en charge		x	Mode de fonctionnement du site	Coefficient de pertes en charge
kVA	C_0	B_0	A_0		Bk	A_k			
250	27 900	35 900	43 300		61 900	111 400		1 × 8	0,2
315	31 000	40 900	50 800		80 500	136 200		2 × 8	0,4
400	39 600	50 800	61 900		92 900	167 100		3 × 8 avec arrêt le WE	0,5
500	47 000	60 700	73 000		111 400	198 100		3 × 8 sans arrêt le WE	0,6
630	54 500	70 600	86 700		136 200	235 200			
800	27 200	43 300	61 900		433 300	557 200			
1 000	37 100	57 000	78 000		495 300	668 600			
1250	49 500	74 300	99 100		619 100	804 800			
1 600	61 900	92 900	123 800		742 900	990 500			
2 000	74 300	111 400	154 800		990 500	1 361 900			
2 500	86 700	130 000	179 500		1 238 100	1 671 500			

Estimation des kWh cumac

kWh cumac	Pertes à vide	Pertes en charge	Coefficient de pertes en charge	Total
2 transformateurs de 1 600 kVA	2 × 123 800	2 × 990 500	0,6	1 436 200
2 transformateurs de 2 000 kVA	2 × 154 800	2 × 1 361 900	0,6	1 943 880
1 transformateur de 2 500 kVA	1 × 179 500	1 × 1 671 500	0,6	1 182 400
Total	736 700	6 376 300	0,6	4 562 480

Pour en savoir plus : Guide ADEME CEE, Réf: 7161 (téléchargeable sur www.ademe.fr/publications)

4. Le coût des pertes

4.1 Présentation générale 14
4.1.1. Coût annuel des pertes 14
4.1.2. Coût global des transformateurs 15
4.1.3. La charge des transformateurs : profil de charge et pic de charge 15

4.2. Exemple 16

Pour procéder à l'évaluation économique d'un transformateur, il est indispensable de calculer le coût global actualisé du transformateur, tout au long de sa durée de vie

4.1. Présentation générale

4.1.1. Coût annuel des pertes

Les pertes annuelles d'un transformateur peuvent être évaluées selon la formule suivante :

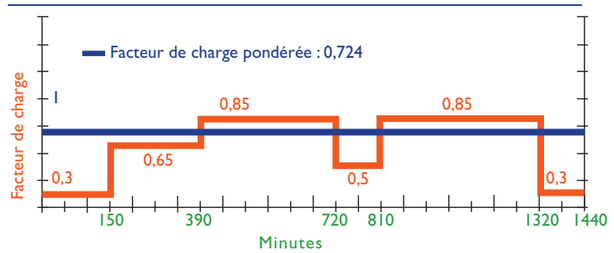
$$W_{Pertes} = (P_0 + P_k \times K^2) \times 8760$$

Où

W_{Pertes}	:	montant des pertes annuelles en kWh
P_0	:	pertes à vide en kW, paramètre spécifié dans les caractéristiques du transformateur
P_k	:	pertes en charge en kW, paramètre spécifié dans les caractéristiques du transformateur
K	:	facteur de charge pondérée sur l'année
8760	:	nombre d'heures de fonctionnement dans l'année (24/24 h, 365 j /an)

Un exemple de calcul du facteur de charge pondérée est donné ci-après :

Exemple de charge pondérée sur une journée sur un site industriel



Sur un jour (1440 minutes), le facteur de charge pondérée est égal à

$$\sqrt{\frac{\sum_{t=0}^{t=1440} K_H^2 \times t}{1440}}$$

Soit aussi :

$$\sqrt{(0{,}3^2 \times 150 + 0{,}65^2 \times 240 + 0{,}85^2 \times 330 + 0{,}5^2 \times 90 + 0{,}85^2 \times 510 + 0{,}3^2 \times 120) / 1440}$$

La charge pondérée journalière est alors de 0,724.

Charge pondérée annuelle $= \sqrt{\frac{\sum_{J=1}^{J=365} K_j^2 \times J}{365}}$

Pour évaluer le coût des pertes durant la vie du transformateur, il doit être actualisé en tenant compte de l'évolution du coût de l'argent dans le temps[9].

Ce calcul est appelé le « Coût Total Actualisé des pertes ». Il est défini par la formule suivante :

$$CTA_{pertes} = C \times W_{Pertes} \times \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n}$$

Où :

C	:	évaluation du coût moyen par kWh par an
W_{Pertes}	:	pertes annuelles
i	:	taux d'actualisation
n	:	durée de vie espérée du transformateur (en années)

4.1.2. Coût global des transformateurs

Pour évaluer économiquement l'achat d'un transformateur, il est indispensable de calculer le coût global actualisé du transformateur, tout au long de sa durée de vie : comme pour les pertes, les coûts d'achat, d'exploitation et de maintenance doivent être comparés en tenant compte de l'évolution du coût de l'argent dans le temps.
Certaines simplifications peuvent être retenues : bien que chaque transformateur ait son propre coût d'achat et ses propres pertes, les autres coûts, ceux d'installation, de maintenance et d'élimination en fin de vie sont sensiblement les mêmes pour tous les types de transformateur de puissance identique, et ils peuvent ne pas être pris en compte.

Le calcul du coût global peut être calculé selon la formule suivante :

$$CTO = PP + A \times P_0 + B \times P_k$$

Où

PP	:	coût d'achat du transformateur
A	:	coût des pertes à vide (exprimé en €/W)
P_0	:	total des pertes à vide garanties
B	:	coût des pertes dues à la charge (exprimé en €/W)
P_k	:	pertes dues à la charge garanties

L'évaluation des facteurs A et B est délicate puisqu'elle dépend de l'évolution du régime de charge du transformateur, du coût de l'énergie, du taux d'actualisation, et aussi de la durée de vie économique prévue.
Il faut aussi tenir compte de l'évolution de la charge et du prix de l'énergie durant la vie du transformateur.
Typiquement, la fourchette de prix pour A se situe entre 6 et 10 €/W et pour B entre 1 et 4 €/W.
Une méthode relativement simple est proposée ci-dessous, permettant de déterminer les facteurs A et B pour les transformateurs de distribution.

A et B sont calculés comme suit (pertes à vide actualisées) :

$$A = C_{kWh} \times 8760 \times \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n}$$

$$B = C_{kWh} \times 8760 \times k^2 \times \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n}$$

Ces formules reposent sur l'hypothèse que le coût de l'énergie et le niveau de charge sont constants tout au long de la durée de vie du transformateur.

Où

i	:	taux d'actualisation (% / an)
n	:	durée de vie (en année)
C_{kWh}	:	prix du kWh (€/kWh)
8760	:	nombre d'heures de fonctionnement dans l'année (24/24 h, 365 j /an)
k	:	facteur de charge pondéré sur l'année

4.1.3. La charge des transformateurs : profil de charge et pic de charge

Les conditions de charge des transformateurs sont probablement le facteur le plus important à considérer pour sélectionner de façon optimale des transformateurs selon le niveau de pertes.
De manière générale, pour les transformateurs très fortement chargés, l'attention doit se porter sur les pertes dues à la charge, et pour ceux à faible charge, sur les pertes à vide.
Les transformateurs dans le secteur industriel de l'UE-27 ont une charge moyenne de 40 % environ et un pic de charge de 70 % [10].
En comparaison, la charge moyenne des transformateurs chez les distributeurs d'énergie électrique dans l'UE-27 est d'environ 20 % et le pic de charge est de 55 % environ.

[9] *Le concept du « coût de l'argent » signifie qu'une somme d'argent disponible immédiatement a une valeur plus importante que la même somme disponible plus tard.*
[10] *Données du projet SEEDT et de l'étude préparatoire VITO de la directive ErP sur les transformateurs de distribution*

4.2. Exemple

L'exemple ci-dessous compare différents transformateurs, industriels, utilisés par une aciérie. La charge moyenne est élevée (65 %) car elle intègre les pertes supplémentaires dues aux harmoniques de courant.

Données du contexte :

Type du transformateur	1 000 kVA, immergé
Charge moyenne	65 % (24/24h)
cos φ moyen de la charge	0,90
Durée de vie économique	20 ans
coût de l'énergie	0,06 Euros/kWh

Comparatif des transformateurs avec type de pertes selon NF EN 50464-1

	Pertes D_o D_k	Pertes C_o C_k	Pertes B_o B_k	Pertes A_o A_k
Pertes à vide (W)	1 400	1 100	940	770
Pertes dues à la charge (W)	13 000	10 500	9 000	7 600
Coût indicatif référencé à Do Dk, en base 100	100	117	130	150

Pertes annuelles (kWh)	Pertes D_o D_k	Pertes C_o C_k	Pertes B_o B_k	Pertes A_o A_k
Rendement (%)	98,95	99,16	99,28	99,39
Pertes à vide (kWh)	12 264	9 636	8 234	6 745
Pertes dues à la charge (kWh)	48 114	38 862	33 310	28 128
Total (kWh)	60 378	48 498	41 544	34 874

Cout annuel des pertes en €

Pertes à vide	736	578	494	405
Pertes dues à la charge	2 887	2 332	1 999	1 688
Total	3 623	2 910	2 493	2 093

Coût actualisé des pertes sur la durée de vie

Pertes D_o D_k	Pertes C_o C_k	Pertes B_o B_k	Pertes A_o A_k
35 575 €	28 575 €	24 478 €	20 557 €

Economie relative aux pertes sur la durée de vie

Pertes D_o D_k	0 €	7 000 €	11 097 €	15 018 €
Pertes C_o C_k		0 €	4 097 €	8 017 €
Pertes B_o B_k			0 €	3 921 €

En outre, l'entreprise peut valoriser l'achat du transformateur à pertes réduites via les CEE (voir § 3.3).

5. La maintenance et la réparation des transformateurs

5.1. La maintenance des transformateurs 17
5.2. La réparation des transformateurs 18

Une maintenance régulière permet d'éviter une dégradation des performances énergétiques des transformateurs.

5.1. La maintenance des transformateurs

Il existe le guide de bonnes pratiques Excelec publié par le Gimélec. C'est un référentiel professionnel ayant pour objectif d'accompagner les responsables maintenance d'un parc électrique, vers une maintenance optimisée à la fois en termes de coût et de qualité. Il propose un outil d'aide à la mise en œuvre des prestations de maintenance dans une logique d'optimisation des risques et du savoir faire.
Il est téléchargeable sur www.gimelec.fr.
Les actions de maintenance préventives suivantes sont conseillées tous les ans.

Le tableau ci-dessous présente les facteurs de risque d'avarie, leurs effets, ainsi que les actions de maintenance à mettre en place.

Actions conseillées	Effets
Nettoyer les pièces sous tension (traversées, connexions, …) Vérification de l'absence de dégradation des câbles et bornes de raccordement	Eviter les risques d'amorçages
Resserrer les jeux de barre et les raccordements	Eviter les points chauds relatifs à un serrage insuffisant.
Mesure par camera infrarouge (transformateur sous tension et en charge)	Déceler les points chauds
Vérifier la présence des dispositifs de protection (capot, verrouillage HT, bac de rétention,…)	Eviter les risques aux personnes et les atteintes environnementales
Faire les essais sur les relais de protection, avec déclenchement HT/BT	S'assurer du bon fonctionnement des protections
Vérifier s'il est visible, le niveau de liquide et l'étanchéité des joints	Détecter les fuites éventuelles de diélectriques
Détecter les détériorations éventuelles de peinture	Limiter les risques dus à la corrosion
En cas de d'évolution de l'installation, déterminer le profil de charge sur une période de consommation pertinente, en mesurant les courants, les tensions, les puissances et les harmoniques	Détecter les surcharges éventuelles et les distorsions anormales de tension et de courant
Vérifier l'efficacité de la ventilation du transformateur et de son local	Eviter les échauffements préjudiciables

Actions de maintenance contre le vieillissement prématuré dû à la température

Facteurs de vieillissement prématuré	Effets	Actions de maintenance
Présence d'harmoniques	Echauffements préjudiciables du transformateur, dues aux pertes supplémentaires	Vérifier le niveau d'harmoniques et de la charge du transformateur
Echauffements	Dégradation des isolants et du diélectrique	Augmenter la ventilation du transformateur et du local, diminuer la charge
Surcharges	Echauffements et vieillissement prématuré des isolants	Diminuer la puissance absorbée par les charges ou le nombre de charges alimentées, ou améliorer le cos φ

Les transformateurs de distribution (HT/BT) de 50 kVA à 2 500 kVA, installés en intérieur ou en extérieur sont concernés par les considérations développées ci-dessous indépendamment du niveau de pertes.

• Paramètres à surveiller

Par ordre de priorité

• Température

L'huile minérale étant inflammable, le transformateur doit être équipé d'un relais de protection devant mettre le transformateur hors tension (NF C13-100, NF C13-200 et NF C17-300)[11].

NB : Le guide de charge CEI 60076-7 signale qu'un dépassement permanent de température du point chaud des enroulements de 6°C réduit de moitié la durée de vie des transformateurs immergés.

• Diélectrique liquide

Le diélectrique liquide subit des contraintes thermiques et électriques, et se dégrade dans le temps ; de plus, d'éventuels points chauds peuvent altérer l'huile. Une analyse (au minimum : tension de claquage, teneur en eau, acidité et gaz dissous) est à réaliser chaque année.

• Isolement

La mesure de l'isolement se fait classiquement par l'application d'une tension continue. Dans le cas de transformateurs immergés, le diagnostic est complété par l'analyse du diélectrique liquide, notamment au niveau des gaz dissous et de la tangente delta.

• Niveaux et symétrie des tensions

Le critère de qualité d'une alimentation électrique se traduit par une symétrie des tensions sur les trois phases. Une dissymétrie peut être le reflet d'une anomalie au niveau des enroulements ou des connexions. La mesure des rapports de transformation et des courants magnétisants permettent de valider cette hypothèse.

• Bruits – vibrations

C'est un paramètre très subjectif qui nécessiterait de faire un constat initial à la première mise en service, néanmoins, le niveau de bruit garanti est donné par les valeurs normatives ou les exigences client.

En pratique, il est fréquent de constater un accroissement significatif du niveau de bruit lorsque le transformateur est parcouru par des courants harmoniques dont certaines fréquences sont aisément perceptibles par l'oreille humaine. Ainsi les harmoniques de courants de rang 3 (150 Hz), de rang 5 (250 Hz) et de rang 7(350 Hz) ont des amplitudes importantes et des fréquences audibles.

Enfin, il est possible que des résonances mécaniques apparaissent au niveau du transformateur et de son environnement en raison de son implantation.

• Relais de protection

- Vérification du bon fonctionnement de cette surveillance.
- Périodicité : annuelle.

• Mesure des températures

- Nécessite par exemple de faire des mesures par caméra infrarouge, le transformateur étant sous tension et en charge, cette opération ne peut être réalisée que par des techniciens qualifiés et habilités.
- Permet de déceler des points chauds, signe de desserrement de connexions ou de surcharges des câbles.
- Périodicité : annuelle.

• Suivi de la charge en fonction de l'évolution de l'installation

- Nécessite la mise en place d'un équipement de contrôle capable de mesurer les grandeurs puissance, tension, courant et harmoniques. Cette opération ne peut être réalisée que par des techniciens qualifiés et habilités.
- Prévient des problèmes thermiques et de distorsions anormales de la tension et du courant.

5.2. La réparation des transformateurs

La réparation peut porter sur :

- la remise à neuf du traitement de surface (peinture et traitement anticorrosion de la cuve),
- le remplacement des joints,
- le remplacement ou le traitement du diélectrique,
- le rebobinage des enroulements (cas exceptionnel).

Les transformateurs de distribution immergés sont des équipements très robustes et fiables, leur durée de vie dans les conditions normales est de l'ordre de 30 ans.

Si les réparations surviennent suite à une anomalie grave, il convient de vérifier s'il n'est pas préférable de le remplacer par un transformateur neuf à pertes réduites. En effet, le rebobinage d'un transformateur immergé est une opération complexe qui nécessite la vidange du diélectrique liquide, le décuvage, le démontage de la partie active, le rebobinage des enroulements, le réassemblage de la partie active, le remplissage sous vide et les contrôles finaux.

6. Autres éléments concernant les transformateurs à pertes réduites

6.1. Caractéristique thermique 18
6.2. Caractéristiques acoustiques et vibratoires 18

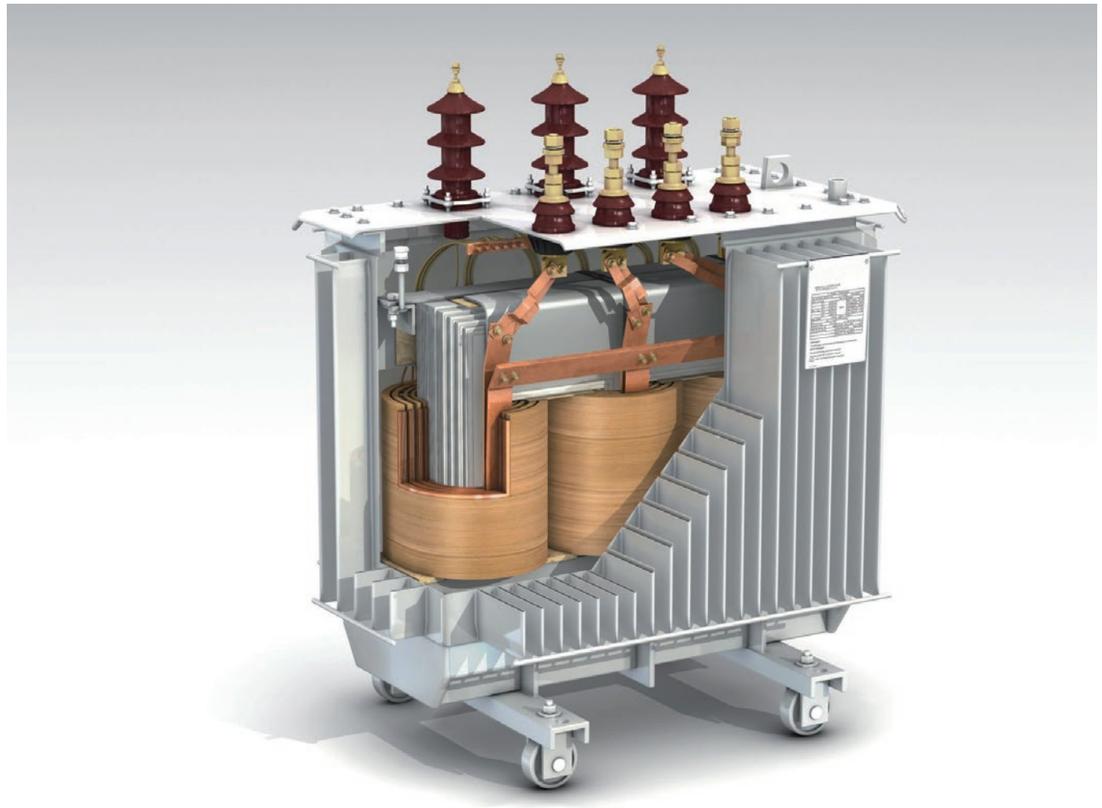
6.1. Caractéristique thermique

Les transformateurs ont des caractéristiques thermiques identiques quelque soient leurs niveaux de perte et quelque soit leur puissance. L'échauffement est uniquement lié à la charge et aux conditions environnementales d'exploitation.

6.2. Caractéristiques acoustiques et vibratoires

Les niveaux de bruit mentionnés dans les documents normatifs montrent une différence importante entre transformateurs dits de base (E_0D_k) et transformateurs à pertes réduites (A_0A_k).

La réduction des pertes à vide se fait principalement par une réduction de l'induction magnétique. Le niveau de bruit est principalement lié à la surface du cycle d'hystérésis des matériaux magnétiques elle-même directement liée à l'induction. L'écart entre un transformateur à pertes à vide de type E_0 et un transformateur à pertes à vide de type A_0 varie de 15 dB(A) pour les petites puissances jusqu'à 18 dB(A) pour les transformateurs de plus grande puissance (tableau 3 de la NF EN 50464-1) sachant qu'une diminution de 3 dB(A) équivaut à diviser par 2 le niveau de perception par l'oreille humaine du bruit.



[11] *Cette disposition n'est pas applicable aux transformateurs de distribution des réseaux publics.*

7. Conclusion

- Bien choisir un transformateur
- L'achat d'un transformateur
- Bien utiliser un transformateur
- Conséquences des courants harmoniques
- La maintenance

Les transformateurs de distribution, sont présents dans l'ensemble des réseaux électriques et génèrent des pertes dont le coût est prépondérant et doit être inclus dans le calcul du coût global de l'investissement.

• Bien choisir un transformateur

Les pertes des transformateurs se divisent en deux types de pertes :

- les pertes à vide (P_0),
- les pertes dues à la charge (P_k).

Pour chaque type de transformateurs (immergés, sec), des normes indiquent les niveaux des différentes pertes.

• L'achat d'un transformateur

Le calcul en coût global prendra en compte à la fois le coût d'achat, le coût de fonctionnement et le coût des pertes.
Le mécanisme des Certificats d'Economies d'Energie (CEE) peut aussi aider à financer l'achat de transformateurs.

• Bien utiliser un transformateur

Un transformateur sous-chargé consomme des pertes à vide inutiles.
Un transformateur près de sa charge nominale consomme des pertes dues à la charge élevées.
Le maximum de rendement d'un transformateur se situe généralement entre 40 et 60 % de sa charge nominale mais dépend d'autres paramètres (charge, cos φ, température ambiante…)

• Conséquences des courants harmoniques

Les courants harmoniques, ont des répercussions dommageables pour les transformateurs, ils augmentent les pertes dues à la charge, les températures de fonctionnement et réduisent la durée de vie du transformateur.

L'effet des courants harmoniques peut être calculé avec le facteur K, appelé aussi facteur de déclassement.

• La maintenance

Surveiller et entretenir les transformateurs permet leur fonctionnement normal sur leur durée de vie escomptée

8. Annexes

8.1. Annexe 1
Normes sur les pertes et le bruit **21**

8.2. Annexe 2
Facteur K **23**
8.2.1. Détermination du facteur K ***23***
8.2.2. Exemple de calcul du facteur K ***23***

8.3. Annexe 3
Elément de technologie **24**
8.3.1. Les technologies traditionnelles ***24***
8.3.2. Les technologies innovantes : les matériaux amorphes ***24***

8.4. Annexe 4
Pour aller plus loin, quelques références **24**
8.4.1. Publications générales ***24***
8.4.2. Référence spécifiques aux économies d'énergie des transformateurs ***24***

Les extraits des normes :

- **NF EN 50464-1** – Août 2007 « Transformateurs triphasés de distribution immergés dans l'huile, 50 Hz, de 50 kVA à 2 500 kVA, de tension la plus élevée pour le matériel ne dépassant pas 36 kV - Partie 1 : prescriptions générales »,
- **NF EN 50541-1** – Décembre 2011 « Transformateurs triphasés de distribution de type sec, 50 Hz, de 100 kVA à 3 150 kVA, avec une tension la plus élevée pour le matériel ne dépassant pas 36 kV - Partie 1 : prescriptions générales »,
- **NF EN 50464-3** – Août 2007 « Transformateurs triphasés de distribution immergés dans l'huile, 50 Hz, de 50 kVA à 2 500 kVA, de tension la plus élevée pour le matériel ne dépassant pas 36 kV - Partie 3 : détermination de la caractéristique de puissance d'un transformateur avec des courants de charge non sinusoïdaux »,

sont reproduits avec l'accord d'AFNOR. Seuls les textes originaux et complets des normes telles que diffusées par AFNOR Editions - accessibles via le site internet www.boutique.afnor.org - ont valeur normative.

8.1. Annexe 1 - Normes sur les pertes et le bruit

Transformateurs immergés :

Pertes à vide P_0(W) et niveau de puissance acoustique (L_{WA}) pour U ≤ 24 kV (selon la norme NF EN 50464-1)

Puissance assignée	E_0		D_0		C_0		B_0		A_0		Impédance de court-circuit
kVA	P_0 W	L_{WA} $dB_{(A)}$	P_0 W	L_{WA} $dB_{(A)}$	P_0 W	L_{WA} $dB_{(A)}$	P_0 W	L_{WA} $dB_{(A)}$	P_0 W	L_{WA} $dB_{(A)}$	%
50	190	55	145	50	125	47	110	42	90	39	4
100	320	59	260	54	210	49	180	44	145	41	
160	460	62	375	57	300	52	260	47	210	44	
250	650	65	530	60	425	55	360	50	300	47	
315	770	67	630	61	520	57	440	52	360	49	
400	930	68	750	63	610	58	520	53	430	50	
500	1 100	69	880	64	720	59	610	54	510	51	
630	1 300	70	1 030	65	860	60	730	55	600	52	
630	1 200	70	940	65	800	60	680	55	560	52	6
800	1 400	71	1 150	66	930	61	800	56	650	53	
1 000	1 700	73	1 400	68	1 100	63	940	58	770	55	
1 250	2 100	74	1 750	69	1 350	64	1 150	59	950	56	
1 600	2 600	76	2 200	71	1 700	66	1 450	61	1 200	58	
2 000	3 100	78	2 700	73	2 100	68	1 800	63	1 450	60	
2 500	3 500	81	3 200	76	2 500	71	2 150	66	1 750	63	

Pertes dues à la charge à 75°C pour Um ≤24 kV selon la norme NF EN 50464-1

Puissance assignée	D_k	C_k	B_k	A_k	Impédance de court-circuit
kVA	W	W	W	W	%
50	1 350	1 100	875	750	4
100	2 150	1 750	1 475	1 250	
160	3 100	2 350	2 000	1 700	
250	4 200	3 250	2 750	2 350	
315	5 000	3 900	3 250	2 800	
400	6 000	4 600	3 850	3 250	
500	7 200	5 500	4 600	3 900	
630	8 400	6 500	5 400	4 600	
630	8 700	6 750	5 600	4 800	6
800	10 500	8 400	7 000	6 000	
1 000	13 000	10 500	9 000	7 600	
1 250	16 000	13 500	11 000	9 500	
1 600	20 000	17 000	14 000	12 000	
2 000	26 000	21 000	18 000	15 000	
2 500	32 000	26 500	22 000	18 500	

Transformateurs de type secs :

Pertes dues à la charge, pertes à vide et niveau de puissance acoustique selon la norme NF EN 50541-1
Tension assignée U_M ≤ 24 kV et tension de court circuit = 6%

Puissance assignée kVA	Perte dues à la charge (P_k) à 120°C		Perte à vide (P_0) niveau de puissance acoustique ($L_{w(A)}$)					
	A_k	B_k	A_0		B_0		C_0	
kVA	W	W	W	$dB_{(A)}$	W	$dB_{(A)}$	W	$dB_{(A)}$
100	1 800	2 050	280	51	340	51	460	59
160	2 600	2 900	400	54	480	54	650	62
250	3 400	3 800	520	57	650	57	880	65
400	4 500	5 500	750	60	940	60	1 200	68
630	7 100	7 600	1 100	62	1 250	62	1 650	70
800	8 000	9 400	1 300	64	1 500	64	2 000	72
1 000	9 000	11 000	1 550	65	1 800	65	2 300	73
1 250	11 000	13 000	1 800	67	2 100	67	2 800	75
1 600	13 000	16 000	2 200	68	2 400	68	3 100	76
2 000	16 000	18 000	2 600	70	3 000	70	4 000	78
2 500	19 000	23 000	3 100	71	3 600	71	5 000	81
3 150	22 000	28 000	3 800	74	4 300	74	6 000	83

8.2. Annexe 2 - Facteur K

La norme NF EN 50464-3 permet la détermination de la caractéristique de puissance d'un transformateur avec des courants de charge non sinusoïdaux. Elle présente le facteur K (Factor K en anglais), méthode utilisée en Europe.

8.2.1. Détermination du facteur K

La démarche fondamentale est de limiter l'échauffement du transformateur, néanmoins, il ne s'agit pas de calculer l'accroissement des pertes donc l'élévation de température mais de quantifier le taux de déclassement du transformateur en fonction du spectre harmonique.
La norme NF EN 50464-3 fournit les éléments de calcul du facteur K selon la formule et les définitions suivantes :

$$K = \left[1 + \frac{e}{1+e}\left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \sum_{n=2}^{n=N} n^q \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2\right]^{\frac{1}{2}}$$

Où

- **e** : les pertes par courants de Foucault dues au courant sinusoïdal à la fréquence fondamentale (par exemple 50 Hz), divisées par les pertes dues à un courant continu égal à la valeur efficace du courant sinusoïdal, toutes les deux à la température de référence ;
- ***n*** : harmonique de rang ;
- **I** : valeur efficace du courant sinusoïdal et, dans l'autre cas, du courant non sinusoïdal contenant tous les harmoniques, donnée par :

$$I = \left(\sum_{n=1}^{n=N} I_n^2\right)^{\frac{1}{2}} = I_1 \left[\sum_{n=1}^{n=N} \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2\right]^{\frac{1}{2}}$$

- I_n : la $n_{ième}$ harmonique (amplitude ou valeur efficace) ;
- I_1 : le courant fondamental (amplitude ou valeur efficace) ;
- **q** : constante exponentielle qui dépend du type d'enroulements et de la fréquence.
  Cependant, les valeurs de constantes suivantes peuvent être utilisées comme approximation et comme guide :
  1,7 pour les transformateurs avec des fils de sections rectangulaires ou circulaires à la fois pour les enroulements basse tension et pour les enroulements haute tension ;
  1,5 pour les transformateurs ayant des enroulements à feuilles basse tension.

8.2.2. Exemple de calcul du facteur K

Pour trois hypothèses de spectre habituellement utilisées pour les réseaux triphasés industriels

a) Spectre de base des courants harmoniques $I_h = I_1/h$

I_1 A	I_5 A	I_7 A	I_{11} A	I_{13} A	I_{17} A	I_{19} A	I_{23} A	I_{25} A	I_{eff} A	THD-I %	K
100	20,00	14,29	9,09	7,69	5,88	5,26	4,35	4,00	104,13	29,04	1,116

b) Spectre selon norme IEC 60146-1-2 $I_h = I_1/(h - 5/h)^{1,2}$

I_1 A	I_5 A	I_7 A	I_{11} A	I_{13} A	I_{17} A	I_{19} A	I_{23} A	I_{25} A	I_{eff} A	THD-I %	K
100	18,95	11,01	5,92	4,77	3,41	2,97	2,35	2,12	102,80	23,85	1,059

c) Spectre selon mesures effectuées sur variateur de vitesse standard (6 pulses + self 3 %)

I_1 A	I_5 A	I_7 A	I_{11} A	I_{13} A	I_{17} A	I_{19} A	I_{23} A	I_{25} A	I_{eff} A	THD-I %	K
100	35,00	17,00	7,00	3,50	2,80	1,50	1,50	0,90	107,65	39,85	1,101

Un facteur K de 1,116 signifie qu'un transformateur de 1 000 kVA, chargé par des courants harmoniques (selon l'hypothèse a) dispose d'une puissance utilisable de 1000/1,116 = 896 kVA sans risque d'échauffement anormal.

La norme CEI 60076-16 donne des exemples calculés d'accroissement des pertes supplémentaires et de leurs conséquences sur les pertes dues à la charge et les échauffements résultant.

8.3. Annexe 3 - Eléments de technologie

8.3.1. Les technologies traditionnelles

Des progrès significatifs ont été réalisés sur le rendement des transformateurs durant ces 40 dernières années :

- Les règlementations nationales ont fait baisser les niveaux de pertes dues à la charge d'environ 30 à 50 %,
- Les pertes à vide ont diminué quant à elles d'un facteur 3 à 4, par l'amélioration de l'acier utilisé dans le circuit magnétique.

Les améliorations des caractéristiques des transformateurs ont été possibles par des évolutions technologiques majeures portant principalement sur :

- **la qualité de l'acier utilisé pour le circuit magnétique ➤ réduction des pertes à vide,**
- **la conception des bobines ➤ réduction des pertes dues à la charge,**
- **l'amélioration des isolants solides papiers (maîtrise des contraintes électriques),**
- **le haut degré de raffinage des diélectriques liquides (pouvoir calorifique et distances d'isolement).**

La qualité de l'acier est essentielle dans la conception des circuits magnétiques pour en limiter les pertes à vide :

- Les recherches sur les matériaux magnétiques ont permis de muter, il y a 50 ans environ, de l'acier laminé à chaud (GNO) vers de l'acier au silicium à grains orientés laminé à froid (CGO). Les développements récents ont abouti à la création de tôles magnétiques à haute perméabilité.
- Un traitement « laser » complémentaire permet l'amélioration interne de la tôle magnétique et une réduction des caractéristiques spécifiques de la tôle magnétique et une nouvelle réduction des pertes à vide. La combinaison d'épaisseur fine (très inférieure à 0,3 mm) de matériaux à haute perméabilité et le traitement « laser » conduit aux pertes les plus basses pour ce type de technologie.
  L'augmentation de la section du circuit magnétique permet de réduire le flux, ce qui diminue les pertes à vide.
- Les aciéristes historiques travaillent à l'amélioration des performances de l'acier magnétique à grains orientés. D'autres fournisseurs proposent des tôles amorphes. Les deux techniques permettent une amélioration significative des performances énergétiques des transformateurs.

La réduction des pertes dues à la charge :

- L'augmentation de la section des conducteurs composant les spires permet de diminuer la densité de courant, donc les pertes dues à la charge.
- De même, la conception des enroulements et les progrès réalisés dans l'isolation permettent d'optimiser les bobinages, d'augmenter les échanges thermiques entre les différents composants des enroulements, et de réduire les dimensions des parties actives à considérations de pertes dues à la charge constantes.

8.3.2 Les technologies innovantes : les matériaux amorphes

Les métaux amorphes diffèrent fortement des alliages cristallins traditionnels par leurs caractéristiques magnétiques et mécaniques et par l'épaisseur du matériau. La technologie de réalisation des circuits magnétiques employant les très minces feuilles de métaux amorphes est totalement différente.
Les transformateurs en matériaux amorphes représentent environ 5 % du marché mondial, soit environ 3 millions de transformateurs monophasés (de quelques dizaines de kVA) et quelques milliers de transformateurs triphasés, principalement sur les marchés américains et asiatiques.
Ils réduisent les pertes à vide de 50 % par rapport à un niveau de pertes à vide A_0. Leur coût de fabrication est cependant nettement supérieur à celui des transformateurs traditionnels à haute efficacité.

8.5. Annexe 4 Pour aller plus loin, quelques références

8.5.1 Références générales :

- Pour des renseignements sur les certificats d'économies d'énergie : www.developpement-durable.gouv.fr et Guide ADEME CEE, Réf: 7161 (téléchargeable sur www.ademe.fr/publications)
- Pour le traitement des PCB : www.developpement-durable.gouv.fr/pcb
- Pour des renseignements sur les économies d'énergie en général : www.ademe.fr/economies-energie
- Pour des renseignements sur les normes : www.afnor.org

8.5.2 Références spécifiques aux économies d'énergie des transformateurs

- Le site du projet européen SEEDT : www.seedt.ntua.gr
- L'étude préparatoire VITO pour la directive ErP pour les transformateurs de distribution : www.ecotransformer.org

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et du ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche.

L'ADEME présente un guide sur les économies d'énergie pour les transformateurs de distribution qui sont des éléments essentiels des réseaux électriques.

Afin que le lecteur s'approprie les bonnes pratiques énergétiques lors de l'achat, l'utilisation, et la maintenance des transformateurs, ce guide :
- *décrit les différentes pertes existantes et l'influence des charges,*
- *donne des éléments pour estimer le coût des pertes,*
- *fournit les éléments normatifs concernant les transformateurs de distribution.*

6808 Juin 2012

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie

ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

www.ademe.fr