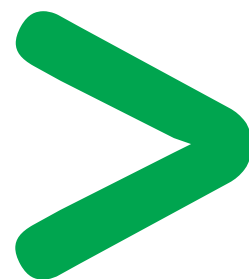


Guide d'utilisation et de maintenance des

Transformateurs de distribution immergés dans l'huile

Gamme Elvim



Guide d'utilisation et de maintenance des Transformateurs de distribution immergés dans l'huile

Gamme Elvim

Le transformateur est un appareil qui permet la transmission et la distribution d'énergie électrique de manière simple et économique puisque son efficacité est supérieure à 95%.

A travers une brève description de l'utilisation et de la maintenance des transformateurs immergés dans l'huile, ce manuel technique apporte les informations utiles aux ingénieurs impliqués dans la sélection, l'achat, l'installation, l'utilisation et la maintenance des transformateurs.

Sommaire

Partie A: Utilisation des transformateurs

A.1	Types de transformateurs	A.1.1	Classification par type d'utilisation	page 4
		A.1.2	Classification des transformateurs en fonction de leur mode de refroidissement	page 5
		A.1.3	Classification des transformateurs en fonction de leur type d'isolant	page 5
		A.1.4	Classification des transformateurs suivant leur type de noyau magnétique	page 6
A.2	Les transformateurs de distribution, gamme Elvim	A.2.1	Caractéristiques générales	page 7
		A.2.2	Les avantages des transformateurs de distribution, gamme Elvim	page 7
A.3	Les sous ensembles du transformateur	A.3.1	Le circuit magnétique	page 8
		A.3.2	Les enroulements	page 8
		A.3.3	Les pièces métalliques	page 9
		A.3.4	Assemblage	page 9
		A.3.5	Fluide refroidisseur	page 9
A.4	Les composants du transformateur	A.4.1	La cuve	page 10
		A.4.2	Le capot	page 10
		A.4.3	Les oreilles de levage	page 10
		A.4.4	Les roues	page 10
		A.4.5	Valve de vidange et de prélèvement d'huile	page 10
		A.4.6	Mise à la terre du neutre	page 10
		A.4.7	Traversées haute tension	page 11
		A.4.8	Traversées basse tension	page 11
		A.4.9	Connecteurs basse tension	page 11
		A.4.10	Le changeur de prise	page 11
		A.4.11	Le sélecteur de tension	page 11
		A.4.12	Le thermomètre	page 11
		A.4.13	Le réservoir d'expansion d'huile	page 12
		A.4.14	Le relai Buchholz	page 12
		A.4.15	Déshumidificateur d'air	page 12
		A.4.16	Valve de remplissage	page 12
		A.4.17	Indicateur de niveau d'huile	page 12
		A.4.18	Plaque signalétique	page 13
		A.4.19	Mise à la terre de la cuve	page 13
		A.4.20	Accessoires des transformateurs scellés	page 13
A.5	Essais des transformateurs	A.5.1	Essais types	page 14
		A.5.2	Essais de routines	page 14
		A.5.3	Essais spéciaux	page 15
A.6	Caractéristiques électriques des transformateurs	A.6.1	Puissance nominale	page 16
		A.6.2	Elévation de température	page 16
		A.6.3	Température ambiante	page 16
		A.6.4	Altitude de l'installation	page 16
		A.6.5	Impédance de court-circuit	page 16
		A.6.6	Couplage	page 16
		A.6.7	Pertes à vide	page 17
		A.6.8	Pertes dues a la charge	page 17

A.6	Caractéristiques électriques des transformateurs	A.6.9	Tension nominale	page 17
		A.6.10	Fréquence	page 18
		A.6.11	Bruit	page 18
		A.6.12	Rendement	page 18
		A.6.13	Courant de court-circuit	page 18
		A.6.14	Courant à vide	page 18
A.7	Normes des transformateurs			page 19
A.8	Tolérances			page 19
A.9	Fonctionnement du transformateur	A.9.1	Surcharge	page 20
		A.9.2	Fonctionnement en parallèle	page 21
		A.9.3	Distribution de la charge pour des transformateurs de distribution montés en parallèle	page 21
A.10	Bon de commande de transformateurs			page 22
A.11	Choix du transformateur	A.11.1	Service public	page 23
		A.11.2	Utilisateurs industriels	page 23
A.12	Gamme des transformateurs Schneider Electric - Elvim	A.12.1	Transformateurs monophasés, de 5 à 50 kVA, 20/0,231 kV	page 24
		A.12.2	Transformateurs triphasés, de 250 à 2500 kVA, 20/0,4 kV et 15/0,4 kV	page 26
		A.12.3	Transformateurs triphasés scellés, de 25 à 2500 kVA, 20/0,4 kV et 15/0,4 kV	page 28
		A.12.4	Transformateurs triphasés, de 250 à 1600 kVA, 20/0,4 kV et 15/0,4 kV, faibles pertes	page 30
		A.12.5	Transformateurs triphasés scellés, de 250 à 2500 kVA, 33/0,4 kV	page 32
		A.12.6	Transformateurs triphasés, 2 enroulements pour systèmes photovoltaïques, de 250 à 630 kVA, 0,315/20 kV	page 34
		A.12.7	Transformateurs triphasés, 3 enroulements pour systèmes photovoltaïques, de 500 à 1250 kVA, 0,315-0,315/20 kV	page 36
A.13	Exemples	A.13.1	Calcul de l'efficacité du transformateur	page 38
		A.13.2	Calcul de la chute de tension	page 38
		A.13.3	Fonctionnement en parallèle des transformateurs	page 39
		A.13.4	Choix du transformateur	page 39

Partie B: Installation et maintenance des transformateurs

B.1	Dimensions de la zone d'installation des transformateurs	page 40
B.2	Instructions pour l'installation d'un transformateur	page 41
B.3	Instructions de maintenance du transformateur	page 41
B.4	Instructions pour la connexion du thermomètre	page 42
B.5	Instructions pour la connexion du relai Buchholz	page 43
B.6	Instructions pour la connexion du déshumidificateur d'air	page 44
B.7	Instructions pour la connexion du relai de sécurité D.M.C.R	page 45

Partie A:

Utilisation des transformateurs

A.1 Types de transformateurs

Les transformateurs sont réparties en différentes catégories en fonction de leur:

- (a) utilisation,
- (b) mode de refroidissement,
- (c) type d'isolant,
- (d) type de noyau magnétique.

Ces catégories sont présentées dans les paragraphes ci-dessous.

A.1.1 Classification par type d'utilisation

En fonction de leur usage, les transformateurs sont classés dans les catégories suivantes:

(a) Transformateurs de distribution

Ils sont utilisés dans les réseaux de distribution pour amener l'énergie du réseau moyenne tension (MT) jusqu'au réseau basse tension (BT) des clients. Leur puissance est généralement comprise entre 50 kVA et 2500 kVA.

(b) Transformateurs de puissance

Ils sont utilisés dans les centrales hautes tensions pour élever la tension, et dans les stations de transmission pour élever ou abaisser la tension. Habituellement, leur puissance est supérieure à 2,5 MVA.

(c) Autotransformateurs

Ils sont utilisés pour la transformation de tension avec un faible rapport de tension, pour connecter des systèmes électriques fonctionnant sous différentes tensions, pour le démarrage de moteurs à courant alternatif (AC), etc.

(d) Transformateurs d'essais

Ils sont utilisés pour exécuter des tests de performance sous haute ou très haute tension.

(e) Transformateurs de puissances spéciaux

Ils sont utilisés pour des applications spéciales, par exemple pour les fours électriques, l'activité de soudage.

(f) Transformateurs de mesures

Ils sont utilisés pour la mesure précise de courants et tensions.

(g) Transformateurs de télécommunication

Ils sont utilisés dans les applications de télécommunications dans le but de reproduire de manière fiable un signal composé d'une grande variété de fréquences et tensions.

A.1.2 Classification des transformateurs en fonction de leur mode de refroidissement

Les transformateurs sont désignés suivant leur mode de refroidissement par un code de quatre lettres.

La première lettre représente le fluide de refroidissement interne en contact avec les enroulements. La seconde lettre concerne le mode de circulation du fluide de refroidissement interne. Le fluide de refroidissement externe est identifié par la troisième lettre. La quatrième lettre exprime le mode de circulation du fluide de refroidissement externe.

Par exemple, si le fluide de refroidissement interne est de l'huile minérale, circulant naturellement, et le refroidisseur externe est de l'air, circulant par convection naturelle, alors le code du mode de refroidissement est ONAN (Oil, Natural, Air, Natural - Circulation naturelle d'huile / Circulation naturelle d'air).

Pour les transformateurs de puissance, il existe différents modes de refroidissement comme huile circulant à l'aide d'une pompe, ou air ventilé, ou une combinaison de ces deux systèmes. Les différents codes existent:

- **ONAF:** Oil Natural Air Forced (Circulation naturelle d'huile / Circulation forcée d'air).
- **OFAN:** Oil Forced Air Natural (Circulation dirigée d'huile / Circulation naturelle d'air).
- **OFAF:** Oil Forced Air Forced (Circulation dirigée d'huile / Circulation forcée d'air).
- **OFWF:** Oil Forced Water Forced (Circulation dirigée d'huile / Circulation dirigée d'eau).

Des combinaisons comme ONAN/ONAF, ONAN/OFAN, ONAN/OFAF existent aussi.

A.1.3 Classification des transformateurs en fonction de leur type d'isolant

Les transformateurs sont classés dans les catégories suivantes en fonction de leur type d'isolant:

(a) Transformateurs immergés dans l'huile

L'isolant est de l'huile minérale ou synthétique.

(b) Transformateurs de type sec

Le refroidissement est effectué par un flux d'air naturel. Les enroulements sont généralement isolés par des matériaux de classe H ou F. Les matériaux de classe H sont utilisés pour une utilisation dans des conditions normales, sous des températures allant jusqu'à 180°C, et les matériaux de classe F sous des températures allant jusqu'à 155°C.

(c) Transformateurs à enroulements moulés sous vide

Les transformateurs à enroulements moulés sous vide sont des transformateurs de type sec, dont les enroulements sont encapsulés dans un moule de résine époxy.

A.1.4 Classification des transformateurs suivant leur type de noyau magnétique

■ On compte deux types de constructions du circuit magnétique des transformateurs triphasés:

(a) A trois colonnes

Le flux magnétique de chaque colonne traverse les deux autres colonnes pour fermer sa boucle.

(b) A cinq colonnes

Retour libre de flux par les colonnes externes.

■ Il y a deux technologies de construction du noyau magnétique:

(a) Circuit empilé

Les couches de matériel magnétique sont empilées les unes sur les autres. Les couches horizontales et verticales sont imbriquées.

(b) Circuit roulé

Le circuit magnétique est de type "enveloppe" et les tôles sont enroulées.

■ Deux matériaux sont utilisés pour la fabrication du noyau:

(a) Plaques d'acier au silicium

L'acier au silicium utilisé pour la construction du noyau est un alliage composé de 97% d'acier et de 3% de silicium. Ce matériau a une structure cristalline.

Les plaques d'acier au silicium ont une épaisseur allant de 0,18 à 0,5mm.

L'acier au silicium est aussi utilisé pour les applications sous haute induction magnétique (Hi-B).

(b) Plaques de métal amorphe

Le métal amorphe utilisé pour la construction des noyaux est un alliage composé de 92% d'acier, 5% de silicium et 3% de bore. Ce matériau n'a pas une structure cristalline. Il permet une réduction de plus de 70% des pertes à vide par rapport aux plaques d'acier au silicium.

L'épaisseur des plaques de métal amorphe est 0,025mm soit dix fois plus fine que l'épaisseur des plaques d'acier au silicium généralement utilisées.

A.2 Les transformateurs de distribution, gamme Elvim

A.2.1 Caractéristiques générales

Sur le site industriel de Schneider Electric Grèce, les transformateurs de distribution sont fabriqués pour des tensions allant jusqu'à 36kV. Le fluide refroidisseur utilisé est de l'huile minérale. Les transformateurs présentent les caractéristiques suivantes:

- Transformateurs monophasés de 5 à 500kVA.
- Transformateurs triphasés de 25 à 2500kVA.

A.2.2 Les avantages des transformateurs de distribution, gamme Elvim

Les utilisateurs potentiels de transformateurs ont plusieurs raisons pour choisir les transformateurs de distribution, gamme Elvim, fabriqués sur le site de Schneider Electric Grèce. Les principales sont les suivantes:

- **Plus de 40 ans d'expérience** dans la réalisation de transformateurs (le site produit depuis 1969). Les meilleures techniques et méthodes utilisées pour la conception et la fabrication des transformateurs sont utilisées.
- La certification d'assurance qualité **ISO 9001** combinée à un contrôle minutieux de l'ensemble des processus internes aboutissent à un produit de haute qualité.
- La certification **ISO 14001**, système de management de l'environnement, assure la protection de l'environnement et un usage raisonnable des ressources naturelles pour la production des transformateurs.
- La certification **OHSAS 18001**, sécurité et sûreté, est un gage que chaque employé bénéficie du meilleur niveau de sécurité et de sûreté dans son environnement de travail.
- L'utilisation des **meilleurs matériaux** pour la conception des transformateurs, la fiabilité des fournisseurs sont sans cesse surveillées et contrôlées.
- Le haut niveau d'automatisation du site a considérablement réduit **le délai de livraison**. Ainsi, des transformateurs spéciaux peuvent être prêts en 3 semaines.
- Toutes les requêtes sont traitées avec attention afin de garantir **une offre finale qui satisfera complètement l'utilisateur**. L'offre est techniquement complète et représente le meilleur compromis technique/économique dédié à une application spéciale.
- La technologie de circuit roulé offre les avantages suivants par rapports aux circuit empilé:
 - **Courant de magnétisation plus faible**, ainsi on **limite les harmoniques** dans le transformateur (meilleure qualité), réduction de la consommation et de la puissance réactive.
 - **Moins de bruits**.

A.3 Les sous ensembles du transformateur

A.3.1 Le circuit magnétique

Des matériaux magnétiques avec de faibles pertes sont utilisés.

La technologie suivante est de circuit roulé. Le circuit magnétique est de type "enveloppe" et les tôles sont enroulées. La procédure de production est la suivante:

- Le matériau magnétique est découpé en plaques de même largeur.
- Puis, ces plaques sont découpées afin d'obtenir des feuilles de longueurs prédéterminées.
- Ces feuilles sont ensuite bobinées sur un gabarit cylindrique: on obtient une bobine circulaire.
- Les bobines reçoivent un traitement thermique (annealing) afin d'améliorer leurs caractéristiques physiques et électriques.
- Elles sont ensuite soumises à un contrôle qualité.

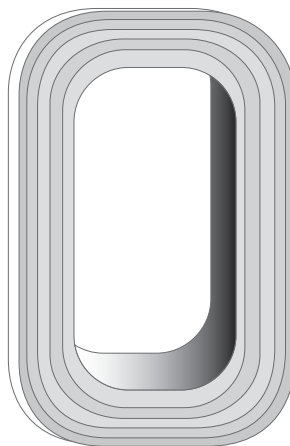


Illustration 1: Circuit roulé

A.3.2 Les enroulements

Les bobines utilisées sont des enroulements rectangulaires et concentriques. Pour la partie basse tension, généralement des feuilles de cuivre ou du fil rectangulaire sont utilisés.

La bobine haute tension est construite à partir de fil de cuivre (filare ou rectangulaire).

La combinaison de feuille de cuivre dans la bobine basse tension, fil de cuivre dans la bobine haute tension, avec un papier isolant intermédiaire recouvert d'époxy augmente la capacité de résistance aux courts-circuits des enroulements.

Les points clés lors de la fabrication des enroulements sont les suivants:

- Traitement thermique à 100 °C pour polymériser la résine époxy et rendre le produit extrêmement compact.
- Contrôle qualité systématique des enroulements.

L'illustration 2 présente la partie active assemblée (Noyaux et enroulements) d'un transformateur triphasé.

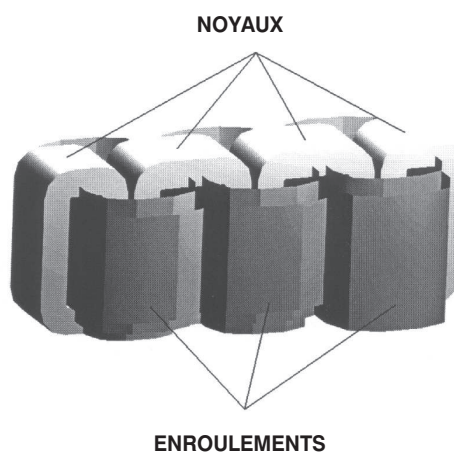


Illustration 2: Partie active d'un transformateur

A.3.3 Les pièces métalliques

Pour la construction des pièces métalliques d'un transformateur, les outils mécaniques suivants sont utilisés:

- Machine à commande numérique pour la découpe, le poinçonnage, et le pliage des plaques métalliques.
- Différents types de machines de soudure (MIG-MAG, TIG, électrode) pour la soudure des pièces métalliques.
- Machines pour la fabrication et la soudure des plaques de métal ondulé et de la cuve. Les opérateurs de ces machines sont des techniciens avec expérience ou des soudeurs.
- Machines de soudure par résistance pour la soudure de composants sur le capot des transformateurs afin de sécuriser le positionnement des isolateurs.
- Equipement pour la détection des fuites d'huile dans la cuve du transformateur.
- Un atelier de peinture moderne: la procédure habituelle est constituée des étapes suivantes: sablage, dégraissage, phosphatation Fe, peinture 4 couches (2 couches primaires, 2 couches de couleur finale). L'épaisseur totale atteinte est 160µm. Cette procédure pour la peinture permet d'obtenir une forte résistance à la corrosion, une meilleure durée de vie de la peinture.

A.3.4 Assemblage

Pour l'assemblage des transformateurs, les équipements suivants sont utilisés:

- différentes grues de capacité allant de 1 à 35 tonnes,
- une chambre de séchage pour éliminer l'humidité absorbée par le transformateur pendant sa production,
- deux chambres à vide, dans lesquelles on procède au remplissage d'huile des transformateurs,
- machines de traitement de l'huile des transformateurs afin qu'elle atteigne les caractéristiques requises selon les standards internationaux.

A.3.5 Fluide refroidisseur

Conformément à la norme IEC 60296, l'huile est utilisée comme fluide refroidisseur.

Le remplissage initial du transformateur immergé dans l'huile est réalisé sous vide poussé pour assurer le remplissage complet de la cuve et éliminer toutes les bulles d'air et traces d'eau pouvant causer un défaut lors des essais diélectriques des bobines.

L'huile peut aussi être injectée sous pression ambiante à condition que le niveau d'huile dans la cuve recouvre la partie active, et que l'huile ait été filtrée. En accord avec le client, l'huile peut être fournie par Schneider Electric ou par une autre compagnie dans la mesure où elle respecte les caractéristiques standards.

A.4 Les composants du transformateur

A.4.1 La cuve

La cuve est composée du fond plat, de la structure et des cotés.

Les cotés sont fabriqués à partir de métal ondulé pour augmenter la surface totale de refroidissement.

La cuve des transformateurs immergés est remplie d'huile puis scellée.

Les panneaux de métal ondulé limitent l'augmentation de pression due à l'élévation de température pendant l'utilisation du transformateur.

La cuve du transformateur a deux points de mise à la terre.

Les roues, ou les patins sont soudés au fond de la cuve.

A.4.2 Le capot

Il y a deux oreilles de levage sur le capot du transformateur, utilisées pour lever et déplacer le transformateur.

Sur demande, un thermomètre et son logement, avec deux contacts électriques peuvent être placés sur le capot.

Le capot est aussi raccordé à la terre.

Un détendeur de pression est habituellement ajouté sur le capot des transformateurs scellés.

A.4.3 Les oreilles de levage

Les oreilles de levage sont utilisées pour lever et déplacer le transformateur.

A.4.4 Les roues

Les transformateurs de moins de 160kVA sont généralement de type « monté sur poteau ». Au delà de 160kVA, ils sont équipés de roues bidirectionnelles.

A.4.5 Valve de vidange et de prélèvement d'huile

Une valve de vidange et de prélèvement d'huile se situe dans la partie inférieure du transformateur. Elle permet de prélever des échantillons d'huile afin de mener les tests de résistance diélectrique.

A.4.6 Mise à la terre du neutre

Cette connexion permet de relier électriquement le neutre des enroulements triphasés à la cuve du transformateur.

A.4.7 Traversées haute tension

Pour la moyenne tension de 6, 10, 20, 30kVA, conformément à la norme DIN 42531, des traversées en porcelaine sont utilisées. A la demande, des traversées de type "borne embrocable" peuvent être installées.

A.4.8 Traversées basse tension

Des traversées basse tension de série 1kV sont utilisées dans la partie basse tension conformément à la norme DIN 42530.

A.4.9 Connecteurs basse tension

Conformément à la norme DIN 43675, des connecteurs basse tension sont utilisés.

A.4.10 Le changeur de prise

La tension moyenne appliquée sur les enroulements primaire n'est pas stable: elle dépend de la position du transformateur sur le réseau de distribution. C'est pourquoi, considérant la tension primaire comme étant donnée, le changeur de prise est utilisé pour garder la tension au secondaire aussi stable que possible.

Le changeur de prise est placé à l'intérieur de la cuve. Sa commande se situe sur le capot.

Le changeur de prise doit être manipulé lorsque le transformateur est hors tension, de la manière suivante:

Premièrement, la poignée du changeur de prise est poussée en position haute afin de libérer la broche et de la placer en point neutre.

Puis, en tournant la poignée vers la gauche ou la droite,

la broche est positionnée dans la position souhaitée. S'il est nécessaire de passer d'une position (exemple: position 1) à une autre (exemple: position 5) alors le changement se fait pas à pas, en passant par toutes les positions intermédiaires (exemple: positions 2, 3, 4)

Les différentes positions sont inscrites sur la plaque signalétique du transformateur.

Par exemple, si la conception d'un transformateur prévoit qu'il fonctionne sous deux niveaux de tension, 20kV et 15kV, alors, en utilisant un changeur de prise à 5 positions, la régulation de la tension au primaire peut être $\pm 2 \times 2,5\%$ pour la moyenne tension 20kV (exemple: 19,0, 19,5, 20,0, 20,5 et 21,0kV) et $\pm 2 \times 3,3\%$ pour la moyenne tension 15kV (exemples: 14,0, 14,5, 15,0, 15,5 et 16,0kV).

A.4.11 Le sélecteur de tension

Le sélecteur de tension est utilisé pour adapter la tension de fonctionnement du transformateur à la tension du réseau sur lequel le transformateur est connecté (par exemple de 15kV à 20kV et inversement).

Le sélecteur de tension se manœuvre de la même façon que le changeur de prise, la seule différence est que le sélecteur de tension a deux positions (par exemple 15kV et 20kV).

Ainsi, si on souhaite utiliser un transformateur 20-15/0,4kV avec une tension au primaire de 19,5kV, on positionne le sélecteur de tension sur 20kV et le changeur de prise sur la position -2,5%.

A.4.12 Le thermomètre

Le capteur du thermomètre se situe au niveau de la couche haute d'huile afin de mesurer la température de l'huile au sommet. La température est régulée. La contrainte est fixée sur les contacts du thermomètre,

et celui-ci est connecté au circuit de protection pour alerter et déclencher l'ouverture du circuit si la température mesurée dépasse la limite.

A.4.13 Le réservoir d'expansion d'huile

Pendant l'utilisation du transformateur, la température de l'huile s'élève, et par conséquent son volume augmente. Le réservoir d'expansion d'huile permet d'absorber ces variations de volume. Il est équipé d'un indicateur de niveau d'huile avec deux repères: le premier montre le niveau d'huile à -20 °C, le second à +20 °C.

Les transformateurs avec un indicateur de niveau d'huile sont généralement aussi équipés d'un déshumidificateur d'air et d'un relai Buchholz.

A.4.14 Le relai Buchholz

Les transformateurs immergés dans l'huile sont protégés des défauts internes, qui dégagent des gaz et provoquent d'importantes fuites d'huile, par un relai Buchholz, installé entre la cuve du transformateur et le réservoir d'expansion d'huile. Si du gaz est créé (résultat d'un défaut interne) ou si il y a une fuite d'huile, le premier flotteur descend et le contact d'alarme est activé.

Si un volume de gaz suffisant est créé (important défaut interne), alors le second flotteur descend et le contact de déclenchement est activé. Ce dernier peut aussi être activé en cas d'important flux d'huile vers le réservoir d'expansion après un court-circuit ou un défaut interne. Le relai Buchholz procure aussi une protection contre les fuites d'huile.

A.4.15 Déshumidificateur d'air

Le déshumidificateur d'air est installé sur le réservoir d'expansion d'huile. A cause de la compression et de l'expansion du volume d'huile, de l'air passe à travers le déshumidificateur depuis et vers le réservoir d'expansion d'huile. Le déshumidificateur contient des cristaux de SiO₂ (Gel silica), qui absorbent l'humidité contenue dans l'air.

Le gel silica peut absorber l'humidité tant qu'il est jaune. Lorsqu'il devient légèrement bleu/blanc, il doit être séché ou remplacé. Pour le sécher, il faut porter sa température à 120 °C, 150 °C jusqu'à ce qu'il redevienne jaune.

Le gel silica doit avoir les couleurs suivantes:

- Jaune (Lorsqu'il est complètement sec).
- Légèrement bleu-blanc (lorsqu'il est humide).

A.4.16 Valve de remplissage

Les transformateurs sont équipés d'une valve de remplissage, afin d'avoir la capacité de remplir les transformateurs avec huile minérale.

A.4.17 Indicateur de niveau d'huile

Pour les transformateurs scellés (sans réservoir d'expansion de l'huile), l'indicateur de niveau d'huile est installé sur le coté de la cuve ou sur le couvercle du transformateur.

Pour ceux qui sont équipés d'un réservoir d'expansion d'huile, un indicateur de niveau d'huile de type tubulaire (tube transparent en verre) ou magnétique est installé sur le réservoir d'expansion d'huile.

A.4.18 Plaque signalétique

Conformément aux standards internationaux, toutes les données des transformateurs sont mentionnées sur la plaque signalétique: type du transformateur, puissance en kVA, nombre de phases, fréquence, impédance de court-circuit, couplage, mode de refroidissement, matériau des enroulements, numéro de série, année de fabrication, poids des enroulements et noyau magnétique, masse de l'huile isolante, masse

totale, température ambiante maximale, échauffement des enroulements, échauffement de l'huile au sommet, tension nominale au primaire, tension nominale au secondaire, courant nominale au primaire, courant nominale au secondaire, pertes à vide, pertes en charge, positions du changeur de prise et du sélecteur de tension (si le transformateur en est équipé).

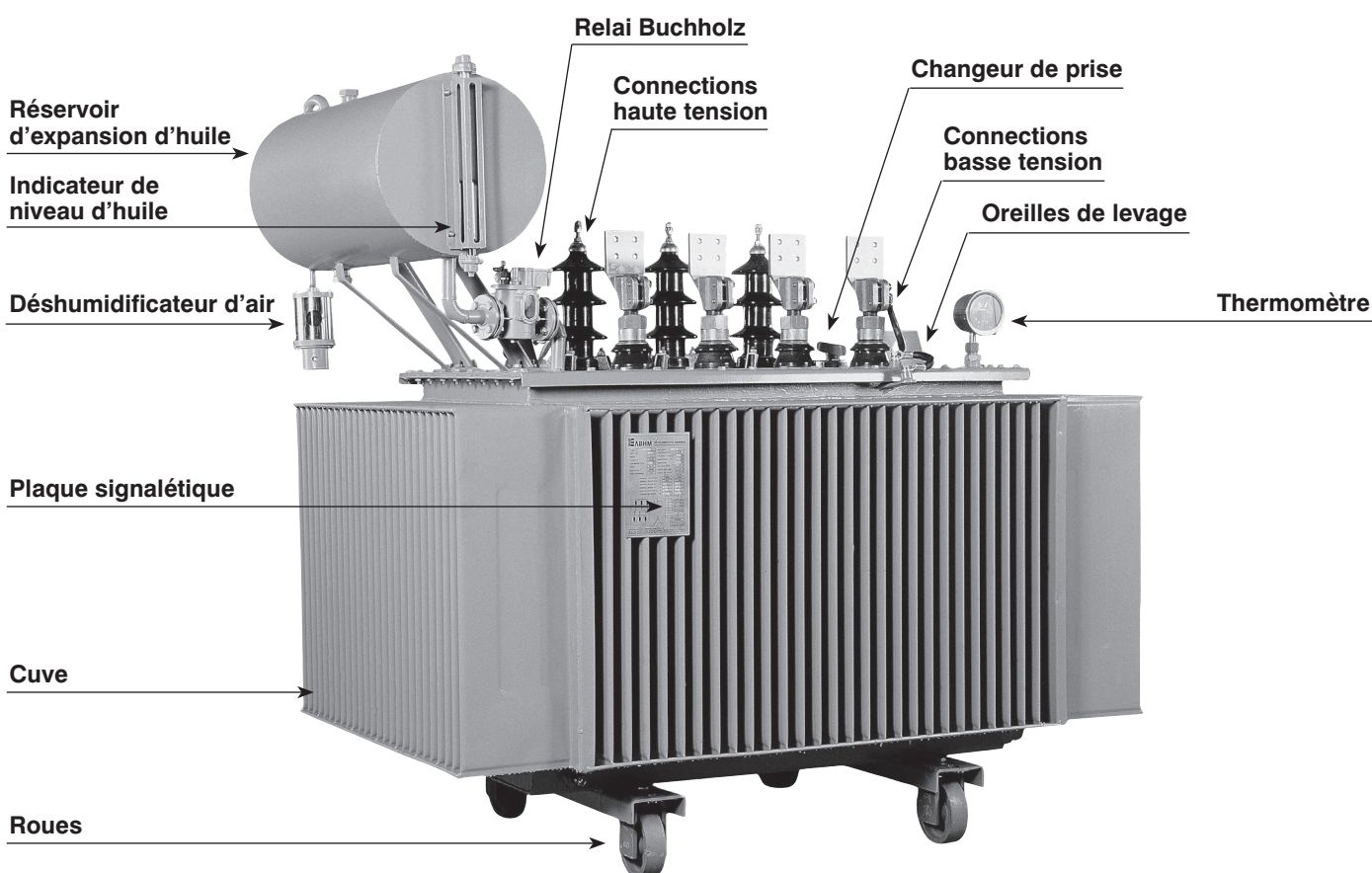
A.4.19 Mise à la terre de la cuve

Deux points situés diamétralement opposés dans la partie inférieure de la cuve sont prévus pour le raccordement de celle-ci à la terre.

A.4.20 Accessoires des transformateurs scellés

Les transformateurs scellés sont habituellement équipés d'un détendeur de pression et d'un thermomètre ou un relai D.M.C.R.. Le relai D.M.C.R. possède un manocontact de surpression, un thermomètre avec alarme, et contact de déclenchement, et un indicateur de niveau d'huile avec un contact d'ouverture du circuit.

Transformateur de distribution immergé dans l'huile, gamme Elvim



A.5 Essais des transformateurs

Conformément à la norme IEC 60076, les essais des transformateurs sont classés en différentes catégories:

- Essais types
- Essais individuels de série / de routine
- Essais spéciaux.

A.5.1 Essais types

Les essais types, réalisés sur un transformateur par modèle, sont les suivants:

(a) Essai d'échauffement

L'essai d'échauffement est effectué selon la norme IEC 60076-2. La procédure est la suivante:

- a) Détermination de l'échauffement de l'huile
- b) Détermination de la température moyenne des enroulements.

(b) Essai de résistance au choc de foudre

Les essais de résistance au choc de foudre sont effectués selon la norme IEC 60076-3. Ce test permet de tester la résistance aux surtensions du transformateur.

Ces surtensions peuvent être causées par:

- a) des ondes progressives (Causées par un orage) sur les lignes de transmission,
- b) ouverture/fermeture soudaine de disjoncteurs,
- c) court-circuit dans la sous station.

A.5.2 Essais de routines

Les essais de routines sont effectués sur tous les transformateurs, individuellement. Ils incluent:

(a) Mesure de la résistance des enroulements

La mesure de la résistance des enroulements est effectuée selon la norme IEC 60076-1. Lors de cet essai, la résistance de chaque enroulement est mesurée, et la température enregistrée. Le test est effectué sous courant continu. Un pont de résistances est utilisé pour la mesure de la résistance des enroulements.

(b) Mesure du rapport de transformation et contrôle du déphasage

La mesure du rapport de transformation est effectuée selon la norme IEC 60076-1.

Ce test a pour but de comparer la valeur réelle du rapport de transformation à la valeur prévue.

Pour le transformateur, le rapport de transformation de tension est égal au rapport du nombre de spires des enroulements primaire et secondaire, c'est-à-dire:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

(c) Mesure de l'impédance de court-circuit

La mesure de l'impédance de court-circuit est effectuée selon la norme IEC 60076-1. C'est une image de la l'impédance du transformateur, exprimée en pourcentage de la tension nominale. D'après les standards internationaux, cette impédance doit être calculée à une température de référence de 75 °C.

(d) Mesure des pertes dues à la charge

La mesure des pertes dues à la charge s'effectue en court-circuitant les enroulements secondaires, et en augmentant la tension aux bornes des enroulements primaires jusqu'à la tension nominale. Les pertes dues à la charge sont mesurées à une température référence de 75 °C.

(e) Mesure des pertes et du courant à vide

Cette mesure est effectuée selon la norme IEC 60076-1. Le courant à vide représente le courant réel nécessaire à magnétiser le circuit magnétique. Les pertes à vide représentent la puissance active absorbée par le transformateur lorsqu'on applique la tension nominale, à la fréquence nominale, sur un enroulement (par exemple au primaire) et que les autres enroulements (par exemple le primaire) sont à circuit ouvert.

A.5.2 Essais de routines (suite)

(f) Essais diélectriques de routine

Les essais diélectriques de routine sont les suivants:

■ Essais par tension appliquée à fréquence industrielle par source séparée

Conformément à la norme IEC 60076-3, le test dure 1 minute.

Avec ce test, les points suivants sont testés:

- a) l'isolation entre les enroulements basse et moyenne tension
- b) l'isolation entre les enroulements testés et la cuve
- c) l'isolation entre les enroulements testés et le circuit magnétique.

La procédure pour la mesure est la suivante.

(a) Enroulements moyenne tension (MT)

Les enroulements BT sont court-circuités et mis à la terre avec la cuve du transformateur. Puis, une tension monophasée est appliquée aux enroulements MT. Cette tension est déterminée par la tension du système MT sur lequel le transformateur sera connecté.

(b) Enroulements basse tension (BT)

Les enroulements MT sont court-circuités et mis à la terre avec la cuve du transformateur. Puis, une tension monophasée est appliquée aux enroulements BT. Cette tension est déterminée par la tension du système BT sur lequel le transformateur sera connecté.

■ Essai diélectrique par tension induite

Une tension triphasée, 2 fois supérieure à la tension nominale, est induite au transformateur pendant 1 minute. En utilisant une tension doublée, on double le flux magnétique ; le transformateur sature et peut être endommagé. Pour éviter la saturation, la fréquence est doublée, le champ magnétique induit reste donc constant. Finalement, pendant l'essai, la tension par spire, et donc la tension par couche est doublée.

Cet essai permet de contrôler la résistance diélectrique entre les spires, entre les niveaux de conducteurs, et entre les phases.

A.5.3 Essais spéciaux

Les essais spéciaux ne sont pas inclus aux essais de routines. Ils sont effectués sur demande du client. Les essais spéciaux sont les suivants:

(a) Essais diélectriques spéciaux

(b) Détermination de la capacité enroulements/terre et entre les enroulements

(c) Essais de tenue au court-circuit

Lors de ce test, le transformateur est successivement mis en court-circuit pendant des périodes de 0,5 seconde et le transformateur doit résister aux courts-circuits. Puisque cet essai nécessite de grandes puissances, il est effectué dans des laboratoires de test spécifiques.

Par exemple, en Grèce, le centre de « Tests, recherche, et normes de la compagnie nationale d'énergie » conduit ces tests.

(d) Détermination des niveaux de bruit

Le transformateur est mis sous tension, à vide, sous tension et fréquence nominales, afin de mesurer le bruit autour du transformateur. Cet essai est effectué conformément à la norme IEC 60076-10.

(e) Mesure des harmoniques du courant à vide

(f) Mesure de la résistance d'isolation et/ou du facteur de dissipation ($\tan\delta$) des capacités d'isolation

(g) Essais de perturbations radioélectriques

(h) Mesure d'impédance homopolaire

A.6 Caractéristiques électriques des transformateurs

A.6.1 Puissance nominale

La puissance nominale, P_n , d'un transformateur triphasé est calculée de la manière suivante:

$$P_n = U_n I_n \sqrt{3} \quad \text{avec } U_n \text{ est la tension nominale, et } I_n \text{ le courant nominal du transformateur.}$$

A.6.2 Elévation de température

L'élévation de température correspond à l'élévation maximale de température lorsque le transformateur fonctionne sous tension nominale au primaire, courant nominal au secondaire, et fréquence nominale.

Caractéristiques standards d'un transformateur:

- L'élévation moyenne de température des enroulements est 65 K.
- L'élévation de température au sommet de l'huile est 60 K.

A.6.3 Température ambiante

La puissance nominale des transformateurs est calculée pour un fonctionnement dans les conditions suivantes:

- Température ambiante maximale: 40°C.
- Température moyenne quotidienne: 30°C.
- Température moyenne annuelle 20°C.

Sur demande, la conception des transformateurs peut prévoir un fonctionnement sous d'autres températures ambiantes.

A.6.4 Altitude de l'installation

La puissance nominale des transformateurs est valide jusqu'à une altitude de 1000m. Si le transformateur doit être installé en plus haute altitude, il faut le signaler dans ses spécifications.

A.6.5 Impédance de court-circuit

L'impédance de court-circuit correspond au pourcentage de la tension nominale du primaire qui doit être appliquée au primaire, lorsque le secondaire est court-circuité, pour obtenir le courant nominal au primaire.

L'impédance de court-circuit est une donnée importante: c'est une image de l'impédance du transformateur.

Plus sa valeur est grande, plus grande est la chute de tension. Plus sa valeur est faible, plus le courant sera grand en cas de court-circuit.

En fonction de l'impédance de court-circuit, les valeurs suivantes sont déterminées: la chute de tension due à la charge du transformateur, la répartition des charges si des transformateurs sont montés en parallèle, et le courant de court-circuit.

A.6.6 Couplage

Le couplage détermine le déphasage des phases entre les enroulements primaires et secondaires. Les 3 enroulements primaires et secondaires peuvent être reliés de différentes façons pour obtenir un transformateur triphasé.

Ces types de connexions sont les suivants:

- D (d): couplage triangle au primaire (ou secondaire)
- Y (y): couplage étoile au primaire (ou secondaire)
- Z (z): couplage zigzag au primaire (ou secondaire)
- N (n): Le neutre des enroulements primaire (ou secondaire) est sorti et rapporté au bornier du transformateur.

A.6.7 Pertes à vide

Les pertes à vide sont composées des pertes dues au courant à vide, les pertes par hystérésis et les pertes par courants de Foucault dans les lames du noyau, les effets du courant de Foucault dans les écrous, et les pertes dans le diélectrique.

Le tableau 1 présente la liste des valeurs de 5 caractéristiques (E_0 , D_0 , C_0 , B_0 , A_0) pour des transformateurs allant de 50kVA à 2500kVA, conformément à EN 50464-1: 2007.

Puissance nominale	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	6
500	1100	69	880	64	720	59	610	54	510	51	
630	1300	70	1030	65	860	60	730	55	600	52	
630	1200	70	940	65	800	60	680	55	560	52	
800	1400	71	1150	66	930	61	800	56	650	53	
1000	1700	73	1400	68	1100	63	940	58	770	55	
1250	2100	74	1750	69	1350	64	1150	59	950	56	
1600	2600	76	2200	71	1700	66	1450	61	1200	58	
2000	3100	78	2700	73	2100	68	1800	63	1450	60	
2500	3500	81	3200	76	2500	71	2150	66	1750	63	

Notes: P_0 = pertes à vide L_{wa} = niveau de bruit

Tableau 1: Pertes à vide P_0 (W) et niveau de bruit L_{wa} (dB(A)) pour $U_m = 24kV$

A.6.8 Pertes dues à la charge

Les pertes dues à la charge sont dues au courant de charge et aux courants de Foucaults dans les conducteurs à cause des fuites de flux magnétiques.

Le Tableau 2 présente les 4 listes (D_k , C_k , B_k , A_k) des pertes dues à la charge pour la gamme de transformateurs allant de 50kVA à 2500kVA, d'après la norme EN 50464-1: 2007.

Par exemple, un transformateur a une combinaison de pertes $D_k - A_k$, si ces pertes dues à la charge sont D_k , et ses pertes à vide sont dans la liste A_k .

Puissance nominale kVA	D_k W	C_k W	B_k W	A_k W	Impédance de court-circuit %
50	1350	1100	875	750	4
100	2150	1750	1475	1250	
160	3100	2350	2000	1700	
250	4200	3250	2750	2350	
315	5000	3900	3250	2800	
400	6000	4600	3850	3250	
500	7200	5500	4600	3900	
630	8400	6500	5400	4600	6
630	8700	6750	5600	4800	
800	10500	8400	7000	6000	
1000	13000	10500	9000	7600	
1250	16000	13500	11000	9500	
1600	20000	17000	14000	12000	
2000	26000	21000	18000	15000	
2500	32000	26500	22000	18500	

Tableau 2: Pertes dues à la charge P_k à 75 °C pour $U_m = 24kV$

A.6.9 Tension nominale

La tension nominale du primaire (tension d'entrée) est la tension pour laquelle le transformateur est conçu. La tension primaire assignée détermine le niveau d'isolement primaire (BIL) du transformateur, d'après les standards internationaux (IEC 60076). Le niveau d'isolement basique est une caractéristique fondamentale du transformateur, puisqu'il indique la capacité du

transformateur à résister aux surtensions qui peuvent apparaître sur le réseau. Le calcul de l'isolement des enroulements est basé sur le niveau d'isolement primaire. La tension nominale du secondaire (tension de sortie) est la tension aux bornes des enroulements secondaire à vide, sous tension nominale et fréquence nominale au primaire.

A.6.10 Fréquence

Le transformateur est conçu pour fonctionner sur des réseaux 50Hz ou 60Hz.

A.6.11 Bruit

Le bruit produit par le transformateur est due à la magnétostriction des plaques du circuit magnétique. En général, un transformateur fonctionnant sous faible induction magnétique a un faible niveau sonore.

A.6.12 Rendement

Les transformateurs de distribution ont un très bon rendement: leur efficacité est supérieure à 95%. La puissance efficace de tout équipement électrique est définie par le rapport de la puissance en sortie par la somme des puissances d'entrées. Le rendement peut être défini en mesurant simultanément les puissances d'entrée et de sortie. Toutefois, cette méthode de mesure est chère et difficile, particulièrement pour les transformateurs important. Pour des machines à haut rendement, une meilleure précision peut être atteinte en exprimant l'efficacité à travers les pertes. Ainsi, l'efficacité du transformateur est calculée de la manière suivante:

$$n = \frac{S \cos \varphi}{S \cos \varphi + \text{pertes}}$$

Avec S est la charge du transformateur en VA, pertes, les pertes dues à la charge et $\cos \varphi$, le facteur de puissance. Le rendement du transformateur augmente si les pertes sont réduites.

Les pertes du transformateur sont divisées en deux: les pertes à vide, et les pertes dues à la charge. Les pertes à vide sont constantes, alors que les pertes dues à la charge sont proportionnelles à la charge. Ainsi, l'efficacité du transformateur est le résultat de la formule:

$$n = \frac{S \cos \varphi}{S \cos \varphi + NLL + LL(S/S_B)^2}$$

avec NLL les pertes à vide, LL les pertes dues à la charge, et S_B la puissance nominale du transformateur en VA.

A.6.13 Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit est composé de courant de court-circuit symétrique et asymétrique. L'amplitude du premier pique du courant de court-circuit asymétrique est égale à $\kappa\sqrt{2}$ fois la valeur du courant de court-circuit symétrique.

Le facteur $\kappa\sqrt{2}$ dépend du ratio de U_x/U_r avec U_x , la chute de tension dans les composants réactifs du transformateur, et U_r la chute de tension dans les éléments résistants du transformateur.

Le tableau 3 présente les valeurs du facteur $\kappa\sqrt{2}$ pour des valeurs du ratio U_x/U_r .

Le courant de court-circuit symétrique, I_K , est exprimé en fonction du courant nominale I_n . Si les enroulements secondaires sont court-circuités, et que le courant nominal est appliqué aux enroulements primaires, alors:

$$\frac{I_K}{I_n} = \frac{100}{U_K}$$

avec U_K l'impédance de court-circuit.

Le courant de court-circuit asymétrique met le transformateur sous contrainte mécanique, alors que le courant de court-circuit symétrique met le transformateur sous contrainte thermique. Les transformateurs Schneider Electric Elvim sont conçus et testés pour résister aux courants de courts-circuits suivants la norme IEC 60076-5.

U_x/U_r	$\kappa\sqrt{2}$
1	1,51
1,5	1,63
2	1,75
3	1,95
4	2,09
5	2,19
6	2,28
8	2,38
10	2,46
15	2,56
25	2,66
50	2,77

Tableau 3: Valeurs du facteur $\kappa\sqrt{2}$ pour certains ratios U_x/U_r

A.6.14 Courant à vide

Le courant à vide correspond au courant que le transformateur absorbe, lorsque la tension nominale est appliquée aux enroulements primaires, et que les enroulements secondaires sont à circuits ouvertes. Le courant à vide est exprimé en pourcentage du courant nominal.

A.7 Normes des transformateurs

La fabrication des transformateurs est basée sur des normes internationales ainsi que sur **les besoins spécifiques des clients**. Certaines normes évoluent et sont alors republiées. Une liste des normes concernant les transformateurs, selon IEC, est présentée dans le tableau 4.

Numéro	Norme	Description
1	IEC 60076-1	Transformateurs de puissance: généralités
2	IEC 60076-2	Transformateurs de puissance: échauffement
3	IEC 60076-3	Transformateurs de puissance: niveau d'isolement, essais diélectriques et distances d'isollements dans l'air
4	IEC 60076-5	Transformateurs de puissance: Tenue au court-circuit
5	IEC 60137	Traversées isolées pour tension alternatives supérieures à 1000V
6	IEC 60354	Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile
7	IEC 60726	Transformateurs de puissance de type sec
8	IEC 60905	Guide de charge pour transformateurs de puissance de type sec

Tableau 4: Normes des transformateurs selon IEC

Les normes ci-dessus concernent les caractéristiques électriques et les accessoires des transformateurs. La norme IEC 60076 décrit les caractéristiques électriques et les essais concernant la résistance dynamique, thermique et électrique des transformateurs. La norme DIN décrit les accessoires, et la norme EN 50464-1 définit la liste des pertes des transformateurs et le courant de court-circuit.

A.8 Tolérances

Des écarts dus à la construction aboutissent à des déviations entre les valeurs mesurées, les paramètres et les valeurs définies par le cahier des charges client des transformateurs (par exemple les valeurs garanties). Le tableau 5 présente les tolérances appliquées sur certaines valeurs, d'après la norme IEC 60076-1.

Valeur	Tolérance
Rapport de tension	La plus basse des valeurs suivantes: a) $\pm 0,5\%$ du rapport de tension garantie b) $\pm 1/10$ de l'impédance de court-circuit mesurée sur la prise principale
Impédance de court-circuit	$\pm 10\%$ de l'impédance de court-circuit garantie
Pertes à vide	+ 15% de la valeur garantie des pertes à vide
Pertes dues à la charge	+ 15% de la valeur garantie des pertes dues à la charge
Pertes totales (A vide et dues à la charge)	+ 10% de la valeur garantie des pertes totales (A vide et dues à la charge)
Courant à vide	+ 30% de la valeur du courant à vide garantie

Tableau 5: Tolérances pour certaines caractéristiques du transformateur selon la norme IEC 60076-1.

A.9 Fonctionnement du transformateur

A.9.1 Surcharge

Le taux de surcharge du transformateur dépend de la précédente charge du transformateur et de la température de l'huile au début de la charge. Des exemples de surcharges acceptables sont présentés dans le tableau 6.

Par exemple, si un transformateur est continuellement chargé à 50% de sa puissance nominale, alors il peut être surchargé à 150% de sa puissance nominale pendant 15 minutes, ou 120% de sa puissance nominale pendant 90 minutes.

Précédente charge (% de la puissance nominale)	Température de l'huile (°C)	Durée (min) de surcharge par niveau de surcharge (% de la puissance nominale)				
		10% min	20% min	30% min	40% min	50% min
50	55	180	90	60	30	15
75	68	120	60	30	15	8
90	78	60	30	15	8	4

Table 6: Durée et taux de surcharge acceptable.

De plus, Il est à noter que la mesure de la température de l'huile n'est pas suffisante pour obtenir une image de la température des enroulements puisque la constante de temps de l'huile est de 2 à 4 heures, alors que la constante de temps des enroulements varie de 2 à 6

minutes. Alors, la détermination de la surcharge acceptable doit être donnée avec précaution puisqu'il est possible que les enroulements dépassent la température critique de 105 °C, sans que cela soit visible à travers la température de l'huile.

A.9.2 Fonctionnement en parallèle

Il est possible de faire fonctionner deux transformateurs ou plus en parallèle si on respecte les conditions suivantes:

- Le rapport de leur puissance nominale est inférieur à 3:1.
- Leur rapport de tension sont les mêmes (la tolérance autorisée est donnée par la norme IEC 60076-1, Tableau 5, §A.8).
- Leur impédance de court-circuit sont identiques (la tolérance autorisée est donnée par la norme IEC 60076-1, Tableau 5, §A.8).
- Leur couplage sont identiques et leurs connexions sont reliées comme suit: U-u, V-v, W-w. En d’autres termes, les transformateurs doivent avoir le même déphasage entre les connexions primaires et secondaires, les mêmes polarités, et même ordre de phases. Il est à noter que, si les couplages sont différents, la mise en parallèle de transformateurs de type 5 et 11 est permise si les connexions sont reliées comme l’indique le tableau 7.

Groupe de transformateurs pour fonctionnement en parallèle	Groupe de transformateurs existants	Connexions entre les phases	
		Haute Tension	Basse Tension
		R S T	r s t
5	5	U V W	x y z
	11	U W V	w v u
		ou W V U	ou v u w
		ou V U W	ou u w v
11	11	U V W	u v w
	5	U W V	z y x
		ou W V U	ou y x z
		ou V U W	ou x z y

Tableau 7: Fonctionnement en parallèle des transformateurs de groupe 5 et 11

A.9.3 Distribution de la charge pour des transformateurs de distribution montés en parallèle

Lorsque des transformateurs de même rapport de tension et impédance de court-circuit différentes sont montés en parallèle, la charge est répartie entre eux de telle sorte que l’impédance de court-circuit devienne la même pour chacun des transformateurs montés en parallèle.

Si aucun des transformateurs montés en parallèle ne peut accepter de surcharge, alors le transformateur avec la plus faible impédance de court-circuit doit fonctionner au maximum sous sa puissance nominale.

Alors, la distribution des charges est donnée par la formule suivante:

$$P_i = P_{ni} \frac{U_{K\min}}{U_{Ki}}$$

avec P_i la charge attribuée au transformateur i , P_{ni} est la puissance nominale du transformateur i et U_{Ki} est l’impédance de court-circuit nominale du $n^{ième}$ transformateur monté en parallèle.

La puissance totale du $n^{ième}$ transformateur monté en parallèle est:

$$\sum_{i=1}^n (P_i) \frac{U_{K\min}}{U_{Ki}} < \sum_{i=1}^n P_i.$$

Un exemple arithmétique de distribution de charges pour des transformateurs montés en parallèle est donné en § A.13.3.

A.10 Bon de commande de transformateurs

Le bon de commande des transformateurs contient les champs suivants:

Client			
Nom:			
Vendeur			
Nom:			
Date de la commande:			
Projet:			
Quantité		Puissance	
Monophasé		Triphasé	
"Transformateur abaisseur"		"Transformateur élévateur"	
Rapport de tension nominale à vide	kV		
Type de T/F		Scellé	
Type d'huile		Minérale (*)	
Refroidissement		ONAN	
Altitude		<= 1000 m	
Couplage			
Changeur de prises		±2 x 2,5 %	
Pertes à vide (W)			
Normes appliquées		I.E.C 60076	
Enroulements HT/BT		Cuivre	
"Élévation max de la température des enroulements"		65 K	
"Élévation max de la température de l'huile"		60 K	
Température ambiante max		40° C	
Peinture:		RAL 7033	
Accessoires :		Buchholz	
		Thermomètre	
Connections HT		Porcelaine	
Boîte de jonction		BT	
Prix unitaire (Euro)		Prix total (Euro)	
"Supplément pour test spéciaux FAT (Test d'acceptation sur site)"			
INCOTERMS		C.I.P	
		ExWork	
		C.I.F	
Date de livraison (ExWork)			
Conditions de paiement			
Commentaires:			

A.1 1 Choix du transformateur

Le choix du transformateur le plus approprié commence par la définition claire et détaillée du cahier des charges. Les besoins spécifiques de chaque projet définissent les caractéristiques et accessoires nécessaires. L'évaluation d'une offre alternative de transformateur tient de la responsabilité de l'utilisateur du transformateur. La méthode d'évaluation économique du transformateur par le service public et les utilisateurs industriels est présentée ci-dessous.

A.1 1.1 Service public

Le service public évalue les transformateurs selon le critère du cout total de possession, *TOC* (€), donné par la formule suivante:

$$TOC = BP + A * NLL + B * LL,$$

avec *BP* (€) est le prix de vente du transformateur, *A* (€/W) le facteur de pertes à vide, *NLL* (W) les pertes à vide, *B* (€/W) le facteur de pertes dues à la charge du transformateur, et *LL* (W) sont les pertes dues à la charge.

Parmi différentes offres de transformateurs, la plus économique est celle qui obtient le plus faible cout total de possession (*TOC*). Les valeurs des paramètres *BP*, *NLL*, *LL* sont déterminées par le constructeur du transformateur. Les valeurs des paramètres *A* et *B* sont déterminées par le service public.

A.1 1.2 Utilisateurs industriels

Le choix des transformateurs pour les utilisateurs industriels est basé principalement sur leur prix de vente, puis sur les pertes des transformateurs. Un exemple de détermination de la solution la plus avantageuse pour un utilisateur industriel est présenté en § A. 13.4.

A.1.2 Gamme des transformateurs Schneider Electric - Elvim

Dans ce chapitre, sept types de transformateurs Elvim sont présentés.

A.1.2.1 Transformateurs monophasés, de 5 à 50 kVA, 20/0,231 kV

Description générale

- Transformateurs de distribution, monophasés, 50 Hz.
- Respect de la norme IEC 60076.
- Le refroidissement est créé par la circulation naturelle d'huile minérale (ONAN) d'après la norme IEC 60296.
- Transformateurs de type scellé.
- Installés en extérieur.
- Montés sur poteaux électriques.
- Tension nominale au primaire 20 kV, tension nominale secondaire 231V à vide.
- élévation de température de l'huile au sommet 60K, et élévation moyenne de la température de l'huile 65K.
- Tolérances de pertes et d'impédance de court-circuit d'après la norme IEC 60076.
- Peinture des transformateurs de type RAL 7033 (gris ciment).

Equipement de base

- Changeur de prise 3 positions, avec prises à $\pm 5\%$ de 20 kV.
- Traversées BT et MT.
- Valves pour le remplissage, la filtration et la prise d'échantillons d'huile.
- Eléments montés sur poteau
- Plaque signalétique.

Caractéristiques électriques

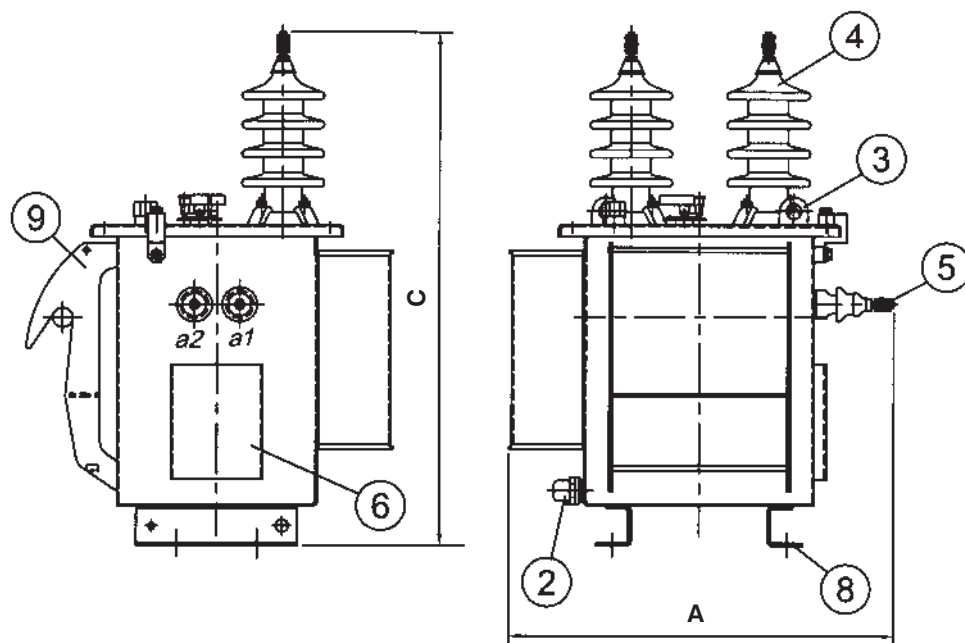
Puissance nominale (kVA)			5	10	15	20	25	30	50
Pertes à vide (W) (*)			55	55	70	85	105	120	180
Pertes en charge, à 20 kV (W) (*)			150	320	485	650	725	800	1350
Chute de tension en charge nominale (%)	$\cos\varphi = 1$		3,04	3,23	3,26	3,28	2,94	2,71	2,74
	$\cos\varphi = 0,8$		3,99	4,00	4,00	4,00	3,97	3,93	3,93
Impédance de court-circuit nominale (%) (*)			4	4	4	4	4	4	4
Efficacité	100% de la charge	$\cos\varphi = 1$	96,06	96,39	96,43	96,46	96,79	97,02	97,03
		$\cos\varphi = 0,8$	95,12	95,52	95,58	95,61	96,02	96,31	96,32
	75% de la charge	$\cos\varphi = 1$	96,42	96,96	97,04	97,08	97,34	97,53	97,56
		$\cos\varphi = 0,8$	95,56	96,23	96,33	96,38	96,69	96,93	96,96

Détail de la commande

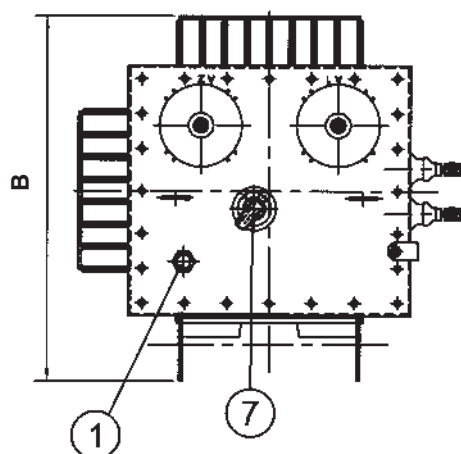
- Puissance nominale
- Impédance de court-circuit
- Tensions nominales
- Pertes à vide
- Fréquence nominale
- Pertes en charge
- Altitude d'installation (si supérieure à 1000m)
- Prises primaires
- Accessoires
- Température ambiante

(*) Des transformateurs avec différentes pertes ou impédance de court-circuit peuvent être manufacturés sur demande.

Arrangement général des transformateurs monophasés de 5 à 50 kVA, 20/0,231 kV



- 1. Valve de remplissage DIN 42553
- 2. Valve de vidange et d'échantillonnage
DIN 42551 NW22
- 3. Oreilles de levage
- 4. Traversées HT
- 5. Traversées BT
- 6. Plaque signalétique
- 7. Changeur de prises à vide
- 8. Base du transformateur
- 9. Eléments montés sur poteau



Dimensions (mm)

Puissance nominale (kVA)	5	10	15	20	25	30	50
A (mm)	620	620	690	690	730	730	805
B (mm)	540	540	630	630	640	640	770
C (mm)	930	1050	1020	1020	1020	1020	1035
Masse totale (kg)	115	140	155	165	210	225	295

La conception ou des caractéristiques sont susceptibles d'évoluer.
Merci de demander la confirmation des informations données dans ce guide.

A.1 2.2 Transformateurs triphasés, de 250 à 2500 kVA, 20/0,4 kV et 15/0,4 kV

Description générale

- Transformateurs élévateurs, triphasés, 50 Hz.
- Respect de la norme IEC 60076.
- Transformateurs avec réservoir d'expansion d'huile.
- Le refroidissement est créé par la circulation naturelle d'huile Minérale (ONAN) d'après la norme IEC 60296.
- Installation intérieure ou extérieure.
- Installation au sol.
- Tension primaire nominale 20 kV ou 15 kV, tension secondaire nominale 400V à vide.
- Couplage de type Dyn11.
- élévation de température de l'huile au sommet 60K, et élévation moyenne de la température de l'huile 65K.
- Tolérances de pertes et d'impédance de court-circuit conformes à la norme IEC 60076.
- Peinture des transformateurs de type RAL 7033 (gris ciment).

Equipement de base

- Changeur de prise 5 positions, avec prises à $\pm 2 \times 2,5\%$ de 20 kV pour les transformateurs 20 kV ou $\pm 2 \times 3,33\%$ de 15 kV pour les transformateurs 15 kV.
- Traversées BT et MT.
- Réservoir d'expansion d'huile avec indicateur de niveau d'huile.
- Thermomètre avec contacts électriques.
- Relai Buchholz.
- Déshumidificateur d'air.
- Valves pour le remplissage, la filtration et la prise d'échantillons d'huile.
- Roues bidirectionnelles.
- Plaque signalétique.
- Oreilles de levage.
- Mise à la terre.

Caractéristiques électriques

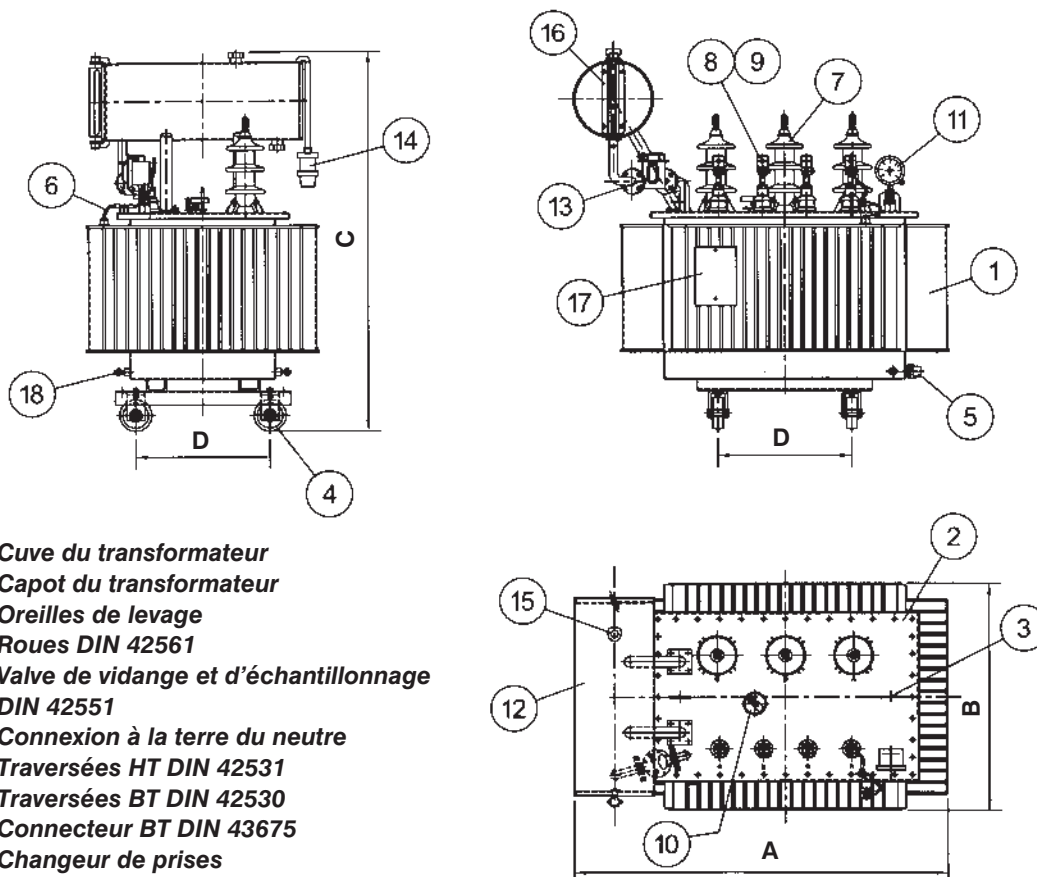
Puissance nominale (kVA)			250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Pertes à vide (W) (*)			610	850	1000	1200	1450	1750	2100	2550	2100	3200
Pertes en charge, à 20 kV (W) (*)			4450	6450	7800	9300	11000	13500	16400	19800	21500	25000
Chute de tension en charge nominale (%)	cosφ= 1		1,94	1,78	1,73	1,65	1,55	1,52	1,48	1,41	1,25	1,18
	cosφ=0,8		4,92	4,82	4,79	4,74	4,68	4,66	4,64	4,59	4,48	4,44
Impédance de court-circuit nominale (%) (*)			6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Efficacité	100% de la charge	cosφ= 1	98,02	98,21	98,27	98,36	98,47	98,50	98,54	98,62	98,83	98,88
		cosφ=0,8	97,53	97,77	97,85	97,96	98,09	98,13	98,18	98,28	98,55	98,61
	75% de la charge	cosφ= 1	98,37	98,53	98,58	98,66	98,74	98,77	98,81	98,87	99,06	99,09
		cosφ=0,8	97,97	98,17	98,24	98,33	98,43	98,47	98,51	98,59	98,83	98,86

Détail de la commande

- Puissance nominale
- Impédance de court-circuit
- Tensions nominales
- Pertes à vide
- Fréquence nominale
- Pertes en charge
- Couplage
- Altitude d'installation (si supérieure à 1000m)
- Prises primaires
- Accessoires spéciaux
- Température ambiante
- Détails du coffret BT (sur demande)

(*) Des transformateurs avec différentes pertes ou impédance de court-circuit peuvent être manufacturés sur demande.

Arrangement général des transformateurs triphasés de 250 à 2500 kVA, 20/0,4 kV et 15/0,4 kV



1. Cuve du transformateur
2. Capot du transformateur
3. Oreilles de levage
4. Roues DIN 42561
5. Valve de vidange et d'échantillonnage DIN 42551
6. Connexion à la terre du neutre
7. Traversées HT DIN 42531
8. Traversées BT DIN 42530
9. Connecteur BT DIN 43675
10. Changeur de prises
11. Thermomètre à deux contacts électriques
12. Réservoir d'expansion d'huile
13. Relai Buchholz
14. Déshumidificateur d'air
15. Valve de remplissage DIN 42553
16. Indicateur de niveau d'huile
17. Plaque signalétique
18. Mise à la terre de la cuve

Dimensions (mm)

Puissance nominale (kVA)	250	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (mm)	1475	1735	1710	1855	1960	1940	2155	2240	2270
B (mm)	905	1005	1050	1195	1290	1270	1450	1440	1415
C (mm)	1530	1720	1815	1890	1895	2085	2095	2115	2185
D (mm)	520	670	670	670	820	820	820	1070	820
Masse totale (kg)	1100	1700	1940	2380	2650	3200	3760	4850	5400

La conception ou des caractéristiques sont susceptibles d'évoluer.
Merci de demander la confirmation des informations données dans ce guide.

A.1 2.3 Transformateurs triphasés scellés, de 25 à 2500 kVA, 20/0,4 kV et 15/0,4 kV

Description générale

- Transformateurs élévateurs, triphasés, 50 Hz.
- Respect de la norme IEC 60076.
- Transformateurs de type scellé (sans réservoir d'expansion d'huile).
- Le refroidissement est créé par la circulation naturelle d'huile minérale (ONAN) d'après la norme IEC 60296.
- Installation intérieure ou extérieure.
- Installation au sol.
- Tension primaire nominale 20 kV ou 15 kV, tension secondaire nominale 400V à vide.
- Couplage Yzn5 jusqu'à 160 kVA, Dyn5 de 250 à 2500 kVA.
- élévation de température de l'huile au sommet 60K, et élévation moyenne de la température de l'huile 65K.
- Tolérances de pertes et d'impédance de court-circuit conformes à la norme IEC 60076.
- Peinture des transformateurs de type RAL 7033 (gris ciment).

Equipement de base:

- Changeur de prise 5 positions, avec prises à $\pm 2 \times 2,5\%$ pour les transformateurs 20 kV et $\pm 2 \times 3,33\%$ pour les transformateurs 15 kV.
- Traversées BT et MT.
- Valves pour le remplissage, la filtration et la prise d'échantillons d'huile.
- Relai de sécurité DMCR.
- Roues bidirectionnelles.
- Plaque signalétique.
- Oreilles de levage.
- Mise à la terre.

Caractéristiques électriques:

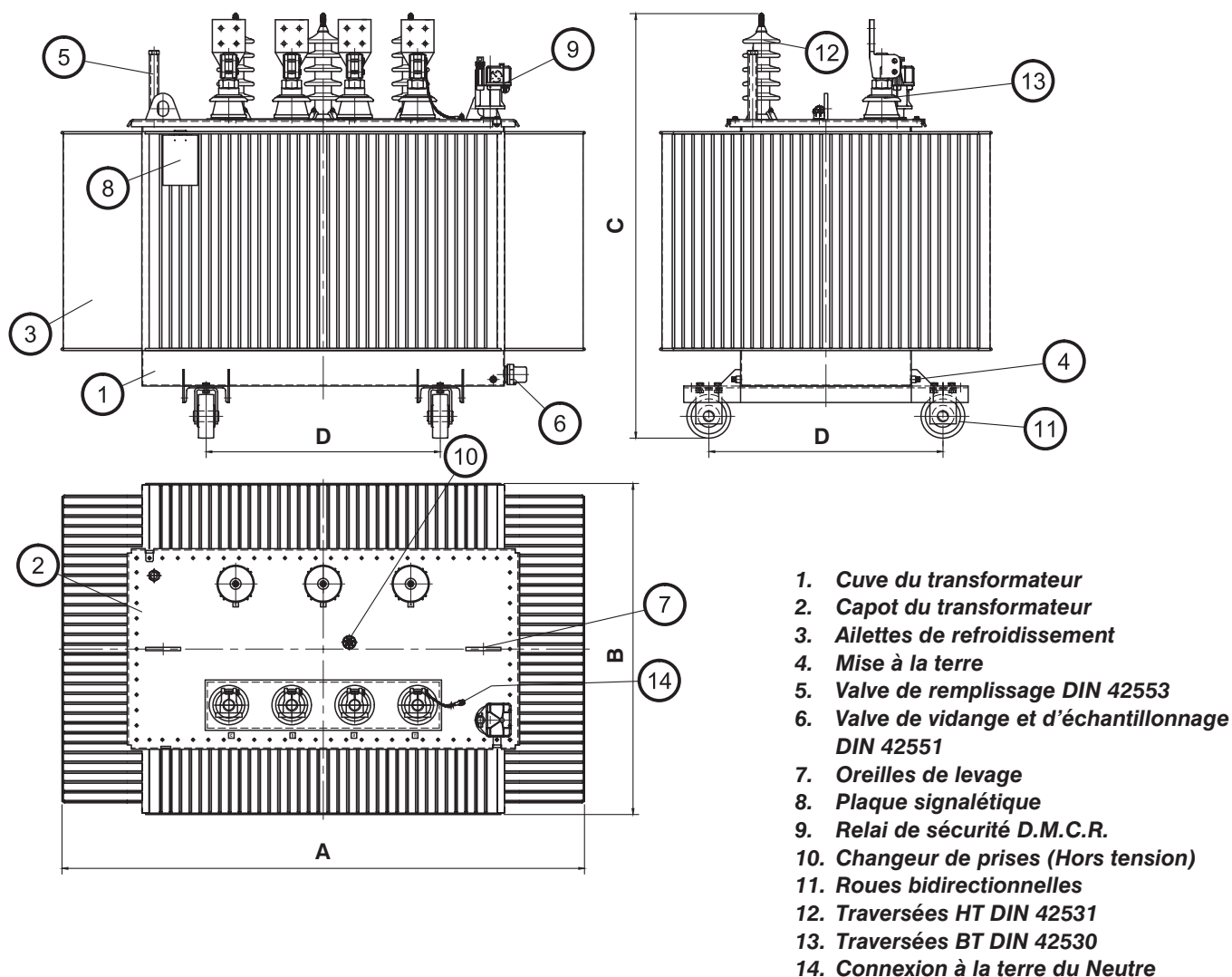
Puissance nominale (kVA)			25	40	50	63	100	125	160	250	400	630	800	1000	1600	2000	2500
Pertes à vide (W) (*)			110	170	180	230	320	380	460	650	930	1270	1350	1700	2300	2100	3200
Pertes en charge, à 20 kV (W) (*)			700	985	1100	1350	1750	2100	2350	3250	4600	6500	8600	10500	13600	21500	25000
Chute de tension en		cosφ = 1	2,84	2,51	2,26	2,2	1,81	1,75	1,54	1,47	1,32	1,21	1,25	1,22	1,03	1,25	1,18
charge nominale (%)		cosφ = 0,8	3,96	3,87	3,77	3,75	3,57	3,54	3,43	4,63	4,53	4,46	4,48	4,47	4,33	4,48	4,44
Impédance de court-circuit nominale (%) (*)			4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6	6
Efficacité	100% de	cosφ = 1	98,96	97,19	97,50	97,55	97,97	98,05	98,27	98,46	98,64	98,78	98,77	98,79	99,02	98,83	98,88
	la charge	cosφ = 0,8	96,11	96,52	96,90	96,96	97,48	97,58	97,85	98,09	98,30	98,48	98,47	98,50	98,77	98,55	98,61
	75% de	cosφ = 1	97,38	97,64	97,91	97,95	98,29	98,36	98,54	98,70	98,84	98,97	98,98	99,00	99,18	99,06	99,09
	la charge	cosφ = 0,8	96,75	97,07	97,41	97,45	97,87	97,96	98,18	98,37	98,56	98,71	98,73	98,75	98,97	98,83	98,86

Détail de la commande

- Puissance nominale
- Impédance de court-circuit
- Tensions nominales
- Pertes à vide
- Fréquence nominale
- Pertes en charge
- Couplage
- Altitude d'installation (si supérieure à 1000m)
- Prises primaires
- Accessoires spéciaux
- Température ambiante
- Détails du coffret BT (sur demande)

(*) Des transformateurs avec différentes pertes ou impédance de court-circuit peuvent être manufacturés sur demande.

Arrangement général des transformateurs triphasés scellés de 25 à 2500 kVA,
20/0,4 kV, et 15/0,4 kV



Dimensions (mm)

Rated power (kVA)	25	40	50	63	100	125	160	250	400	630	800	1000	1600	2000	2500
A (mm)	850	870	900	930	950	1000	1130	1370	1530	1820	1870	1900	2260	2300	2335
B (mm)	680	680	680	680	680	680	770	855	895	1160	1240	1220	1415	1505	1480
C (mm)	1140	1140	1140	1200	1260	1275	1275	1270	1350	1350	1460	1570	1600	1800	1860
D (mm)	520	520	520	520	520	520	520	520	670	670	670	820	820	1070	820
Masse totale (kg)	365	435	450	500	640	705	825	1050	1450	1950	2220	2600	2740	4760	5290

La conception ou des caractéristiques sont susceptibles d'évoluer.
Merci de demander la confirmation des informations données dans ce guide.

A.1 2.4 Transformateurs triphasés, de 250 à 1 600 kVA, 20/0,4 kV et 15/0,4 kV, faibles pertes

Description générale

- Transformateurs élévateurs, triphasés, 50 Hz.
- Respect de la norme IEC 60076.
- Transformateurs avec réservoir d'expansion d'huile.
- Le refroidissement est créé par la circulation naturelle d'huile Minérale (ONAN) d'après la norme IEC 60296.
- Installation intérieure ou extérieure.
- Installation au sol.
- Tension primaire nominale 20 kV ou 15 kV, tension secondaire nominale 400V à vide.
- Couplage Dyn11.
- élévation de température de l'huile au sommet 60K, et élévation moyenne de la température de l'huile 65K.
- Tolérances de pertes et d'impédance de court-circuit conformes à la norme IEC 60076.
- Peinture des transformateurs de type RAL 7033 (gris ciment).

Equipement de base

- Changeur de prise 5 positions, avec prises à $\pm 2 \times 2,5 \%$ pour les transformateurs 20 kV et $\pm 2 \times 3,33 \%$ pour les transformateurs 15 kV.
- Traversées BT et MT.
- Réservoir d'expansion d'huile avec indicateur de niveau d'huile.
- Thermomètre avec contacts électriques.
- Relai Buchholz.
- Déshumidificateur d'air.
- Valves pour le remplissage, la filtration et la prise d'échantillons d'huile.
- Roues bidirectionnelles.
- Plaque signalétique.
- Oreilles de levage.
- Mise à la terre.

Caractéristiques électriques

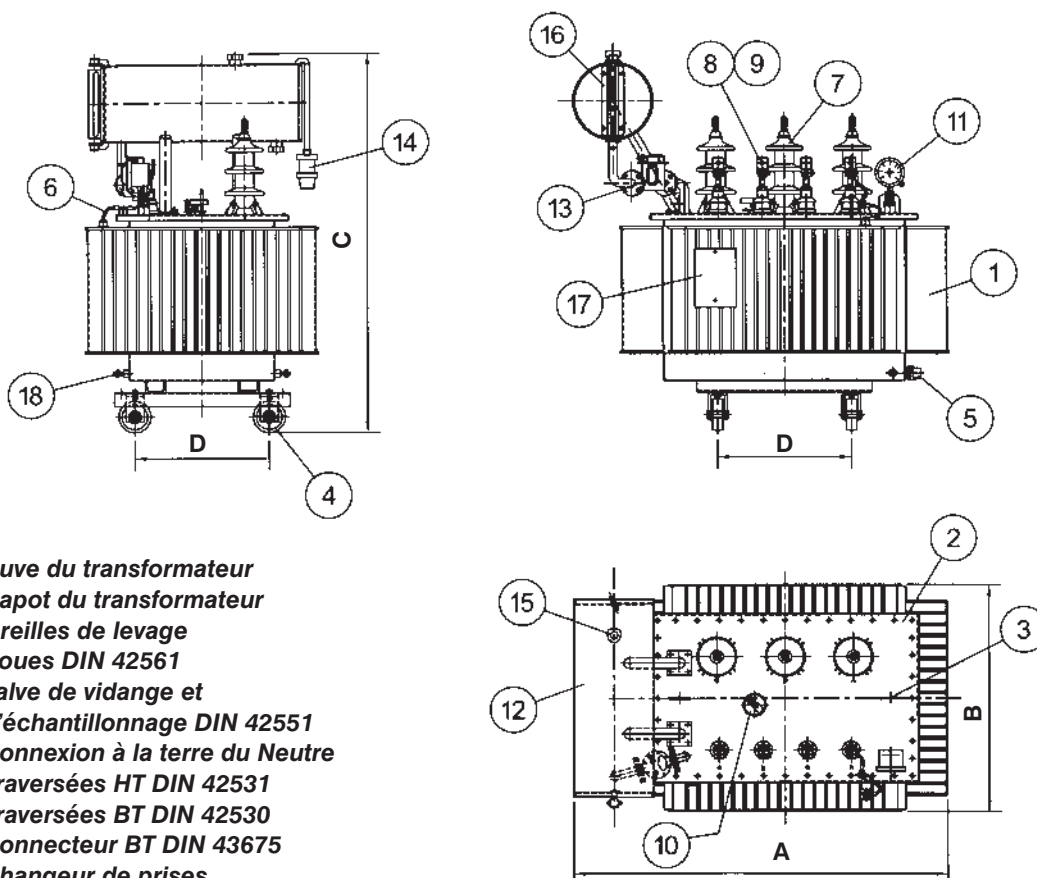
Puissance nominale (kVA)			250	500	630	800	1000	1250	1600
Pertes à vide (W) (*)			425	750	860	940	1100	1350	1700
Pertes en charge, à 20 kV (W) (*)			3250	5500	6500	8700	10500	13300	17000
Chute de tension en charge nominale (%)	cosφ= 1		1,37	1,17	1,11	1,26	1,22	1,24	1,24
	cosφ=0,8		3,33	3,22	3,17	4,49	4,47	4,48	4,48
Impédance de court-circuit nominale (%) (*)			4	4	4	6	6	6	6
Efficacité	100% de la charge	cosφ= 1	98,55	98,77	98,85	98,81	98,85	98,84	98,84
		cosφ=0,8	98,20	98,46	98,56	98,52	98,57	98,56	98,56
	75% de la charge	cosφ= 1	98,81	98,99	99,05	99,04	99,07	99,07	99,07
		cosφ=0,8	98,52	98,73	98,82	98,80	98,85	98,84	98,84

Détail de la commande

- Puissance nominale
- Impédance de court-circuit
- Tensions nominales
- Pertes à vide
- Fréquence nominale
- Pertes en charge
- Couplage
- Altitude d'installation (si supérieure à 1000m)
- Prises primaires
- Accessoires spéciaux
- Température ambiante
- Détails du coffret BT (sur demande)

(*) Des transformateurs avec différentes pertes ou impédance de court-circuit peuvent être manufacturés sur demande.

Arrangement général des transformateurs triphasés de 250 à 1600 kVA, 20/0,4 kV et 15 kV/0,4 kV, faibles pertes



1. Cuve du transformateur
2. Capot du transformateur
3. Oreilles de levage
4. Roues DIN 42561
5. Valve de vidange et d'échantillonnage DIN 42551
6. Connexion à la terre du Neutre
7. Traversées HT DIN 42531
8. Traversées BT DIN 42530
9. Connecteur BT DIN 43675
10. Changeur de prises
11. Thermomètre à deux contacts électriques
12. Réservoir d'expansion d'huile
13. Relai Buchholz
14. Déshumidificateur d'air
15. Valve de remplissage DIN 42553
16. Indicateur de niveau d'huile
17. Plaque signalétique
18. Mise à la terre de la cuve

Dimensions (mm)

Puissance nominale (kVA)	250	500	630	800	1000	1250	1600
A (mm)	1580	1705	1790	1950	2030	2120	2300
B (mm)	880	1020	1000	1140	1260	1350	1300
C (mm)	1480	1580	1670	1740	1780	1880	1950
D (mm)	520	670	670	670	820	820	820
Masse totale (kg)	1150	1750	2100	2400	2800	3200	4050

La conception ou des caractéristiques sont susceptibles d'évoluer.
Merci de demander la confirmation des informations données dans ce guide.

A.1 2.5 Transformateurs triphasés scellés, de 250 à 2500 kVA, 33/0,4 kV

Description générale

- Transformateurs de distribution, triphasés, 50 Hz.
- Respect de la norme IEC 60076.
- Transformateurs scellés (sans réservoir d'expansion d'huile).
- Le refroidissement est créé par la circulation naturelle d'huile minérale (ONAN) d'après la norme IEC 60296.
- Installation intérieure ou extérieure.
- Installation au sol.
- Tension primaire nominale 33 kV, tension secondaire nominale 400V à vide.
- Couplage Dyn11.
- élévation de température de l'huile au sommet 60K, et élévation moyenne de la température de l'huile 65K.
- Tolérances de pertes et d'impédance de court-circuit conformes à la norme IEC 60076.
- Peinture des transformateurs de type RAL 7033 (gris ciment).

Equipement de base

- Changeur de prises 5 positions, avec prises à $\pm 2 \times 2,5\%$ de 33 kV.
- Traversées BT et MT.
- Valves de remplissage, vidange, et la prise d'échantillons d'huile.
- Relai de sécurité D.M.C.R.
- Indicateur de niveau d'huile.
- Roues bidirectionnelles.
- Plaque signalétique.
- Mise à la terre.

Caractéristiques électriques

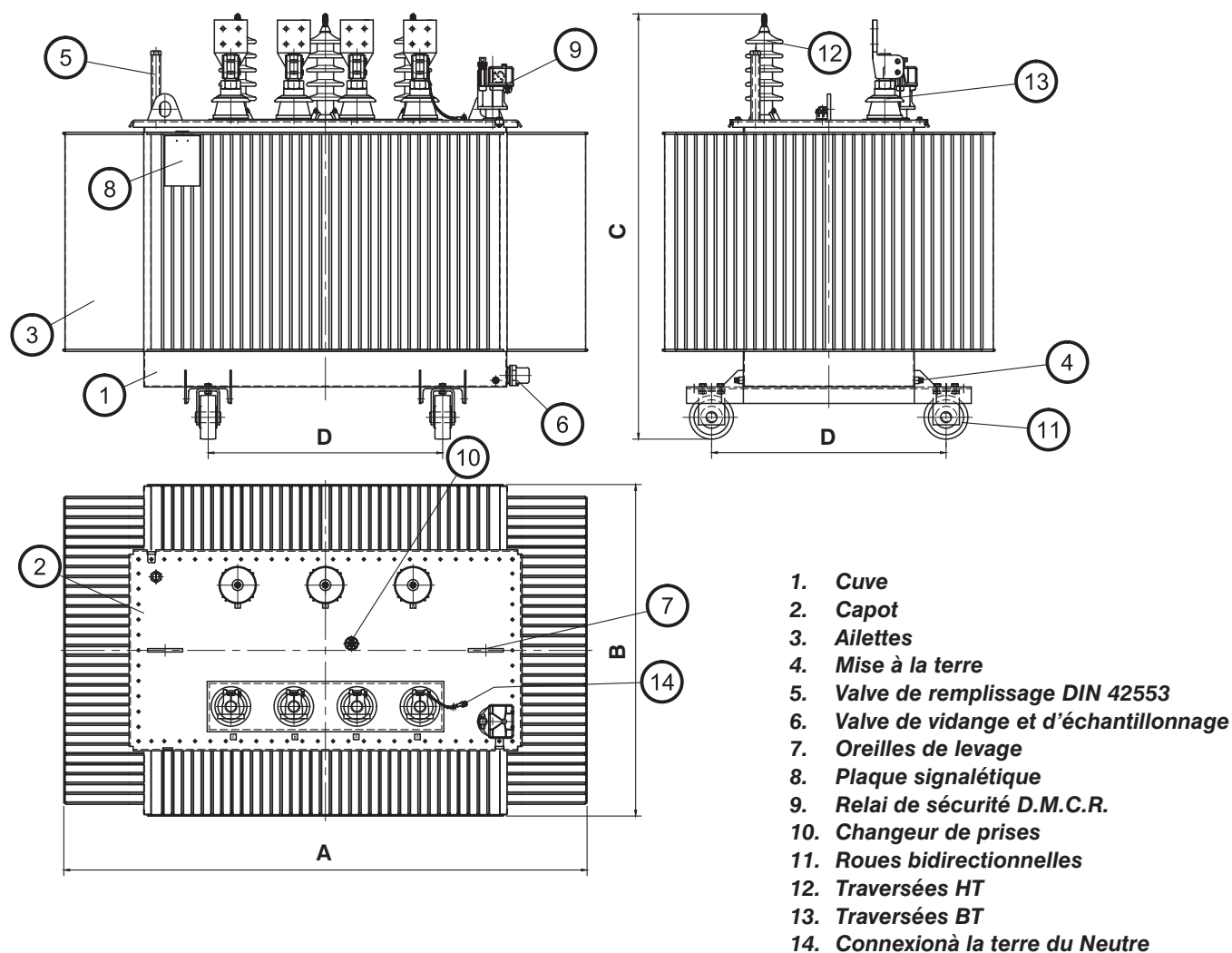
Puissance nominale (kVA)			250	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Pertes à vide (W) ^(*)			740	1230	1450	1690	1890	2330	2960	3480	3350
Pertes en charge, à 33 kV (W) ^(*)			3750	8500	10200	13700	14200	17500	19750	20650	24650
Chute de tension à 100 % de la charge (%)	$\cos\varphi = 1$		1,57	1,87	1,79	1,88	1,59	1,57	1,41	1,21	1,16
	$\cos\varphi = 0,8$		3,45	4,88	4,83	4,88	4,71	4,69	4,59	4,46	4,43
Impédance de court-circuit nominale (%) ^(*)			4	6	6	6	6	6	6	6	6
Efficacité	100% de la charge	$\cos\varphi = 1$	98,24	98,09	98,18	98,11	98,42	98,44	98,60	98,81	98,89
		$\cos\varphi = 0,8$	97,80	97,63	97,74	97,65	98,03	98,06	98,26	98,51	98,62
	75% de la charge	$\cos\varphi = 1$	98,50	98,42	98,50	98,46	98,70	98,72	98,84	99,00	99,09
		$\cos\varphi = 0,8$	98,14	98,04	98,13	98,08	98,38	98,40	98,56	98,76	98,87

Détail de la commande

- | | |
|------------------------------|---|
| ■ Puissance nominale | ■ Couplage |
| ■ Impédance de court-circuit | ■ Altitude d'installation (si supérieure à 1000m) |
| ■ Tensions nominales | ■ Prises primaires |
| ■ Pertes à vide | ■ Accessoires spéciaux |
| ■ Fréquence nominale | ■ Température ambiante |
| ■ Pertes en charge | ■ Détails du coffret BT (sur demande) |

^(*) Des transformateurs avec différentes pertes ou impédance de court-circuit peuvent être manufacturés sur demande.

Arrangement général des transformateurs triphasés scellés, de 250 à 2500 kVA, 33/0,4 kV



Dimensions (mm)

Puissance nominale (kVA)	250	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (mm)	1475	1735	1710	1855	1960	1940	2155	2240	2270
B (mm)	920	1000	1080	1200	1250	1270	1460	1650	1600
C (mm)	1400	1750	1670	1850	1900	1900	1950	1950	1950
D (mm)	520	670	670	670	820	820	820	820	1070
Masse totale (kg)	1340	2070	2340	3170	3220	4070	5300	5550	5680

La conception ou des caractéristiques sont susceptibles d'évoluer.
Merci de demander la confirmation des informations données dans ce guide.

A.1 2.6 Transformateurs triphasés, 2 enroulements pour systèmes photovoltaïques, de 250 à 630 kVA, 0,315/20 kV

Description générale

- Transformateurs élévateurs, triphasés, 50 Hz.
- Combinaisons des pertes Bk-C0, EN 50464-1:2007.
- Respect de la norme IEC 60076.
- Le refroidissement est créé par la circulation de manière naturelle d'huile Minérale (ONAN) d'après la norme IEC 60296.
- Transformateurs scellés (sans réservoir d'expansion d'huile).
- Installation intérieure ou extérieure.
- Installation au sol.
- Tension primaire nominale 0,315 kV, tension secondaire nominale 20 kV à vide.
- Couplage Dyn 11.
- Elévation de température de l'huile au sommet 60K, et élévation moyenne de la température de l'huile 65K.
- Tolérances de pertes et d'impédance de court-circuit conformes à la norme IEC 60076.
- Peinture du transformateur de type RAL 7033 (gris ciment).

Equipped de base

- Changeur de prises 7 positions, avec prises à $\pm 3 \times 2,5\%$ de 20 kV.
- Raccordements BT sur traversées porcelaine.
- Raccordements HT sur traversées embrochables.
- Valves de remplissage, vidange, et la prise d'échantillons d'huile.
- Relai de sécurité D.M.C.R.
- Roues bidirectionnelles.
- Plaque signalétique.
- Oreilles de levage.
- Mise à la terre.

Caractéristiques électriques

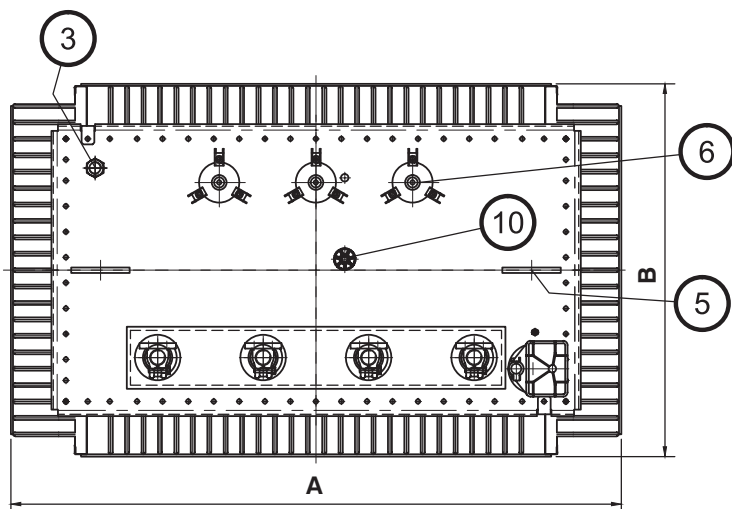
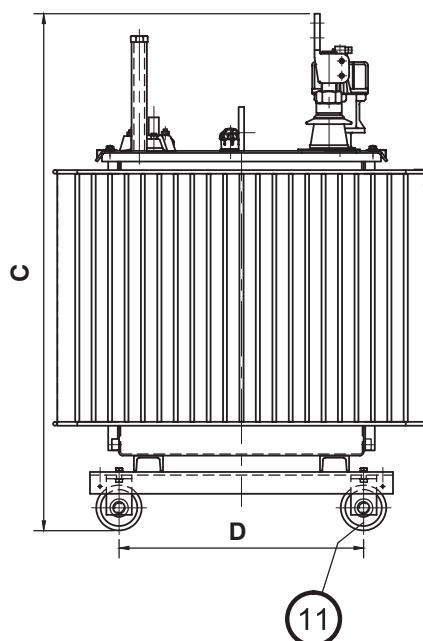
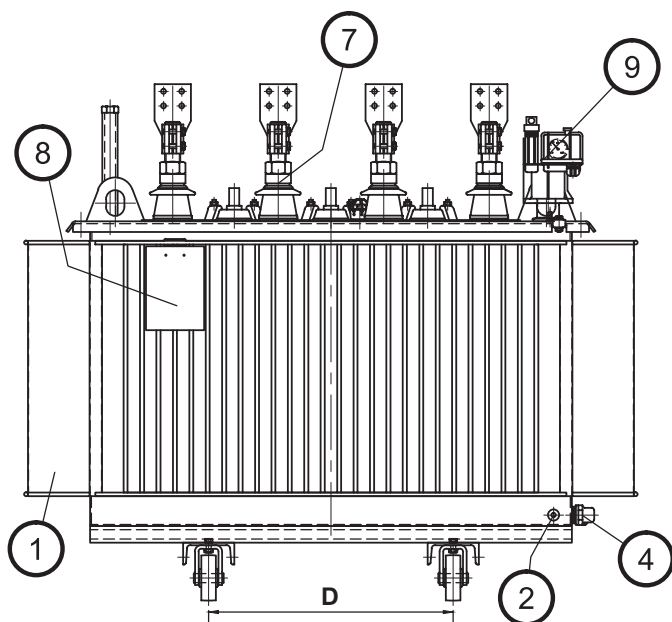
Puissance nominale (kVA)			250	500	630
Pertes à vide (W) (*)			425	720	860
Pertes en charge, à 33 kV (W) (*)			2750	4600	5400
Chute de tension à 100 % de la charge (%)	$\cos\varphi = 1$		1,17	1	0,93
	$\cos\varphi = 0,8$		3,22	3,1	3,06
Impédance de court-circuit nominale (%) (*)			4	4	4
Efficacité	100% de la charge	$\cos\varphi = 1$	98,75	98,95	99,02
		$\cos\varphi = 0,8$	98,44	98,69	98,77
	75% de la charge	$\cos\varphi = 1$	98,96	99,13	99,18
		$\cos\varphi = 0,8$	98,7	98,91	98,98

Détail de la commande

- Puissance nominale
- Impédance de court-circuit
- Tensions nominales
- Pertes à vide
- Fréquence nominale
- Pertes en charge
- Couplage
- Altitude d'installation (si supérieure à 1000m)
- Prises secondaires
- Accessoires spéciaux
- Température ambiante
- Détails du coffret BT (sur demande)

(*) Des transformateurs avec différentes pertes ou impédance de court-circuit peuvent être manufacturés sur demande.

Arrangement général des transformateurs triphasés, 2 enroulements pour systèmes photovoltaïques de 250 à 630 kVA, 0,315/20 kV



1. Ailettes de refroidissement
2. Mise à la terre
3. Valve de remplissage DIN 42553
4. Valve de vidange et d'échantillonnage DIN 42551
5. Oreilles de levage
6. Traversées HT embrochables
7. Traversées BT en porcelaine
8. Plaque signalétique
9. Relai de sécurité D.M.C.R.
10. Changeur de prises
11. Roues bidirectionnelles

Dimensions (mm)

Puissance nominale (kVA)	250	500	630
A (mm)	1450	1670	1760
B (mm)	900	1030	1100
C (mm)	1320	1420	1520
D (mm)	520	670	670
Masse totale (kg)	1550	2200	2500

La conception ou des caractéristiques sont susceptibles d'évoluer. Merci de demander la confirmation des informations données dans ce guide.

A.1.2.7 Transformateurs triphasés, 3 enroulements pour systèmes photovoltaïques, de 500 à 1250 kVA, 0,315–0,315/20 kV

Description générale

- Transformateurs élévateurs, triphasés, 50 Hz.
- Combinaisons des pertes Bk-C0, EN 50464-1:2007.
- Respect de la norme IEC 60076.
- Le refroidissement est créé par la circulation de manière naturelle d'huile Minérale (ONAN) d'après la norme IEC 60296.
- Transformateurs scellés (sans réservoir d'expansion d'huile).
- Installation intérieure ou extérieure.
- Installation au sol.
- Tensions primaires nominales 0,315 – 0,315 kV, tension secondaire nominale 20 kV à vide.
- Couplage Dyn11yn11.
- Elévation de température de l'huile au sommet 60K, et élévation moyenne de la température de l'huile 65K.
- Tolérances de pertes et d'impédance de court-circuit conformes à la norme IEC 60076.
- Peinture du transformateur de type RAL 7033 (gris ciment).

Equipement de base

- Changeur de prises 7 positions, avec prises à $\pm 3 \times 2,5\%$ de 20 kV.
- Raccordements BT sur traversées porcelaine.
- Raccordements HT sur traversées embrochables.
- Valves de remplissage, vidange, et la prise d'échantillons d'huile.
- Relai de sécurité D.M.C.R.
- Roues bidirectionnelles.
- Plaque signalétique.
- Oreilles de levage.
- Mise à la terre.

Caractéristiques électriques

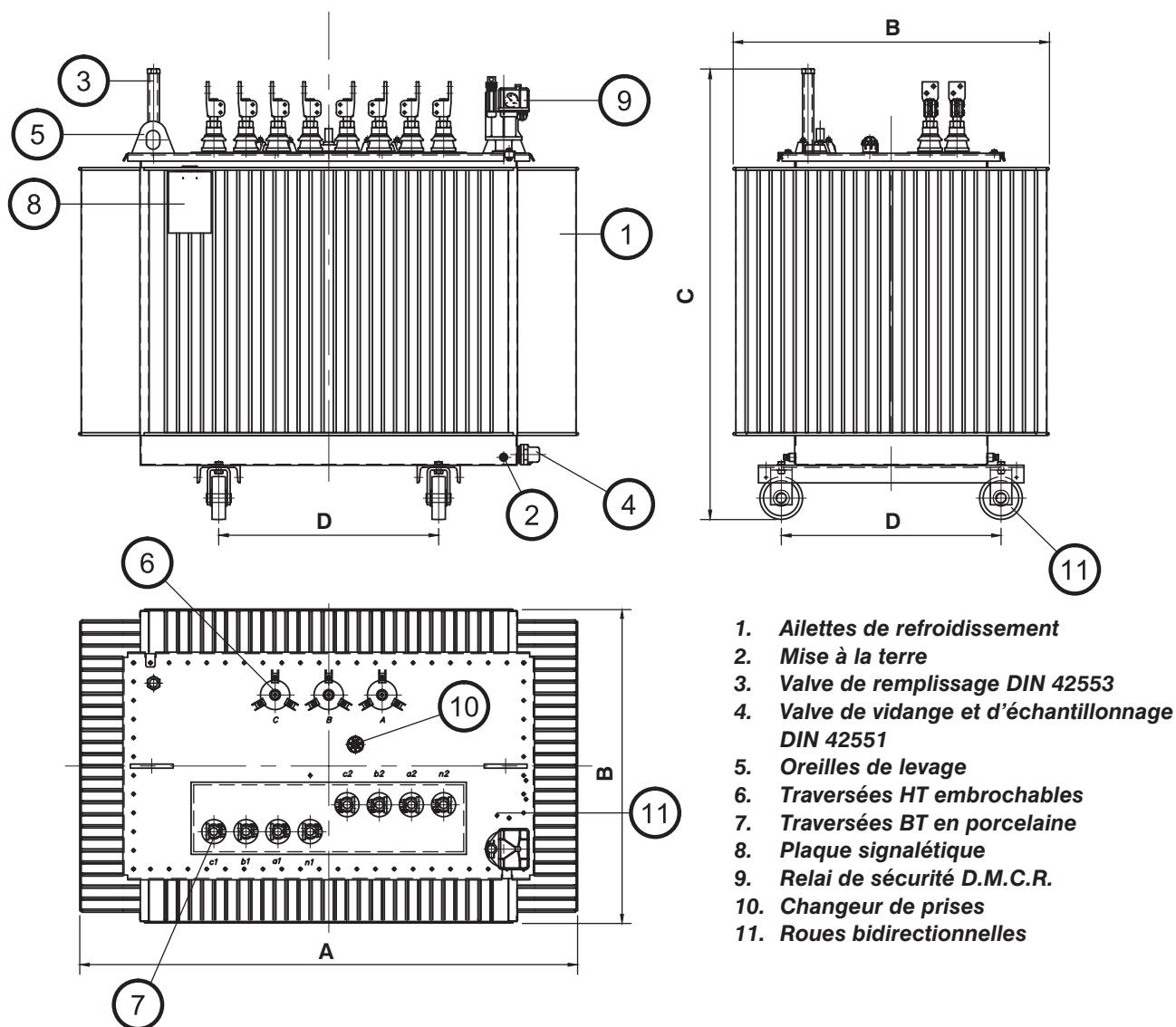
Puissance nominale (kVA)			500	1000	1250
Pertes à vide (W) (*)			720	1100	1350
Pertes en charge, à 33 kV (W) (*)			4600	9000	11000
Chute de tension à 100 % de la charge (%)	$\cos\varphi = 1$		1,05	1,17	1,15
	$\cos\varphi = 0,8$		3,81	5,27	5,26
Impédance de court-circuit nominale (%) (*)	1 primaire court-circuité, mi-puissance, Second ouvert		4	6	6
	2 primaires court-circuité, pleine puissance		5,1	7,4	7,4
Efficacité	100% de	$\cos\varphi = 1$	98,95	99,00	99,02
	la charge	$\cos\varphi = 0,8$	98,69	98,75	98,78
	75% de	$\cos\varphi = 1$	99,13	99,19	99,20
	la charge	$\cos\varphi = 0,8$	98,91	98,98	99,00

Détail de la commande

- Puissance nominale
- Impédance de court-circuit
- Tensions nominales
- Pertes à vide
- Fréquence nominale
- Pertes en charge
- Couplage
- Altitude d'installation (si supérieure à 1000m)
- Prises secondaires
- Accessoires spéciaux
- Température ambiante
- Détails du coffret BT (sur demande)

(*) Des transformateurs avec différentes pertes ou impédance de court-circuit peuvent être manufacturés sur demande.

Arrangement général des transformateurs triphasés, 3 enroulements pour systèmes photovoltaïques de 500 à 1250 kVA, 0,315-0,315/20 kV



Dimensions (mm)

Puissance nominale (kVA)	500	1000	1250
A (mm)	1650	2000	2130
B (mm)	1020	1280	1350
C (mm)	1650	1750	1850
D (mm)	670	820	820
Masse totale (kg)	2500	4200	4700

La conception ou des caractéristiques sont susceptibles d'évoluer. Merci de demander la confirmation des informations données dans ce guide.

A.1.3 Exemples

A.1.3.1 Calcul de l'efficacité du transformateur

Pour un transformateur triphasé, 630 kVA, 20/0,4 kV, dont les pertes à vides sont 1200W et les pertes en charge 9300W, voici un calcul de l'efficacité à 100% de la charge (Cas 1) et à 75% de la charge (Cas 2) pour un facteur de puissance de 1,0 puis 0,8.

Cas 1: 100% de la charge

L'efficacité se calcule ainsi pour 100% de la charge, et facteur de puissance égal à 1 ($\cos \varphi = 1,0$):

$$\eta_1 = \frac{S \cos \varphi}{S \cos \varphi + NLL + LL(S/S_B)^2} =$$
$$= \frac{630000 * 1,0}{630000 * 1,0 + 1200 + 9300 * (1,0)^2} = 0,9836 = 98,36 \%$$

Et l'efficacité à 100% de la charge et $\cos \varphi = 0,8$ est:

$$\eta_2 = \frac{630000 * 0,8}{630000 * 0,8 + 1200 + 9300 * (1)^2} = 97,96 \%$$

Cas 2: 75% de la charge

L'efficacité se calcule ainsi pour 75% de la charge et $\cos \varphi = 1,0$ est:

$$\eta_3 = \frac{472500 * 1,0}{472500 * 1,0 + 1200 + 9300 * (0,75)^2} = 98,66 \%$$

Et l'efficacité à 75% de la charge, et $\cos \varphi = 0,8$ est:

$$\eta_4 = \frac{472500 * 0,8}{472500 * 0,8 + 1200 + 9300 * (0,75)^2} = 98,33 \%$$

A.1.3.2 Calcul de la chute de tension

Pour un transformateur triphasé, 630 kVA, 20/0,4 kV, dont les pertes en charge sont égales à 9300W, et l'impédance de court-circuit est égale à 6%, voici le calcul de la chute de tension pour une charge de 100% (cas 1) puis une charge de 75% (Cas 2), avec un facteur de puissance de 1,0 puis 0,8.

La chute de tension est donnée par la formule suivante:

$$U_{drop} = \frac{S}{S_B} (e_r \cos \varphi + e_x \sin \varphi) + \frac{1}{2} \frac{1}{100} \left(\frac{S}{S_B} \right)^2 (e_r \sin \varphi - e_x \cos \varphi)^2, \text{ avec}$$

$$e_r = \frac{LL}{S_B} = \frac{9300}{630000} = 0,014762 = 1,4762\% \quad \text{et} \quad e_x = \sqrt{U_k^2 - e_r^2} = \sqrt{0,06^2 - 0,014762^2} = 0,05816 = 5,816 \%$$

Cas 1: 100% de la charge

Pour $\cos \varphi = 1$, $\sin \varphi = 0$.

$$U_{drop} = \frac{S}{S_B} (e_r \cos \varphi + e_x \sin \varphi) +$$
$$+ \frac{1}{2} \frac{1}{100} \left(\frac{S}{S_B} \right)^2 (e_r \sin \varphi - e_x \cos \varphi)^2 =$$
$$= 1,0 * (1,4762 * 1 + 5,816 * 0) +$$
$$+ \frac{1}{2} \frac{1}{100} (1,0)^2 (1,4762 * 0 - 5,816 * 1)^2 = 1,645 \%$$

Pour $\cos \varphi = 0,8$, $\sin \varphi = \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2} = 0,6$.

$$U_{drop} = (1,0) * (1,4762 * 0,8 + 5,816 * 0,6) +$$
$$+ \frac{1}{2} \frac{1}{100} (1,0)^2 (1,4762 * 0,6 - 5,816 * 0,8)^2 = 4,741 \%$$

Cas 2: 75% de la charge

Pour $\cos \varphi = 1$, la chute de tension se calcule comme suit:

$$U_{drop} = (0,75) * (1,4762 * 1 + 5,816 * 0) +$$
$$+ \frac{1}{2} \frac{1}{100} (0,75)^2 (1,4762 * 0 - 5,816 * 1)^2 = 1,202 \%$$

Pour $\cos \varphi = 0,8$, la chute de tension vaut:

$$U_{drop} = (0,75) * (1,4762 * 0,8 + 5,816 * 0,6) +$$
$$+ \frac{1}{2} \frac{1}{100} (0,75)^2 (1,4762 * 0,6 - 5,816 * 0,8)^2 = 3,543 \%$$

A.1 3.3 Fonctionnement en parallèle des transformateurs

Admettons trois transformateurs fonctionnant en parallèle. Le premier transformateur a une puissance nominale de 800 kVA, et une impédance de court-circuit de 4,4%. La puissance nominale et l'impédance de court-circuit des deux autres transformateurs valent respectivement 500 kVA et 4,8%, et 315 kVA et 4,0%. Voici le calcul de la charge maximale des trois transformateurs.

Parmi les 3 transformateurs, le troisième a l'impédance de court-circuit la plus faible ($U_{k, \min} = 4,0\%$.)

La charge du transformateur 1 est:

$$P_{n,1} = P_1 \frac{U_{k, \min}}{U_{k,1}} = 800 \frac{4}{4,4} = 728 \text{ kVA.}$$

La charge du transformateur 2 est:

$$P_{n,2} = P_2 \frac{U_{k, \min}}{U_{k,2}} = 500 \frac{4}{4,8} = 417 \text{ kVA.}$$

La charge du transformateur 3 est:

$$P_{n,3} = P_3 \frac{U_{k, \min}}{U_{k,3}} = 315 \frac{4}{4} = 315 \text{ kVA.}$$

La charge maximale des trois transformateurs est:

$$P_{\text{tot}} = P_{n,1} + P_{n,2} + P_{n,3} = 728 + 417 + 315 = 1460 \text{ kVA.}$$

La puissance totale de l'installation est:

$$P = P_1 + P_2 + P_3 = 800 + 500 + 315 = 1615 \text{ kVA.}$$

D'après les calculs ci-dessus, on conclut que la charge maximale (1460 kVA) représente 90,4% de la puissance de l'installation (1615 kVA).

A noter: pour obtenir la charge maximale égale à la puissance de l'installation, les transformateurs doivent avoir la même impédance de court-circuit.

A.1 3.4 Choix du transformateur

Admettons un utilisateur industriel souhaitant acquérir un transformateur 630 kVA. Le transformateur va fonctionner à 60% de sa charge nominale, 8 heures par jour, 200 jours par an. Deux fournisseurs de transformateurs proposent leur offre au client. Le premier fournisseur propose un transformateur avec les pertes à vide égales à 1200W et pertes en charge 8700W à un prix de 5870€. Le second fournisseur propose un transformateur avec 940W de pertes à vide, et 6750W de pertes en charge, à un prix de vente de 7045€. En considérant l'amortissement sur 5 ans, et le prix du kWh, 0,075€/kWh. Définir quelle est la meilleure solution économique.

La comparaison des deux offres sera basée sur le coût annuel de possession, qui est la somme du coût d'achat annuel et du coût d'utilisation pendant un an. On obtient le coût d'achat annuel approximatif en divisant le coût d'achat total par la durée d'amortissement. Une approximation du coût d'utilisation pendant un an peut être calculée à partir du coût de l'énergie consommée par le transformateur (charge annuelle des pertes à vide et des pertes en charge).

Fournisseur A

Le coût d'achat annuel est (€):

$$OC_1 = \frac{5870 \text{ €}}{5} = 1174 \text{ €}$$

Le coût annuel due aux pertes à vide est (€):

$$NLLC_1 = 8,760 \text{ h} * 1,2 \text{ kW} * 0,075 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 788,4 \text{ €}$$

Le coût annuel des pertes en charge est (€):

$$LLC_1 = (200 * 8 \text{ h}) * 0,6^2 * 8,7 \text{ kW} * 0,075 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 375,84 \text{ €}$$

Le coût total de possession est (€):

$$TOC_1 = OC_1 + NLLC_1 + LLC_1 = 2338,24 \text{ €}$$

Fournisseur B

Le coût d'achat annuel est (€):

$$OC_2 = \frac{7045 \text{ €}}{5} = 1409 \text{ €}$$

Le coût annuel due aux pertes à vide est (€):

$$NLLC_2 = 8,760 \text{ h} * 0,94 \text{ kW} * 0,075 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 617,58 \text{ €}$$

Le coût annuel des pertes en charge est (€):

$$LLC_2 = (200 * 8 \text{ h}) * 0,6^2 * 6,75 \text{ kW} * 0,075 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 291,6 \text{ €}$$

Le coût total de possession est (€):

$$TOC_2 = OC_2 + NLLC_2 + LLC_2 = 2318,18 \text{ €}$$

Finalement, bien que le prix de vente du second fournisseur soit 20% plus élevé (1175€), le transformateur du second fournisseur est plus intéressant financièrement puisque son coût total de possession est 0,9% moins important (20,6€ de moins).

D'après cette démonstration, le transformateur le moins cher n'est pas toujours le plus économique. Cet écart de coût pourrait être plus important que 0,9%. Ceci peut arriver si on considère un amortissement sur une plus longue période (au lieu des 5 ans dans ce calcul), ou si on utilise plus le transformateur (au lieu de la situation décrite: 60% de la charge, 8 heures par jour, 200 jours par an).

Partie B:

Installation et maintenance des transformateurs

B.1 Dimensions de la zone d'installation des transformateurs

Lorsque le transformateur doit être installé dans un local électrique (installation en intérieur), il est important de porter attention au dimensionnement de la zone d'installation, ainsi qu'au système de ventilation de cet espace. La ventilation impacte le refroidissement, et, par conséquent, la vie du transformateur. La distance entre les murs et les extrémités du transformateur doit être comprise entre 50 et 60 cm.

Calcul de la résistance de l'air

Pour calculer les dimensions des aérations du local électrique, il faut calculer la résistance de l'air. Pour la résistance de l'air, le symbole W est utilisé dans la suite. La valeur de la résistance de l'air dépend de la présence ou non de grillage, grille ou store vénitien. S'il n'y a ni grillage, ni grille, ni store vénitien aux aérations, alors la résistance de l'air minimum est

$$W_{\min} = 4.$$

Pour chaque grillage, la valeur $W_L = 1$ est à ajouter à W_{\min} .

Pour chaque grille, la valeur $W_M = 1,5$ est à ajouter à W_{\min} .

Pour chaque store vénitien, la valeur $W_V = 3$ est à ajouter à W_{\min} .

Par exemple, pour un local équipé de deux grilles (une sur l'entrée, et une sur la sortie d'air), la résistance de l'air est:

$$W = W_{\min} + 2 W_M = 4 + 2 \times 1,5 = 7.$$

Pour obtenir la température la plus basse dans le local:

- Les bouches d'évacuation d'air chaud doivent être placées le plus haut possible et,
- Les bouches d'entrées d'air froid doivent être placées le plus bas possible.

Calcul de la section des entrées et évacuations d'air

La section de l'entrée d'air, $F1$ (m²), est calculée à l'aide de la formule suivante:

$$F1 = \frac{4,25}{100} \cdot V \cdot \sqrt{\frac{10^4 W}{H \cdot t^3}},$$

Avec V représente les pertes totales du transformateur (kW), W est la résistance de l'air, H est la hauteur (m) entre la position de la bouche d'évacuation d'air et l'axe de symétrie horizontal du transformateur (Illustration 3), et t est l'élévation de température (°C) du local électrique.

La section de l'évacuation d'air, $F2$ (m²), doit être 10% à 15% plus grande que la section de la bouche d'entrée d'air ($F1$).

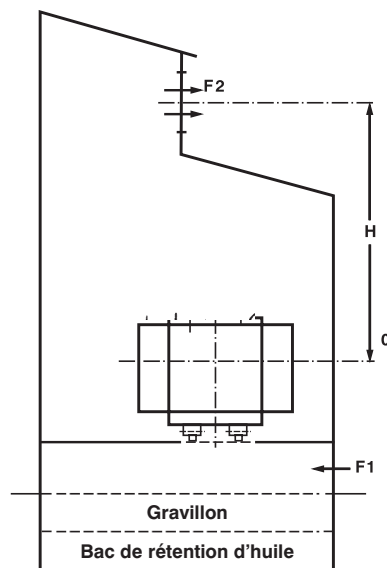


Illustration 3: Dimensions du local d'installation d'un transformateur

B.2 Instructions pour l'installation d'un transformateur

Le transformateur est délivré sur le site industriel de Schneider Electric, Inofyta, en Grèce.

Le responsable du transport, déchargement et de la connexion au réseau est l'utilisateur du transformateur. La sous-station doit être construite après étude et conception par un ingénieur certifié, et les autorités concernées (par exemple, autorités d'électricité) doivent valider cette conception.

Sous le transformateur doit être placé un bac de rétention d'huile, avec, au dessus, un grillage métallique et du gravier. Le bac de rétention d'huile doit avoir un volume suffisant pour contenir toute l'huile du transformateur en cas de fuite. Tout le local doit être équipé d'une grille d'équipotentialité.

La résistance de la mise à la terre doit être inférieure à 1Ω , et, d'une manière générale, la sous-station doit être

construite en respect des instructions et réglementations données par les autorités locales (autorités de construction, autorités d'électricité).

Lors du déchargement et du transport du transformateur, celui-ci ne doit pas dévier de plus de 15° par rapport à sa position horizontale. Lorsque le transformateur est installé, aucune déviation par rapport à la position horizontale n'est autorisée. Si le transformateur est équipé d'un relai Buchholz, les instructions pour la connexion du relai doivent être suivies.

Avant de raccorder le transformateur au réseau, le transformateur doit être contrôlé visuellement pour assurer qu'il n'ai reçu aucun dommage pendant son transport, et qu'il n'y est pas de fuite d'huile. En cas de défaut de peinture, le transformateur doit être repeint immédiatement afin d'éviter l'oxydation.

B.3 Instructions de maintenance du transformateur

Le transformateur est un appareil électrique très fiable, qui ne nécessitera pratiquement pas de maintenance pendant de nombreuses années de fonctionnement. Cependant, ceci présuppose que le transformateur soit maintenu propre, et ne reste pas surchargé au delà du niveau et de la durée admissible. De plus, cela suppose que le réseau alimenté par le transformateur ne subit pas de court-circuit, surtension, foudre, et que le couplage de la basse tension et haute tension, ainsi que les appareils de protection du transformateur fonctionnent correctement. En pratique, il est impossible de garantir toutes ces conditions, alors, il est recommandé de suivre ces instructions:

1. Contrôle visuel (tous les 3 mois)

- Contrôler que le transformateur soit propre, spécialement les isolateurs (Poussière et humidité peuvent provoquer un arc électrique).
- S'assurer qu'il n'y ait pas de fuite d'huile.
- Contrôler la peinture du transformateur. En cas de défaut, il devrait être repeint pour éviter l'oxydation de la cuve.
- Contrôler le niveau d'huile sur l'indicateur de niveau d'huile, lorsque le transformateur n'est pas en fonctionnement. Par exemple, si la température ambiante est $+20^\circ\text{C}$, et le niveau de l'indicateur est inférieur au repère $+20^\circ\text{C}$, alors il est nécessaire d'ajuster le niveau d'huile.
- Contrôler l'état du déshumidificateur d'air. Si le produit absorbant est jaune, alors il est en bonne conditions, sinon, s'il est Bleu clair / blanc, il doit être séché ou remplacé.

2. Contrôle de l'huile (chaque année)

- Contrôler la résistance diélectrique de l'huile. Elle est basée sur un échantillon pris en ouvrant la valve du transformateur. On retire d'abord 10L d'huile puis un échantillon de 1L est prélevé. Les contenants utilisés pour l'échantillonnage doivent absolument être propres et secs. La bouteille utilisée pour transporter l'huile doit être fermée hermétiquement. Si la résistance au test diélectrique de l'huile est inférieure à 40kV, alors l'huile doit être remplacée ou retraitée avec des appareils de nettoyage.
- Contrôler le fonctionnement du relai Buchholz, du thermomètre et l'état de ses contacts.

Avant toute action, il est nécessaire de:

- Ouvrir les interrupteurs de moyenne et basse tension,
- mettre le transformateur à la terre afin d'éliminer la charge contenue dans les capacités

B.4 Instructions pour la connexion du thermomètre

Le thermomètre du transformateur est utilisé pour suivre l'évolution de température de l'huile.
Le thermomètre a deux contacts normalement ouverts qui basculent lorsque le transformateur atteint les limites de température prédéterminées.

Le premier contact (contact de l'alarme) est utilisé pour alerter. Le second contact (contact de déclenchement) est utilisé pour déclencher le disjoncteur du tableau basse tension.

L'alerte peut être donnée par:

- L'activation de l'alarme,
- La baisse de la charge,
- Un indicateur visuel (lampe d'alerte).

Les seuils de températures suggérés sont:

- 90 °C pour le seuil d'alarme (aiguille avec pointeur rouge de gauche),
- 100 °C pour le seuil de déclenchement (aiguille avec pointeur rouge de droite).

Un arrangement général de relai Buchholz et de thermomètre est présenté en illustration 4.

Un câblage classique de thermomètre et de relai Buchholz, connectés à un tableau d'alarme est présenté en illustration 5.

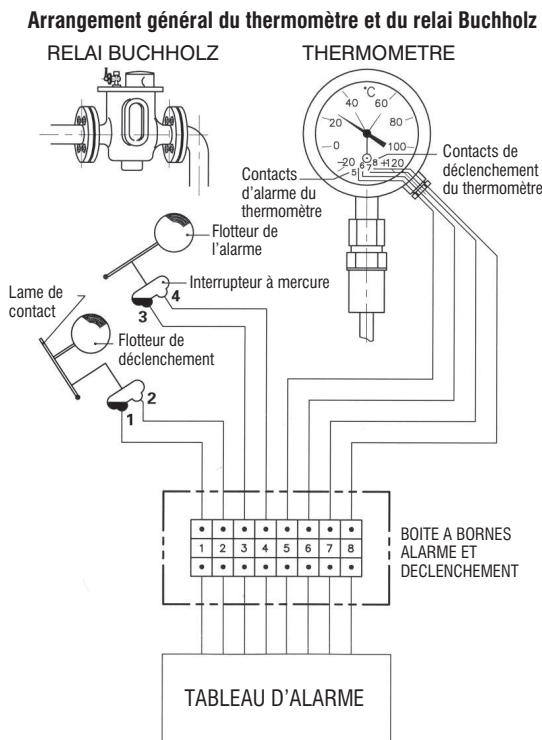
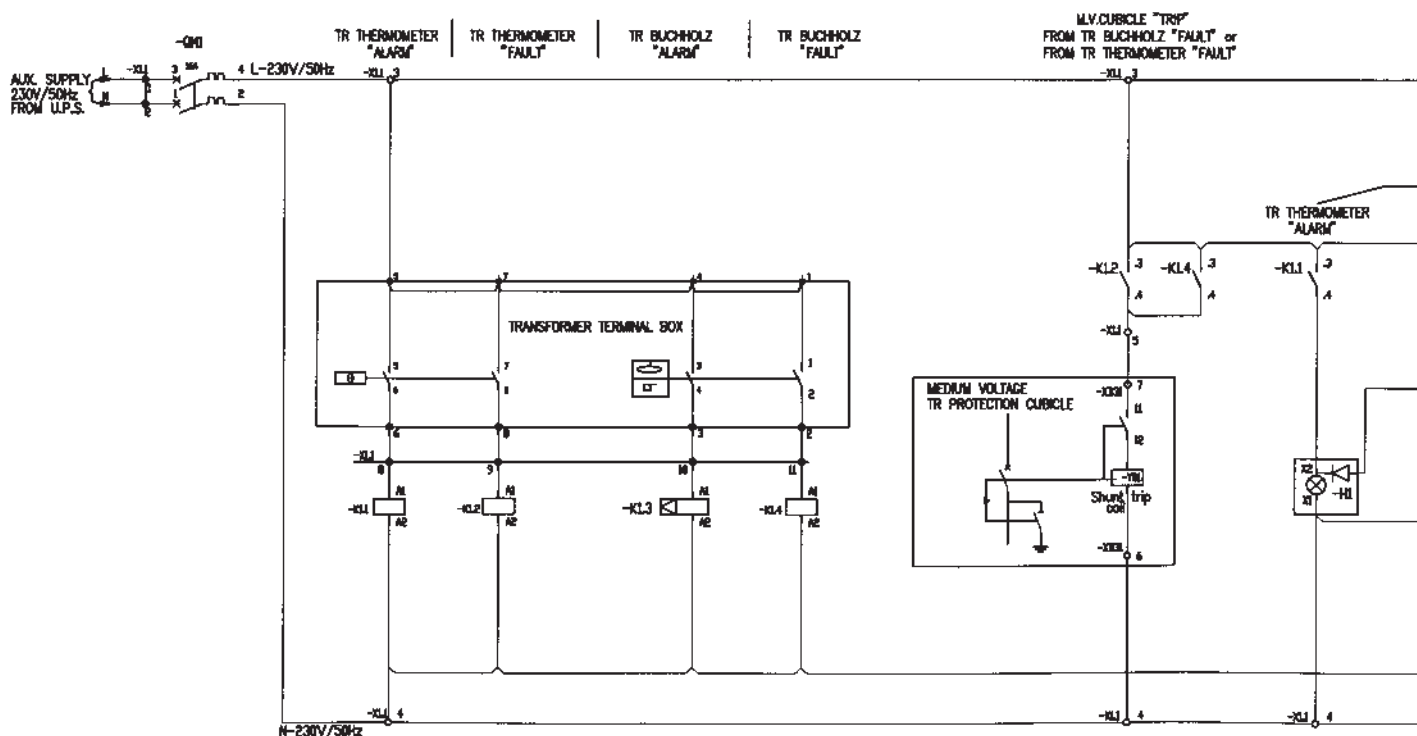


Illustration 4: arrangement général du thermomètre et du relai Buchholz

Illustration 5: Câblage classique de thermomètre et de relai Buchholz, connectés à un tableau d'alarme



B.5 Instructions pour la connexion du relai Buchholz

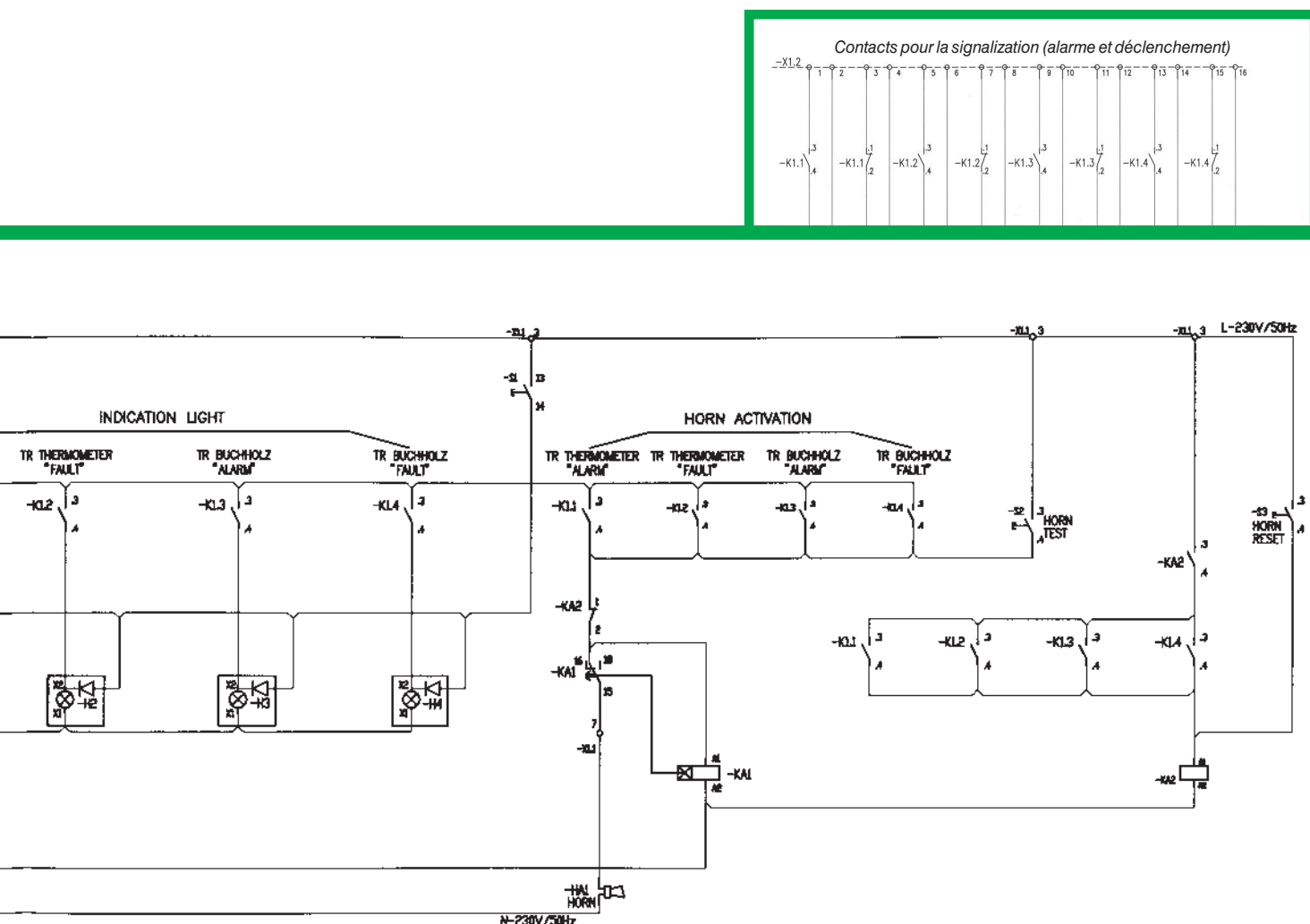
Si le transformateur possède un relai Buchholz, les instructions de connexions suivantes doivent être suivies:

- Initialement, la couverture de protection cylindrique du bouton de test du relai Buchholz doit être dévissée, puis la pièce cylindrique en bois (qui bloque les flotteurs pendant le transport) doit être retirée.
- Ensuite, il est nécessaire de contrôler (par l'ouverture d'inspection) si le relai Buchholz est plein d'huile. S'il n'est pas plein, le capot hexagonal doit être retiré et la valve de ventilation doit être ouverte pour que le relai se remplisse d'huile. Le niveau de remplissage et le libre mouvement des flotteurs se contrôlent à travers l'ouverture d'inspection. Dès que le relai Buchholz est plein, la valve de ventilation doit être refermée.

Un arrangement général du relai Buchholz est représenté en illustration 4.

Un câblage classique du thermomètre et du relai Buchholz connectes au tableau d'alarme est présenté en illustration 5.

(« Contacts électriques » et « Contrôle du fonctionnement des circuits de protection » page 44)



B.5 Instructions pour la connexion du relai Buchholz (suite)

Contacts électriques

Les contacts électriques consistent en deux paires de contacts normalement ouverts.
La première paire est utilisée pour alarmer, la seconde est utilisée pour le déclenchement du disjoncteur.
La tension requise est 24-230V, courant continue ou alternatif.

Contrôle du fonctionnement des circuits de protection

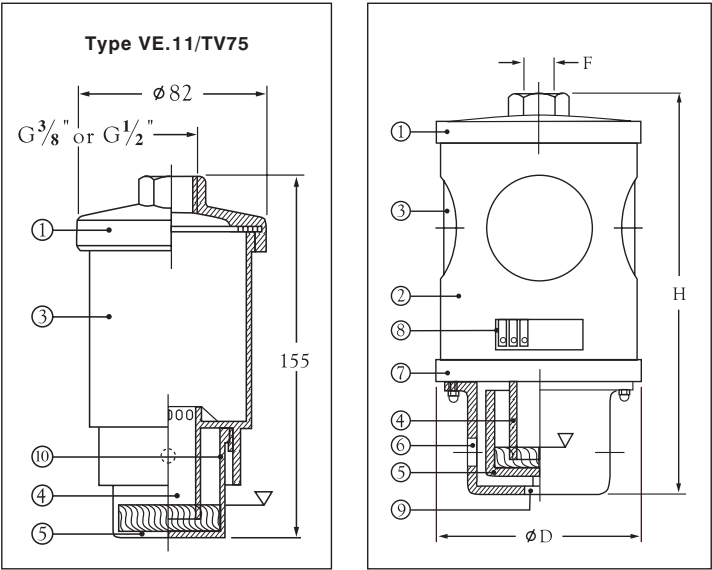
La procédure de contrôle du fonctionnement des circuits de protection est la suivante:

- Le capot cylindrique du bouton de test est retiré, et le bouton est pressé peu à peu afin de baisser le niveau des flotteurs. Puis, on s'assure que les contacts de l'alarme et de déclenchement du disjoncteur sont fermés.
- Dès que le bouton de test est relâché, les flotteurs se déplacent jusqu'à leur position initiale, et les contacts s'ouvrent.
- Les contacts de l'alarme (3 et 4) sont reliés à une sirène, qui est activée lorsque des gaz sont détectés par le relai Buchholz ou si le niveau d'huile baisse.
- Les contacts de déclenchement (1 et 2) excitent la bobine de déclenchement du disjoncteur moyenne tension et ouvrent le disjoncteur, lorsque le niveau d'huile baisse ou si la pression dans le transformateur augmente soudainement.

B.6 Instructions pour la connexion du déshumidificateur d'air

Si le transformateur est équipé d'un déshumidificateur d'air, les instructions de connexion suivantes sont proposées:

- Un emballage étanche est utilisé pour le transport du déshumidificateur, pour éviter l'absorption d'humidité par le gel de silice. Pendant la mise en place du déshumidificateur, le tube en verre (sous le déshumidificateur) est retiré. Puis le tube en verre est rempli d'huile minérale jusqu'au niveau maximum.
- Si le transformateur doit être transporté, le déshumidificateur d'air doit être retiré, son couvercle doit être scellé, et un bouchon doit être positionné sur le tube du réservoir d'expansion d'huile. L'illustration 6 montre le déshumidificateur d'air.



1. Capot
2. Réservoir inoxydable
3. Réservoir de gel de silice transparent
4. Tube
5. Réservoir d'huile transparent
6. Indicateur d'huile – entrée d'air
7. Fond
8. Plaque signalétique
9. Tube de vidange
10. Entrée d'air

Type	Poids de l'Huile	H	D	F	Poids de gel de silice	Volume du volume
VE.1	1500 kg	250 mm	100 mm	1/2" GF	0,35 kg	0,465 dm3

Illustration 6: Déshumidificateur d'air

B.7 Instructions pour la connexion du relai de sécurité D.M.C.R

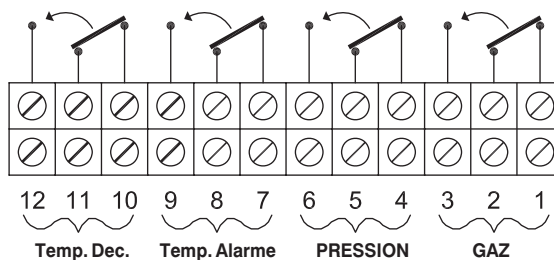
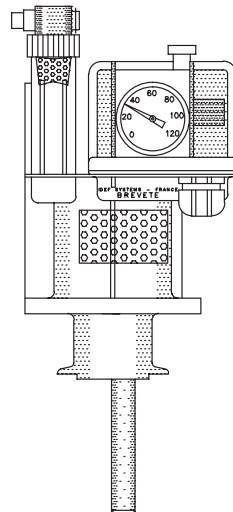
Si un transformateur de type scellé a un relai D.M.C.R., alors les quatres alarmes suivantes sont incluses (Contacts à deux directions).

- Pression interne du transformateur
- 1er seuil de température: ALARME
- 2nd seuil de température: DECLENCHEMENT
- Baisse soudaine du niveau de liquide.

Pour connecter le relai D.M.C.R, il faut d'abord retirer le capot transparent du relai en dévissant l'écrou noir situé au dessus du capot. A l'intérieur, on trouve le bornier de contacts auxiliaires.

On procède à la connexion en suivants ces étapes:

- A l'aide d'un presse étoupe, passer les câbles dans le compartiment du bornier.
- Connecter les câbles sous le bornier.
- Connecter le câble de terre à la vis M5.

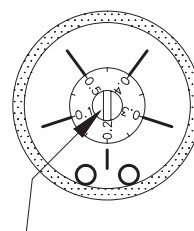


Modification des paramètres

Paramètre de pression

Pour modifier les seuils de pression et de températures pré-paramétrées, il faut retirer le capot transparent du relai. A l'intérieur il y a un rhéostat.

A l'aide d'un tournevis, et en faisant tourner la vis, on règle le seuil de pression qui déclenche l'ouverture du circuit. Cette valeur varie entre 0,1 et 0,5 bar. Le seuil par défaut est 0,3 bar.

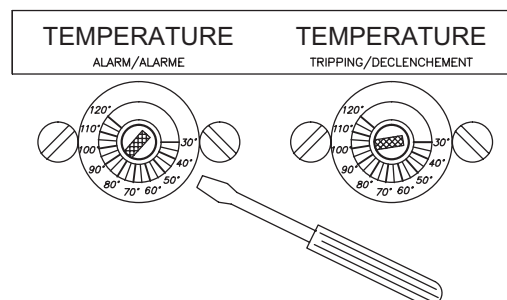


VIS DE REGLAGE

Paramètres de température

Après avoir retiré le capot transparent, sur la face arrière du D.M.C.R (à l'opposé de l'indicateur de température), se trouvent les interrupteurs de température.

En utilisant un tournevis, on peut ajuster les seuils d'activation de l'alarme et de déclenchement. Les valeurs varient entre 30 °C et 120 °C et sont réglées par défaut à 80 °C pour l'activation de l'alarme et 90 °C pour le déclenchement.



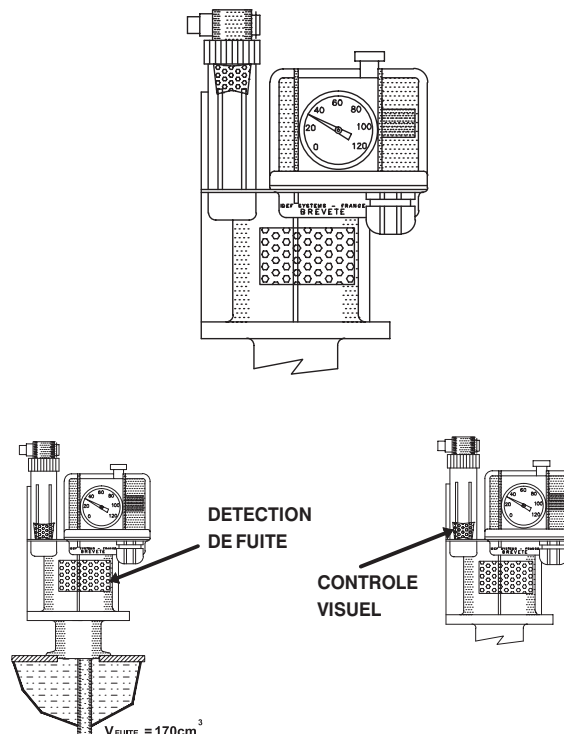
B.7 Instructions pour la connexion du relai de sécurité D.M.C.R. (suite)

Indicateur de niveau d'huile

Le D.M.C.R. permet la détection de fuite d'huile par contrôle visuel du tube transparent contenant de l'huile et un flotteur. Si le flotteur descend, alors il y a une fuite d'huile.

De plus, un second flotteur plus important, permet la détection de fuite d'huile pouvant causer une détérioration du transformateur s'il est en fonctionnement.

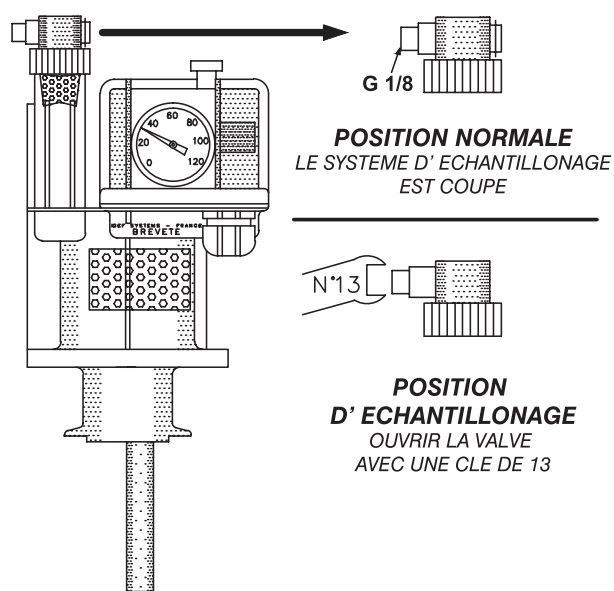
Le volume d'huile disponible dans le tube indicateur est 170 cm^3 .



Système de prélèvement de gaz

Le système de prélèvement de gaz se situe au point le plus haut du D.M.C.R.

En position « normale », le système de prélèvement est coupé. Pour basculer en mode « prélèvement », il faut ouvrir la valve en utilisant une clé (taille 13). Dès que le volume de gaz désiré est prélevé, refermer la valve pour repasser en mode normal.



Les services de Schneider Electric

Schneider Electric offre les services suivant:

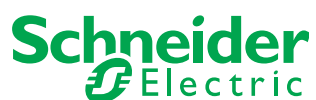
- Support d'ingénierie et technique
- Démarrage
- Formation
- Maintenance préventive et corrective
- Travaux d'adaptation
- Pièces de rechanges
- Contrats de maintenance

Pour toutes vos questions, contactez notre support clients:

+30 800 11 62900 ou

+30 210 62 95 325

Tirez le meilleur de votre energie



Inofyta Plant
55th km Athens-Lamia N.R., GR-32011 Inofyta, Greece

Support clients: +30 800 11 62900
<http://www.schneider-electric.gr>