



Collection technique

Cahier technique n° 192

Protection des transformateurs
de postes MT/BT

D. Fulchiron



Les Cahiers Techniques constituent une collection d'une centaine de titres édités à l'intention des ingénieurs et techniciens qui recherchent une information plus approfondie, complémentaire à celle des guides, catalogues et notices techniques.

Les Cahiers Techniques apportent des connaissances sur les nouvelles techniques et technologies électrotechniques et électroniques. Ils permettent également de mieux comprendre les phénomènes rencontrés dans les installations, les systèmes et les équipements.

Chaque Cahier Technique traite en profondeur un thème précis dans les domaines des réseaux électriques, protections, contrôle-commande et des automatismes industriels.

Les derniers ouvrages parus peuvent être téléchargés sur Internet à partir du site Schneider.

code : <http://www.schneider-electric.com>

rubrique : **maîtrise de l'électricité**

Pour obtenir un Cahier Technique ou la liste des titres disponibles contactez votre agent Schneider.

La collection des Cahiers Techniques s'insère dans la « Collection Technique » du groupe Schneider.

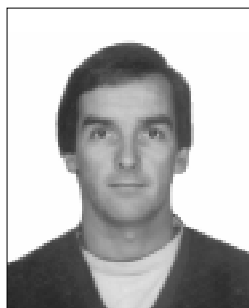
Avertissement

L'auteur dégage toute responsabilité consécutive à l'utilisation incorrecte des informations et schémas reproduits dans le présent ouvrage, et ne saurait être tenu responsable ni d'éventuelles erreurs ou omissions, ni de conséquences liées à la mise en œuvre des informations et schémas contenus dans cet ouvrage.

La reproduction de tout ou partie d'un Cahier Technique est autorisée après accord de la Direction Scientifique et Technique, avec la mention obligatoire : « Extrait du Cahier Technique Schneider n° (à préciser) ».

n° 192

Protection des transformateurs de postes MT/BT



Didier FULCHIRON

Diplômé de l'Ecole Supérieure d'Electricité en 1980, il rejoint les services techniques de Merlin Gerin dès 1981, à la station d'essais à grande puissance. Maintenant, à la Division Moyenne Tension, il exploite sa connaissance des applications de distribution publique pour l'expertise, la prescription, la normalisation.

Lexique

Courant de transition :

Valeur du courant triphasé symétrique pour laquelle les fusibles et l'interrupteur échangent la fonction de coupure (dans un combiné interrupteur-fusibles) (CEI 420).

Courant d'intersection :

Valeur du courant correspondant à l'intersection des caractéristiques temps-courant de deux dispositifs de protection à maximum de courant (VEI 441-17-16).

DGPT :

Dispositif utilisable sur les transformateurs immergés à remplissage total et regroupant les

surveillances de Dégagement Gazeux, Pression et Température.

Foisonnement :

Diversité technique et/ou temporelle des utilisations d'un réseau qui permet de tabler sur une puissance maximum appelée très inférieure à la somme des puissances maximales individuelles.

Onde coupée :

Partie d'une onde de surtension, généralement de foudre, qui continue à se propager au-delà de l'amorçage d'un intervalle d'air (éclateur ou contournement d'isolateur). Le front descendant très rapide généré par l'amorçage présente une grande sévérité pour certains matériels.

Protection des transformateurs de postes MT/BT

Les choix concernant la protection des transformateurs MT/BT peuvent paraître simples car ils résultent souvent des habitudes des concepteurs de réseaux électriques, voire d'une politique dictée par des considérations technico-économiques. En fait, les choix sont à faire en fonction de la technologie des transformateurs, des types de charges qu'ils alimentent, et surtout des agressions qu'ils subissent.

Ce Cahier Technique fait le tour des contraintes auxquelles les transformateurs sont soumis en exploitation, des conséquences de ces contraintes et présente les différentes protections qui peuvent être utilisées. Il est nécessairement simplificateur, du fait de la multitude de critères et de solutions. L'électricien doit toutefois trouver dans ce cahier les principales informations nécessaires pour faire les bons choix.

Sommaire

1. Introduction	1.1 Transformateurs MT/BT et politique de protection	p. 4
	1.2 Rappels sur les transformateurs, leur technologie et leur utilisation	p. 5
2. Contraintes en exploitation et modes de défaillance	2.1 Mises sous et hors tension	p. 7
	2.2 Surtensions externes	p. 7
	2.3 Surcharges	p. 9
	2.4 Courts-circuits sur le réseau BT	p. 10
	2.5 Evolution des défauts internes	p. 10
	2.6 Défauts liés à la technologie	p. 13
3. Protection contre les surtensions	3.1 Généralités	p. 14
	3.2 Eclateurs et parafoudres	p. 14
4. Protection contre les surcharges	4.1 Protection par mesure de courant	p. 16
	4.2 Protection par la mesure de température	p. 17
5. Protection par fusibles MT et combinés interrupteur-fusibles	5.1 Caractéristiques des fusibles MT	p. 18
	5.2 Limites des fusibles	p. 19
	5.3 Utilisation d'un combiné interrupteur-fusibles	p. 21
6. Protection par disjoncteur MT, organes de déclenchement associés	6.1 Critères de choix d'une courbe de déclenchement	p. 22
	6.2 Avantages d'une protection terre	p. 24
	6.3 Les protections autonomes : Time Fuse Links (TFL) et relais	p. 24
	6.4 Les protections à source auxiliaire : DGPT, sondes et relais	p. 25
7. Conclusion		p. 27
Annexe 1 : règles de sélection d'un fusible pour protéger un transformateur		p. 29
Annexe 2 : calcul des courants de transition et d'intersection d'un combiné interrupteur-fusibles		p. 30
Bibliographie		p. 32
Logigramme des situations, critères et solutions		

1 Introduction

1.1 Transformateurs MT/BT et politique de protection

Les raisons d'être des transformateurs

Dans les réseaux de distribution ils permettent :

- de minimiser les pertes d'énergie par effet Joule ; une élévation de tension d'un rapport 10 conduit à réduire ces pertes d'un facteur 100 ($Pertes = R (P_{appelée} / U)^2$),
- de minimiser les chutes de tensions, résistives (R) et réactives (X) à puissance transitée ($U I \cos\phi$) donnée ($\Delta U \approx R I \cos\phi + X I \sin\phi$),
- éventuellement, d'assurer une séparation galvanique entre réseaux de même tension (limite de propriété, changement de régime de neutre...).

Bien qu'il soit rare d'interrompre volontairement une distribution d'énergie, on a néanmoins besoin de « manœuvrer » les transformateurs dans les conditions normales d'exploitation, par exemple :

- pour reconfigurer le réseau,
- pour raisons de maintenance ou de sécurité,
- pour répondre à une pointe de consommation,
- pour mettre en route ou arrêter un process.

Ces opérations sont faites avec le transformateur en ou hors charge et cela peut changer notablement les conditions de manœuvre et les phénomènes électriques transitoires résultants. Les transformateurs de distribution sont des appareils passifs d'une très grande fiabilité dont la durée de vie est de plusieurs dizaines d'années. Un distributeur norvégien a fait état d'un taux annuel d'incident de 0,09 % (9 pour 10 000), toutes causes confondues, sur un parc de 5 000 transformateurs suivis sur quatre années. Pour les réseaux souterrains, le taux d'incidents observé reste toujours inférieur à 0,2 % ; il peut monter jusqu'à 0,5 % sur certains réseaux aériens. Ce sont souvent des critères d'obsolescence - évolution des niveaux de puissance ou de tension - qui entraînent leur remplacement. Les défauts en service sont très rares, mais le besoin de sécurité des biens et des personnes, ainsi que de continuité de service entraîne néanmoins l'utilisation de protections.

Les contraintes subies par les transformateurs

Les transformateurs sont soumis à de nombreuses contraintes électriques externes en provenance de l'amont et de l'aval. Les conséquences d'une défaillance éventuelle peuvent être très lourdes en termes de dégâts ainsi qu'en termes de perte d'exploitation. Les transformateurs doivent donc être protégés contre les agressions d'origine externe d'une part, et séparés du réseau en cas de défaillance interne d'autre part.

Le terme de « protection transformateur » est très souvent associé à l'action de déconnexion du réseau, alors même que le transformateur est déjà défaillant, et l'amalgame est fait entre des

mesures préventives (surtensions, défaut aval, surcharges, température) et des mesures curatives d'élimination du transformateur en défaut.

Politique de protection

Il est du ressort du concepteur de réseau électrique de définir les mesures à mettre en œuvre au niveau de chaque transformateur, en fonction des critères de continuité et de qualité de service, de coût d'investissement et d'usage, de sécurité des biens et des personnes ainsi que du niveau de risque admissible. Les solutions retenues sont toujours un compromis entre ces différents critères et il est important que les avantages et les faiblesses du compromis retenu soient bien identifiés. Par exemple, un même exploitant, distributeur d'énergie, peut retenir des solutions très différentes sur les parties du réseau, urbaines et rurales, car les critères de puissance unitaire, de coût, de conséquences en cas d'incident, ne sont pas les mêmes.

La grande fiabilité des transformateurs est un élément déterminant dans les choix réalisés par les distributeurs, face au coût unitaire des organes de protection qui peuvent être associés. Elle justifie par exemple que l'on ne cherche pas à protéger le transformateur, en tant que sauvegarde du matériel, mais qu'on se contente de limiter les conséquences d'une défaillance.

Certains choix usuels, bien que non systématiques illustrent la situation, comme :

- la « protection » exclusivement ciblée « prévention du risque d'explosion et sauvegarde du réseau MT » pour les transformateurs raccordés au réseau de distribution publique,
- la surveillance en température des transformateurs d'installations industrielles ou tertiaires dans lesquelles des plans de délestage peuvent être mis en œuvre,
- la non surveillance en surcharge des transformateurs de distribution publique ; le foisonnement des clients rend la situation de surcharge peu probable et, par ailleurs, des délestages ne peuvent être envisagés qu'en situation d'incident. Si le transformateur alimente un groupe de clients homogène, on retrouve un besoin de protection de surcharge car il n'y a plus de foisonnement.

Ces différents choix étant toujours le résultat d'un compromis technico-économique et d'une orientation politique, il est impossible de proposer une solution donnant satisfaction dans tous les cas. Nous allons donc, après quelques rappels sur les transformateurs et leurs caractéristiques, examiner les contraintes auxquelles peuvent être soumis les transformateurs et les différents moyens de protection. La solution retenue reste du ressort du concepteur de réseau, au cas par cas.

1.2 Rappels sur les transformateurs, leur technologie et leur utilisation

La technologie, transformateur à diélectrique liquide ou sec, influe sur certaines caractéristiques, sur les protections à mettre en œuvre et sur les lieux possibles d'installation. La connaissance des caractéristiques électriques et thermiques des transformateurs est nécessaire pour connaître leur comportement et leur résistance aux contraintes en exploitation ou situation de défaut.

Technologies

■ Les transformateurs à diélectrique liquide sont généralement à remplissage total.

Ces transformateurs conviennent bien pour :

- les postes non surveillés (entretien nul),
- les ambiances sévères si le revêtement de la cuve est adapté (parties actives protégées),
- les applications à consommation cyclique (bonne inertie thermique),

Par contre la présence du diélectrique entraîne des risques :

- de pollution de la nappe phréatique (si fuite du diélectrique), d'où l'obligation, dans certains cas, de prévoir un bac de rétention,
- d'incendie (cf **fig. 1**), d'où leur interdiction dans certains bâtiments.

Ces risques sont pris en compte dans les différents textes réglementaires et normes concernant leurs conditions d'installation ou limitations d'emploi.

■ Les transformateurs « secs » conviennent mieux pour :

- les locaux à environnement maîtrisé : poussière - humidité - température..., ils doivent faire l'objet d'un nettoyage, dépoussiérage périodique,
- les immeubles, particulièrement les bâtiments de grande hauteur ; ceci car ils peuvent avoir un bon comportement au feu (par exemple, classe F1 selon NF C 52-726) et répondre aux critères de non toxicité des fumées.

Caractéristiques

Les différentes valeurs assignées sont définies par la CEI 76 (transformateur de puissance). Certaines caractéristiques électriques sont déterminantes pour connaître la tenue aux contraintes en exploitation et en situation de défaut, elles le sont aussi pour le choix et le réglage des protections.

■ Tension assignée du primaire (U_r)

Par application de la norme CEI 71 (coordination de l'isolement), elle permet le choix de la tension d'isolement et de la tenue aux chocs de foudre (cf. **fig. 2**).

■ Tension de court-circuit (U_{cc})

Elle permet de calculer le courant absorbé par le primaire en cas de court-circuit aux bornes du secondaire si l'on néglige l'impédance de source :

$$I_{cc} = \frac{100 I_n}{U_{cc} \%}$$

- Bacs de rétention
- Distances ou écrans pour non propagation d'incendie
- Dispositif pour obtenir l'extinction spontanée
- Dispositif de mise hors tension automatique sur dégagement gazeux
- Dispositif de mise hors tension automatique sur élévation de température
- Dispositif de mise hors tension et d'extinction automatique sur détection d'incendie
- Fermeture automatique de portes coupe-feu

Fig. 1 : protections contre l'incendie liées à l'emploi de transformateur à diélectrique liquide.

Niveau d'isolement selon CEI 71	17,5	24	36
Tension la plus haute pour le matériel	17,5	24	36
Tenue à fréquence industrielle 1 mn	38	50	70
Tenue au chocs de foudre	75 ou 95	95, 125 ou 145	145 ou 170
Tension de service du réseau	12 à 17,5	17,5 à 24	24 à 36

Note : la tenue aux chocs de manœuvre n'est pas spécifiée en dessous de 245 kV

Fig. 2 : niveaux d'isolement normalisés (kV).

Puissance assignée S_n en kVA	U_{cc} selon	
	CEI 76	H426.S1 (Europe)
$S_n < 50$	4 %	non spécifiée
$50 < S_n < 630$	4 %	4 %
$630 < S_n < 1250$	5 %	6 %
$1250 < S_n < 2500$	6,25 %	6 %

Fig. 3 : tensions de court-circuit normalisées des transformateurs de distribution.

Elle permet également de connaître l'impédance du transformateur, nécessaire pour le calcul du courant de court-circuit lorsque celui-ci se produit dans la distribution BT :

$$Z = \frac{U_{cc} \% U_r}{100 I_r}$$

Les tensions de court-circuit sont normalisées et fonctions de la puissance du transformateur : 4 à 6 % pour les transformateurs MT/BT (cf. **fig. 3**).

■ Courant d'enclenchement

Dans des conditions particulièrement défavorables (transformateur à vide, flux rémanent important et enclenchement au zéro de tension avec une première alternance de flux de même signe que le flux rémanent), on obtient une saturation très marquée du noyau magnétique, l'enroulement embrassant jusqu'à trois fois son flux nominal. Du fait de cette

saturation, l'inductance apparente de la bobine chute de manière importante, se rapprochant du comportement d'une bobine dans l'air (augmentation du flux de fuite) : le courant résultant dans l'enroulement peut alors atteindre des valeurs de crête très élevées, jusqu'à une dizaine de fois la crête du courant assigné, avec une forme d'onde de courant très déformée du fait du phénomène de saturation (cf. **fig. 4**).

Ces phénomènes d'enclenchement s'amortissent avec une constante de temps propre au transformateur, liée à ses caractéristiques magnétiques et de flux de fuite. La constante de temps est de l'ordre de quelques centaines de millisecondes, pour les transformateurs de distribution (un tableau de

valeurs numériques est proposé dans la suite de ce document).

La connaissance du courant d'enclenchement est nécessaire pour déterminer le choix et/ou le réglage des protections contre les courts-circuits placées au primaire du transformateur.

■ Inertie thermique du transformateur

Elle est fonction du type de transformateur (sec ou à diélectrique liquide) et de sa puissance. Sa connaissance est utile à la détermination de la protection contre les surcharges.

Le lecteur désirant approfondir sa connaissance des transformateurs (technologie, caractéristiques, emploi) est invité à lire le Cahier Technique correspondant.

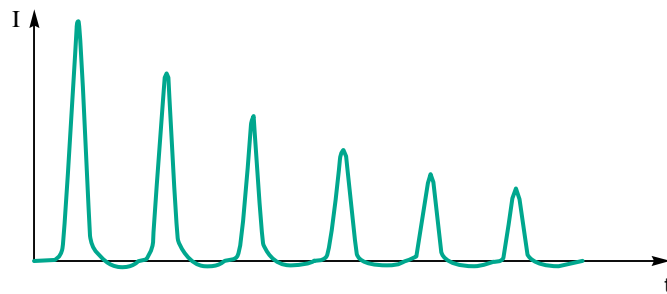


Fig. 4 : allure des courants d'enclenchement avec saturation asymétrique.

2 Contraintes en exploitation et modes de défaillance

2.1 Mises sous et hors tension

Les « manœuvres » d'un transformateur de distribution se limitent à la mise sous tension et à la mise hors tension. En distribution publique, ces manœuvres sont exceptionnelles et ne correspondent pas réellement à de l'exploitation. Toutefois, les transformateurs sont mis sous et hors tension lors des interventions des disjoncteurs du réseau amont, y compris lors des cycles de réenclenchements. Des refermetures rapides peuvent entraîner la mise sous tension avec un fort flux rémanent, ce qui génère des courants d'enclenchement particulièrement élevés.

Dans des process industriels ou tertiaires, les mêmes manœuvres peuvent être réalisées de manière systématique pour des démarrages-arrêts de procédés ou ouvertures-fermetures de sites par exemple. Quand la charge connectée au transformateur est maîtrisée, on peut choisir d'effectuer la mise sous tension en charge ou hors charge.

L'amortissement des courants d'enclenchement étant lié aux caractéristiques magnétiques du transformateur (principalement ses pertes par hystérésis), la présence d'une charge influence peu le comportement. La mise sous tension

s'effectue généralement avec les charges connectées. Si celles-ci présentent elles-mêmes des phénomènes transitoires, c'est le comportement global qui doit être pris en considération. Par exemple, dans le cas des moteurs-blocs, le courant transitoire du transformateur se superpose au courant de démarrage du moteur, mais les durées sont notablement différentes et l'impédance du transformateur est dimensionnée pour limiter l'appel de courant pendant la phase de démarrage. De tels cas bien identifiés doivent faire l'objet d'une étude particulière. Ils ne correspondent pas à des applications de type « distribution ».

Les courants d'enclenchement imposent aux dispositifs de surveillance (relais et capteurs de courant associés, fusibles...) d'intégrer une notion de temporisation afin de ne pas générer d'action intempestive. Cet aspect est repris dans les paragraphes correspondants.

2.2 Surtensions externes

Origine et sévérité

Les transformateurs de distribution sont soumis à des surtensions transitoires en provenance des réseaux auxquels ils sont connectés. Ces surtensions proviennent soit de chocs de foudre directs ou induits sur les réseaux MT ou BT (cf. Cahier Technique n° 168 : La foudre et les installations électriques MT), soit de la transmission par le niveau MT de surtensions de manœuvre générées sur le réseau amont. Lors de la mise hors tension par un appareillage situé immédiatement en amont, des surtensions peuvent être générées par l'ensemble transformateur - appareillage de coupure - circuit d'alimentation, entraînant alors une sollicitation diélectrique du transformateur. Cette sollicitation se traduit par un vieillissement prématuré, ou même par un

défaut d'isolement entre spires, ou à la masse. Les conditions les plus critiques sont obtenues lors de la mise hors tension de transformateurs non chargés, par des organes de manœuvre capables d'interrompre des courants à haute fréquence tels que les disjoncteurs à vide. L'utilisation de tels appareillages en tant que moyen de manœuvre d'exploitation est donc à envisager avec précautions.

Les critères de sévérité des surtensions vis à vis de transformateurs sont la valeur crête, bien entendu, mais également la vitesse de variation de la tension (front de montée, ou front de descente en cas d'amorçage à proximité, « onde coupée ») qui amène une répartition inégale de contraintes dans les enroulements et aboutit ainsi à dépasser la tenue entre spires même si la valeur crête aux bornes de

l'enroulement primaire ne dépasse pas les valeurs admises (cf. **fig. 5**).

Risques d'exposition

Les risques d'exposition aux surtensions d'un transformateur donné sont liés à son environnement, avec des critères tels que :

- l'alimentation MT par réseau aérien ou souterrain,
- la présence éventuelle, le dimensionnement et les conditions d'installation de limiteurs de surtensions (parafoudres ou éclateurs),
- la longueur et la nature des connexions entre le réseau et le transformateur,
- le type d'appareillage et les conditions de manœuvre,
- la qualité des prises de terre et de la conception du réseau de masse au niveau du poste,
- le réseau BT en aérien ou souterrain,
- la mise à la terre du réseau BT et son couplage éventuel avec la prise de terre du poste.

Les définitions normalisées associées à la notion de niveau d'isolement ne couvrent pas entièrement les contraintes auxquelles peuvent être confrontés les transformateurs car certains phénomènes en réseau sont mal pris en compte, comme les transitoires à front très raide.

En pratique, l'appréciation des risques de sollicitations reste très globale, car l'enjeu représenté par un transformateur MT/BT ne justifie pas des études de coordination d'isolement poussées. De plus, il est judicieux, pour le concepteur du réseau, d'éviter de spécifier des caractéristiques particulières pouvant demander une fabrication spéciale. Il se limite donc à un choix entre les niveaux d'isolement normalisés (cf. **fig. 2**).

Défaillances d'isolement

- Les défaillances internes entraînées par les surtensions se présentent sous ces formes :
 - les défauts d'isolement entre spires d'un même enroulement (cas le plus fréquent),
 - les défauts entre enroulements,
 - les défauts d'isolement entre l'enroulement sollicité et une partie conductrice proche (noyau ou cuve).

Le comportement associé à ces trois catégories de défauts est décrit dans les pages qui suivent.

- Les isolements externes des transformateurs immergés sont dimensionnés largement et on n'observe pas de cas de défaillance diélectrique externe sur ces transformateurs, hormis certains cas de transformateurs de réseaux aériens en zone particulièrement polluée. Comme indiqué précédemment, les transformateurs secs peuvent donner lieu à des défaillances diélectriques externes en cas de pollution des surfaces isolantes.

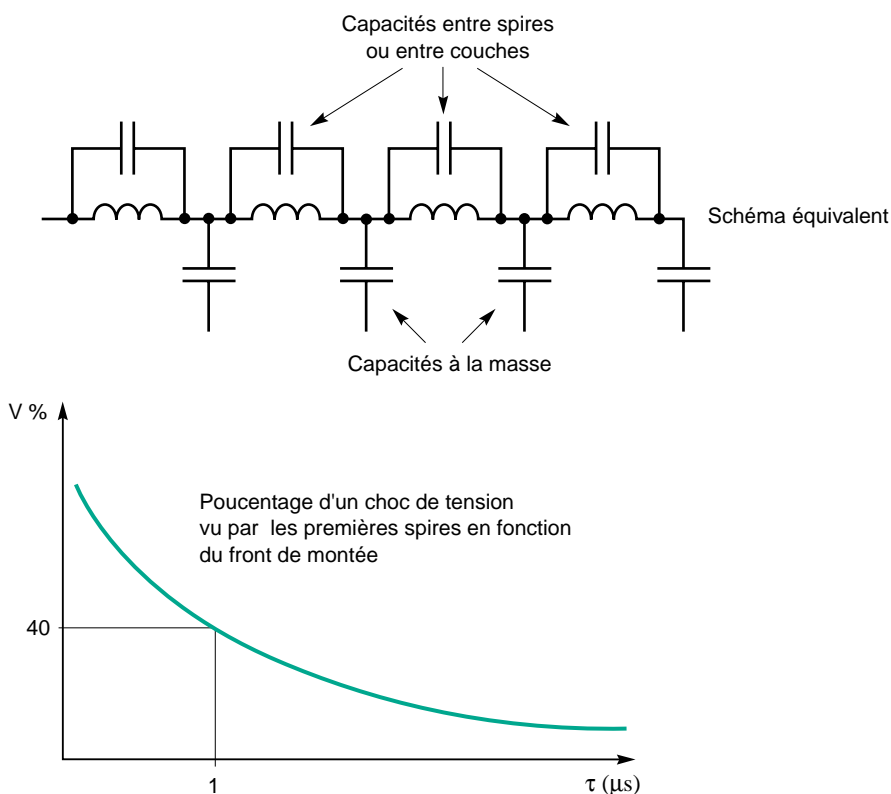


Fig. 5 : capacités réparties et contraintes le long d'un enroulement.

2.3 Surcharges

Généralités

Les échauffements admissibles dans les différentes parties du transformateur, en tenant compte des valeurs limites d'échauffement fournies par les normes, basées sur une durée de vie escomptée liée au vieillissement des isolants, caractérisent un fonctionnement permanent.

Un courant de valeur supérieure à la valeur assignée correspond à un fonctionnement en surcharge. Une situation de surcharge maintenue, entraîne un dépassement des échauffements sur certains points du transformateur (selon sa construction) et, dans le cas d'une température ambiante élevée, un dépassement des températures admissibles.

La distinction entre échauffements et températures est importante car elle permet d'apprécier différemment la criticité de certaines situations de surcharge. A titre d'exemple, une surcharge liée aux chauffages électriques en période d'hiver en région froide n'entraînera pas les mêmes conséquences qu'une surcharge de même niveau liée aux climatiseurs en période d'été en pays chaud.

Toutefois, dans des conditions de fonctionnement anormales ou exceptionnelles, il est admis de passer outre aux limitations, éventuellement au détriment de la durée de vie. Cela peut être préférable à une interruption de service du fait d'un dépassement momentané de puissance.

Les critères admissibles de surcharges, comme la température ambiante, le fonctionnement avec des charges cycliques, etc., sont traités dans le cahier technique sur les transformateurs de distribution.

La surcharge est souvent transitoire et l'équilibre thermique n'est pas atteint ; l'inertie thermique du transformateur, importante pour les transformateurs de types « immergés », permet de supporter des valeurs élevées, suivant une loi « à temps inverse » (cf. **fig. 6**).

Les courants de surcharge admissibles sont différents selon que l'on s'intéresse à des régimes équilibrés ou non ; une simple surveillance en seuil de courant sur chaque phase peut être inutilement pénalisante.

Distribution publique

En distribution publique, la surcharge n'entraîne généralement pas la déconnexion du transformateur, la priorité étant donnée à la continuité de service à court terme. Par ailleurs, les circuits basse tension sont toujours surdimensionnés et la surcharge du transformateur ne correspond jamais à une surcharge des conducteurs BT. Si les situations de surcharge se répètent trop souvent, le

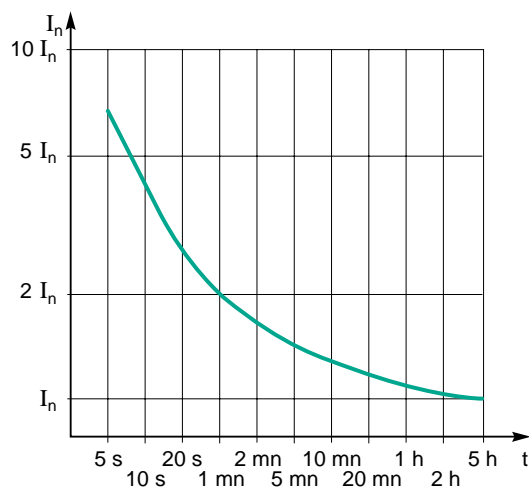


Fig. 6 : ordre de grandeur de la capacité de surcharge d'un transformateur immergé.

distributeur est amené à remplacer le transformateur par un modèle plus puissant. Certains distributeurs utilisent des maximètres de courant afin de pouvoir suivre l'évolution des puissances de pointe appelées sur chaque transformateur.

Distribution industrielle

Dans une installation industrielle, une situation de surcharge peut être de courte durée, liée par exemple à une phase de démarrage de machines, ou susceptible de se prolonger dans le cas d'un mauvais foisonnement des charges. Dans ces installations, le tableau général basse tension immédiatement en aval du transformateur est équipé de disjoncteurs qui protègent contre une situation de surcharge prolongée. La gestion est donc effectuée côté BT, soit par des procédures de délestage pour des installations complexes, soit par un déclenchement général si aucun déclenchement divisionnaire n'intervient auparavant.

Distribution tertiaire

Dans les installations du secteur « gros tertiaire », qui concernent des immeubles de bureaux, des centres commerciaux, etc., les critères de continuité de service sont importants. Il n'y a pas de charge ponctuelle présentant des régimes de démarrage ou un comportement similaire. Le délestage est nécessaire en cas de surcharge du transformateur et peut être effectué aux dépens d'applications non prioritaires, par exemple le chauffage ou la climatisation. La fonction « délestage » est de plus en plus souvent intégrée dans la GTB (Gestion Technique du Bâtiment).

2.4 Courts-circuits sur le réseau BT

En cas de défaut en aval du transformateur, l'impédance des circuits basse tension prend très rapidement une importance prépondérante dans les calculs des courants de court-circuit (cf. Cahier Technique n°158 : Calcul des courants de court-circuit), et seuls les défauts localisés à proximité immédiate du transformateur représentent une contrainte significative pour celui-ci. Ces défauts sont gérés soit par la protection BT concernée (fusibles ou disjoncteur), soit par la protection MT en amont du transformateur dans le cas d'un défaut en amont des protections BT.

Rappelons qu'un transformateur ayant une tension de court-circuit de 5 % a un courant de court-circuit de $20 I_n$, avec une source de puissance infinie et un court-circuit basse tension d'impédance nulle. L'hypothèse de source de puissance infinie est souvent réaliste en distribution publique, où la puissance unitaire des transformateurs de distribution est faible en regard de la puissance de court-circuit du réseau MT. Ce n'est généralement pas le cas

dans l'industrie et le grand tertiaire, et négliger l'impédance de source impose des contraintes inutilement élevées pour la conception de la partie basse tension et des protections associées.

Pour le transformateur, le défaut basse tension proche des bornes se traduit par des contraintes thermiques, fonctions de la valeur et de la durée du défaut, et des contraintes mécaniques, par effet électrodynamique surtout à l'apparition du défaut. Les transformateurs sont généralement conçus pour pouvoir supporter le court-circuit aux bornes (source infinie et court-circuit aux bornes), ce qui correspond à une situation plus sévère que toutes les situations envisageables en exploitation. Toutefois, la répétition de défauts peut avoir un effet cumulatif, sur des déplacements de bobinages par exemple, et participer à un vieillissement prématuré. Dans tous les cas, la durée du défaut doit être limitée par une protection sous peine de conduire à la destruction par effet thermique.

2.5 Evolution des défauts internes

Défauts entre spires

Les défauts entre spires de l'enroulement moyenne tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation

du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court-circuit sur l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut (cf. [fig. 7](#)).

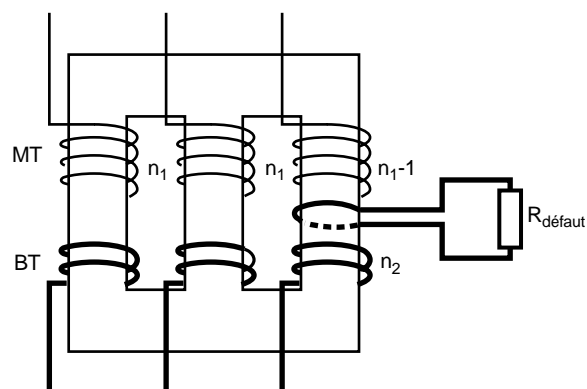


Fig. 7 : fonctionnement d'un transformateur avec une spire en court-circuit au primaire.

Selon le courant qui va parcourir cette spire, l'évolution du défaut va être plus ou moins rapide. En cas de courant important, l'échauffement local va entraîner la détérioration des spires avoisinantes et le défaut va s'étendre rapidement. L'ordre de grandeur correspond à environ cent fois le courant assigné soit sensiblement 1kA pour l'enroulement primaire d'un transformateur de 400kVA à 20kV (CIRED 1991/1.14). Dans tous les cas, la présence d'un arc local va entraîner un dégagement gazeux, que le transformateur soit immergé ou sec. Ce dégagement peut entraîner une montée en pression importante, jusqu'à rupture d'un élément (cuve ou isolant solide).

Si le défaut provoque un courant primaire faible, le phénomène peut être lent et difficilement détectable par la surveillance du courant d'alimentation. Des essais de laboratoire sur des transformateurs immergés ont mis en évidence des courants compris entre 1 et 6 fois le courant assigné, accompagnés de dégagements gazeux importants, pour des défauts impliquant jusqu'à 8 % de spires primaires (CIRED 1991/1.14). C'est pourquoi les surveillances d'émissions gazeuses ou de pression peuvent être utilisées de manière complémentaire aux protections basées sur les mesures de courant.

Défauts entre enroulements

■ Enroulements MT

Les défauts entre enroulements MT sont rares mais peuvent donner lieu à des courants de défaut élevés, jusqu'au courant de court-circuit du réseau en cas de défaut au niveau des bornes, avec des manifestations très

importantes. Certaines localisations particulières, comme un défaut entre enroulements au voisinage des connexions de point neutre d'un couplage étoile, s'apparentent à un défaut entre spires car les points venant en contact ne sont pas à des tensions très différentes.

■ Enroulements BT

Les défauts entre enroulements BT sont exceptionnels car ces enroulements sont placés au plus près du noyau magnétique et sont entourés par les enroulements MT. Dans le cas de plusieurs enroulements BT sur la même colonne du circuit magnétique (couplage zig-zag par exemple), la possibilité de défaut existe. Dans tous les cas, le courant de défaut reste inférieur à celui d'un court-circuit aux bornes secondaires, mais l'évolution peut être rapide du fait de la présence d'un arc d'intensité significative.

■ MT/BT

Un défaut entre enroulements peut également entraîner une mise en contact entre primaire et secondaire, avec l'apparition de potentiel dangereux sur le réseau basse tension (cf. Cahier Technique n° 172 : Les schémas des liaisons à la terre en basse tension). Le risque pour les équipements et les personnes dépend des régimes de neutre des deux réseaux (cf. **fig. 8**). Dans certaines applications, afin de privilégier la sécurité de l'enroulement de plus faible tension, l'utilisation d'un écran relié à la masse, positionné entre les enroulements primaires et secondaires, permet de supprimer cette hypothèse de défaut en privilégiant les défauts phase-masse. Dans ce cas, les prises de terre de la masse et du neutre BT sont différentes, ce qui évite la montée en potentiel du réseau BT par rapport à la terre.

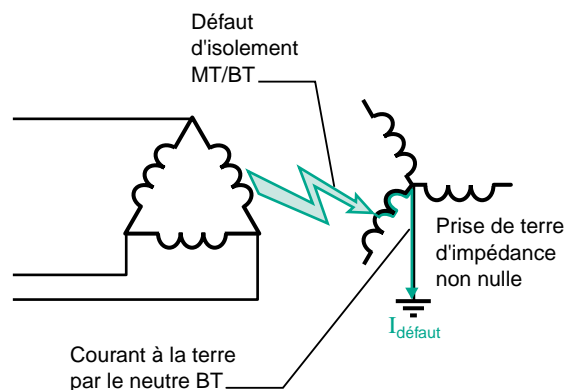


Fig. 8 : exemple de défaut entre enroulements primaire et secondaire.

Défauts à la masse et influence du régime de neutre

Les défauts entre enroulement MT et la masse ont comme origine la plus fréquente une rupture d'isolement suite à surtension. Toutefois, ils peuvent également être la conséquence de défauts de type mécanique ou de l'évolution d'un défaut électrique comme vu précédemment. Les caractéristiques d'un défaut à la masse, ainsi que les capacités à le diagnostiquer, dépendent du mode de mise à la terre du réseau d'alimentation et de l'emplacement du défaut dans le transformateur (cf. **fig. 9**).

■ Dans le cas d'un neutre moyenne tension non distribué, relié à la terre par une impédance, le défaut fera apparaître un courant à la terre fonction de l'impédance de neutre et de la position du défaut sur l'enroulement. Dans le cas d'un courant de défaut très faible, on retrouve un risque de montée en pression lente comme pour les défauts entre spires. Une détection arbitrairement fine du courant à la terre serait un moyen de protection efficace ; néanmoins, une telle protection n'est pas toujours réalisable techniquement et/ou économiquement.

■ Dans le cas d'un réseau à neutre accordé (mis à la terre par une bobine de Petersen), le défaut d'isolement d'un transformateur immergé va présenter un caractère auto-extincteur récurrent. La faible valeur du courant de défaut permet son extinction spontanée dans l'huile et la réapparition progressive de la tension, caractéristique d'un réseau à neutre accordé,

entraîne un reclaquage quelques centaines de millisecondes plus tard. La fréquence du phénomène va augmenter s'il y a dégradation progressive par les claquages successifs entraînant une baisse de tenue diélectrique.

■ Dans le cas d'un réseau à neutre relié directement à la terre et distribué (réseau à 4 conducteurs, de type nord-américain), la présence d'un courant de neutre est normale, du fait de l'existence de charges monophasées, et l'apparition d'un défaut va augmenter ce courant (en fonction de l'impédance du tronçon d'enroulement non court-circuité). La situation est alors analogue à un autotransformateur en court-circuit. Le courant de défaut sera toujours significatif et demandera une intervention rapide au risque d'aboutir à l'explosion. Il risque, par contre, de ne pas être vu par les protections du réseau qui sont réglées pour admettre un courant de neutre important (jusqu'à 40 % du courant nominal de la ligne). C'est donc la protection du transformateur qui doit pouvoir agir.

Une part significative des défauts concerne la masse du transformateur, donc la terre. Une protection contre les défauts à la terre est donc utile. Le courant à la terre étant nul en conditions normales (sauf réseaux avec neutre à la terre et distribué), une telle protection peut être réglée avec un seuil bas, par exemple 10 % du courant assigné, avec une temporisation de 100 ms, dans le cas d'utilisation de transformateurs de courant et quelques ampères dans le cas d'utilisation d'un capteur de courant résiduel.

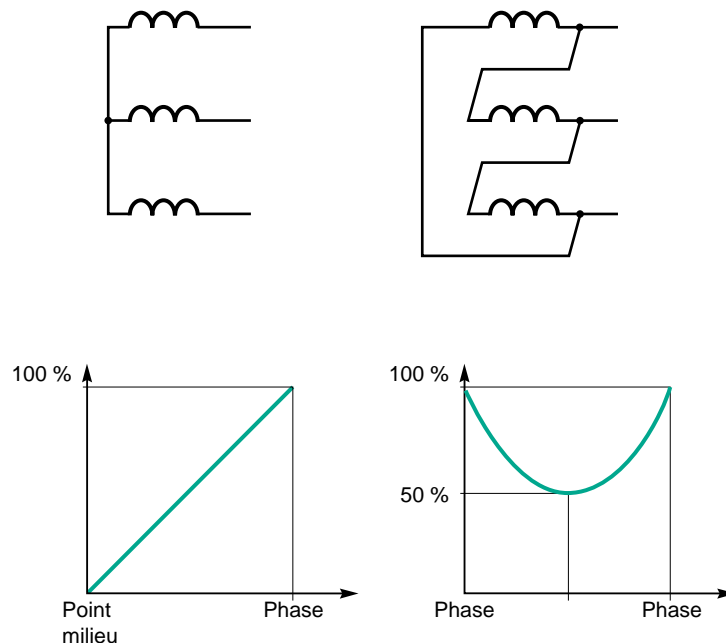


Fig. 9 : courant de défaut à la masse fonction du couplage MT et de l'emplacement du défaut.

2.6 Défaits liés à la technologie

Les défaillances internes aux transformateurs sont majoritairement la conséquence de sollicitations externes (surtensions, surintensités). Nous avons vu précédemment les différents modes de défaillance et la manière dont la situation peut évoluer. Toutefois, d'autres possibilités de défaillance sont envisageables selon les technologies de transformateurs.

■ Transformateurs immergés

□ Une fuite de diélectrique non diagnostiquée à temps aboutira à un défaut électrique par perte d'isolation en haut des bobinages. Une telle fuite peut être initiée par la corrosion de la cuve, ou par un choc par exemple.

□ La pollution du diélectrique, par présence de particules issues de la cuve, du noyau ou des isolants, ou par pénétration d'eau, peut également donner une situation de dégradation diélectrique. De telles pollutions ne sont habituellement pas surveillées sur les transformateurs de distribution.

■ Transformateurs à isolation solide

□ Des contraintes mécaniques anormales (chocs, efforts de serrage de connexions...) peuvent

fissurer l'isolant, permettant des amorçages entre spires ou vers des masses avoisinantes.

□ La fissuration d'isolant peut également être la conséquence d'un vieillissement thermique anormal lié à une mauvaise utilisation du transformateur.

□ Des imperfections de moulage de l'isolation solide peuvent donner naissance au phénomène de décharges partielles, si des bulles sont présentes dans l'isolant à des endroits à champ électrique élevé. Ce phénomène provoque une dégradation interne de la matière jusqu'à l'apparition d'un défaut majeur.

□ La présence de polluants externes (poussières) sur de tels transformateurs perturbe la répartition des contraintes diélectriques en surface jusqu'à l'apparition de défauts d'isolement.

□ L'approche de masses métalliques à une distance inférieure à la distance prescrite par le constructeur peut créer localement une contrainte excessive pour l'isolation.

Une synthèse des contraintes en exploitation et de leurs conséquences est présentée **figure 10**.

Contrainte	Cause possible	Défaillance la plus probable	Manifestations initiales
Surintensités	Choc de foudre proche Manœuvres du réseau	Claquage entre spires MT Claquage entre enroulement et masse	Dégagement gaz ou fumée Faible augmentation de courant phase Courant à la terre
Surintensité faible	Surcharge Défaut impédant sur réseau BT	Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires	Dégagement gaz ou fumée Faible augmentation de courant phase
Surintensité violente	Défaut BT proche	Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires et déplacements de bobines	Evolution rapide et aléatoire vers un défaut d'enroulements
Vieillessement	Cumul des contraintes antérieures	Claquage entre spires MT Evolution possible à la terre	Dégagement gaz ou fumée Faible augmentation de courant phase Courant à la terre

Note : tous les mode de défaillances, s'ils ne sont pas traités dans leur phase initiale, vont évoluer vers une généralisation aux différents enroulements, et des manifestations violentes par rupture de cuve et/ou explosion de bobines éventuellement suivie d'incendie.

Fig. 10 : synthèse des contraintes en exploitation et conséquences.

3 Protection contre les surtensions

3.1 Généralités

Un transformateur alimenté en antenne, ou positionné au point d'ouverture d'une boucle, représente en haute fréquence une impédance très élevée comparée à l'impédance d'onde du câble ou de la ligne d'alimentation. De ce fait, lors des phénomènes de propagation d'ondes, ce transformateur représente un point de réflexion presque totale et la contrainte qu'il subit peut atteindre, en première approche, le double de la tension maximale de l'onde incidente. Il est important que les dispositifs limiteurs soient positionnés à proximité immédiate du transformateur pour être d'une

bonne efficacité. L'ordre de grandeur correspondant est d'une dizaine de mètres. Les conditions d'installation, avec en particulier les longueurs des connexions et les valeurs de prises de terre, sont très influentes sur les performances de la protection (cf. Cahier Technique n° 151 : Surtensions et coordination d'isolement, et Cahier Technique n° 168 : La foudre et les installations électriques MT).

3.2 Eclateurs et parafoudres

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large : les éclateurs et les parafoudres. Les éclateurs sont les dispositifs les moins coûteux et les plus rustiques. Ils sont utilisés exclusivement sur les réseaux aériens. Les parafoudres offrent une protection plus performante, mais pour un coût notablement plus élevé.

Les éclateurs

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes dans l'air. La limitation de tension aux bornes est effectuée par l'amorçage de l'intervalle d'air. Ce mode de fonctionnement présente un certain nombre d'inconvénients :

- Une forte dispersion du niveau d'amorçage en résulte, fonction des conditions d'environnement (humidité, poussière, corps étrangers...).
- Le niveau de protection dépend de la raideur du front de la surtension. En effet, l'air présente un comportement « retard à l'amorçage » qui fait qu'une surtension importante à front très raide entraîne l'amorçage à une valeur de crête notablement supérieure au niveau de protection souhaité (cf. **fig. 11**).
- Un courant de défaut à la terre apparaît lors de l'intervention de l'éclateur. Ce courant « de suite », dont l'intensité dépend du mode de mise à la terre du neutre du réseau, ne peut généralement pas s'éteindre spontanément et impose l'intervention d'une protection en amont. Un réenclenchement réalisé quelques centaines de millisecondes plus tard permet la reprise du service. Des dispositifs comme le disjoncteur

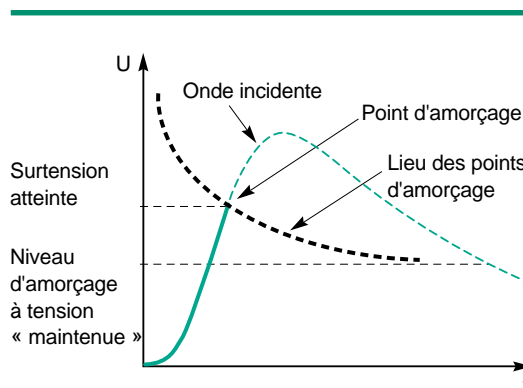


Fig. 11 : comportement d'un éclateur sur front raide ; plus le dV/dt augmente, plus la surtension atteinte est élevée.

shunt, pour des réseaux à neutre impédant, réalisent l'extinction de l'arc et la suppression du défaut sans entraîner de coupure de fourniture.

Les parafoudres

Les parafoudres permettent de se débarrasser de ce comportement néfaste car ils présentent un comportement réversible. Ce sont des résistances fortement non-linéaires qui présentent une diminution importante de leur résistance interne au-dessus d'une certaine valeur de tension aux bornes. La reproductibilité de fonctionnement est bien meilleure que pour les éclateurs et le phénomène de retard est inexistant.

Les modèles anciens au carbure de silicium (SiC) ne sont pas capables de supporter de

manière permanente la tension de service car leur courant résiduel est trop important et génère un dégagement de chaleur inadmissible. Ils sont donc associés à un dispositif éclateur en série capable d'interrompre le courant résiduel et de tenir la tension de service. Les modèles plus récents à l'oxyde de zinc ZnO présentent une non-linéarité beaucoup plus accentuée, qui leur permet d'avoir un courant de fuite à la tension de service de l'ordre de 10 mA. De ce fait, il est possible de maintenir les parties actives en permanence sous tension. Leur très forte non-linéarité améliore également l'efficacité de la protection aux forts courants (cf. **fig. 12**).

Les parafoudres à oxyde de zinc, dont l'usage tend à se généraliser, sont disponibles dans des réalisations adaptées aux utilisations sur réseaux aériens, en cellules ou en extension sur des accessoires de prises embrochables. Tous les cas d'installation peuvent donc être couverts.

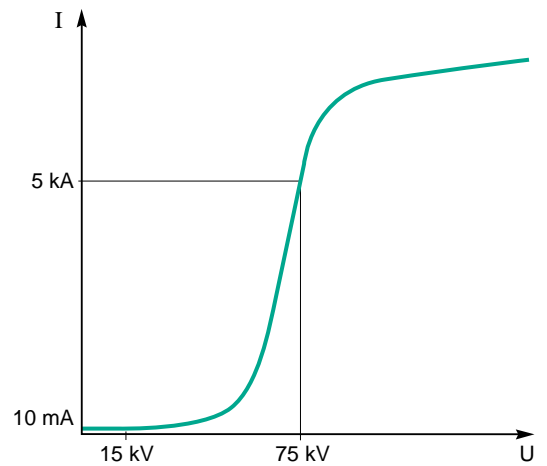


Fig. 12 : exemple de caractéristique d'un parafoudre à oxyde de zinc (ZnO) utilisable sur réseau 20kV, isolement 125 kV « choc ».

4 Protection contre les surcharges

4.1 Protection par mesure de courant

La protection contre les surcharges doit intervenir avec un seuil compris entre 110 et 150 % du courant assigné et avoir, de préférence, un fonctionnement à temps dépendant. Elle peut être placée côté MT ou côté BT.

Plus la puissance du transformateur est faible, plus le positionnement de la protection côté basse tension est adapté. Inversement, plus la puissance est importante, plus le choix d'une protection MT est judicieux.

Protection côté MT

La protection contre les surcharges côté MT est intéressante lorsqu'il s'agit de transformateurs de forte puissance avec disjoncteur MT associé à des protections à source auxiliaire. Ces protections peuvent être à temps constant ou à temps dépendant. Elles assurent également la protection contre les forts courants de défaut (hypothèse de défaut MT). Dans tous les cas, les impératifs de sélectivité avec les protections basse tension devront être respectés.

Protection côté BT

La protection côté BT est facile à réaliser par un disjoncteur général BT. Ce type d'appareil dispose d'une courbe à temps inverse (dite thermique ou long retard) qui généralement surprotège le transformateur. En effet, la constante de temps et l'inertie prises en compte pour définir cette courbe sont celles des canalisations basse tension, qui sont plus faibles que celles du transformateur.

Afin de protéger le transformateur, le disjoncteur n'est pas réglé en fonction de la tenue thermique des conducteurs avants, ce qui est souvent l'habitude en basse tension, mais en fonction du courant assigné du transformateur placé en amont qui est généralement plus faible que le courant assigné des conducteurs. Si ce disjoncteur général est temporisé, pour assurer la sélectivité chronométrique avec des disjoncteurs de départ basse tension, la sélectivité avec une éventuelle protection moyenne tension peut devenir délicate. Le sujet est repris dans les paragraphes qui traitent de la protection moyenne tension.

Dans un tel schéma de protection par la basse tension, il faut rappeler que le choix est fait de protéger le transformateur contre les surcharges et courts-circuits sur le réseau basse

tension, mais pas contre les défaillances internes.

Dans les réseaux de distribution publique, il est courant d'utiliser des fusibles sur les départs basse tension, lorsque le courant de défaut en tout point du réseau est suffisamment élevé. Ces fusibles sont calibrés pour n'intervenir que lors de courts-circuits entre les conducteurs du réseau basse tension public et n'ont aucun objectif de protection du transformateur en surcharge. L'utilisation de fusibles, avec donc des durées d'intervention très faibles à fort courant de défaut, rend la coordination facile vis à vis d'une éventuelle protection côté moyenne tension.

Un cas particulier à la distribution publique aérienne se présente quand le réseau basse tension possède une impédance importante du fait d'une grande longueur et d'une utilisation de conducteurs nus. On peut alors avoir des défauts francs, éloignés du transformateur, entre phases ou entre phase et terre pour lesquels le courant reste faible, par exemple de l'ordre de 2 à 3 I_n transfo.

Une telle situation de défaut présente un risque pour le public à l'endroit du défaut, et également un risque pour le transformateur si elle se prolonge. Ces défauts ne sont pas vus par des protections de court-circuit habituelles, telles que des fusibles, et peuvent justifier l'adoption d'une protection « de surcharge » par disjoncteur à même d'intervenir dans cette situation.

Les déclencheurs associés à de tels disjoncteurs basse tension peuvent être dotés d'un fonctionnement « à image thermique » qui tolère des surcharges monophasées, si les autres phases sont peu chargées et que la température résultante à l'intérieur du transformateur reste acceptable. Ce fonctionnement est exclusivement valable pour les transformateurs de technologie « immergée » pour lesquels le diélectrique liquide favorise les échanges de chaleur entre les différents éléments constitutifs.

Cette solution est particulièrement intéressante en distribution publique où le foisonnement des charges raccordées à un transformateur de faible puissance est difficile à optimiser. Elle est mise en œuvre dans les disjoncteurs destinés aux transformateurs sur poteaux et participe

ainsi à éliminer les coupures de clientèle injustifiées. La technique retenue consiste à recréer dans le déclencheur une interaction par échange de chaleur entre les trois éléments de mesure de courant - généralement des résistances à coefficient de température positif - ainsi qu'une inertie thermique globale représentative de celle du transformateur protégé. Pour la même température maximale de point chaud dans le transformateur, le courant de déclenchement en régime déséquilibré permanent peut ainsi être porté à des valeurs nettement supérieures à celles obtenues en protection par phases

indépendantes. Par ailleurs, la prise en compte des inerties thermiques permet de mieux utiliser le transformateur lors des surcharges temporaires (cf. **fig. 13**).

	Phase 1	Phase 2	Phase 3
Cas limite	0	0	2,15
Cas fréquent	0,8	0,8	1,6
Sans image thermique	1,2	1,2	1,2

Fig. 13 : protection avec image thermique - différents cas de fonctionnements déséquilibrés possibles.

4.2 Protection par la mesure de température

Le contrôle de la température des enroulements est l'action la plus pertinente car c'est la température qui génère le vieillissement des isolants.

Toutefois, les échauffements se produisant sur les parties sous tension, la mesure ne peut généralement pas être effectuée directement sur ces points. La faible vitesse de variation des températures pour des courants dans le domaine de la surcharge, du fait de l'inertie thermique du transformateur, permet de considérer que la mesure reste représentative. Le cas d'une élévation rapide de température des enroulements est normalement géré par une détection de surintensité.

Pour les transformateurs de type immergés, c'est généralement la température de l'huile qui est prise comme indication. En effet, le liquide diélectrique intervient comme réfrigérant vis à vis des enroulements et tend à homogénéiser la température à l'intérieur du transformateur. Cette mesure de température peut être réalisée par un thermostat capable de fournir de manière autonome une information sur un contact de

sortie. Eventuellement, deux seuils peuvent être utilisés pour définir un niveau d'alarme, entraînant par exemple des délestages ou un refroidissement forcé, et un niveau de déclenchement. Une telle fonction est incluse dans les dispositifs comme le DGPT2 décrit plus loin dans ce document.

Pour les transformateurs de type secs enrobés, il est nécessaire de faire plusieurs mesures car les températures peuvent rester très différentes d'un enroulement à l'autre en cas de déséquilibre. Par ailleurs, la technologie se prête mal à l'utilisation de thermostats dont les parties actives sont assez volumineuses. Les constructeurs proposent un équipement du transformateur avec des sondes de platine, comme sur certains moteurs moyenne tension. Il est usuel d'équiper chaque enroulement de deux sondes, afin de pouvoir surveiller au plus près les points connus comme étant les plus chauds. Ces sondes sont raccordées à une électronique de traitement qui peut gérer plusieurs seuils utilisés pour provoquer soit des délestages, soit une ouverture générale.

5 Protection par fusibles MT et combinés interrupteur-fusibles

Pour des besoins d'exploitation — manœuvre, échange de fusible, sectionnement — les fusibles sont installés en aval d'un organe de manœuvre. Les réalisations d'appareillage prennent souvent la forme d'interrupteurs-fusibles. Dans ce cas, les fusibles sont installés dans l'appareillage sans pour autant impliquer un lien entre le fonctionnement des fusibles et celui de

l'interrupteur. Lorsque le fusible utilisé comporte un percuteur capable de faire ouvrir l'interrupteur en cas de fusion, l'appareillage est alors désigné par le terme de « combiné interrupteur-fusibles ».

5.1 Caractéristiques des fusibles MT

Généralités

Les fusibles constituent une protection très largement utilisée pour les transformateurs de distribution, essentiellement du fait de la simplicité et du coût limité du matériel correspondant. Toutefois, les limites technologiques de leur réalisation entraînent un certain nombre d'inconvénients ou d'imperfections qui font considérer la protection par fusibles comme une protection relativement rustique.

Les fusibles sont caractérisés par leur courant assigné, valeur la plus élevée de courant que le fusible peut admettre de manière permanente dans une installation à l'air libre, et par leur caractéristique de fusion courant/temps. Le courant assigné dépend des critères d'échauffement en régime permanent sur les surfaces de contact et sur les enveloppes isolantes. Il ne correspond pas à la fusion. Il existe toujours une zone de valeurs de courant entre le courant assigné et le début de la caractéristique de fusion. Un courant situé dans cette zone génère des échauffements inadmissibles, sources de dégradation à plus ou moins longue échéance du fusible et de son environnement. Certains fusibles intègrent des dispositifs sensibles à la température destinés à faire déclencher l'interrupteur dans le cas d'un combiné.

Classification des fusibles MT

Il existe deux grandes familles de fusibles : les fusibles à expulsion et les fusibles limiteurs. Les fusibles à expulsion sont largement utilisés dans la distribution aérienne de type nord-américaine, dans des montages assurant souvent le sectionnement automatique. Toutefois, leur

fonctionnement non limiteur, leur pouvoir de coupure limité et surtout leurs manifestations extérieures tendent à réduire de plus en plus leur emploi. La suite du document s'intéresse donc exclusivement aux fusibles limiteurs, tels que définis dans la CEI 282.

■ Parmi ces fusibles, les plus courants font partie de la catégorie des fusibles « back-up » (ou « associés »). Ils présentent un courant minimal de coupure (I_3 dans les normes) supérieur à leur courant minimal de fusion.

■ Les fusibles de la catégorie « general purpose » (ou « d'usage général ») sont définis comme ayant un courant minimal de coupure tel que le temps de fusion associé soit supérieur à une heure.

■ Les fusibles de la catégorie « full range » (ou « à coupure intégrale ») garantissent la coupure pour tous les courants entraînant la fusion, jusqu'au pouvoir de coupure en court-circuit. Ces fusibles sont généralement plus coûteux que la catégorie « back-up », ce qui en limite l'utilisation. Par ailleurs, ils présentent tout de même des possibilités de suréchauffement et ne permettent donc pas d'apporter une solution à tous les cas d'installation.

L'observation des courbes caractéristiques des fusibles fait apparaître que :

■ le courant minimal de fusion est entre 2 et 5 fois le courant assigné, selon les types de fusibles,

■ la durée d'intervention est très dépendante du courant, et présente une dispersion importante (tolérance sur le courant de $\pm 10\%$). La forme exacte de la courbe dépend du type du fusible, de sa technologie. Cette durée atteint des valeurs très faibles pour les forts courants,

supérieurs à 20 fois le courant assigné (cf. **fig. 14**).

Critères de sélection

La capacité des fusibles limiteurs à intervenir dans des temps de l'ordre de quelques millisecondes, pour les courants élevés, constitue leur avantage principal, hormis leur coût. Cette caractéristique permet aux fusibles d'assurer un effet limiteur de courant très apprécié sur les installations à fort courant de court-circuit. En effet, le concepteur peut dimensionner les conducteurs et composants du circuit aval en prenant en compte cet effet limiteur et donc, en considérant des performances de tenue aux courants de défaut très inférieures au courant de court-circuit du réseau. Cette limitation participe également à diminuer les effets destructeurs d'un défaut majeur.

Les règles de choix des fusibles, exprimées par les constructeurs et dépendant des caractéristiques de chaque type, couvrent les critères suivants :

- la tension de service du transformateur,
- les courants d'enclenchement,
- la possibilité généralement admise de surcharger temporairement un transformateur,
- la nécessité qu'un défaut basse tension proche (en amont des dispositifs de protection BT) soit éliminé en un temps suffisamment court,
- le respect de la sélectivité avec les protections BT (cf. **fig. 15**).

Ces critères sont développés dans l'annexe 1.

La prise en compte de l'ensemble de ces critères, ainsi que du courant de court-circuit MT, des conditions d'installation et du besoin éventuel de sélectivité, rend la sélection d'un fusible adapté assez délicate. De ce fait, un certain nombre d'installations fonctionnent avec des fusibles n'assurant pas de manière correcte la protection pour laquelle ils ont été mis en place. Cela peut aboutir, soit à des fusions intempestives lors de mises sous tension, soit à une non-protection par inadéquation des caractéristiques.

5.2 Limites des fusibles

Précautions de manipulation

La technologie employée — des fils ou rubans métalliques connectés en parallèle dans du sable — présente une certaine fragilité mécanique lors des opérations de manipulation ou de transport. Il a été observé fréquemment des détériorations par rupture d'un ou plusieurs conducteurs, en l'absence de toute contrainte électrique. La mise en service d'un fusible

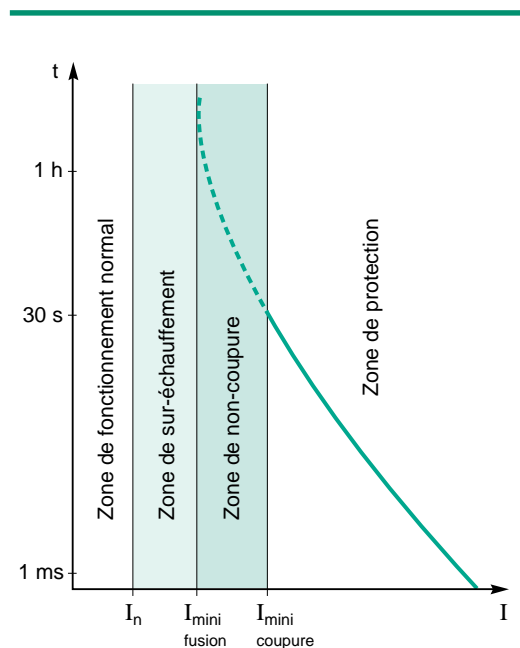


Fig. 14 : caractéristique typique d'un fusible « associé ».

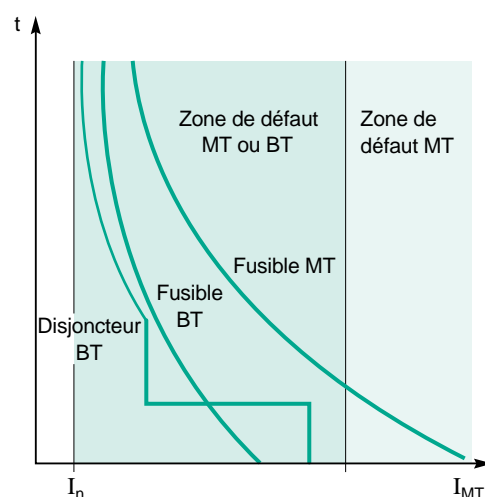


Fig. 15 : sélectivité entre fusibles MT et protections BT.

endommagé équivaut à utiliser un calibre anormalement faible et entraîne rapidement une évolution de type emballement thermique. Une telle évolution peut avoir des conséquences désastreuses sur l'appareillage d'accueil, et donc sur l'intégrité de l'installation. Afin de se prémunir contre ce type d'incident, les exploitants peuvent réaliser une mesure de résistance juste avant la mise en place, afin de s'assurer que le fusible

présente une valeur conforme à sa définition et n'a donc pas subi de rupture d'élément conducteur.

Points de fonctionnement interdits

■ La zone « interdite » des fusibles « back-up » s'étend du courant assigné au courant minimal de coupure. Dans cette zone, deux comportements se succèdent :

- entre le courant assigné et le courant minimal de fusion, les échauffements excessifs peuvent détériorer l'enveloppe du fusible et son environnement au sein de l'appareillage ;
- entre le courant minimal de fusion et le courant minimal de coupure, il y a apparition d'un arc qui ne s'éteint pas et qui entraîne rapidement un défaut moyenne tension majeur si aucun autre dispositif n'intervient.

De ce fait, ces fusibles doivent être utilisés avec discernement, sur des applications dans lesquelles l'occurrence d'un courant de valeur située dans cette zone critique est impossible. Si ces situations de défaut sont possibles, il faut utiliser le fusible dans un combiné. Cette solution est développée plus loin. Le guide de choix CEI 787 de la protection des transformateurs par des fusibles rappelle ces différents critères.

■ Les fusibles « full range » n'ont pas de courant minimal de coupure. Leur zone « interdite » se limite donc aux valeurs de courant comprises entre le courant assigné et le courant minimal de fusion. Cette zone n'est problématique que pour des phénomènes quasi-permanents pouvant entraîner des effets thermiques néfastes. L'ordre de grandeur de durée est l'heure.

■ Dans les applications de protection transformateur, les défauts sont très souvent évolutifs, à partir de courants faibles. Ce type de défaut peut amener à solliciter la protection avec un courant croissant très lentement au-delà du courant assigné. Une telle évolution, dans un circuit protégé par fusibles quel qu'en soit le type, peut être considérée comme dangereuse, du fait qu'elle va systématiquement faire passer le fusible dans sa zone critique. Avec une faible vitesse d'évolution du défaut dans le transformateur, on peut aboutir à une défaillance de l'appareillage, par emballement thermique ou non coupure du fusible.

A titre d'exemple, un transformateur de 400 kVA sous 11 kV est protégé par des fusibles « back-up » de courant assigné 40 A, selon le tableau de choix du constructeur des fusibles, alors que le courant assigné du transformateur est de 21 A. La courbe de fusion associée à un tel fusible montre un courant minimal de fusion d'environ 100 A avec un courant minimal de coupure d'environ 130 A. En cas de défaut entre spires primaires, la probabilité est grande de solliciter ce fusible avec des valeurs dangereuses,

le courant minimal de coupure étant de l'ordre de 6 fois le courant assigné du transformateur.

Fonctionnement monophasé

Dans l'hypothèse où un seul fusible fond, le transformateur se trouve alors alimenté par les deux phases restantes. En fonction du couplage du transformateur, les charges basse tension vont voir une situation différente. Dans le cas du couplage triangle-étoile, deux phases basse-tension sur trois se trouvent en situation de tension réduite et les déphasages ne sont plus respectés. Cette situation est principalement préjudiciable aux moteurs triphasés, ainsi qu'aux moteurs monophasés connectés sur les phases à tension réduite. D'autres applications peuvent également être perturbées par une tension réduite, par exemple les relais ou les lampes à décharge. Une séparation sur une seule phase correspond donc le plus souvent à une situation à éviter, qui peut être considérée comme étant pire qu'une interruption de fourniture.

Cas des transformateurs en parallèle

En cas d'utilisation de transformateurs en parallèle, il est indispensable de les protéger à l'aide d'un dispositif commun. Cela évite la réalimentation d'un défaut transformateur à travers le couplage basse tension (cf. **fig. 16**).

Si l'on souhaite réaliser cette protection au moyen de fusibles, l'application des critères de dimensionnement cités précédemment amène à sélectionner des fusibles à partir du courant résultant des deux transformateurs. De ce fait, les courants minimaux de fusion et de coupure se trouvent augmentés d'un facteur proche de 2, par rapport au cas de fusibles dédiés à un seul transformateur. La protection assurée vis à vis de la défaillance interne d'un des deux transformateurs est alors notablement dégradée. Le risque est donc augmenté de voir les fusibles soumis à des situations critiques de suréchauffement ou de fusion en dessous de I_3 . L'utilisation d'une protection par fusibles est donc déconseillée dans de telles installations.

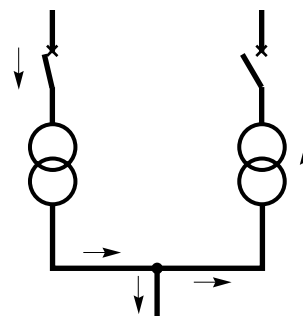


Fig. 16 : circulation des courants après ouverture d'une protection MT sur défaut primaire.

5.3 Utilisation d'un combiné interrupteur-fusibles

Intérêts

Les fusions intempestives, par vieillissement ou sur phénomène transitoire, sont la principale cause des situations de fonctionnement avec manque d'une phase MT.

La séparation monophasée est évitée par l'utilisation d'un appareillage combiné interrupteur-fusibles, dans lequel les fusibles mis en œuvre sont dotés d'un percuteur. Dans ce type d'appareillage, le premier fusible sollicité actionne, par son percuteur, le mécanisme de l'interrupteur et entraîne l'ouverture de celui-ci. La coupure d'alimentation est donc réalisée en triphasé quelle que soit la raison de la fusion du fusible.

Ce mode de fonctionnement permet également de faire couper par l'interrupteur les courants de défaut de faibles valeurs situés dans la zone interdite du fusible (entre le courant minimal de fusion et le courant minimum de coupure I_3). Le risque associé à la non coupure du fusible est ainsi supprimé.

Par contre, l'interrupteur du combiné n'ayant pas un pouvoir de coupure sur défaut jusqu'au courant de court-circuit, la sélection du couple appareillage-fusibles doit respecter des règles de coordination. Ces règles ont pour objectif d'assurer que l'interrupteur ne soit jamais mis dans une situation dans laquelle il serait incapable de couper. La publication CEI 420 traite de ces critères.

Dans le combiné, la partition des situations de défaut est recherchée :

- les forts courants sont éliminés par les fusibles, en bénéficiant de leur pouvoir de coupure et de l'effet de limitation,
- les courants plus faibles sont éliminés par l'interrupteur, sur ordre du percuteur ou un ordre externe.

Complexité

Parmi les paramètres pris en considération dans la détermination d'un couple interrupteur-fusibles figure la capacité de l'interrupteur à interrompre les courants « de transition ». La valeur du courant de transition est définie comme la valeur du courant triphasé pour laquelle les fusibles et l'interrupteur se passent le relais dans la fonction de coupure : immédiatement en dessous de cette valeur, le courant dans le premier pôle qui coupe est interrompu par le fusible, et le courant dans les deux autres pôles par l'interrupteur ; au-dessus de cette valeur, le courant dans les trois phases est interrompu par les fusibles. Le calcul du courant de transition est présenté en annexe 2.

Les calculs et les essais réalisés pour couvrir cette situation sont tous basés sur des hypothèses d'impédance de défaut constante. Cela n'est pas nécessairement le cas car le courant de défaut, évolutif, peut augmenter.

Le positionnement du courant de transition doit également assurer la prise en charge par les fusibles des situations de défaut générant des transitoires de rétablissement sévères. C'est le cas, par exemple, pour le défaut aux bornes basse tension du transformateur. Certains cas de défaut basse tension entre deux phases seulement peuvent, selon le couplage du transformateur, générer des situations critiques non couvertes par la CEI 420.

Limites

La sélection d'un fusible dans un combiné interrupteur-fusibles pour une application protection transformateur doit satisfaire un nombre de critères important. Les constructeurs d'appareillage fournissent la liste des fusibles utilisables dans leurs combinés (marque, types et calibres) pour chaque type d'application. En cas de non respect de ces préconisations, la protection peut s'en trouver dégradée, ou la sécurité compromise selon les cas et les défauts éventuels. Les règles de base sont rappelées dans l'annexe 1. Elles ne peuvent pas à elles seules garantir la couverture de tous les cas de défaut possibles.

La zone d'échauffement excessif existe toujours, pour la quasi-totalité des fusibles, et la mise en œuvre d'un combiné n'apporte aucun moyen de prévention contre une dégradation thermique si le courant est maintenu dans cette zone. C'est pourquoi certains constructeurs proposent des fusibles avec capteur de température intégré, entraînant le déclenchement du percuteur, et donc du combiné, en cas d'échauffement anormal.

Possibilités de protection complémentaire

L'utilisation des combinés peut être mise à profit pour adjoindre une protection annexe comme la protection contre les défauts à la terre, la prise en compte de la pression ou de la température.

La temporisation doit, dans tous les cas, garantir le respect du courant d'intersection du combiné.

Le courant d'intersection est défini comme la valeur du courant correspondant à l'intersection des caractéristiques temps-courant de deux dispositifs de protection à maximum de courant (VEI 441-17-16), donc la valeur du courant à l'intersection des courbes des fusibles d'une part et du dispositif de protection annexe d'autre part (CEI 420) (cf. annexe 2).

En conclusion, la protection par combiné est relativement complexe et peut présenter des risques. Aussi, le concepteur d'installation électrique peut préférer une protection par disjoncteur à laquelle il est plus aisé d'associer des fonctions performantes.

6 Protection par disjoncteur MT, organes de déclenchement associés

L'utilisation d'un disjoncteur procure comme avantages principaux de ne pas présenter de courants critiques - le disjoncteur est capable d'interrompre tous les courants inférieurs à son pouvoir de coupure - et d'offrir une grande souplesse dans le choix des critères d'intervention. Les solutions techniques proposées sont fréquem-

ment plus coûteuses avec des disjoncteurs qu'avec des fusibles, interrupteurs fusibles ou combinés. Toutefois, certaines réalisations, particulièrement en appareillage compact de type Ring Main Unit, offrent des solutions disjoncteurs à des coûts unitaires similaires à ceux des solutions utilisant des fusibles.

6.1 Critères de choix d'une courbe de déclenchement

Généralités

Les protections à maximum de courant interviennent lorsque la valeur d'un courant dépasse une valeur déterminée pendant un temps déterminé. Les protections dites « à temps dépendant », pour lesquelles la durée de déclenchement dépend de la valeur du courant qui circule, sont les plus utilisées. En effet, elles permettent de concilier des temporisations importantes dans les zones de courant faible (surcharge ou défaillance interne « jeune ») avec une intervention rapide en cas de défaut majeur. La courbe courant-temps du relais assure également le non déclenchement lors de phénomènes transitoires comme les courants d'enclenchement.

Plusieurs courbes sont proposées par la normalisation internationale (CEI 255) qui ont l'avantage de permettre une sélectivité entre disjoncteurs moyenne tension.

D'autres courbes sont proposées par les constructeurs, mieux adaptées à la protection des transformateurs de distribution.

Sélectivité

La sélectivité consiste à ne déclencher que la protection la plus proche du défaut, de manière à minimiser la partie de l'installation ou du réseau mise hors service. Dans l'application particulière de surveillance d'un transformateur MT/BT, la sélectivité doit être recherchée vis à vis du disjoncteur MT amont et, éventuellement, vis à vis des protections basse tension en aval. En distribution publique, le disjoncteur immédiatement en amont de la protection transformateur est un disjoncteur de départ du poste HT/MT ou de dérivation ; ses paramètres de protection sont généralement réglés à des valeurs très supérieures et la sélectivité est réalisée sans contrainte supplémentaire. La sélectivité vis à vis de l'aval est intéressante et facile dans le cas où plusieurs protections

basse tension sont en parallèle. Si un disjoncteur général BT est utilisé, une perte de sélectivité ne change pas le fait que tous les utilisateurs BT sont déconnectés. Le disjoncteur MT et la protection générale BT peuvent être considérés comme un seul échelon de sélectivité. En fait, les aspects réglementaires et contractuels entre le distributeur et le client BT font que les intervenants n'ont que rarement accès aux deux disjoncteurs. Dans les installations MT privées et quand le matériel utilisé le permet, la mise en œuvre d'une sélectivité logique entre le disjoncteur MT et la protection générale BT offre une simplification importante (cf. Cahier Technique n° 2 : Protection des réseaux par le système de sélectivité logique).

Exemple

La **figure 17** illustre les niveaux de courant de défaut dans une installation. On peut constater que le niveau de court-circuit basse tension varie

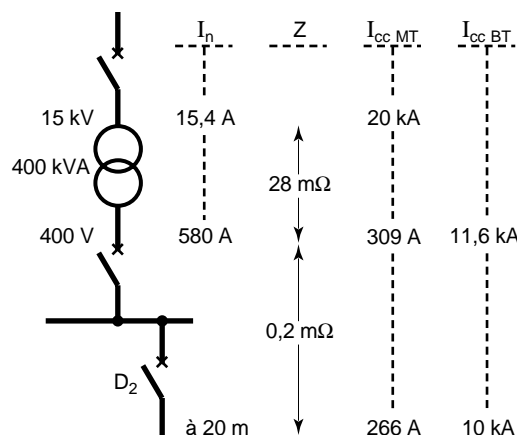


Fig. 17 : impédances et courants de défauts - Un exemple d'installation.

rapidement du seul fait de l'impédance des conducteurs.

Si l'on considère que le disjoncteur D_2 n'est pas limiteur et qu'il est situé à $5 \text{ m}\Omega$ du transformateur (15 à 30 mètres de conducteur BT), le courant de défaut qui peut s'établir immédiatement à ses bornes aval vaut sensiblement 16 fois le courant nominal du transformateur. Il faut alors vérifier que la sélectivité est obtenue à cette valeur de courant. La courbe normalisée la plus rapide (extremely inverse), paramétrée pour obtenir 20 ms à $20 I_n$, donne alors un temps de déclenchement égal à 31 ms. La sélectivité est obtenue si le disjoncteur D_2 élimine le défaut en moins de 15 ms, pour tenir compte du temps mémoire du relais MT. Dans le cas d'installations complexes, en distribution industrielle, il est possible que le disjoncteur D_2 soit lui-même temporisé aux fortes valeurs de défaut. Il faudra alors utiliser sur le relais MT un mode de fonctionnement qui permet d'assurer une sélectivité chronométrique jusqu'à cette valeur de défaut de $16 I_n$ (cf. **fig. 18**) ou utiliser la sélectivité logique. Dans les cas de distribution publique, on ne trouve jamais de disjoncteurs en cascade sans que l'impédance entre eux soit assez significative pour permettre une sélectivité ampèremétrique.

Solutions pratiques

Les seuils disponibles sur les relais ne correspondent que très rarement exactement au courant nominal du transformateur surveillé, ce qui amène à décaler la courbe de protection vers les plus forts courants. Cela aboutit à augmenter la marge de sélectivité. Les constructeurs peuvent donc proposer des courbes différentes des courbes normalisées, permettant d'obtenir un fonctionnement mieux ciblé sur les besoins d'exploitation des transformateurs.

La protection MT dédiée au transformateur doit répondre aux critères suivants :

- être toujours plus rapide que la protection MT immédiatement en amont,
- être la plus rapide possible pour des valeurs de courant supérieures au court-circuit basse tension (20 à $25 I_n$ transfo selon Z_{cc}),
- laisser passer les pointes d'enclenchement (cf. **fig. 19**),
- pouvoir assurer une surveillance de la zone de surcharge, ou immédiatement au-delà de la zone de surcharge admise par l'exploitant.

C'est ce qui justifie la réalisation d'une courbe comme illustré à la **figure 20**, mise en œuvre dans certains appareillages à protection intégrée de Schneider. On peut noter qu'une telle courbe assure la sélectivité avec d'éventuels fusibles sur la basse tension, ceux-ci réalisant toujours

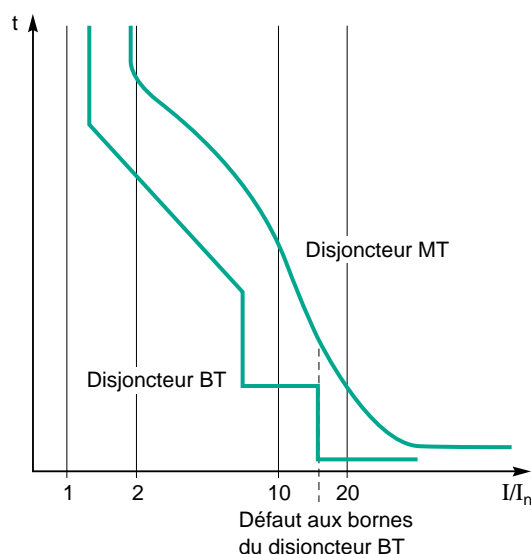


Fig. 18 : coordination avec un disjoncteur basse tension par décalage des réglages. La surcharge est gérée sur la BT. Les défauts internes sont moins bien protégés.

P (kVA)	$I_{crête}/I_n$	Cte de temps (ms)
50	15	100
100	14	150
160	12	200
250	12	220
400	12	250
630	11	300
800	10	300
1000	10	350
1250	9	350
1600	9	400
2000	8	450

Fig. 19 : courants d'enclenchement rapportés au courant assigné (valeur crête) des transformateurs immergés.

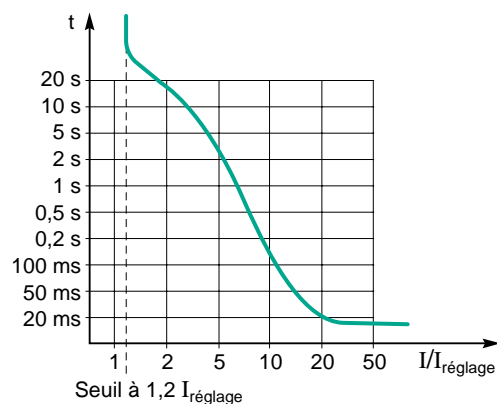


Fig. 20 : courbe de déclenchement d'un relais dédié à la protection transformateur

une élimination de défaut très rapide (de l'ordre de quelques millisecondes) pour des courants de

défaut proches du courant de court-circuit du réseau basse tension (cf. **fig. 21**).

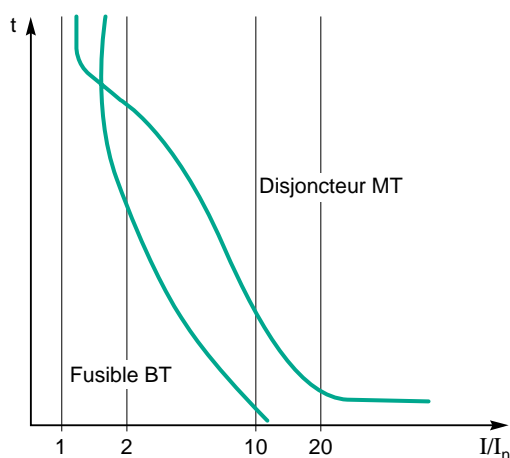


Fig. 21 : prise en charge de la protection de surcharge, et vis à vis de défauts internes par un disjoncteur MT.

6.2 Avantages d'une protection terre

Le comportement observé lors de défaut interne à la masse dépend du mode de mise à la terre du neutre du réseau MT. Une détection de courant résiduel peut couvrir tout ou partie des défauts à la masse. De plus, une détection de courant résiduel est également sensible à des défauts entre primaire et secondaire, qui correspondent à des défauts à la terre vus par le réseau amont. Une telle protection est intéressante pour un transformateur de distribution, hors réseaux à neutre direct à la terre et distribué.

Son seuil d'intervention doit être le plus bas possible ; dans les faits, il existe des limitations :

- il doit laisser passer les courants résiduels « normaux ». En effet, dans certaines situations d'exploitation du réseau, les déséquilibres des tensions simples - par rapport à la terre - peuvent générer un courant résiduel non nul à travers les capacités à la terre du transformateur et des éventuels câbles de raccordement;

Même hors situation de défaut, toute portion de réseau présente un déséquilibre capacitif « naturel » générant un courant résiduel;

- il peut être limité par les erreurs des transformateurs de mesure dans le cas d'une sommation de trois mesures de courant phase. Les limitations technologiques des capteurs et protections imposent d'adopter des seuils de détection généralement supérieurs à 10 % du courant assigné pour éviter les déclenchements intempestifs sur phénomènes transitoires ou sur court-circuit.

Dans certains cas, une détection de type « masse-cuve », qui implique de pouvoir isoler le transformateur de la terre, peut être envisagée. Toutefois, ce type de protection présente des difficultés de mise en œuvre liées à l'installation physique des transformateurs, et à l'éloignement éventuel entre ceux-ci et l'appareillage de protection.

Elle n'est presque jamais utilisée pour des transformateurs de distribution.

6.3 Les protections autonomes : Time Fuse Links (TFL) et relais

Dans de nombreuses situations, particulièrement en distribution publique ou bien sur des petites installations, il n'est pas envisageable d'utiliser une quelconque source auxiliaire pour le fonctionnement de la protection. En effet, l'utilisation directe de la basse tension issue du transformateur ne permet pas de répondre simplement à l'ensemble des hypothèses de défaut et la présence d'une source auxiliaire

autre entraînerait un surcoût d'installation et de maintenance inacceptable. Plusieurs types de protections sans source auxiliaire existent, et les fusibles sont à classer dans cette catégorie.

Quand il s'agit de faire ouvrir un disjoncteur, on trouve trois catégories de dispositifs :

- Les relais directs, dans lesquels le courant surveillé actionne les dispositifs de

déverrouillage par effet thermique ou magnétique, sans transformateur de courant. C'est le cas de nombreux disjoncteurs basse tension, mais les relais directs sont également applicables à l'appareillage moyenne tension. Leur usage tend toutefois à disparaître, essentiellement du fait de leur rusticité, de leur médiocre précision et de leurs capacités de réglage limitées.

■ Les « Time Fuse Links » sont largement utilisés par les britanniques (cf. **fig. 22**). En fonctionnement normal, la bobine est court-circuitée par un fusible basse tension qui va donc déterminer les paramètres de protection. En cas de défaut, le fusible fond et le courant secondaire du transformateur de courant actionne la bobine. Ce principe rustique est simple et efficace. Toutefois, il implique de disposer de fusibles de remplacement et il n'offre qu'un choix de caractéristiques limité, lié aux courbes de fusion des fusibles. Une protection terre peut être réalisée par une bobine placée dans le conducteur commun des transformateurs de courant. Le courant étant normalement nul dans cette branche, il n'y a pas de fusible en parallèle sur cette bobine.

■ Les relais électroniques auto-alimentés, dans lesquels l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'électronique et au déclenchement du

disjoncteur est prise sur le secondaire des capteurs. Ces relais sont associés à des déclencheurs à faible énergie, généralement à accrochage magnétique, qui demandent à être réarmés par le mécanisme du disjoncteur lui-même. Ces relais sont souvent associés à des capteurs spécialement conçus pour cette application, moins volumineux et moins coûteux que des transformateurs de courant normalisés. La chaîne de protection ainsi constituée peut être intégrée dans un appareillage donné, ce qui permet d'offrir une solution globale dotée de possibilités beaucoup plus larges que les solutions de relais directs ou de TFL.

Les performances proposées couvrent la quasi-totalité des cas d'installation, avec la disponibilité de courbes normalisées ou de courbes constructeur, et des gammes de réglages très larges. Le principe est toutefois limité vers les faibles valeurs de seuil, du fait du manque d'énergie disponible en cas de faible courant MT sauf à utiliser des capteurs de courant volumineux dont le coût serait prohibitif. Les limites actuelles (1998) de fonctionnement autonome sont d'environ 10 ampères. Des valeurs de seuils « terre » plus faibles peuvent être utilisées, mais ne seront actives que si un courant de charge - courant de phase - existe au dessus de la limite de fonctionnement autonome.

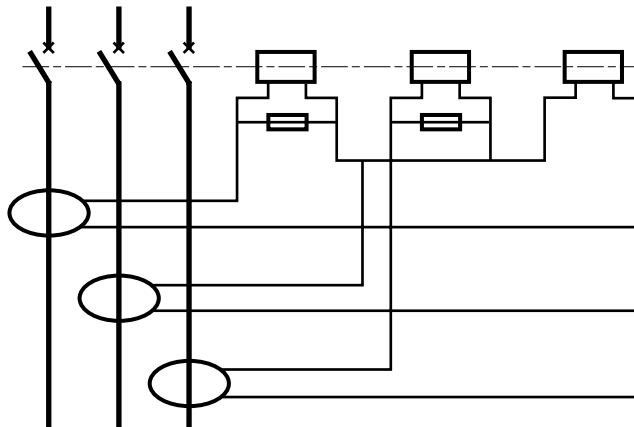


Fig. 22 : principe de câblage d'une protection par Time Fuse Links, avec deux bobines « phase » et une bobine « terre ».

6.4 Les protections à source auxiliaire : DGPT, sondes et relais

Quand on admet de mettre en œuvre une source auxiliaire pour réaliser tout ou partie des fonctions de protection, il est possible d'utiliser d'autres informations que les seules mesures de grandeurs électriques. La basse tension du transformateur surveillé peut alimenter ces fonctions si la protection contre les court-circuits est assurée par un dispositif autonome.

Deux applications répandues sont dédiées aux défauts ne provoquant pas encore de surintensité notable et aux situations de surcharges : le DGPT et les sondes de température.

■ Le DGPT, pour « Dégagement Gazeux, Pression, Température », est utilisé sur les transformateurs à diélectrique liquide et

remplissage total et regroupe sur un seul auxiliaire la surveillance de ces paramètres. Il inclut donc une fonction de pressostat, une fonction de thermostat, éventuellement avec deux seuils, et un dispositif à flotteur qui réagit à la présence anormale de gaz. Il est utilisable sur les transformateurs immergés à remplissage total. Plusieurs contacts de signalisation sont disponibles, pour les différents événements pouvant se produire (cf. **fig. 23**).

La fonction de surveillance de dégagement gazeux intervient également en cas de perte accidentelle de liquide diélectrique, de manière préventive.

Ces fonctions sont limitées aux phénomènes lents. Les défauts à évolution rapide, et demandant donc une intervention rapide, restent du domaine du relayage, au sens de l'analyse des grandeurs électriques.

■ Les sondes de températures, généralement associées à des transformateurs secs, fournissent une information précise de la contrainte thermique interne. Elles sont associées à une électronique de traitement qui

peut gérer différents seuils (alarme de surcharge, délestage, déclenchement). Ces informations sont utilisées par le système de contrôle-commande pour manœuvrer les appareillages environnants.

Par ailleurs, une source auxiliaire permet d'accéder à des valeurs faibles de seuils de protection, pour les défauts sur les phases ou à la terre.

Quand un relais alimenté par une source auxiliaire réalise les fonctions de base de la protection (y compris la protection contre les courts-circuits), il est nécessaire qu'il dispose d'une alimentation sécurisée. Cette condition assure la capacité à gérer l'ensemble des situations de défaut, quelle que soit la tension BT durant le défaut. L'existence d'une telle source sécurisée, ainsi que la surveillance et la maintenance qui doivent y être associées, constituent une contrainte lourde qui limite l'utilisation de ces dispositifs à des installations disposant déjà d'une source sécurisée pour une autre raison. On ne trouve donc de tels relais, de fait, que dans des postes de type industriel ou tertiaire.

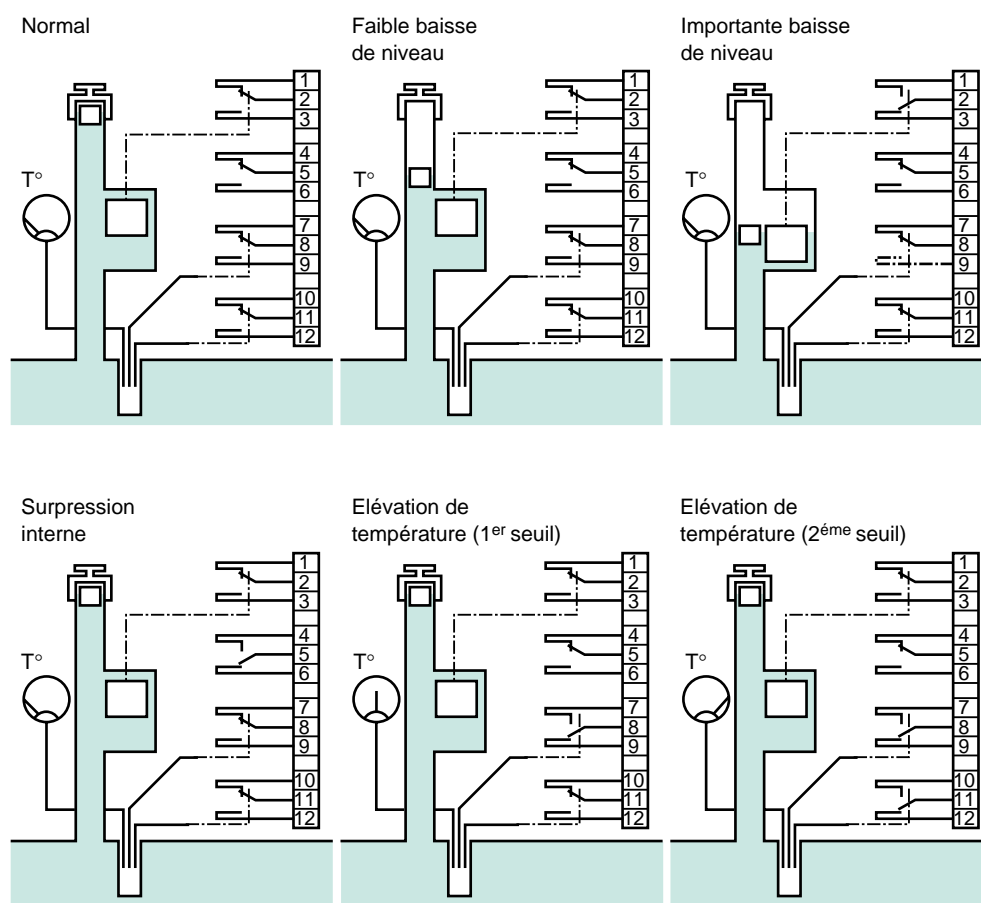


Fig. 23 : fonctionnement d'un DGPT.

7 Conclusion

Le choix concernant la protection des transformateurs de distribution (MT/BT) est relativement complexe car cela nécessite de prendre en compte un grand nombre de paramètres et plusieurs choix techniques peuvent être retenus pour assurer un même type de protection.

Le transformateur est généralement spécifié en premier lieu. Cependant, au-delà des critères liés aux besoins fonctionnels du transformateur tels que la puissance ou les tensions de service, ou liés aux conditions d'installation (présence d'harmoniques, risques de surcharge), l'utilisateur devra définir ses choix en termes de politique d'exploitation et de protection :

- sécurité des personnes et des installations, ou manifestations extérieures en cas de défaut,
- continuité de service ou longévité des matériels,

■ coût d'investissement face aux probabilités de défaut.

Les protections en aval du transformateur étant directement dépendantes de la nature du réseau BT et du type de charges, elles sont normalement définies avant les protections amont.

Le choix des protections du transformateur se fait à ce moment ; un processus itératif est alors nécessaire pour s'assurer de la cohérence de l'ensemble du dispositif : transformateur, protection BT et protection MT (cf. **fig. 24**).

Les différents moyens de protection sont rappelés de manière synthétique dans le logigramme présenté dans le rabat de couverture. Il montre les nombreuses interdépendances entre les choix techniques, et illustre par là-même, l'approche multicritères nécessaire à la détermination de la

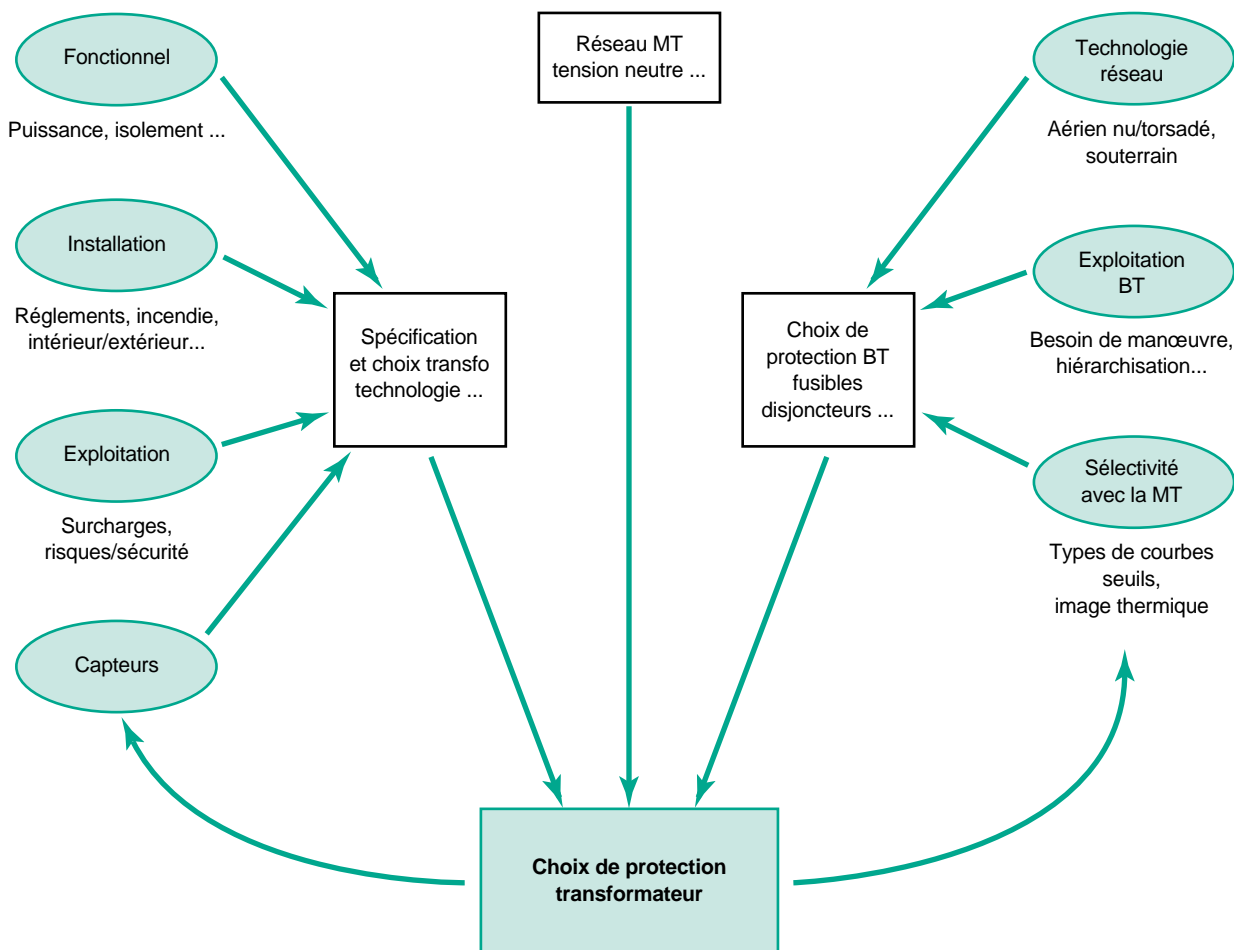


Fig. 24 : processus itératif de choix d'une protection transformateur.

protection. Le tableau de la **figure 25** fournit un rappel des critères techniques envisageables. La complexité du processus de choix apparaît, ainsi que l'absence de solution idéale et absolue. Dans les faits, les dispositifs de protection MT sont partie intégrante de tableaux et le choix peut en être affecté. A titre d'exemple, l'utilisation de tableaux modulaires ou compacts, le choix se faisant souvent sur des critères autres que la protection transformateur, comme l'environnement ou l'évolutivité, entraîne un

positionnement économique très différent pour les solutions envisageables. En effet, l'utilisation de fusibles dans une technologie d'appareillage compact implique de les placer dans des enceintes étanches qui représentent un surcoût significatif. Sur une telle technologie, une solution à disjoncteur devient particulièrement compétitive. A l'inverse, les gammes d'appareillage modulaire proposent des solutions à fusibles plus économiques que les solutions à disjoncteurs.

Objectif ⇒		Protection du transformateur sain			Séparation du transformateur endommagé		
	Situation ⇒	Surtensions MT	Surcharges défaut BT loin	Défaut BT proche	Défaut interne 1	Défaut interne 2	Défaut majeur MT
Dispositif ↓	Risque ⇒	Défaut interne de type 1 ou 2	Echauffement, diminution de durée de vie	Destruction thermique (qq s)	Evolution vers explosion	Evolution vers explosion	Explosion, incendie
Fusible BT				☆☆☆			
Disjoncteur BT			☆ (image thermique pour immergés)	☆☆☆			
Eclateurs		☆					
Parafoudres (znO)		☆☆☆					
Fusibles MT			● ¹	☆		● ²	☆☆☆
Combiné	CEI 420			☆	☆☆ (2)	☆☆ (3)	☆☆☆
Disjoncteur MT	Relais à temps dépendant		☆	☆☆	☆☆	☆☆☆	☆☆
Température	Avec combiné ou disjoncteur		☆☆		☆		
Pression	Avec combiné ou disjoncteur (immergés seulement)				☆☆ (1)	☆☆	

Défaut de type 1 : défaut à la masse de valeur inférieure au courant assigné

Défaut de type 2 : défaut générant un courant de valeur comprise entre une et cinq fois le courant assigné

Défaut majeur MT : défaut générant un courant supérieur à $5 I_n$

(1) : la détection de surpression peut intervenir pour des défauts générant un dégagement de gaz quelle que soit la valeur de courant

(2) : en association avec un relais de défaut terre

(3) : sous réserve d'une coordination appropriée

●¹ : risque de défaillance du fusible dans ces situations

Fig. 25 : tableau de synthèse des différents cas et possibilités de protection transformateur.

Annexe 1 : règles de sélection d'un fusible pour protéger un transformateur

Les tableaux de choix proposés par les constructeurs de fusibles et d'appareillage prennent en compte les règles ci-dessous, pour la part qui leur incombe, ainsi que les particularités éventuelles de l'appareillage concerné (confinement des fusibles modifiant leurs conditions de refroidissement par exemple) (cf. CEI 787).

I_{n_t} : courant assigné du transformateur
 $I_{cc\ BT}$: courant primaire en cas de court-circuit BT
 I_{n_f} : courant assigné du fusible
 $I_c(t)$: courant entraînant la fusion en un temps t (courbe caractéristique temps-courant du fusible)
 I_3 : courant minimal de coupure du fusible

Règles visant l'absence de fusion intempestive

- Supporter le courant de service (et surcharges éventuelles)
 $1,4 I_{n_t} < I_{n_f}$
- Supporter les courants d'enclenchement
 $12 I_{n_t} < I_f(0,1s)$

Règle visant l'élimination d'un défaut majeur BT

- Intervenir avant destruction du transformateur
 $I_f(2s) < I_{cc\ BT}$

Règle de bon fonctionnement du fusible en l'absence de combiné

- Ne pas solliciter le fusible dans sa zone critique.
Gérer les situations avec $I_{n_t} < I < I_3$ par un moyen complémentaire.

Règles de coordination pour le bon fonctionnement d'un combiné interrupteur-fusibles

(cf. CEI 420)
 t_s : durée d'ouverture minimale du combiné provoquée par le perceur.
 t_d : durée d'ouverture du combiné sous l'action du déclencheur.
 I_4 : courant de transition assigné du combiné.
 I_5 : courant d'intersection assigné du combiné.
■ Ne pas solliciter l'interrupteur au-delà de ses performances : courant de transition inférieur à la valeur assignée.
 $I_{transition} < I_4$
Voir l'annexe 2 pour le détail du calcul.

■ Ne pas solliciter l'interrupteur au-delà de ses performances : courant de transition inférieur au courant en cas de défaut aux bornes basse tension.
 $I_{transition} < I_{cc\ BT}$
(cette règle ne couvre pas tous les cas de défaut ne concernant que deux phases coté basse tension).
■ Ne pas solliciter l'interrupteur au delà de ses performances : courant d'intersection inférieur à la valeur assignée.
 $1,065 I_f(t_d + 0,02\ s) < I_5$
Voir l'annexe 2 pour le détail du calcul.

Annexe 2 : calcul des courants de transition et d'intersection d'un combiné interrupteur-fusibles

Courant de transition

Pour caractériser les limites de fonctionnement du combiné, la recherche des conditions les plus sévères amène à considérer le fonctionnement suivant (cf. **fig. 26**) :

- soumis à un courant de défaut I_d , le premier fusible qui fond est sur la tolérance minimale de la courbe temps-courant,
- les deux autres fusibles sont sur la tolérance maximale et sont soumis, à partir du moment de

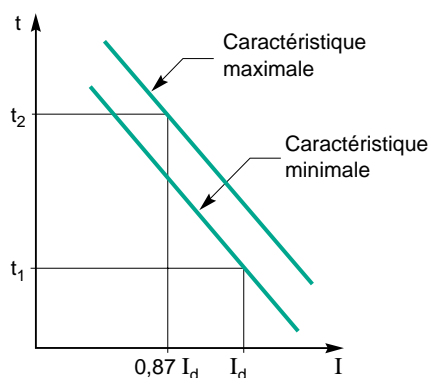


Fig. 26 : détermination du courant de transition.

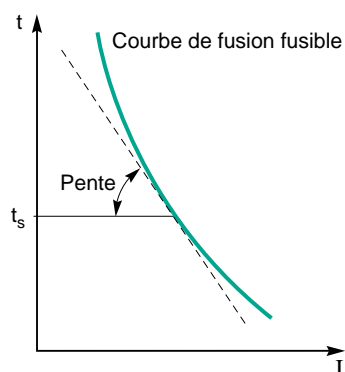


Fig. 27 : détermination du coefficient α de pente de la courbe de fusion fusible.

la coupure de la première phase à un courant de valeur réduite à $0,87 I_d$.

La norme CEI 420, qui traite des combinés, propose un calcul détaillé qui aboutit à la conclusion suivante : le courant de transition est le courant qui correspond à une durée de fusion sur la caractéristique minimale égale à

$$t_{I_t} = 0,87^\alpha t_s / [(1,13)^\alpha - 1]$$

où t_s est le temps d'ouverture du combiné sous l'action d'un percuteur, et α la pente de la caractéristique de temps-courant du fusible au voisinage du point considéré (cf. **fig. 27**).

Un calcul itératif, en quelques pas, est généralement nécessaire du fait de la variation de la pente le long de la caractéristique. On peut utiliser la valeur de t_s comme valeur initiale de t_{I_t} pour une telle itération (cf. **fig. 28**).

Les paramètres constructifs des fusibles peuvent varier d'un calibre à l'autre au sein d'une même gamme. A titre d'exemple, au sein de la gamme FUSARC de Merlin Gerin, le coefficient α varie entre 2,2 et 5,2.

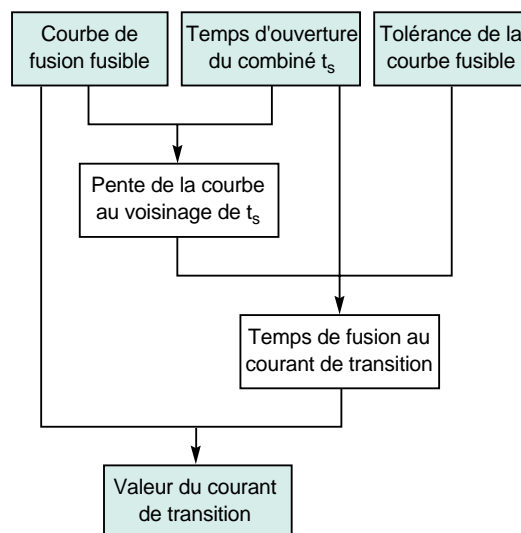


Fig. 28 : principe d'établissement du courant de transition.

Le courant de transition pour tout fusible utilisé dans le combiné doit être inférieur au courant de transition assigné du combiné.

Exemples numériques

Considérons un combiné interrupteur-fusible équipé de fusibles 80 A/24 kV, dont la durée d'ouverture sur action du percuteur est de 60 ms (t_s).

Si on choisit des fusibles SIBA, la pente obtenue à partir de la caractéristique est de $\alpha = 3,32$; on obtient une durée de fusion à la transition égale à :

$$t_{I_t} = 0,87^{3,32} \times 60 / (1,13^{3,32} - 1) = 75,5 \text{ ms}$$

soit, d'après les courbes de fusion, $I_t = 850 \text{ A}$.

Si on choisit des fusibles Merlin Gerin, on trouve $\alpha = 3,34$ ce qui est similaire. Le courant de

transition est obtenu d'après les courbes de fusion, $I_t = 800 \text{ A}$. Ces deux fusibles utilisés dans un combiné RM6 donnent donc des fonctionnements équivalents.

Considérons maintenant le même combiné équipé de fusibles 125 A/12 kV. Dans le cas de fusibles SIBA, les courbes nous fournissent un coefficient α égal à 3,1 soit un temps de fusion au courant de transition égal à 85 ms. Le courant de transition est alors de 1300 A. Dans le cas de fusibles Merlin Gerin les courbes donnent α égal à 2,65, soit un temps de fusion de 108 ms. Le courant de transition n'est plus alors que de 870 A. Dans ce cas, le choix des fusibles influence fortement les sollicitations que peut voir l'interrupteur du combiné, même si ces deux valeurs peuvent être acceptables.

Courant d'intersection

Le courant d'intersection assigné d'un combiné (désigné par I_5) est le courant d'intersection maximal admissible. Le constructeur d'appareillage fournit le temps d'ouverture t_d de l'interrupteur sous l'action du déclencheur. Tous les fusibles utilisés dans le combiné doivent assurer le respect du courant d'intersection assigné (cf. **fig. 29**).

Le cas le plus sévère, pour un fusible donné, est caractérisé comme suit :

- fonctionnement « instantané » du relais externe ; la norme propose d'utiliser un temps de réaction de 20 ms pour un tel fonctionnement instantané. Le temps d'ouverture résultant est alors le temps d'ouverture du combiné sous l'action du déclencheur (t_d) augmenté de 20 ms ;
- fusible à l'état froid et au maximum de ses tolérances (la norme considère que la tolérance pour les courbes de fusion est de $\pm 10 \%$ sur le courant, permettant d'utiliser une valeur de deux écarts types, soit $\pm 6,5 \%$).

Le courant d'intersection est relevé sur la caractéristique temps-courant dans les conditions ci-dessus, pour la durée de fusion de $t_d + 0,02 \text{ s}$.

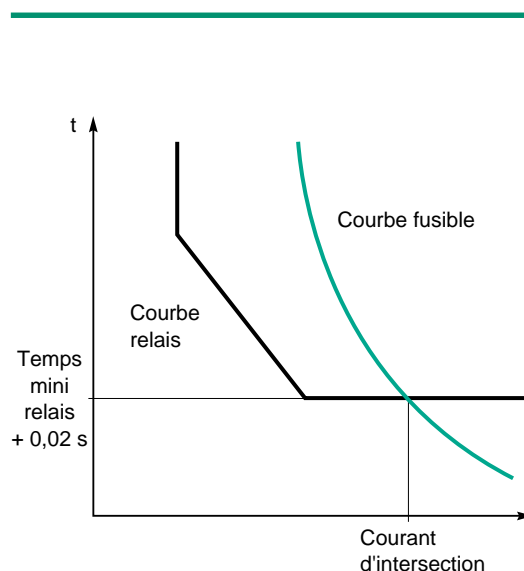


Fig. 29 : détermination du point d'intersection.

Bibliographie

Ouvrages divers

- Trends in distribution transformer protection, Blower / Klaus / Adams, IEE conference, 90/04.
- Tenue des transformateurs en cas de défauts internes, Raux / Leconte / Gibert, CIREN 89.
- Protection contre les défauts dans les transformateurs de distribution MT/BT, Bruggemann / Daalder / Heinemeyer / Blower, CIREN 91.

Normes

- CEI 71-1 : Coordination de l'isolement.
- CEI 71-2 : Coordination de l'isolement, guide d'application.
- CEI 76 : Transformateurs de puissance.
- CEI 255 : Relais de protection.
- CEI 787 : Guide d'application pour le choix des éléments de remplacement de fusibles à haute tension destinés à être utilisés dans des circuits comprenant des transformateurs.
- CEI 420 : Combinés interrupteurs-fusibles.
- NF C 52-726 : Transformateurs de puissance de type sec.

Cahiers techniques Schneider

- Surtensions et coordination d'isolement, Cahier Technique n°151, D. Fulchiron.
- Calcul des courants de courts-circuits, Cahier Technique n°158, B. De Metz Noblat.
- La foudre et les installations électriques MT, Cahier Technique n°168, B. De Metz Noblat.
- Les schémas de liaison à la terre en basse tension (régimes de neutre), Cahier Technique n°172, B. Lacroix et R. Calvas.
- Les transformateurs de distribution, Cahier Technique (à paraître à la date d'édition), M. Sacotte.

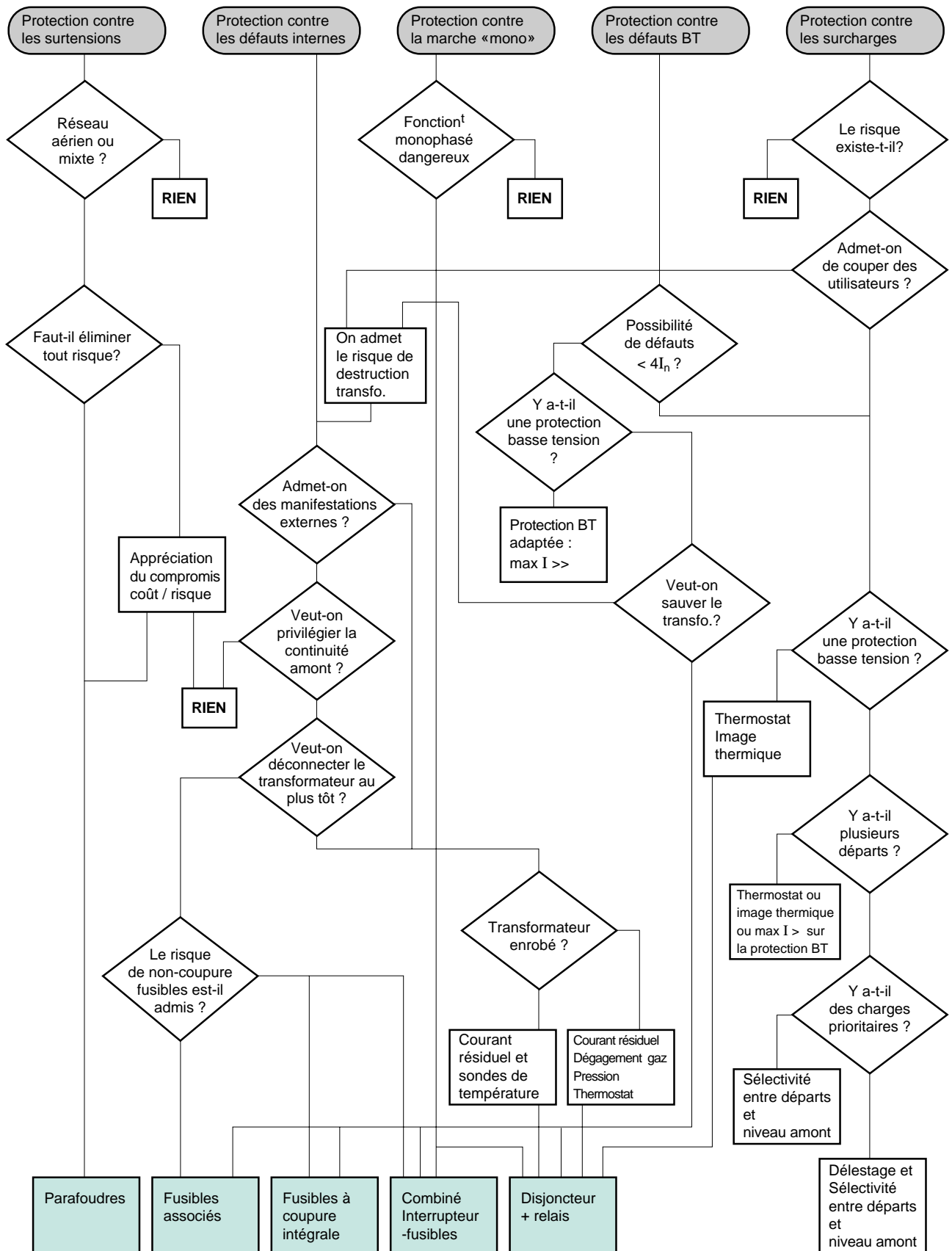


Fig. 30 : logigramme des situations, critères et solutions.

Schneider

Direction Scientifique et Technique,
Service Communication Technique
F-38050 Grenoble cedex 9
Télécopie : (33) 04 76 57 98 60

Réalisation : Sodipe (26).
Impression : CLERC Fontaine - 1500
- 100 FF-