

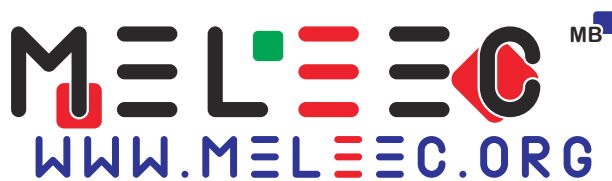
Partie H

Norme NF C 15-100 et guides

La norme **NF C 15-100** est à la base de toute installation électrique du domaine basse tension que ce soit dans le domaine du bâtiment / tertiaire ou industriel. Face à la complexité de celle-ci, des guides ont été créés par l'UTE (Union Technique des Electriciens). Ils ont pour but de décrire en détail les démarches de conception d'une installation conforme.

Les constructeurs de matériel électrique reprennent et développent certains aspect des normes et des guides afin d'aider les concepteurs et installateurs utilisant le matériel qu'ils produisent dans leurs démarches quotidiennes. Les documents ci-après sont extraits de documentations mise à disposition par les constructeurs de matériel électrique.

V4.0



Sommaire

Définition des indices de protection (IP - IK) _____	H 4
Définition des services types _____	H 4
Pourquoi et comment mesurer l'isolement électrique _____	H 6
Codage de couleur pour les organes de commande à boutons-poussoirs _____	H 8
Couleurs des voyants lumineux et signification en fonction de l'état de la machine _____	H 8
Dénomination symbolique des câbles _____	H 9
Fonctions de base des départs moteurs _____	H 9
Catégories d'emploi pour contacteurs _____	H 10
Détermination du calibre d'un disjoncteur _____	H 10
Refroidissement, isolement, textes officiels _____	H 11
Compensation de l'énergie réactive _____	H 11
<i>Méthode générale</i> _____	H 11
<i>Méthode simplifiée</i> _____	H 11
<i>Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA</i> _____	H 11
<i>Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?</i> _____	H 16
<i>Les effets des harmoniques</i> _____	H 16
Les câbles et conducteurs _____	H 14
<i>Connexion des conducteurs : conducteurs à âmes rigide en cuivre</i> _____	H 14
<i>Connexion des conducteurs : conducteurs à âmes souple en cuivre</i> _____	H 14
<i>Connexion des conducteurs : repiquage des conducteurs</i> _____	H 14
<i>Connexion des conducteurs : conducteurs à âmes aluminium</i> _____	H 15
Cahier d'atelier général : les conducteurs de neutre et les conducteurs de protection _____	H 16
<i>Traitement du conducteur de neutre</i> _____	H 16
<i>Traitement des conducteurs de protection</i> _____	H 16
<i>Traitement du conducteur PEN</i> _____	H 17
<i>Coexistence TN-C et TN-S</i> _____	H 17
L'alimentation en énergie : les conditions de distribution de l'énergie _____	H 18
<i>Les schémas de distribution HT</i> _____	H 18
<i>Livraison HT</i> _____	H 19
<i>Livraison BT</i> _____	H 19
<i>Les tensions harmoniques</i> _____	H 20
<i>Les tensions interharmoniques</i> _____	H 21
<i>Les signaux d'information transmis sur le réseau</i> _____	H 21

<i>L'alimentation en énergie : les sources</i> _____	H 22
<i>Transformateur immergés</i> _____	H 22
<i>Transformateur secs</i> _____	H 22
<i>Caractéristiques des transformateurs HTA / BT</i> _____	H 23
<i>Configurations de branchement primaire / secondaire</i> _____	H 23
Dimensionnement des conducteurs et des protections _____	H 24
La protection contre les surcharges _____	H 25
<i>Détermination du courant d'emploi I_B</i> _____	H 25
<i>Détermination de la section des conducteurs</i> _____	H 26
<i>Dispositif de protection contre les surcharges</i> _____	H 32
La vérification des chutes de tension _____	H 32
La protection contre les courts-circuits _____	H 34
<i>Pouvoir de coupure</i> _____	H 34
<i>Vérification des contraintes thermiques admissibles par les conducteurs</i> _____	H 35
<i>Vérification des longueurs maximales protégées</i> _____	H 36
La protection contre les contacts indirects _____	H 37
<i>Cas du schéma TT</i> _____	H 37
<i>Cas du schéma TN</i> _____	H 37
<i>Cas du schéma IT</i> _____	H 38
<i>Vérification des longueurs maximales protégées</i> _____	H 39
<i>Solutions lorsque les conditions de déclenchement ne sont pas remplies</i> _____	H 40
Estimation des courants de court-circuit et exemple de calcul _____	H 40
<i>Valeur de court-circuit à l'origine de l'installation</i> _____	H 40
<i>Valeur de court-circuit en un point quelconque</i> _____	H 42
<i>Exemple de calcul</i> _____	H 43
Consignation des ouvrages : schémas - types avec procédures de verrouillage _____	H 45
<i>Schémas types avec procédure de verrouillage</i> _____	H 45

Définition des indices de protection (IP)

Indices de protection des enveloppes des matériels électriques
Selon norme CEI 60034-5 - EN 60034-5 (IP) - CEI 62262 (IK)

1 ^{er} chiffre : protection contre les corps solides		2 ^e chiffre : protection contre les liquides		3 ^e chiffre : protection mécanique	
IP	Tests	Définition	IP	Tests	IK
0		Pas de protection	0		00
1		Protégé contre les corps solides supérieurs à 12 mm (exemple : contacts involontaires de la main)	1		01
2		Protégé contre les corps solides supérieurs à 25 mm (exemple : outils, doigts fins, petits fils)	2		02
3		Protégé contre les corps solides supérieurs à 50 mm (exemple : contacts involontaires de la main)	3		03
4		Protégé contre les corps solides supérieurs à 1 mm (exemple : outils fins, petits fils)	4		04
5		Protégé contre les poussières (pas de dépôt nuisible)	5		05
6		Protégé contre toute pénétration de poussières.	6		06
			7		07
			8		08
			9		09
			10		10

Exemple :

Cas d'une machine IP 55

IP : Indice de protection

5. : Machine protégée contre la poussière et contre les contacts accidentels.
Sanction de l'essai : pas d'entrée de poussière en quantité nuisible, aucun contact direct avec des pièces en rotation. L'essai aura une durée de 2 heures.

5. : Machine protégée contre les projections d'eau dans toutes les directions provenant d'une lance de débit 12,5 l/min sous 0,3 bar à une distance de 3 m de la machine. L'essai a une durée de 3 minutes.
Sanction de l'essai : pas d'effet nuisible de l'eau projetée sur la machine.

Définition des services types

SERVICES TYPES
(selon CEI 60034-1)

Les services types sont les suivants :

1 - Service continu - Service type S1

Fonctionnement à charge constante d'une durée suffisante pour que l'équilibre thermique soit atteint (voir figure 1).

2 - Service temporaire - Service type S2

Fonctionnement à charge constante pendant un temps déterminé, moindre que celui requis pour atteindre l'équilibre thermique, suivi d'un repos d'une durée suffisante pour réduire à 2 K près l'égalité de température entre la machine et le fluide de refroidissement (voir figure 2).

3 - Service intermittent périodique - Service type S3

Suite de cycles de service identiques comprenant chacun une période de fonctionnement à charge constante et une période de repos (voir figure 3). Dans ce service, le cycle est établi de façon que le démarrage n'affecte pas le fonctionnement de façon significative (voir figure 3).

4 - Service intermittent périodique à démarrage - Service type S4

Suite de cycles de service identiques comprenant une période appréciable de démarrage, une période de fonctionnement à

charge constante et une période de repos (voir figure 4).

5 - Service intermittent périodique à freinage électrique - Service type S5

Suite de cycles de service périodiques comprenant chacun une période de démarrage, une période de fonctionnement à charge constante et une période de repos (voir figure 5).

6 - Service ininterrompu périodique à charge intermittente - Service type S6

Suite de cycles de service identiques comprenant chacun une période de fonctionnement à charge constante et une période de repos (voir figure 6).

7 - Service ininterrompu périodique à freinage électrique - Service type S7

Suite de cycles de service identiques comprenant chacun une période de démarrage, une période de fonctionnement à charge constante et une période de freinage électrique. Il n'existe pas de période de repos (voir figure 7).

8 - Service ininterrompu périodique à changements liés de charge et de vitesse - Service type S8

Suite de cycles de service identiques comprenant chacun une période de fonctionnement

à charge constante correspondant à une vitesse de rotation prédéterminée, suivie d'une à d'autres charges constantes correspondant à différentes vitesses de rotation (réalisées par exemple par changement du nombre de pôles dans le cas des moteurs à induction). Il n'existe pas de période de repos (voir figure 8).

9 - Service à variations non périodiques de charge et de vitesse - Service type S9

Service dans lequel généralement le charge varie de façon continue pendant un cycle de fonctionnement admissible. Ce service inclut fréquemment des surcharges appliquées qui peuvent être largement supérieures à la pleine charge (ou aux pleines charges) (voir figure 9).

Note. - Pour ce service type, des valeurs approchées à pleine charge devront être considérées comme bases du concept de surcharge.

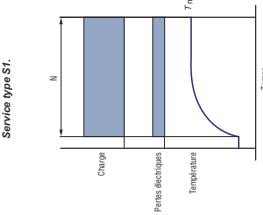
10 - Service à régimes constants distincts - Service type S10

Service comprenant au plus quatre valeurs distinctes de charges (ou charges équivalentes), chaque valeur étant appliquée pendant une durée suffisante pour que la machine atteigne l'équilibre thermique. La charge minimale pendant un cycle de charge peut avoir la valeur zéro (fonctionnement à vide ou temps de repos) (voir figure 10).

Note : page 19, on trouve une méthode de dimensionnement des machines en service intermittent.

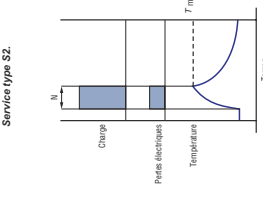
Note : seuls les services S1 et S3 avec un facteur de service de 80% ou plus sont concernés par la CEI 60034-30.

Fig. 1 - Service continu - Service type S1.



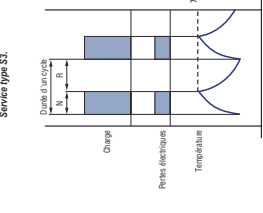
N = fonctionnement à charge constante
T_{max} = température maximale atteinte

Fig. 2 - Service temporaire - Service type S2.



N = fonctionnement à charge constante
T_{max} = température maximale atteinte

Fig. 3 - Service intermittent périodique - Service type S3.



N = fonctionnement à charge constante
R = repos
T_{max} = température maximale atteinte

Facteur de marche (%) = $\frac{N}{N+R} \cdot 100$

**Définition des indices de protection (IP - IK)
Définition des services types (source Leroy Somer)**

Définition des services types (source Leroy Somer)

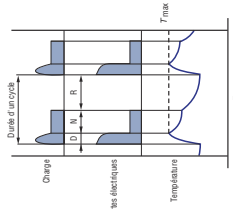
Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MEL.EC.ORG

FLSB-FLSLB Moteurs asynchrones triphasés fermés - Rotor à bagues
Fonctionnement

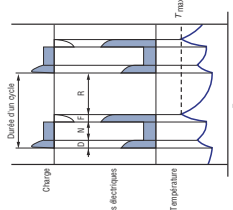
Définition des services types

Fig. 4. - Service intermittent périodique à démarrage. Service type S4.



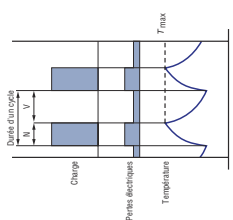
D = démarrage
N = fonctionnement à charge constante
R = repos
 T_{max} = température maximale atteinte au cours du cycle
Facteur de marche (%) = $\frac{D+N}{N+R+D} \cdot 100$

Fig. 5. - Service intermittent périodique à freinage électrique. Service type S5.



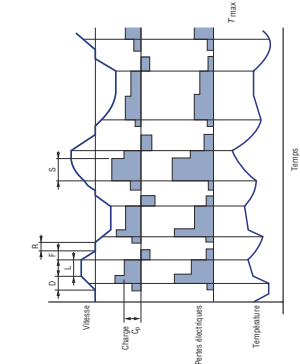
D = démarrage
N = fonctionnement à charge constante
F = freinage électrique
R = repos
 T_{max} = température maximale atteinte au cours du cycle
Facteur de marche (%) = $\frac{D+N+F}{D+N+F+R} \cdot 100$

Fig. 6. - Service intermittent périodique à charge intermittente. Service type S6.



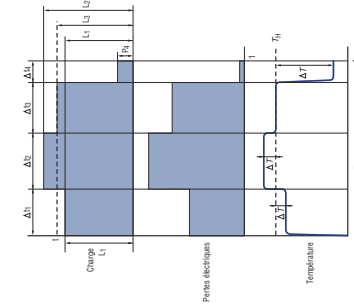
N = fonctionnement à charge constante
V = fonctionnement à vide
 T_{max} = température maximale atteinte au cours du cycle
Facteur de marche (%) = $\frac{N}{N+V} \cdot 100$

Fig. 9. - Service à variations non périodiques de charge et de vitesse. Service type S9.



D = démarrage.
L = fonctionnement sous des charges variables.
F = freinage électrique.
R = repos.
S = fonctionnement sous surcharge.
 C_r = pleine charge.
 T_{max} = température maximale atteinte.

Fig. 10. - Services à régimes constants distincts. Service type S10.

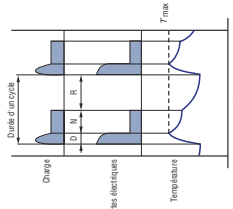


L = charge.
N = puissance nominale pour le service type S1.
 $P = \frac{L}{N}$ = charge réduite.
t = temps.
 T_p = durée d'un cycle de régimes.
 t_i = durée d'un régime à l'intérieur d'un cycle.
 $\Delta t_i = \frac{V_i}{T_i}$ = durée relative (p.u.) d'un régime à l'intérieur d'un cycle.
 P_u = pertes électriques.
 H_u = température à puissance nominale pour un service type S1.
 ΔH_u = augmentation ou diminution de l'échauffement lors du même régime du cycle.

FLSB-FLSLB Moteurs asynchrones triphasés fermés - Rotor à bagues
Fonctionnement

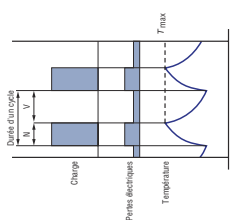
Définition des services types

Fig. 7. - Service intermittent périodique à freinage électrique. Service type S7.



D = démarrage
N = fonctionnement à charge constante
F = freinage électrique
 T_{max} = température maximale atteinte au cours du cycle
Facteur de marche = 1

Fig. 8. - Service intermittent périodique à changements liés de charge et de vitesse. Service type S8.



F/F2 = freinage électrique
D = démarrage
N/N(N2) = fonctionnement à charges constantes.
 T_{max} = température maximale atteinte au cours du cycle
Facteur de marche = $\frac{D+N}{D+N+F+N} \cdot 100\%$
 $\frac{D+N_2}{D+N_2+F_2+N_2} \cdot 100\%$
 $\frac{F_2+N_2}{F_2+N_2+F_2+N_2} \cdot 100\%$

Pourquoi et comment mesurer l'isolement électrique



Petite tranche de vie quotidienne : "Profittant d'une bonne affaire, j'ai acheté récemment un lave-vaisselle d'occasion. Mon enthousiasme s'est vite envolé : le différentiel de mon installation déclenche à chaque fois que je démarre un lavage". Une petite vérification de l'isolement ne s'imposerait-elle pas ?

Pour assurer le bon fonctionnement et une parfaite sécurité des appareils et installations électriques, tous les conducteurs sont isolés : gaine pour les câbles, vernis pour les bobinages. Quand la qualité de ces isolaments s'amincit, des courants de fuite peuvent circuler d'un conducteur à l'autre et, selon l'importance des défauts d'isolement (le pic de défaut étant le court-circuit), provoquer des dégâts plus ou moins graves.

Un matériel présentant un défaut d'isolement peut tomber en panne, biter ou provoquer un défaut sur l'installation elle-même et par conséquent, déclencher des dispositifs de protection, c'est-à-dire la coupure de toute l'installation... D'ailleurs, certaines installations particulièrement sensibles (salles d'opération dans les hôpitaux, industries chimiques...) sont réalisées selon un régime de neutre de type IT (IEC 60364 et NF C 15-100), régime qui tolère un premier défaut d'isolement, phase-terre et ne coupe l'installation qu'au deuxième défaut.

Pour prévenir et pouvoir se prémunir des risques liés à un isolement insuffisant ou à une dégradation du niveau de l'isolement, des mesures doivent être effectuées. Elles concernent aussi bien les matériels électriques que les installations sur lesquelles ils sont connectés. Ces mesures sont réalisées lors de la mise en route, sur des éléments neufs ou renouvelés, puis périodiquement afin de juger de leur évolution dans le temps.

Mesure de résistance d'isolement et essai diélectrique
Trop souvent confondues, ces deux notions, qui caractérisent la qualité d'un isolant, méritent d'être à nouveau explicitées.

■ **L'épreuve de tenue diélectrique**, plus communément appelée "essai de claquage", exprime la capacité d'un isolant à supporter une surtension de moyenne durée sans que se produise une amorce (étincelle). Dans la réalité, cette surtension peut être due à la foudre ou à l'induction engendrée par un défaut sur une ligne de transport d'énergie, par exemple. L'objectif principal du test diélectrique est donc de s'assurer que les règles de construction relatives aux lignes de fuite et aux distances d'isolement dans l'air, telles que spécifiées dans les normes, sont respectées. L'essai est souvent réalisé en appliquant une ten-

sion alternative, mais il peut également être réalisé avec une tension continue. L'appareil nécessaire à ces mesures est un **diélectromètre**. Le résultat obtenu est une valeur de tension, exprimée le plus souvent en kilovolt (kV). L'essai diélectrique présente un caractère plus ou moins destructif en cas de défaut, selon la puissance de l'appareil de test utilisé. De ce fait, il est réservé aux matériels neufs ou renouvelés ; seuls ceux ayant subi l'épreuve avec succès seront mis en service.

■ **La mesure de la résistance d'isolement**, quant à elle, est non-destructive dans des conditions normales de test. Réalisée en appliquant une tension continue d'amplitude inférieure à celle de l'essai diélectrique, elle vise à fournir un résultat en MΩ, MΩ ou GΩ. Cette résistance exprime la qualité de l'isolement entre deux éléments conducteurs et fournit une bonne information sur les risques de circulation de courants de fuite. Son caractère non-destructif le rend particulièrement intéressant pour le suivi du vieillissement des isolants durant la période d'exploitation d'un matériel ou d'une installation électrique. Elle peut ainsi servir de base à une maintenance préventive.

Cette mesure est effectuée au moyen d'un Contrôleur d'isolement, également appelé mégohmmètre.

Comment mesurer les niveaux d'isolement ?

Concrètement, on vérifie dans un premier temps que l'installation ou le matériel soit hors-tension, puis on applique une tension d'essai continue et on recueille la valeur de la résistance d'isolement. Lors de la mesure d'un isolement par rapport à la terre, il est conseillé de placer le pôle positif de la tension d'essai sur la terre, pour éviter des problèmes de poléisation de la terre lorsque l'on procède à des essais multiples.

Toutes les normes concernant des installations ou matériels électriques spécifient les conditions de mesure et les seuils minimaux à respecter pour les mesures d'isolement.

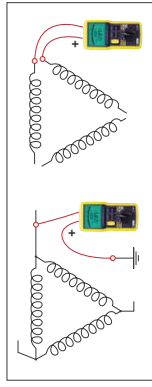
■ **Mesures d'isolement sur les installations électriques**
La norme NF C 15-100, qui traite des installations électriques Basse Tension, précise que la résistance d'isolement doit être mesurée, installation hors tension, sur des tronçons d'une longueur de 100 m :

■ **Avant la mise en service**, récepteurs débranchés, entre chaque conducteur actif (conducteurs de phase et du neutre) pour vérifier qu'aucun d'entre eux n'a subi de dommage mécanique lors de l'installation.

■ **Avant la mise en service**, conducteurs actifs reliés entre eux, récepteurs débranchés, pour vérifier l'isolement de tous les conducteurs par rapport à la terre. Si l'installation comporte des dispositifs électroniques sensibles, il convient de vérifier pendant les mesures que les conducteurs de phase et de neutre sont bien reliés. Ces mesures sont également effectuées périodiquement dans le cas d'installations tertiaires ou industrielles.

* Il est possible d'effectuer des mesures sur des tronçons de moindre longueur. Dans ce cas, la valeur de l'isolement sera inversement proportionnelle à la distance. Par exemple, pour un tronçon de 50 mètres, $R_{\text{isolement } 50 \text{ m}} = 2 \times R_{\text{isolement } 100 \text{ m}}$

■ **Mesure de l'isolement d'une machine tournante**
On peut vérifier la qualité de l'isolement des enroulements par rapport à la terre ou des enroulements entre eux.



On pourra aussi vérifier l'isolement du moteur branché sur l'installation, par rapport à la terre.

Les tensions d'essais de 500 V et 1000 V sont bien sûr les plus courantes lors de tests de machines tournantes Basse Tension (<1000 V). Sur des machines tournantes fonctionnant au-delà de 1000 V (moyenne tension), les tensions d'essai d'isolement sont couramment de 2500 V ou 5000 V_{cc}.



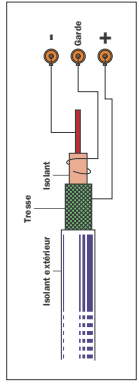
Contrôle d'isolement d'enroulements de moteurs électriques

■ **Mesure d'isolement de câbles téléphoniques**
Effectuées sur des câbles neufs sous 250 V ou 500 V ou sur des lignes téléphoniques en service sous 50 V ou 100 V pour la relève de dérangements, les mesures d'isolement peuvent s'effectuer entre lignes apparées et l'écran relié à la terre, ou entre l'écran métallique et la terre.

Spécial "mesures télécom"
Le CA 631 dispose de câbles de mesure sous 50 V ou 100 V pour vérifier l'isolement entre un faisceau de paires libres et l'écran relié à la terre. Astucieux, il affiche directement la valeur de l'isolement, grâce à la programmation de la capacité linéique (pF/km)

■ **Mesure de forts isolaments : intérêt d'un circuit de garde**
Dans le cas d'isolaments élevés (supérieurs à 1 GΩ), les mesures peuvent être parfois faussées par la circulation de courants de fuite qui cheminent à la surface des isolants, au travers de l'humidité et des poussières superficielles. Le technicien souhaite souvent ne qualifier que la qualité intrinsèque des isolants. Pour faire une mesure exacte, il lui faut donc éliminer ce courant de fuite superficielle qui diminue la résistance affichée sur le mesureur pour ne garder que le courant transversal circulant à l'intérieur de l'isolant.

Cette opération s'effectue simplement en connectant la borne de garde du mesureur d'isolement à un point situé entre les points de test " + " et " - ". Cette borne de garde vient shunter le circuit de mesure, et réinjecte donc le courant de surface sur un des points de test, sans passer par la mesure. La garde sera connectée sur une surface caractéristique des isolants : circulation de courants de surface, non caractéristiques des isolants ; surface isolante d'un câble, d'un transformateur... Il est nécessaire d'avoir une bonne connaissance de la circulation possible du courant de test au travers de l'élément testé pour choisir le meilleur emplacement pour la connexion de la borne de garde.



En plus des bornes positives et négatives de test, l'utilisation d'une borne de garde permet d'affiner les mesures des forts isolaments

■ **Valeurs minimales des résistances d'isolement**
Les valeurs des résistances d'isolement sont définies selon la tension nominale du circuit testé.

■ **Installations électriques**
Les valeurs minimales présentées dans le tableau ci-dessous correspondent aux prescriptions de la norme NF C 15-100.

Tension nominale du circuit	Tension d'essai	Résistance d'isolement minimale *
En dessous de 50V	250 V _{cc}	0,25 MΩ
De 50 à 500V	500 V _{cc}	0,5 MΩ
Au-dessus de 500V	1000 V _{cc}	1,0 MΩ

* Valeur minimale, les seuils d'isolement correspondent à 1,000 V par Volt de tension d'essai

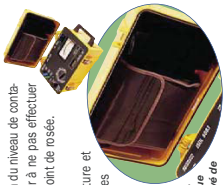
Pourquoi et comment mesurer l'isolement électrique ? (source Chauvin - Arnoux)

Pourquoi et comment mesurer l'isolement électrique ? (source Chauvin - Arnoux)

Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MELEEC.ORG

DOSSIER



■ **Le taux de humidité** influence l'isolement en fonction du niveau de contamination des surfaces isolantes. Il faut toujours veiller à ne pas effectuer de mesure si la température est inférieure à celle du point de rosée.

Une surveillance de ces deux paramètres température et humidité lors des mesures d'isolement permet d'obtenir des résultats fiables et comparables, et donc une maintenance prédictive de bonne qualité, qui assure une durée d'exploitation maximale des matériels électriques.

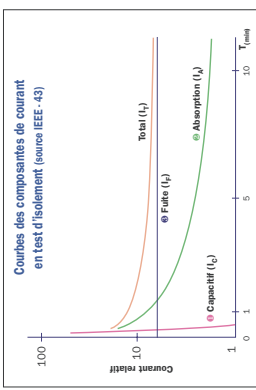
Dans la poche d'accessoires, fournie avec l'ISO 5003, l'utilisateur dispose d'un thermomètre numérique avec une sonde d'air ambiant pour optimiser le relevé de conditions de mesures.

Interprétation des mesures d'isolement

L'interprétation reste un élément fondamental de toute mesure. Nous avons vu précédemment que le relevé ponctuel de valeurs d'isolement pouvait donner des résultats aléatoires si, pour des conditions d'humidité supposées fixes, l'influence de la température n'était pas corrigée. Les deux méthodes décrites ci-dessous ont pour objet de faciliter l'interprétation des mesures et de déceler les détériorations d'un isolant par une observation dans le temps.

Méthode basée sur l'influence du temps d'application de la tension d'essai

Cette méthode présente l'avantage d'être peu influencée par la température (grâce à son principe dit "comparatif") ce qui la rend applicable facilement sans correction nécessaire des résultats. Elle est particulièrement bien adaptée à la maintenance prédictive des machines tournantes et à la surveillance du vieillissement de leurs isolants. Pour cela, rapprochons quels sont les différents courants qui circulent lors d'une mesure de la résistance d'un isolant (voir graphique).



Courbe Ic : elle correspond au courant de charge de l'élément capacitif du circuit testé. Ce courant transitoire diminue rapidement au bout de quelques secondes, voire quelques dizaines de secondes, et devient négligeable par rapport au courant de fuite I_f à mesurer.

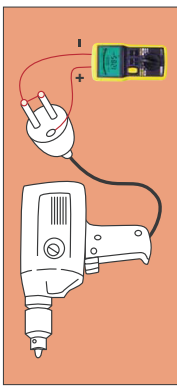
Courbe If : le courant d'absorption du diélectrique décroît quant à lui beaucoup plus lentement. Il apporte notamment l'énergie nécessaire aux molécules des isolants pour se réorienter selon le champ électrique appliqué.

Courbe Ia : cette dernière représente le courant de fuite caractéristique de la résistance d'isolement.

Si la valeur mesurée par rapport à la terre est inférieure à la résistance minimale imposée, on débranchera alors les récepteurs de l'installation puis on vérifiera séparément les isolations de chaque conducteur par rapport à la terre. Pour des applications spécifiques, les seuils peuvent varier. Ainsi, pour des câbles chauffants posés dans les parois des bâtiments, les valeurs minimales selon la NFC 15-100 sont de 250 kΩ pour une tension nominale de 230 V et 400 kΩ pour une tension nominale de 400 V.

Appareils et normes électriques

Le nombre de normes relatives à des appareils électriques est proportionnel à leur diversité. La tension d'essai de 500 V_{CC} est la plus classique et peut être appliquée aux tests de machines (norme EN 60204), aux appareils électromécaniques (EN 60335), aux tableaux électriques (EN 60439) et aux luminaires (EN 60595). Les seuils minimums peuvent varier d'une norme à une autre, mais à aussi 1000 ΔV constitue souvent une valeur de référence en dessous de laquelle il ne faut jamais descendre.



Installations téléphoniques

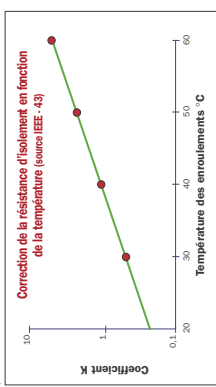
Sur des lignes téléphoniques, l'isolement de câbles non remplis, neufs, de longueur inférieure à 2 km doit être au moins de 1000 MΩ (et de 2000 MΩ/m si la longueur dépasse 2 km). Pour des câbles remplis, les seuils sont respectivement de 750 MΩ et 1500 MΩ/m.

Sur des lignes en service, l'isolement toléré est inférieur à celui des câbles neufs, mais il ne doit en aucun cas descendre en dessous de la moitié des valeurs données pour les câbles neufs.

Influence des conditions climatiques

Deux paramètres d'environnement interviennent considérablement dans la mesure des isolations :

■ **La température** fait varier la valeur de la résistance d'isolement selon une loi quasi exponentielle. Dans le cadre d'un programme de maintenance d'un parc de moteurs, il est donc important d'effectuer les mesures périodiques dans des conditions similaires de température. Sinon, il convient de corriger les résultats trouvés pour les ramener à une température fixe de référence. A titre d'exemple, la norme IEEE 43 sur les machines tournantes donne comme approximation une division par 2 de l'isolement pour chaque augmentation de température de 10°C (et inversement). La courbe ci-dessous peut ainsi servir de base de correction.

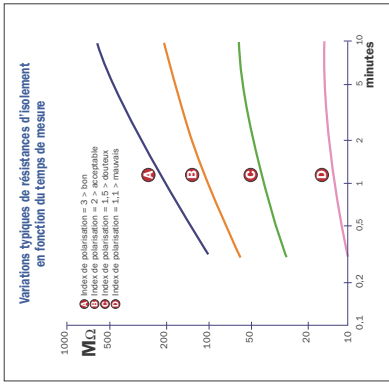


DOSSIER

Deux cas se présentent si on applique la tension d'essai pendant une longue durée :

a. **L'isolement est excellent (isolant en bon état, propre et sec)**. Dans ce cas, le courant de fuite est très faible et la mesure est fortement influencée par les courants de charge capacitive et d'absorption diélectrique. La mesure de la résistance d'isolement sera donc croissante pendant le temps d'application de la tension d'essai car ces courants parasites sont décroissants. De la nature des isolants dépend le temps au bout duquel la mesure d'un bon isolant sera stable. Avec les anciens types d'isolant, une valeur stable est atteinte en 10 ou 15 minutes en général. Avec certains types d'isolants récents (epoxy-mica ou polyestermica par exemple), la mesure peut se stabiliser au bout de 2 à 3 minutes environ.

b. **L'isolement est mauvais (isolant dégradé, sale et humide)**. Ici, le courant de fuite est très fort (et constant) et surpasse les courants de charge capacitive et d'absorption diélectrique. La mesure de la résistance d'isolement attendra dans ce cas très rapidement un niveau constant et stable.



De l'examen des courbes de variation des isolations en fonction de la durée d'application de la tension d'essai, il est possible de compléter la mesure "absolue" de l'isolement par des ratios traduisant le bon ou mauvais état des isolants.

On calcule par exemple le quotient de la valeur de la résistance d'isolement relevée après 10 minutes d'application de la tension d'essai, sur la valeur relevée après une minute d'application. On obtient un quotient appelé "index de Polarisation (PI)". Toutefois, cet index ne se suffit pas à lui seul. Il complète seulement les valeurs d'isolement absolues prévues par les normes ou définies par les constructeurs de machines tournantes.

PI = Rapport à 10 minutes / Rapport à 1 minute
 SI PI < 1 l'isolement est dangereux
 SI PI < 2 l'isolement est douteux
 SI PI < 4 l'isolement est bon
 SI PI > 4 l'isolement est excellent

Comme décrit précédemment, les isolants les plus récents ont un courant d'absorption diélectrique qui décroît plus rapidement qu'avec les anciens isolants. Par conséquent, la mesure devient stable au bout de 2 à 3 minutes parfois. Le "Ratio d'Absorption Diélectrique (DAR)" ; coefficient des valeurs

à 1 minute et 30 secondes, peut ainsi suffire pour qualifier le bon état de certains isolants récents.

DAR = Rapport à limite / Rapport à 30 secondes
 SI DAR < 1,25 l'isolement est insuffisant
 SI DAR < 1,6 l'isolement est bon
 SI DAR > 1,6 l'isolement est excellent

L'évolution dans le temps des coefficients PI ou DAR peut ainsi largement faciliter la maintenance prédictive d'un parc de machines par exemple.

Méthode basée sur l'influence de la variation de la tension d'essai (mesure par échelon)

La présence de contaminants (poussières, salissures...) ou d'humidité à la surface des isolants est généralement bien révélée par les mesures basses sur le temps d'application de la tension d'essai (DAR, PI...). Néanmoins, le vieillissement des isolants ou certains dommages mécaniques peuvent parfois passer au travers de ce genre d'essai pratique avec une tension faible par rapport à la tension diélectrique de l'isolant testé. Une augmentation significative de la tension d'essai appliquée peut par contre provoquer la rupture de ces points faibles, ce qui se traduit par une diminution sensible de la valeur d'isolement mesurée.

Pour que cette méthode soit efficace, on décide généralement d'appliquer un échelon de tension suffisant, d'un rapport de 5 sur 1, en une ou plusieurs étapes de durée équivalente (1 minute par exemple), tout en restant bien en deçà de la tension d'essai diélectrique classique (2 Un + 1000 V). Les résultats de cette méthode sont totalement indépendants de la nature des isolants et de la température, car on ne se base pas sur la valeur intrinsèque des isolants mesurés mais sur la diminution effective de la valeur au bout d'un temps identique, à deux tensions d'essai différentes. Une réduction de la résistance d'isolement, entre le premier et le second palier, de 25% ou plus est un signe de dégradation de l'isolant.

Critères de choix d'un contrôleur d'isolement
 Voici quelques pistes de réflexion pour vous aider à choisir un contrôleur d'isolement adapté à vos besoins.

■ **L'application.**
 Pour quel type de matériel : installations électriques, appareillage téléphonique... ?
 Tension nominale de fonctionnement, prescriptions constructeur, normes dérivées ?
 Sous quelle tension d'essai : 50, 100, 250, 500, 1000, 2500, 5000 V_{CC} ?
 Quelle gamme de mesure : kΩ, MΩ, GΩ ?

■ **Le confort d'utilisation.**
 Quel mode de lecture : affichage à aiguille avec échelle logarithmique, LCD numérique, bargraph analogique ?
 Quelle commodité d'emploi : seuils d'alarme programmables, rétro-éclairage, sonde de commande déportée ?

■ **Le mode d'utilisation.**
 Générateur à magnéto, piles, batterie rechargeable ?
 Quelles autres mesures à effectuer : continuité, courant, tension... ?
 Appareil monofonction, ou multifonction dédié au contrôle d'installations ou de machines ?

POLE TEST & MESURE
 Tel : 01 44 66 66 66 Fax : 01 46 27 73 80
 E-mail : info@pole-test.com

Codage de couleur pour les organes de commande et voyants lumineux (source Allen Bradley)

Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MELELEC.ORG

Codage de couleur pour les organes de commande à boutons-poussoirs et signification selon la norme CEI 60204-1

Couleur	Signification	Explication	Exemple d'application
ROUGE	Urgence	Déclenchement en cas d'urgence ou de situation dangereuse	Arrêt d'urgence Déclenchement d'une fonction d'urgence
JAUNE	Anomalie	Déclenchement en cas de condition anormale	Intervention pour supprimer une condition anormale Intervention pour redémarrer un cycle automatique interrompu
VERT	Fonctionnement normal	Condition normale	Marche/Activation
BLEU	Obligation	Déclenchement dans une condition nécessitant une action obligatoire	Fonction de réinitialisation
BLANC	Pas de signification particulière	Déclenchement général de fonctions, à l'exception d'un arrêt d'urgence	Marche/Activation (en général) Arrêt/Désactivation
NOIR	Pas de signification particulière	Déclenchement général de fonctions, à l'exception d'un arrêt d'urgence	Marche/Activation (en général) Arrêt/Désactivation (en général)

Remarque : lorsqu'un moyen de codage supplémentaire (forme, position, texture) est utilisé pour identifier les organes de commande ou à boutons-poussoirs, les couleurs BLANC ou NOIR peuvent être utilisées indifféremment pour différentes fonctions (par exemple, BLANC pour MARCHÉ/ACTIVATION et pour ARRÊT/DESACTIVATION).

Marquage des boutons-poussoirs

Il est recommandé que le marquage des boutons-poussoirs se trouve directement sur l'organe de commande ou à proximité et utilise les symboles suivants :

MARCHÉ ou ACTIVATION	ARRÊT ou DESACTIVATION
417-CEI-5007	417-CEI-5000
417-CEI-5008	417-CEI-5001



Allen-Bradley

Rockwell Automation

Couleurs des voyants lumineux et signification en fonction de l'état de la machine selon la norme CEI 60204-1

Couleur	Signification	Explication	Action de l'opérateur
ROUGE	Urgence	Condition dangereuse	Action immédiate pour traiter une condition dangereuse (par exemple : actionner un arrêt d'urgence)
JAUNE	Anomalie	Condition anormale Condition critique imminente (par exemple : retardant la fonction souhaitée)	Surveillance et/ou intervention
VERT	Fonctionnement normal	Condition normale	En option
BLEU	Obligation	Indication d'une condition exigeant l'intervention d'un opérateur	Action obligatoire
BLANC	Neutre	Autres conditions : peut être utilisé chaque fois qu'il subsiste un doute quant à l'utilisation de ROUGE, JAUNE, VERT, BLEU	Surveillance

Voyants lumineux et affichages selon la norme CEI 60204-1

Modes de fonctionnement

Les voyants lumineux de signalisation et les affichages servent à donner les types d'information suivants :

- **Indication** : pour attirer l'attention de l'opérateur ou indiquer qu'une certaine tâche doit être effectuée. Les couleurs ROUGE, JAUNE, VERT et BLEU sont généralement utilisées.
- **Confirmation** : pour confirmer une commande ou une condition, ou pour confirmer la fin d'une modification ou d'une période de transition. Les couleurs BLEU et BLANC sont généralement utilisées ; la couleur VERT l'est parfois également.

D'autres significations peuvent exister (voir CEI 60073) en fonction des critères suivants :

- la sécurité des personnes et l'environnement,
- l'état des équipements électriques.

Boutons-poussoirs lumineux selon la norme CEI 60204-1

Les organes de commande à boutons-poussoirs lumineux doivent être conformes aux codes de couleur indiqués dans les tableaux précédents. En cas de difficulté d'attribution d'une couleur, le BLANC doit être utilisé. La couleur ROUGE de l'organe de commande d'arrêt d'urgence ne doit pas dépendre de la couleur de son voyant.



Allen-Bradley

Rockwell Automation

Désignation normalisée des conducteurs et câbles (source Prysmian) Fonctions de base des départs moteurs (source Schneider Electric)

ES 1

Les fonctions de base des départs-moteurs

- Le sectionnement**
Isoler les circuits de leur source d'énergie de manière sûre, afin d'assurer la protection des personnes et des biens.
- L'interruption**
Couper en pleine charge l'alimentation électrique d'une installation en cas d'arrêt d'urgence par exemple.
- La protection contre les courts-circuits**
Détecter les courants supérieurs à 10 ou 15 fois le courant nominal considérés comme courant de défaut (assimilés à un courant de court-circuit).
- La protection contre les surcharges**
Protéger les enroulements des moteurs et les circuits. Cette protection thermique tient compte des impératifs de démarrage grâce aux classes de déclenchement. Les surcharges détectées sont faibles et prolongées.
- La commutation**
Assurer l'arrêt et la coupure du circuit d'alimentation du moteur et garantir un nombre important de manoeuvres (durabilité électrique).

Exemples de solutions départs-moteurs

solution "1 produit"

démarrateur-contrôleur LU

solution "2 produits"

disjoncteur magnéto-thermique GV3 P + contacteur LC1 D A

solution "3 produits"

disjoncteur magnétique GV3 L + contacteur LC1 D A + relais thermique LRD 3

Automatismes & Contrôle 2010.20.11
© Schneider 0 893 013 982

DÉNOMINATION SYMBOLIQUE DES CÂBLES

Les conducteurs et câbles définis par une norme UTE sont désignés à l'aide d'un **système harmonisé**, ou bien à l'aide du **système UTE traditionnel** selon qu'il s'agit de modèles concernés ou non par l'harmonisation en vigueur dans le cadre du CENELEC. Ces deux systèmes de désignation sont repris par la norme NF-C-30-202 et HD 361, et comprennent une suite de symboles disposés de gauche à droite, dans l'ordre, dont un extrait est donné ci-dessous.

Désignation HAR - CENELEC		Désignation NF-UTE	
Signification du symbole	Symbole	Signification du symbole	Symbole
Série harmonisée	H	Câble faisant l'objet d'une norme UTE	U
Série nationale reconnue	A	250 V	250
Série nationale autre	FR-N	500 V	500
300/500 V	03	1000 V	1000
450/750 V	05	Ame rigide	S
0,6/1 kV	07	Ame souple	absence de lettre
PVC	V	Cuivre	Cuivre
Caoutchouc vulcanisé	R	Aluminium	A
Polyéthylène réticulé	X	C	Caoutchouc vulcanisé
Ruban en acier galvanisé	D	R	Polyéthylène réticulé
Armure en feuillard acier	Z4	V	Polychlorure de vinyle
PVC	V	O	Aucun bourrage ou bourrage ne formant pas gaine
Caoutchouc vulcanisé	R	1	Gaine d'assemblage et de protection formant bourrage
Polyéthylène réticulé	N	2	Gaine de protection épaisse
Câbles ronds	absence de lettre	C	Caoutchouc vulcanisé
Câbles méplat "divisible"	H	N	Polychloroprène ou équivalent
Câble méplat "non divisible"	H6	P	Gaine de plomb
Cuivre	absence de lettre	F	Feuillards acier
Aluminium	-A	Z	Zinc ou autre métal
Rigide, massive, ronds	-U	absence de lettre	Câble rond
Rigide, câbles, ronds	-R	M	Câble méplat
Rigide, câble, sectorale	-S*		
Rigide, massive, sectorale	-W*		
Souple, classe 5 pour installation fixe	-K		
Souple, classe 5	-F		
Souple, classe 6	-H		
Souple pour soudure	-D		
Extra-souple pour soudure	-E		

* pour les câbles à âmes en aluminium, le tiret précédant le symbole est à supprimer

Service commercial / Sales département
tél : 03 86 95 77 71 Fax : 03 86 95 77 81
site : //www.prysmian.com - mél : infocables.fr@prysman.com

1 / 1 - 2008



Refroidissement, isolement, textes officiels

Symboles du mode de refroidissement

Quatre lettres suffisent pour définir la technologie du mode de refroidissement d'un transformateur :

- la première indique le fluide de refroidissement en contact avec les enroulements ;
- la seconde, le mode de circulation de ce fluide ; deux modes sont possibles :
 - N pour ventilation Naturelle (Naturel),
 - F pour ventilation Forcée (Forced)
- la troisième, le fluide de refroidissement externe ; ainsi, A correspond à Air, huile minérale, le fluide de refroidissement interne est de type AN, NF, OF...
- Seuls les transformateurs de type sec pour lesquels les parties actives sont directement refroidies par l'air extérieur sont définies par deux lettres. Un transformateur immergé dans l'huile minérale et à refroidissement naturel sera noté ONAN.
- Si l'on ajoute des ventilateurs sur les radiateurs il devient de type ONAF.
- Dans le cas de fonctionnement possible avec ou sans ventilateur, on précisera type ONAN/ONAF.
- Un transformateur Tihral (type sec ennoblé) à refroidissement naturel est du type AN, NF ou OF.
- Dans le cas de fonctionnement possible avec ou sans ventilateur, il est précisé type ANAF*.

* Dans ce cas la puissance du transformateur en ONAN ou AN est inférieure à celle en ONAF ou AF.

première lettre : fluide de refroidissement interne en contact avec les enroulements

- O huile minérale ou liquide isolant de symboles de point de feu $t_f \leq 300^\circ\text{C}$
- K liquide isolant avec point de feu $> 300^\circ\text{C}$
- A air
- H huile usagée

deuxième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement interne

- N circulation à travers les parties actives, refroidissement et des enroulements par convection naturelle
- F circulation à travers les parties actives, refroidissement, circulation par thermostatisme dans les enroulements

troisième lettre : fluide de refroidissement externe

- A air
- N eau
- Q huile minérale

quatrième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement externe

- N convection naturelle
- F circulation forcée (ventilateurs, pompes)

Niveaux d'isolement

Ces niveaux sont les mêmes que pour l'appareillage électrique :

Isolation de l'ensemble (KV eff)	Isolation de la partie active (KV eff)	Isolation de la partie neutre (KV eff)	Isolation de la partie terre (KV eff)
72	12	17,5	24
36	6	9	12
18	3	4,5	6
10	1,8	2,5	3
6	1,2	1,8	2
3	0,6	0,9	1,2

Un transformateur immergé dans l'huile minérale ou Tihral avec une tension primaire de 20 KV sera défini par une tension la plus élevée de : 24 KV (125/50 KV).

Textes officiels, normes de sécurité et d'exploitation

- Ministère du travail
- décret N° 86-1056 du 14 novembre 1986 pour la protection des travailleurs contre les effets des champs électromagnétiques (CEM) dans les locaux et emplacements de travail autres que ceux à risques particuliers de choc électrique (impose un IP 3, pour la HTA)
- décision N° 42 du décret N° 86-1066 et arrêté du 17 janvier 1986 (paru au JO le 25 février 1986)
- recommandation de l'INERIS (Institut national de recherche et de sécurité) sur le léchage et l'inflammation des diélectriques liquides inflammables utilisés dans les matériels électriques.
- Cet arrêté est harmonisé avec les normes NF C 27-300 et NF C 17-300 ; seuls les huiles isolantes halogénées pour transformateurs (LHT) n'apparaissent pas dans les tableaux.
- NF C 27-300 (août 1989) : "classification des diélectriques liquides d'après leur comportement au feu" ; huile minérale classée O1 (huile silicone classée K3)
- NF C 17-300 (sept 1988) : "conditions d'utilisation des diélectriques liquides" ; recommandation de l'INERIS sur l'incendie et la sécurité des matériels électriques ; recommandations contre les risques d'incendie.

Ministère de l'environnement

- décret 77-254 du 18 mars 1977 et décret 85-387 du 29 mars 1985 modifiant le décret 79-881 du 21 novembre 1979 portant réglementation sur la récupération des huiles usagées
- décret 83-1016 du 27 décembre 1983 modifiant le décret 79-881 et décret 85-387
- (Polychlorobiphényle) de 100 à 50 ppm
- directive des communautés Européennes du 18 juin 1991 qui permet aux états membres d'interdire sur le territoire l'emploi des transformateurs Uglec. Cette vente a été interdite en France, même pour des matériels d'occasion à partir du 18 juin 1994.

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

L - Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

5.1 Méthode générale

Bilan de la puissance réactive à la conception

Ce bilan peut être fait de la même façon que celui réalisé pour la puissance active en tenant compte de la puissance réactive. Il faut alors déterminer les puissances actives et réactives consommées à chaque niveau de l'installation.

Optimisation technico-économique (pour une installation existante)

Pour déterminer la puissance d'une batterie de condensateurs pour une installation existante, il est nécessaire de prendre en compte les informations suivantes :

- factures d'électricité avant l'installation de la batterie,
 - factures prévisionnelles d'électricité après l'installation de la batterie,
 - coûts :
 - d'achat des condensateurs et de l'équipement de commande (contacteurs, relais, armatures, etc.),
 - de maintenance,
 - des pertes diélectriques supplémentaires dans les condensateurs, versus les réductions de pertes dans les câbles, le transformateur, etc. ... après l'installation des condensateurs.
- Plusieurs méthodes simplifiées appliquées à une vérification typique (courante en Europe) sont indiquées dans les paragraphes 5.3 et 5.4.

5.2 Méthode simplifiée

Principe général

Un calcul très approché peut suffire. Il consiste à considérer que le cos φ d'une installation est en moyenne 0,8 (en retard) sans compensation. On considère qu'il faut « relever » le facteur de puissance à cos $\varphi = 0,95$ pour supprimer les pénalités et compenser les pertes usuelles en énergie réactive de l'installation.

Pour « relever » ainsi le cos φ le tableau de la **Figure L15** en page suivante indique que pour passer de cos $\varphi = 0,8$ à cos $\varphi = 0,95$, il faut fournir 0,355 kvar par KV de charge.

La puissance de la batterie de condensateurs à installer (en tête d'installation) est de ce fait :

$$Q \text{ (kvar)} = 0,355 \times P \text{ (KW)}$$

Cette approche simple permet une détermination rapide des condensateurs à installer, que ce soit en mode global, partiel ou individuel.

Exemple

Comment augmenter le facteur de puissance d'une installation de 666 KVA de 0,75 à 0,93 ?

La puissance active consommée est 666 x 0,75 = 500 kW.

Sur la **Figure L15**, l'intersection de la ligne cos $\varphi = 0,75$ (avant compensation) avec la colonne cos $\varphi = 0,93$ (après compensation) indique une valeur de 0,487 kvar de compensation par kW de charge.

Pour une puissance de charge de 500 kW, la puissance de la batterie de compensation est de : 500 x 0,487 = 244 kvar.

Note : la méthode est valable quel que soit le niveau de tension.

5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 KVA

Dans le cas de certains types de tarification (les plus courants), l'examen de plusieurs factures couvrant la période la plus chargée de l'année permet de déterminer le niveau de la compensation requise pour éviter les pénalités de dépassement.

La méthode suivante permet de dimensionner une batterie de condensateurs de compensation en se basant sur la facturation détaillée, quand la structure tarifaire correspond (ou est similaire) à celle décrite dans le sous paragraphe 2.1.

Cette méthode détermine la compensation minimale requise pour éviter les "pénalités" dues à la consommation de kvarh.

Le retour sur investissement d'une batterie de condensateurs de compensation et des équipements associés est généralement de dix huit mois.

9 Les effets des harmoniques

L - Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

Lorsque des harmoniques représentent une part significative de la puissance consommée dans une installation, leur analyse s'impose pour éliminer les possibles nuisances et rendre l'installation conforme aux règles et recommandations des distributeurs et de la norme NF C 15-100 § 330.1.1d.

9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait de « charges non linéaires », chargées à impédance non linéaire. Les charges non linéaires existent depuis longtemps sur les réseaux électriques particulièrement dans l'industrie : courant magnétisant des transformateurs, four à arc, etc... Mais depuis l'avènement de l'électronique de puissance celles-ci se sont généralisées : variateurs de vitesses, etc. mais aussi éclairage (lampes à ballasts), TV, etc.

Les équipements qui utilisent des composants électroniques de puissance sont de plus en plus nombreux et produisent, de ce fait, de plus en plus de déformations harmoniques.

Sur un réseau triphasé symétrique les harmoniques sont de rangs impairs : 3, 5, 7, 9, et leur amplitude décroît avec leur rang. Un certain nombre de solutions existent pour réduire les valeurs des courants harmoniques jusqu'à ce qu'ils deviennent négligeables. Les moyens pratiques de réduction de l'influence des harmoniques sont recommandés, avec un point particulier sur les batteries de condensateurs.

Les condensateurs sont plus particulièrement sensibles aux composantes harmoniques du courant du réseau d'alimentation, du fait que la réactance des capacités décroît de manière inversement proportionnelle à la fréquence. En pratique cela signifie qu'un pourcentage relativement faible de tension harmonique peut créer un courant significatif dans le condensateur.

La présence de composantes harmoniques de courant crée des déformations de la tension d'alimentation (normalement sinusoidale) c'est à dire plus le courant comporte des composantes harmoniques, plus la déformation de la tension est importante.

Si la fréquence propre du système batterie de condensateurs/réactance du réseau d'alimentation est proche d'une valeur d'une harmonique présente sur le réseau, alors une résonance partielle peut se produire avec une amplification des valeurs de tension et de courant à la fréquence harmonique concernée. Dans ce cas particulier, les courants élevés risquent de causer des échauffements anormaux des condensateurs, avec des dégradations de diélectrique pouvant entraîner la destruction des condensateurs.

Plusieurs solutions pour résoudre ces problèmes sont envisageables :

- filtre passif (ou compensateur actif),
- filtre hybride.

9.2 Solutions possibles

Filter passif (cf. Fig. L28)

Combattre les effets des harmoniques

La présence de courants harmoniques dans le réseau d'alimentation entraîne des niveaux de courants anormalement élevés dans les condensateurs. Afin de limiter les effets négatifs de ces courants, il est recommandé d'augmenter le surdimensionnement de 1,3 fois la valeur efficace de leur courant assigné. Tous les appareils et éléments en série avec les condensateurs, tels que connexions, fusibles, interrupteurs, etc. sont aussi à surdimensionner entre 1,3 fois et 1,5 fois leur courant d'emploi (sans courants harmoniques).

La distorsion harmonique en tension produit fréquemment un pic sur l'onde de tension ce qui augmente la valeur crête de l'onde de tension normalement sinusoidale. Ce phénomène associé aux autres conditions de surtension devant se produire de manière certaine sont prises en compte par un accroissement du niveau d'isolation au dessus des capacités « standard ». Dans beaucoup de cas, ces 2 mesures correctives sont tout ce qu'il est nécessaire de faire pour obtenir un fonctionnement correct.

Combattre les effets de la résonance

Des condensateurs sont des charges linéaires réactives, et en conséquence, ne génèrent pas de courants harmoniques. Cependant, l'installation de condensateurs dans un réseau électrique (réseau dans lequel les impédances sont principalement inductives) peut conduire à des résonances partielles ou totales à une des fréquences harmoniques.

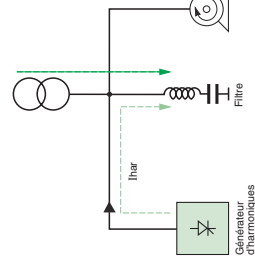


Fig. L28 : Principe de fonctionnement d'un filtre passif

L - Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

Le rang h_0 de l'harmonique de la fréquence propre entre les inductances du réseau et de la batterie de condensateurs est donné par :

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{CC}}{Q}}$$

avec :

S_{CC} = la valeur du puissance de court-circuit en kVA au point de connexion de la batterie de condensateurs

Q = le dimensionnement en kvar ;

h_0 = rang de l'harmonique à la fréquence propre f_0 , c'est à dire $\frac{f_0}{50}$ pour une

fréquence de réseau à 50 Hz, $\frac{f_0}{60}$ pour une fréquence de réseau à 60 Hz.

Par exemple : $h_0 = \sqrt{\frac{S_{CC}}{Q}}$ donne une valeur pour h_0 de 2,93 ce qui indique que la

fréquence propre du système condensateurs/inductances du réseau est proche de la

fréquence de l'harmonique 3 de la fréquence du réseau.

Par suite, si la fréquence du réseau est 50 Hz, la fréquence propre $f_0 = 50 \times h_0$

= 146,5 Hz.

Plus la fréquence propre est proche d'une des composantes harmoniques du

réseau, plus grand est l'effet (indésirable). Dans l'exemple ci-dessus une forte

résonance avec le 3ème harmonique est pratiquement avérée ce qui aura pour effet

une importante distorsion de tension à cette fréquence et une intensité de courant

harmonique de rang 3 très élevée.

Dans un tel cas des mesures sont prises pour modifier la fréquence propre du

système à une valeur telle qu'il n'y aura pas de résonance avec l'un des courants

harmoniques présents sur le réseau. Cela est réalisé par la mise en place d'une

bobine anti-harmonique en série avec la batterie de condensateurs.

Sur un réseau à 50 Hz, ces bobines sont souvent ajustées pour amener la fréquence

de l'ensemble, c'est à dire la batterie de condensateurs + bobines, à une valeur

de 190 Hz. Les bobines sont ajustées pour 228 Hz pour un réseau à 60 Hz. Ces

fréquences correspondent à une valeur de h_0 de 3,8 pour un réseau à 50 Hz c'est à

dire à une valeur approximativement centrée entre la 3ème et la 4ème harmonique.

Dans ce schéma, la mise en série des bobines augmente le courant à la fréquence

fondamentale (50 Hz ou 60 Hz) d'une faible valeur (de 7 à 8 %) et aussi la tension

aux bornes des condensateurs dans les mêmes proportions.

Cette caractéristique est prise en compte, par exemple, en utilisant des

condensateurs qui sont conçus pour un fonctionnement à 440 V sur des réseaux

400 V.

Filter actif (cf. Fig. L29)

Les filtres actifs sont basés sur une technologie électronique de puissance. Ils sont en général installés en parallèle sur les charges non linéaires.

Les filtres actifs analysent en permanence les courants harmoniques générés par la

charge et génèrent des courants harmoniques de même amplitude et de phase

opposée, dans la charge. En conséquence, les courants harmoniques sont

totalement neutralisés au point considéré. Cela signifie qu'ils ne circulent plus sur les

circuits en amont et ne sont plus « fournis » par la source.

Un avantage important des filtres actifs est qu'ils contiennent de garantir une

compensation efficace des courants harmoniques même si des modifications sont

apportées à l'installation. Ils sont aussi exceptionnellement faciles à utiliser grâce à :

■ une auto-configuration aux charges génèrent des courants harmoniques quels que

soient leur rang et leur intensité,

■ l'élimination des risques de surcharges,

■ la compatibilité avec les groupes électrogènes,

■ la connexion possible en tout point du réseau électrique.

Plusieurs avantages sont à être misés en compte lors de l'installation pour accroître

l'efficacité de la dépollution (par exemple, l'architecture est flexible).

Les filtres actifs peuvent effectuer aussi une correction du facteur de puissance.

Filter hybride (cf. Fig. L30)

Ces types de filtres combinent les avantages des filtres passifs et actifs. Le courant

harmonique à une des fréquences peut être filtré par le filtre passif et tous les

courants aux autres fréquences sont filtrés par le filtre actif.

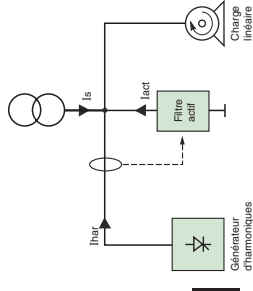


Fig. L29 : Filtre actif/BT

L21

Les câbles et conducteurs (source Legrand)

Les câbles et conducteurs (suite)

38

B CONNEXION DES CONDUCTEURS

1. Les conducteurs à âme rigide en cuivre

Ce type de conducteur, de loin le plus répandu dans les installations fixes, ne nécessite pas de précaution particulière dès lors que la borne qui le reçoit est dimensionnée pour la section et le courant nécessaires.

La qualité et la pérennité des connexions sont garanties par l'utilisation d'un outil adapté et le respect des couples de serrage préconisés.



Les âmes des conducteurs

Les âmes des conducteurs sont définies par la norme CEI 60228 (NF C 32-013) qui retient quatre classes : 1, 2, 5 et 6.

La classe 1 désigne les conducteurs à âme rigide massive et la classe 2 ceux à âme rigide câblée.

Les classes 5 et 6 désignent respectivement les âmes souples multibrins et multibrins fins. Les âmes rigides câblées rétrécies ou sectoriales sont également de classe 2.

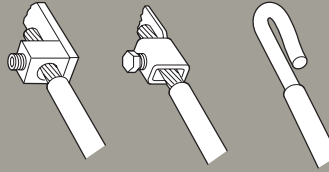
NB : ces désignations de classe n'ont aucun lien avec la protection contre les contacts indirects (classe II) assurée par certains câbles (voir page 46).

POUR PLUS D'INFORMATIONS

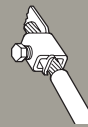
→ Voir Guide Puissance

! La connexion des petits conducteurs dans les bornes à pression nécessite quelques précautions.

- Ne pas entamer l'âme au dénudage au risque de rupture ultérieure du conducteur
- Ne pas trop serrer pour limiter le cisaillement
- On peut replier l'extrémité du conducteur pour assurer un meilleur contact.



+ Les appareils modulaires LEMC et les blocs de jonction Viking sont équipés de bornes à pression indirecte : le conducteur est serré par une plaquette qui assure la répartition de l'effort et permet un serrage à 0.



39

+

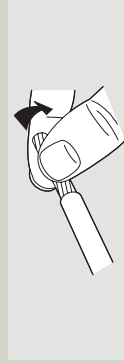
Les risques de cisaillement et de dispersion des brins, surtout inhérents aux bornes à serrage direct, peuvent être évités par l'utilisation d'embouts Starfix™.

2. Les conducteurs à âme souple en cuivre

Du fait de la fragilité relative des brins composant l'âme, la connexion des conducteurs souples nécessite quelques précautions.

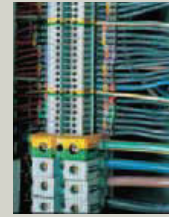
Un serrage trop important risque de cisailer des brins. Une section inadaptée entraîne la dispersion des brins et un mauvais contact.

Pour éviter le desserrage et le risque de dispersion des brins, il est conseillé de pratiquer le retournage de l'âme en respectant le sens initial, souvent à gauche.



Ne pas étamer les conducteurs souples avant raccordement : l'étain ainsi déposé pourrait être soumis à terme à un phénomène de destruction nommé "fritting corrosion". Le risque de claquage diélectrique fait déconseiller l'emploi de graisse de contact conductrice en atmosphère humide ou conductrice. La pose d'embouts de câblage, de manchons ou de cosses est préférable en cas de conditions d'emploi difficiles.

Les blocs de jonction Viking : une solution fiable pour le raccordement des conducteurs souples



3. Le repiquage des conducteurs

La connexion simultanée de deux conducteurs rigides de même section est généralement possible; celle de deux conducteurs différents, type d'âme ou section, est fortement déconseillée.

Capacités, types de conducteurs, combinaisons sont indiqués sur les produits eux-mêmes ou dans les notices les accompagnant.



Les produits de la gamme Starfix, pinces standard, à cliquet, S multifonctions et embouts de 0,5 à 25 mm² permettent la connexion totalement fiabilisée des conducteurs souples. La pince Starfix S assure coupe, dénudage et sertissage en un seul outil.

Les câbles et conducteurs (source Legrand)

Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MELLEC.ORG

Les câbles et conducteurs (suite)



Conducteurs PE

Le repiquage ou connexion dans une même borne n'est pas autorisé sur les circuits de protection. Il n'est pas admis non plus sur les bornes des appareils d'utilisation (exceptés les prises de courant, les luminaires, les blocs d'éclairage... à condition que les bornes soient prévues à cet effet).



Le repiquage nécessaire par la multiplicité des circuits doit être assuré par des dispositifs appropriés et sûrs.



Bornier complémentaire pour conducteur neutre sur répartiteur réf. 048 86



Dérivation sur blocs Viking par peigne de liaison équipotentielle sécable réf. 394 21



Peigne tripolaire Lextic réf. 049 42 pour répartition triphasée

4. Les conducteurs à âme aluminium

Excellent conducteur, l'aluminium présente un rapport poids/conductance favorable pour les sections importantes. Très largement utilisé dans les réseaux d'énergie, son utilisation tend à s'étendre dans la distribution de puissance.

Les difficultés spécifiques à la connexion de ce métal doivent être bien appréhendées pour éviter des problèmes ultérieurs qui ne manqueraient pas d'apparaître :

- L'aluminium se recouvre très rapidement à l'air libre d'une fine couche isolante et très dure, l'alumine; la connexion devra donc être faite aussitôt après dénudage et si nécessaire après surfacage à l'abrasif
- L'aluminium se dilate beaucoup plus que les autres métaux courants (fer, cuivre, laiton...) et il s'en suit des desserrages inévitables des connexions. Les bornes de connexion pour l'aluminium devront donc être faites de ce même métal ou d'un alliage ou bien posséder des dispositifs élastiques (rondelles, lamelles) compensant ces différences de dilatation
- L'aluminium présente un potentiel électrochimique très négatif (-1,67 V); il aura donc tendance à se corroder au contact de nombreux métaux. Ce comportement dit "d'anode sacrificielle" est accentué en milieu humide ou conducteur. Le contact direct de l'aluminium avec l'inox, l'argent, le cuivre doit être absolument évité. En revanche, des métaux comme le zinc, l'acier, l'étain présentent une compatibilité acceptable.

! Dans tous les cas, un serrage au couple après quelques jours est recommandé.



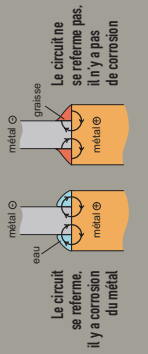
Raccordement de deux conducteurs aluminium 185 mm² par pile sur les bornes réf. 262 51 d'un DPX 630



Raccordement direct d'un DPX 630 par bornes à cage réf. 262 50



! Lorsque les métaux en présence sont correctement choisis et que l'atmosphère est sèche, le risque de corrosion électrolytique reste faible. En milieu humide, ce risque s'accroît. (L'eau joue le rôle d'électrolyte dans la pile formée). L'emploi d'une graisse neutre (généralement à base de silicone) limite le phénomène.



Tous les appareils DPX, DPX-IS et Vistop reçoivent les cosses bi-métal cuivre/aluminium qui permettent d'assurer un raccordement de grande fiabilité.

Les capacités recommandées (section et diamètre de perçage) sont précisées page 19. Le raccordement direct des conducteurs aluminium sur DPX est recommandé avec les bornes réf. 262 19 (DPX 160), 048 67 (DPX 125/160), 262 51 (DPX 630), 262 69/70 (DPX 1 600). Il peut également être réalisé avec les bornes à cage réf. 262 10/80/35/50. Les Vistop 637/60 peuvent utiliser les bornes réf. 048 67. Les boîtiers de raccordement réf. 374 80/81 permettent le raccordement et dérivation des circuits de puissance en câble aluminium.

Sections équivalentes des conducteurs aluminium/cuivre

Section cuivre (mm ²)	Section alu (mm ²)	
	A même échauffement	A même chute de tension
6	10	10
10	16	16
16	25	25
25	35	35
35	50	50
50	70	70
70	95	95
95	150	150
120	185	185
150	240	240
185	300	400

Les conducteurs de neutre et les conducteurs de protection (source Legrand)

Les conducteurs de neutre et les conducteurs de protection

92

A TRAITEMENT DU CONDUCTEUR DE NEUTRE



Règles de base

Par principe le conducteur neutre est considéré comme un conducteur actif. Il doit donc être dimensionné de la même manière qu'un conducteur de phase, il doit être protégé contre les surintensités et il doit pouvoir être sectionné.

A chacune de ces contraintes mentionnées ci-dessus, il existe des dérogations dont il faut connaître les limites.

1. Dimensionnement

Dans les circuits triphasés de section supérieure à 16 mm² (ou 25 mm² alu), la section du conducteur neutre peut être réduite jusqu'à 5/2.

Attention, si les charges alimentées ne sont pas pratiquement équilibrées et que le courant dans le neutre est supérieur à 30% du courant dans les phases ou que ces charges génèrent des harmoniques, la réduction de la section du neutre n'est pas recommandée.

Si le taux d'harmoniques de rang 3 est supérieur à 33%, il est même nécessaire de surdimensionner le conducteur neutre. La section du neutre doit alors être calculée pour un courant pris égal à 1,45 fois le courant d'emploi dans les phases.

2. Protection contre les surintensités

Lorsque la section du conducteur neutre (schéma TT ou TN) est identique à celle des conducteurs de phase, le pôle de neutre peut ne pas posséder de détection de surintensité (pôle non protégé). Voir le "Guide Puissance".

3. Sectionnement

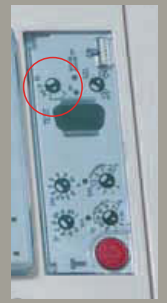
Tous les conducteurs actifs y compris le neutre doivent pouvoir être sectionnés à l'origine principaux, exceptés si le neutre à l'origine de conducteur PEN (voir page 58).



Un conducteur neutre ne peut pas être commun à plusieurs circuits.

! Disjoncteurs avec réglage de neutre indépendant

Avant mise en service, vérifier la position de réglage de la protection neutre.



93

1. Détermination sans calcul

Les sections des conducteurs sont choisies de manière à limiter tout risque, quelles que soient les conditions de court-circuit. C'est la méthode la plus simple et la plus sûre, même si elle tend à surdimensionner les sections des conducteurs de protection. Les valeurs à utiliser sont indiquées dans le tableau ci-dessous.

Règles de base de détermination de la section (EN 60439-1)

Section des conducteurs de phase S _{ph} (en mm ²)	Section minimale du conducteur de protection correspondant S _{PE} (en mm ²)
S _{ph} ≤ 16	S _{ph}
16 < S _{ph} ≤ 35	16
35 < S _{ph} ≤ 400	S _{ph} /2
400 < S _{ph} ≤ 800	200
S _{ph} > 800	S _{ph} /4

Si les conducteurs ne font pas partie d'une canalisation (câble), ils devront avoir une section minimale de 2,5 mm² s'ils sont protégés mécaniquement (dans une gaine par exemple) et de 4 mm² s'ils ne sont pas protégés. Ces sections sont données pour des conducteurs en cuivre. A titre pratique, on pourra appliquer la règle d'équivalence suivante pour l'utilisation d'autres métaux :

- aluminium : 1,5 x S_{PE}
 - laiton : 2 x S_{PE}
 - acier : 2,8 x S_{PE}
 - plomb : 5,2 x S_{PE}
- En régime TN-C, la section minimale du conducteur PEN est 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium.

B TRAITEMENT DES CONDUCTEURS DE PROTECTION

La section des conducteurs de protection dans un ensemble vers lequel des conducteurs extérieurs doivent être raccordés peut se déterminer par deux méthodes : avec ou sans calcul.



Continuité et pérennité des conducteurs de protection :

- Les conducteurs de protection doivent être protégés contre les détériorations mécaniques, chimiques et contre les efforts électrodynamiques.
- Hormis les connexions uniquement démontables à l'outil, aucun appareil ne doit être inséré dans les conducteurs de protection, y compris les enroulements éventuels des dispositifs de contrôle de continuité.
- Excepté si elles sont utilisées en tant que conducteurs de protection, les masses ne doivent pas être connectées en série.
- La déconnexion d'un circuit ne doit pas entraîner la déconnexion des autres circuits, ce qui implique que les conducteurs de protection soient unitaires et indépendants.
- Ces connexions doivent rester accessibles pour vérifications et mesures.
- Lorsque la protection contre les contacts indirects est assurée par des dispositifs contre les surintensités (régimes IT, TN), les conducteurs de protection doivent être incorporés à la même canalisation ou à proximité immédiate des conducteurs actifs.

Les conducteurs de neutre et les conducteurs de protection (source Legrand)

Les conducteurs de neutre et les conducteurs de protection (suite)

E TRAITEMENT DU CONDUCTEUR PEN

L'utilisation commune d'un même conducteur pour la fonction de neutre (N) et de conducteur de protection (PE) peut permettre, notamment par l'usage d'appareils tripolaires, une optimisation économique de l'installation.



Exigences normatives

- L'utilisation d'un conducteur PEN est soumise à des exigences normatives précises.
- La fonction de protection est prépondérante, le conducteur PEN doit être réparé par la double coloration vert/jaune (ou à défaut, par des bagues d'extrémité). Le marquage "PEN" est recommandé.
- Le conducteur PEN ne doit être ni sectionné, ni coupé et aucun appareil ne doit être inséré dans le circuit de protection.
- La section minimale du conducteur PEN est de 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium.

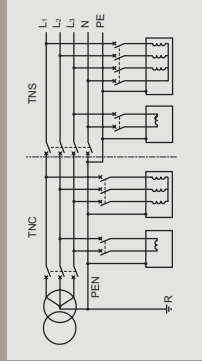
La mise en œuvre du conducteur PEN nécessite des précautions particulières :

- tout risque de rupture du conducteur PEN doit être évité; à ce titre, il est recommandé de ne pas réduire sa section par rapport aux conducteurs de phase
- le conducteur PEN doit être isolé pour la tension nominale par rapport à la terre. À l'intérieur des ensembles cette isolation n'est pas obligatoire, la barre collectrice PEN peut être montée directement sur la structure, mais les masses métalliques (structures, chemins de câbles...) ne doivent pas être utilisées comme conducteur PEN

F COEXISTENCE TN-C ET TN-S

Si ces deux schémas coexistent dans une même installation, le schéma TN-C doit être utilisé en amont du schéma TN-S. Les dispositifs différentiels ne doivent pas être utilisés en schéma TN-C.

Si les dispositifs différentiels sont utilisés pour protéger des départs divisionnaires, le conducteur PEN ne doit pas être utilisé en aval de ces dispositifs et le conducteur PE de ces circuits doit être relié en amont de ces mêmes dispositifs.



Il n'est pas permis de relier le conducteur neutre et le conducteur de protection en aval de leur point de séparation. À l'endroit de cette séparation, chacun des conducteurs doit être relié indépendamment (crosse, borne...).

En règle générale, les circuits terminaux sont réalisés en schéma TN-S (conducteur neutre et PE séparés). S'ils sont réalisés en schéma TN-C (aux conditions de section des câbles requises) et qu'il existe des bornes de connexion séparées pour le neutre et le conducteur de protection, celles-ci doivent être reliées ensemble au conducteur PEN.

! Mesure d'isolement et conducteur PEN

La règle de non-sectionnement du conducteur PEN peut être gênante lors des mesures d'isolement notamment du transformateur HT/BT.

En effet la coupure du conducteur de terre ne permet pas d'isoler totalement les enroulements qui sont toujours reliés au conducteur PEN, lui-même relié à la terre par les conducteurs de protection ou les liaisons équipotentielles de l'installation. Le sectionnement momentané du conducteur PEN devient alors nécessaire.

Deux dispositions sont possibles qu'il s'agit de la seconde soit préférable.

1 - Disposer à proximité immédiate du sectionneur de tête une barrette de coupure ou une borne déconnectable sur le conducteur PEN.

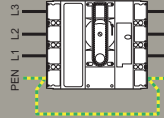
Celle-ci devra être uniquement démontable à l'aide d'un outil et un avertissement devra préciser : "Attention, régime TN-C. Coupure du PEN interdite sauf mesures hors tension".

2 - Installer un appareil sectionneur à 4 pôles (ou mieux 3P+N décalé).

Le pôle du conducteur PEN sera court-circuité par un conducteur vert/jaune de même section. Ce conducteur est déconnecté pour effectuer les

mesures après ouverture du sectionnement.

Cette seconde solution a pour avantage de lier physiquement la continuité du PEN avec la remise sous tension.



Les conditions de distribution de l'énergie

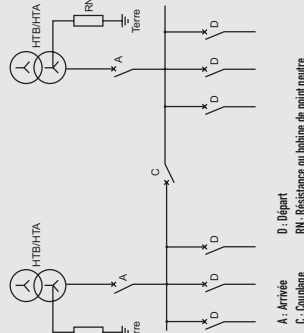
L'électricité est une énergie à la fois souple et adaptable mais elle est difficilement stockable, alors que la consommation des clients et la coïncidence de la demande sont constamment variables.

Ces exigences nécessitent la permanence du transport et la mise à disposition de l'énergie par un réseau de distribution :

- haute tension pour les fortes puissances et les longues distances
- basse tension pour les moyennes et faibles puissances et les courtes distances

Les réseaux de distribution ont comme point de départ les postes sources. Ces postes comportent des transformateurs abaisseurs HTB/HTA à partir desquels la haute tension est distribuée entre 5 kV et 33 kV (souvent 20 kV). La haute tension est distribuée en 3 phases, sans neutre. Les matériels HT actuellement utilisés sont donc de conception triphasée. La mise à la terre du point neutre HT est assurée à travers une résistance ou une bobine de point neutre qui limite le courant en cas de défaut phase-terre. En aval des transformateurs HTB/HTA, la partie HT des postes sources est constituée de matériel débrochant comportant des cellules "arrivée", "couplage" et "départ". A partir des départs on réalise des schémas d'alimentation de types antenne, boucle ou double dérivation.

Schéma de principe de la distribution haute tension

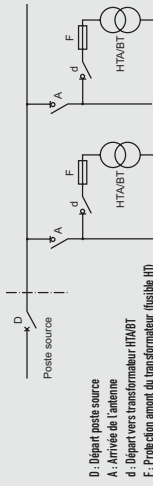


A : Arrivée
C : Couplage
D : Départ
RN : Résistance ou bobine de point neutre

Domaines de tension	Valeur de la tension nominale Un (V)	
	Courant alternatif	Courant continu
Très basse tension TBT	BTA	$Un \leq 120$
	BTB	$120 < Un \leq 750$
Basse tension BT	HTA	$750 < Un \leq 1\,500$
	HTB	$1\,500 < Un \leq 50\,000$
Haute tension HT		$Un > 75\,000$

LES SCHEMAS DE DISTRIBUTION HT

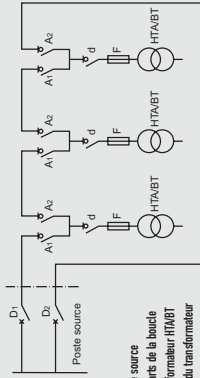
Schéma de distribution en antenne



Il est principalement utilisé dans les zones rurales, en réseau aérien. En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, les utilisateurs sont privés d'alimentation le temps de la réparation.

D : Départ poste source
A : Arrivée de l'antenne
d : Départ vers transformateur HTABT
F : Protection amont du transformateur (fusible HT)

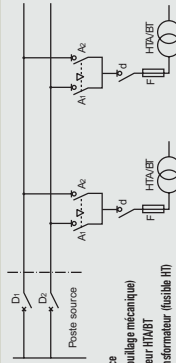
Schéma de distribution en boucle (coupure d'artère)



Il est utilisé en zone urbaine ou en site industriel étendu et a l'avantage de limiter le temps de non-alimentation des utilisateurs situés sur la boucle. En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, on isole le tronçon en défaut par l'ouverture de 2 appareils qui l'encadrent et on réalimente la boucle en refermant le disjoncteur. Le défaut se localise visuellement par un indicateur lumineux installé à l'extérieur du poste de transformation.

D₁, D₂ : Départs poste source
A₁, A₂ : Arrivées/départs de la boucle
d : Départ vers transformateur HTABT
F : Protection amont du transformateur (fusible HT)

Schéma de distribution en double dérivation (ou double antenne)



Il est utilisé pour assurer une continuité de service optimale. En cas de défaut sur l'une des lignes, l'alimentation de la boucle est permise sur la seconde.

D₁, D₂ : Départs poste source
A₁, A₂ : Arrivées (avec verrouillage mécanique)
d : Départ vers transformateur HTABT
F : Protection amont du transformateur (fusible HT)



**LES SCHEMAS DE DISTRIBUTION BT
LES MODES DE LIVRAISON**

LES MODES DE LIVRAISON

➤ Livraison HT

En France, pour les puissances supérieures à 250 kVA, le distributeur d'énergie fournit une alimentation dite de 2^e catégorie comprise entre 5 kV et 33 kV (généralement 20 kV). Dans certains cas (indépendance vis-à-vis du réseau BT), ce type d'alimentation peut être fourni pour une puissance moins importante. Les gros consommateurs sont alimentés à des tensions supérieures (90 kV ou plus).

La livraison HT offre :

- le libre choix du régime de neutre BT (schéma de liaison à la terre)
- une tarification adaptable
- une possibilité d'évolution de la puissance.

En revanche, le client est propriétaire du poste HT/BT : le coût d'investissement et l'entretien sont à sa charge. Le type de poste et sa localisation sont choisis conjointement par le distributeur et le client (dossier de branchement). Le client n'a accès qu'à la partie BT et à l'interrupteur HT.

Le type de tarification proposé fait l'objet d'un contrat. Le distributeur propose un certain nombre d'options permettant à l'utilisateur d'adapter la tarification à son utilisation.

➤ Livraison BT

En France, le réseau de distribution publique BT (EDF ou régies) est en général du type triphasé 50 Hz avec neutre distribué. Ce type d'alimentation sera prévu lorsque la puissance n'excède pas 250 kVA et lorsque l'installation ne risque pas de perturber le réseau de distribution publique.

La livraison BT offre :

- un large choix de tarification en fonction de l'utilisation
 - des coûts d'investissement et d'entretien réduits.
- En revanche elle implique :
- l'obligation du régime du neutre à la terre : schéma TT (sauf applications particulières avec accord du distributeur, voir NF C 14-100)
 - une évolution de puissance limitée.

Le branchement est constitué par les canalisations qui amènent le courant du réseau à l'intérieur des propriétés desservies. Deux types de tarifs sont proposés :

- Tarif bleu : puissance inférieure ou égale à 36 kVA (branchement monophasé jusqu'à 18 kVA et branchement triphasé jusqu'à 36 kVA)
- Tarif jaune : puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA (branchement triphasé)

Pour chaque tarif, le distributeur propose un certain nombre d'options permettant à l'utilisateur d'adapter la tarification à son utilisation.

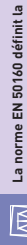
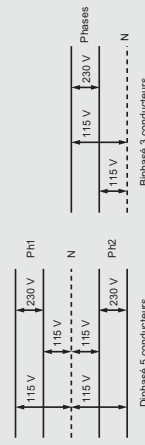
Réseaux de distribution BT normalisés en France



I.B / L'ALIMENTATION EN ENERGIE

Les conditions de distribution de l'énergie (suite)

Réseaux encore existants



La norme EN 50160 définit la tension comme la valeur mesurée au point de fourniture sur un intervalle de temps donné.
Dans des conditions normales d'exploitation, pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces moyennes sur 10 minutes doivent être comprises dans la plage : Un ± 10 %.



La tarification

Le distributeur national EDF propose de nombreux types de contrats adaptés à l'utilisation et à la puissance mais dans tous les cas il est conseillé de contacter le service local, au plus tôt du projet, pour définir les conditions de tarification (consommation) et les caractéristiques de livraison (établissement d'un dossier de branchement).

Installations de 1^{re} catégorie

- Tarif type bleu (≤ 36 kVA) - clients domestiques, agricoles, professionnels, services communaux :
- option base : abonnement annuel selon puissance + consommation (kWh)
- option heures creuses : abonnement annuel selon puissance + consommations différenciées heures pleines / heures creuses + tarification en jours bleus (300 jours), blancs (43 jours) et rouges (22 jours)
- contrats adaptés à l'éclairage public ou à des fournitures spécifiques (utilisations longues, télécommunication)
- tarifications des moyens de production autonomes non connectés au réseau (photovoltaïque, éolien, micro-centrale).
- Tarif type jaune (≤ 250 kVA) - clients professionnels, artisans, commerces :
- option base : prime fixe annuelle + consommations différenciées heures pleines/heures creuses et été/hiver, coefficient de puissance réduite

(dénivellée) et calcul des dépassements (comptage électronique)
- option EJP : principe identique avec coefficients différents et pointe mobile.

Installations de 2^e catégorie

- Tarif vert - clients industriels, tertiaires, à forte consommation :
- A5 base : prime annuelle fixe + consommations différenciées heures de pointe, heures pleines/heures creuses, été/hiver. Coefficients de puissance réduite en fonction des durées d'utilisation. Calcul des dépassements et facturation de l'énergie réactive
- A5 EJP : principe identique, avec coefficients de puissance réduite différents. Différenciation hiver (pointes mobiles/heures d'hiver) et été (heures pleines/heures creuses)
- A8 base : tarification plus complexe avec heures de pointe, heures pleines et heures creuses d'hiver, d'été et de demi-saison
- A8 EJP : coefficients réducteurs différents et pointe mobile en hiver (22 périodes de 18 heures)
- Modulaire : pointe mobile en hiver, demi-saison et saison creuse
- B avec option base, EJP ou modulable : tarification proche de A8 pour plus fortes puissances.
- Tarification à la puissance - gros consommateurs :
- Tarif A, B ou C : calcul de majoration ou de minoration. Livraison en HTA, HTB, 225 KV, 400 KV.



Les conditions de distribution de l'énergie (source Legrand)

Les tensions harmoniques

Dans les réseaux électriques, il apparaît que la forme de l'onde de tension ou de courant n'est pas purement sinusoïdale. Cette déformation est due à la présence des charges ayant des caractéristiques non-linéaires. Ces charges absorbent des courants non-sinusoïdaux provoquant ainsi une déformation de l'onde de tension. L'onde déformée est mathématiquement représentée par l'onde "fondamentale" à la fréquence de 50 Hz, sur laquelle se superpose un certain nombre d'ondes sinusoïdales ayant chacune une fréquence multiple de la fréquence de l'onde fondamentale. Ces dernières sont nommées ondes harmoniques. Elles sont identifiées par leur rang (nombre entier) qui est le rapport entre leur fréquence et la fréquence fondamentale :

$$\text{Rang} = \frac{f_{\text{harmonique}}}{f_{\text{fondamentale}}}$$

Elles sont définies par leur amplitude par rapport à l'onde fondamentale.

Caractérisation de la déformation

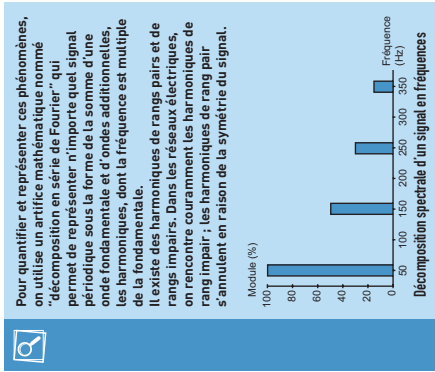
Plusieurs mesures sont utilisées pour caractériser la déformation du signal. Les harmoniques peuvent être exprimées rang par rang, en tension ou en courant, en pourcentage de la valeur de la fréquence fondamentale ou en valeur réelle. La valeur la plus usitée est le taux de distorsion harmonique (TDH ou THD) qui est calculé à partir de la somme de tous les rangs. Ce chiffre unique, donnant la mesure de l'influence thermique de l'ensemble des harmoniques, permet d'effectuer des comparaisons ou d'évaluer l'impact direct sur des récepteurs.

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{A_2^2 + A_3^2 + \dots + A_n^2}}{A_1}$$

A₁ étant la valeur efficace du fondamental et A_n la valeur efficace de l'harmonique de rang n.

La mesure en présence d'harmoniques

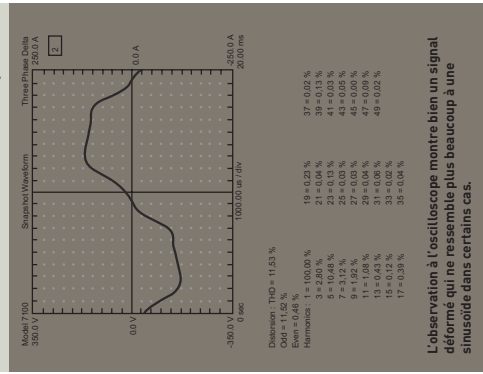
Lorsque la sinusoïde est déformée, il est essentiel de pouvoir mesurer des valeurs efficaces. En effet, certains appareils de mesure bon marché ne fournissent que la valeur efficace du fondamental qui ne représente pas l'image de l'onde réelle. Il est donc important d'utiliser des appareils de technologie RMS



Pour quantifier et représenter ces phénomènes, on utilise un artifice mathématique nommé "décomposition en série de Fourier" qui permet de représenter n'importe quel signal périodique sous la forme de la somme d'une onde fondamentale et d'ondes additionnelles, les harmoniques, dont la fréquence est multiple de la fondamentale. Il existe des harmoniques de rangs pairs et de rangs impairs. Dans les réseaux électriques, on rencontre couramment les harmoniques de rang impair : les harmoniques de rang pair s'annulent en raison de la symétrie du signal.

Les conditions de distribution de l'énergie (suite)

Exemple de mesure de signal déformé et relevé de mesure des harmoniques



Les harmoniques de courant et les harmoniques de tension

Les ondes harmoniques sont de deux types : l'onde de courant et l'onde de tension. A l'origine, les appareils à circuits non linéaires déforment le courant fondamental et génèrent des courants harmoniques. Ces courants, circulant dans l'installation, traversent des impédances et engendrent des tensions harmoniques. C'est le taux de distorsion harmonique de l'onde de tension qui sera utilisé pour définir le degré de pollution de l'installation. Par contre, c'est la mesure du taux de distorsion de l'onde de courant qui est utilisée pour détecter les sources qui sont à l'origine de cette pollution.

Les éléments générateurs d'harmoniques

La déformation du signal électrique est due à des nombreux types d'appareils cités de manière non exhaustive dans la liste ci-dessous.

- Tous les appareils possédant une alimentation redressée monophasée suivie d'un découpage (rangs 3, 5, 7) : télévisions, ordinateurs, fax, lampes à ballast électronique...
- Les gradateurs monophasés utilisant la variation de l'angle de phase (rangs 3, 5, 7) : variateurs, régulateurs, démarreurs...
- Les équipements à arc (rangs 3, 5) : fours, soudure...
- Les redresseurs de puissance à thyristors (rangs 5, 7) : alimentation de moteurs à vitesse variable, de fours, d'onduleurs...
- Les machines à circuit magnétique si celui-ci est saturé (rang 3) : transformateurs, moteurs...
- Les appareils d'éclairage à arc contrôlé (rang 3) : lampes à ballast électromagnétique, lampe à vapeur haute pression, tubes fluos...

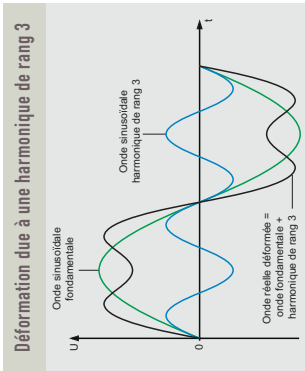
Les conséquences et effets des harmoniques

La présence d'harmoniques dans l'installation a des conséquences liées aux valeurs de crête (claquages diélectriques), aux valeurs efficaces (échauffements supplémentaires) et au spectre en fréquence (vibrations et usures mécaniques) des ondes de tension et de courant harmoniques.

Les effets peuvent être classés en deux types : les effets instantanés et à court terme et les effets à long terme. Ils ont tous deux un impact économique sur l'exploitation de l'installation suite à une dégradation du rendement énergétique, à la destruction de certains appareils, au surdimensionnement de certains équipements ainsi qu'à de probables pertes de production.

A court terme, la présence d'harmoniques provoque, entre autres :

- des déclenchements intempestifs des appareils de protection
- des perturbations des systèmes à courants faibles et des systèmes de commande et de régulation
- des vibrations et bruits anormaux dans les tableaux électriques, les moteurs et les transformateurs
- la destruction de condensateurs.



A plus long terme, la présence d'harmoniques a surtout un effet thermique. La surcharge en courant provoque des échauffements supplémentaires et par conséquent un vieillissement prématuré des équipements. On constate particulièrement :

- un échauffement des transformateurs et machines électriques suite aux pertes supplémentaires
- un échauffement des conducteurs par augmentation des pertes joule et diélectriques
- la destruction de matériaux (condensateurs, disjoncteurs...).

■ Les harmoniques de rang 3

Dans les installations dans lequel le neutre est distribué, la présence d'harmoniques de rang 3 et multiples de 3 peut provoquer des surcharges importantes dans ce conducteur.

La valeur efficace du courant circulant dans le conducteur neutre, en fonction du degré de pollution en harmonique 3, peut devenir supérieur à celle du courant circulant dans les conducteurs de phase.

Dans ce cas, il sera alors nécessaire de surdimensionner le conducteur neutre en conséquence et adapter la protection associée. La norme NF-C 15-100 indique,

en fonction du pourcentage d'harmonique 3, les coefficients majorateurs à appliquer sur la section du conducteur neutre (voir page 278).

Exemple

Soit un circuit 3P+N, prévu pour 170 A, en schéma TNS, dont le taux d'harmoniques 3 est supérieur à 33 %.

Lors du dimensionnement des câbles de phases, il faut prendre en compte le coefficient de réduction de 0,84 (neutre chargé, voir page 278). Cela impose une

section minimum de 70 mm² par phase. Le conducteur de neutre sera dimensionné pour supporter un courant de 1,45 x 170 A = 247 A, soit une section de 95 mm². Il faut donc choisir un disjoncteur capable de supporter le courant susceptible de traverser le neutre :

In appareil $\geq I_n$ neutre $\Rightarrow I_n = 250$ A

Mais l'appareil doit être réglé en fonction du courant susceptible de parcourir les phases :

$I_r \geq I_n$ phases $\Rightarrow I_r \geq 170$ A (et < 206 A, limite du câble).
Un disjoncteur 250 A neutre coupé non protégé, réglé à 0,7 convient donc pour cette application.

D'autres solutions, telles que l'utilisation d'un transformateur triangle/étoile permet de limiter les propagations d'harmoniques 3 dans l'installation.

Harmoniques de rang 3 dans le neutre



Les conditions de distribution de l'énergie (suite)

■ Les moyens de correction

Dans un premier temps, il est nécessaire d'agir sur la structure de l'installation :

- augmentation de la section du conducteur neutre
- utilisation de protections adaptées
- regroupement des charges polluantes (avec éventuellement une séparation de source)
- utilisation de transformateurs à bobinages spécifiques
- raccordement des équipements sensibles à distance des charges polluantes

- raccordement des charges polluantes sur la source présentant l'impédance la plus faible et le plus en amont possible (réduction de l'impédance de ligne).
Il est aussi nécessaire de s'assurer que les batteries de condensateurs dédiées à la compensation du facteur de puissance ne puissent pas entrer en résonance (utilisation éventuelle d'inductances anti-harmoniques placées en série) et de choisir un régime de neutre favorable (éviter le TN-C).
Lorsque que les mesures précédemment citées ne suffisent pas, il faut alors recourir à l'utilisation de filtres passifs ou actifs.



A l'opposé des perturbations que sont les transitoires, les surtensions, les micro-courants... dont les effets directs ou réciproques entre appareils sont à la fois visibles et identifiables, les harmoniques ont pour particularité de ne pas montrer d'influence locale directe. Les harmoniques désignent un phénomène global où chaque utilisateur n'apporte qu'une petite fraction des perturbations dégradant le réseau, mais dont les effets cumulés sont de plus en plus importants.

➤ Les tensions interharmoniques

Ce phénomène désigne des composantes de fréquence situées entre les harmoniques. Elles sont dues aux convertisseurs de fréquence, aux onduleurs, aux machines tournantes pilotées, aux appareils à arc. Leur interaction peut provoquer des phénomènes de flicker, mais c'est surtout vis-à-vis des signaux d'information transmis sur le réseau qu'ils doivent être identifiés et contrôlés.

➤ Les signaux d'information transmis sur le réseau

Le réseau est utilisé par le distributeur pour la transmission de commandes ou de mesures. Les fréquences de ces signaux varient de quelques dizaines d'herz à plusieurs kilohertz. En revanche, le réseau ne doit pas être utilisé pour la transmission des signaux d'information des installations privées. Ceux-ci, dits à courant porteur, utilisent des fréquences de l'ordre de quelques dizaines à quelques centaines de kilohertz. Le niveau de tension qu'elles peuvent générer sur le réseau est également fixé par la norme EN 50160.

Les conditions de distribution de l'énergie (source Legrand)

Les sources

Indépendamment de leur usage, les sources se distinguent essentiellement par leur puissance, leur autonomie, l'origine de leur énergie et leur coût d'exploitation.

LES TRANSFORMATEURS HTA/BT

Les transformateurs sont généralement abaissés, et permettent d'alimenter des installations basse tension à partir d'un réseau haute tension. Il existe deux types de transformateurs qui se distinguent par leur mode de construction : les transformateurs immergés et les transformateurs secs.

➤ Transformateurs immergés

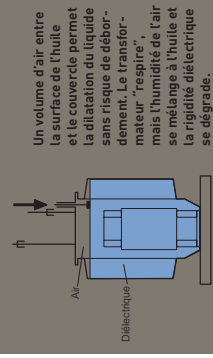
Le circuit magnétique et les enroulements sont immergés dans un diélectrique liquide qui assure l'isolation et l'évacuation des pertes calorifiques du transformateur. Ce liquide se dilate en fonction de la charge et de la température ambiante.

Les PCB et TCB sont désormais interdits, l'huile minérale est généralement utilisée. Elle est inflammable et nécessite des mesures de protection contre les risques d'incendie, d'explosion et de pollution.

Les protections les plus utilisées sont le DGPT ou le DGP2 : Détecteur de Gaz, de Pression et de Température à 1 ou 2 niveaux de détection sur la température. Ce système permet la coupure de la charge BT (1^{er} niveau) puis de l'alimentation HT (2^e niveau) lors d'une défaillance à l'intérieur du transformateur. Un bac de rétention permet de récupérer la totalité du liquide diélectrique.

Des quatre types de transformateurs immergés : transformateurs respirants, transformateurs à matelas de gaz, transformateurs avec conservateur et transformateurs à remplissage intégral, seuls ces derniers sont actuellement installés.

Transformateurs respirants



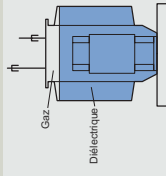
Normes de construction pour les transformateurs immergés

Puissance de 50 à 2 500 kVA (25 kVA possible) :
Tension primaire jusqu'à 36 kV
Tension secondaire jusqu'à 1,1 kV
NFC 52-112-x, HD 428-x-51 (x de 1 à 4)
Puissance > 2 500 kVA :
Tension HTA supérieure à 36 kV
NFC 52-100, CEI 60074-x, HD 398-x (x de 1 à 5)

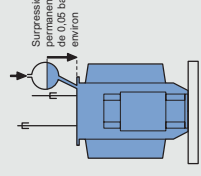
➤ Transformateurs secs

Ce type de transformateur a l'avantage de ne présenter aucun risque de fuite ou de pollution. En revanche, il nécessite des précautions de mise en œuvre et de maintenance (local ventilé, dépoussiérage...). Les enroulements sont généralement équipés de sondes de détection afin de surveiller les températures internes et permettre le déclenchement de la charge et de l'alimentation si un problème thermique apparaît.

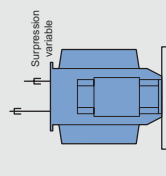
Transformateurs à matelas de gaz



Transformateurs avec conservateur



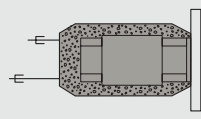
Transformateurs à remplissage intégral



Normes de construction pour les transformateurs secs

Puissance de 100 à 2 500 kVA :
Tension primaire jusqu'à 36 kV
Tension secondaire jusqu'à 1,1 kV
NFC 52-115-x, HD 538-x-51 (x de 1 à 2)
NFC 52-726

Transformateurs secs



Les sources (source Legrand)

Les sources (suite)

Caractéristiques des transformateurs HTA/BT

Caractéristiques usuelles	
Puissance assignée (kVA)	50 à 2500 P = U ₁ · I ₁ · √3
Fréquence (Hz)	50 - 60
Type de fonctionnement	Abaisseur, élévateur ou réversible
Tensions assignées	Primaire U ₁ (kV) 5,5 - 6,6 - 10 - 15 - 20 - 33 Secondaire U ₂ (V) 237 - 410 - 525 - 690
Tensions d'isolement U _i	Primaire (kV) 7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 Secondaire (kV) 1,1
Tension de court-circuit (%)	Pourcentage de la tension primaire assignée à appliquer pour avoir l'intensité nominale quand le secondaire est en court-circuit. En général : 4% pour P ≤ 630 kVA et 6% pour P > 630 kVA
Réglage hors tension par prise de réglage	Prises manœuvrables hors tension agissant sur la plus haute tension pour adapter le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation. Les valeurs standard sont de ± 2,5%.
Altitude d'utilisation	≤ 1000 m (standard NFC 15-100 & CEI 76)
Températures d'utilisation	Standard de -25°C à +40°C (standard NFC 15-100 & CEI 76) Moyenne journalière du mois le plus chaud 30°C (standard NFC 15-100 & CEI 76) Moyenne annuelle 20°C (standard NFC 15-100 & CEI 76)
Mode d'installation	Extérieure sur poteau Extérieure ou intérieure en cabine Toutes puissances

Caractéristiques liées au mode de construction

Mode de construction	Immergé	Sec
Dieléctrique	Huile minérale en général	Enrobage dans la résine
Classe thermique d'échauffement	A préciser	A préciser
Refroidissement	Naturel Air Natural (AN) Forcé Air Forced (AF)	Oil Natural Air Natural (ONAN) Oil Natural Air Forced (ONAF)
Raccordement HT	Boulonné Sur plages	Sur traversées porcelaine
Accessoires MT	Embrochable Sur parties fixes embrochables HN 52 S41	
Raccordement BT	Verrouillage du panneau MT avec serrure Parties mobiles embrochables HN 52 S61 avec verrouillage serrure	
Accessoires de protection interne	Par traversées porcelaine, par passe barres Capot BT	sur jeu de barres ou autre
Autres accessoires	DPT, DPT2, relais Buchholz + assécheur d'air... Doigt de gant, vanne de vidange, verrouillage	sonde de température interne verrouillage

Configurations de branchement primaire/secondaire

Désignation symbolique des branchements	
Branchement	Triangle Etoile Zigzag
Schéma	Triangle Etoile Zigzag
Lettre	Triangle D ou d Etoile Y ou y Zigzag Z ou z
Remarques	Triangle Plus adapté aux courants importants Etoile Simple, robuste et adapté aux très hautes tensions Zigzag Utilisé côté secondaire des transformateurs de distribution

Les sources (source Legrand)

Indice horaire

La désignation des branchements (par lettre) est complétée par un chiffre qui indique le déphasage angulaire, par exemple Yy6, Yd11, Yyn0 (neutre sorti). Plus tôt que d'exprimer le déphasage angulaire entre les vecteurs tensions primaire/secondaire (pôle à pôle ou phase à phase) en degrés, on utilise un moyen plus descriptif : l'indice horaire. On suppose le vecteur tension coté primaire situé à midi, l'indice horaire indique la position de l'heure sur laquelle est situé le vecteur correspondant coté secondaire.

Exemple : indice horaire 5 (déphasage 150°)

Les configurations de branchement primaire/secondaire les plus utilisées, sont :

- étoile/étoile (Yy) : robuste, simple, neutre accessible, mais mal adapté en régime déséquilibré et très forts courants
- étoile/triangle (Yd) : bonne tenue en régime déséquilibré, pas d'harmoniques de rang 3 mais la distribution BT quatre fils n'est pas possible (pas de neutre au secondaire)
- triangle/étoile (Dy) : pas de point neutre au primaire mais possibilité de neutre au secondaire (mise à la terre et distribution 4 fils)
- étoile/Zigzag (Yz) : primaire adapté à la HT, possibilité de point neutre mis à la terre, pas d'harmoniques de rang 3, bonne tenue en régime déséquilibré, chutes de tension internes faibles mais coût et encombrement plus élevés et réalisation plus délicate
- triangle/Zigzag (Dz) : même qualité que précédemment avec une tenue améliorée en régime déséquilibré mais pas de point neutre au primaire

Dimensionnement des conducteurs et des protections (source Legrand)

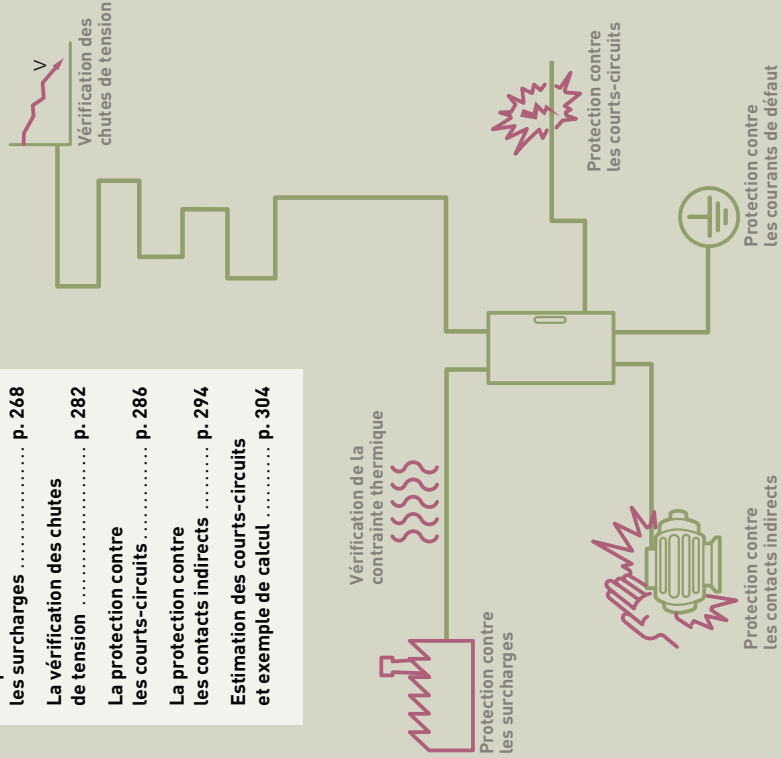
Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MELLEC.ORG

LES CHOIX

Dimensionnement des conducteurs et des protections

- La protection contre les surcharges p. 268
- La vérification des chutes de tension p. 282
- La protection contre les courts-circuits p. 286
- La protection contre les contacts indirects p. 294
- Estimation des courts-circuits et exemple de calcul p. 304

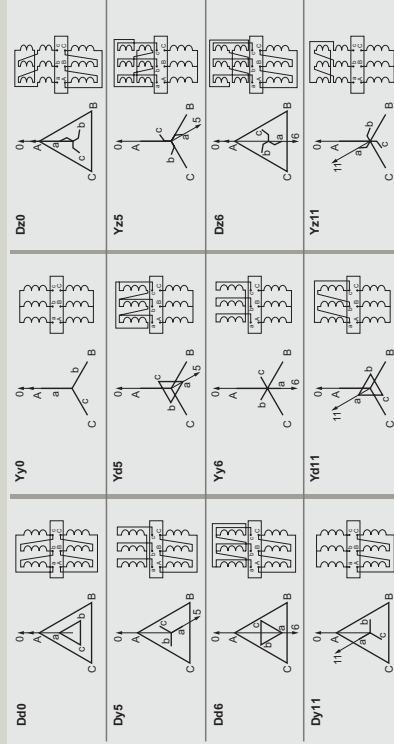


266

I.B / L'ALIMENTATION EN ENERGIE

Les sources (suite)

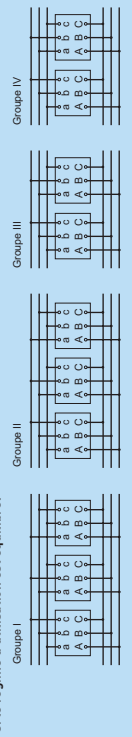
Couplages usuels des transformateurs



Marche en parallèle des transformateurs

Pour que deux transformateurs triphasés puissent fonctionner en parallèle, il faut que ceux-ci aient :

- un rapport de leur puissance ≤ 2
- des caractéristiques de tensions égales (rapport de transformation)
- des caractéristiques de court-circuit égales (% de tension)
- des branchements étoile, triangle compatibles
- des indices horaires identiques (liaisons bornes à bornes) ou appartenant au même groupe de couplage si le régime d'utilisation est équilibré.



Indices horaires 0 4 8 6 10 2 1 5 7 11

Des possibilités de marche en parallèle de transformateurs de groupes différents sont possibles en modifiant connexions ou branchements, mais elles devront être impérativement soumises à l'approbation des constructeurs.

46

La protection contre les surcharges

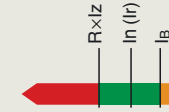
Le passage d'un courant électrique dans un conducteur engendre un échauffement proportionnel au carré de l'intensité : c'est l'effet Joule. Partant de cet axiome, il faut déterminer le courant admissible Iz du conducteur en fonction de sa section, de sa nature et de ses conditions d'installation (modes de pose). Un préalable qui permettra ensuite de choisir une protection adaptée contre les surcharges.

Le courant réel d'emploi I₀ ne doit pas excéder le courant assigné (calibre In ou réglage Ir) de l'appareil de protection dont la valeur elle-même ne doit pas dépasser celle du courant admissible par la canalisation Iz. La valeur Iz doit être réduite d'un coefficient R en cas de protection par fusible.

Il convient donc de respecter : $I_0 \leq I_n \leq R \times I_z$
avec :
R = 1 pour les disjoncteurs
R = 0,75 pour les fusibles gG < 16 A
R = 0,9 pour les fusibles gG ≥ 16 A.

⚠ Pour les disjoncteurs réglables, il est conseillé de choisir Iz supérieur au calibre In nominal de l'appareil. Les conséquences d'un réglage thermique Ir inadapté ou d'une évolution du courant d'emploi I₀ seront sans risque.

Zones de charge d'une canalisation



La valeur In (Ir) doit se trouver dans la zone verte

Dans la zone rouge, la canalisation est surchargée

Dans la zone orange, la protection est sous-calibrée avec risque de disjonction intempestive

La valeur Iz représente l'intensité maximale que peut supporter la canalisation en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

C'est par le choix judicieux des dimensions des conducteurs dans les canalisations et des caractéristiques des appareils de protection que seront assurées les protections de base de l'installation :

- protection contre les surcharges
- limitation des chutes de tension
- vérification contre les courts-circuits
- protection contre les contacts indirects.

Il faut reconnaître que le calcul complet des installations est suffisamment long, complexe voire rébarbatif pour avoir justifié le développement permanent de moyens d'aide pratique : abaques, tableaux-mémos ... et aujourd'hui programmes informatiques qui permettent d'obtenir vite des résultats précis et fiables. Sans contester ces progrès indéniables, force est de reconnaître que plus les outils sont élaborés et moins nous savons comment ils fonctionnent. C'en est un peu comme d'ouvrir le capot de nos automobiles modernes...

Les pages qui suivent ont, face à ce constat, l'objectif de rappeler les règles essentielles qui permettent de dimensionner les conducteurs et les surcharges, les chutes de tension, les courts-circuits, les contacts indirects) en fonction des paramètres de l'installation : physiques (nature des conducteurs, conditions de pose, température, longueurs des lignes...) et électriques (puissance, court-circuit, présumé, courants d'emploi...)



Les règles de choix, de détermination et de mise en œuvre des canalisations sont spécifiées par la partie 52 de la NF C 15-100. Elles sont reprises dans le guide pratique UTE C 15-105 qui propose plusieurs méthodes de calcul visant justement au respect de ces règles. Le guide UTE C 15-500 a le même objectif et, tout en gardant sensiblement les mêmes principes de calcul, est spécifiquement destiné aux logiciels et à leur approbation.

Des exemples de détermination sont donnés pour chaque paramètre. La démarche complète d'estimation des courants de court-circuit à tous les niveaux de l'installation est illustrée au chapitre II.A.5.



La protection contre les surcharges (source Legrand)

temps d'utilisation; les conditions de fonctionnement et l'organisation peuvent changer
- penser aux extensions prévisionnelles (une réserve de 20 % est conseillée même si, dans la pratique, c'est plus souvent la place que l'énergie qui manque)
- pour les circuits d'éclairage et les moteurs, utiliser les coefficients majorateurs repris dans la NFC 15-100 et dans les guides associés
- utiliser une majoration pour les circuits alimentant des batteries de condensateurs (voir page 37).

DETERMINATION DU COURANT REEL D'EMPLOI I₀

L'analyse exacte de toutes les utilisations et surtout la connaissance réelle des puissances de chaque récepteur ne sont pas toujours évidentes, c'est pourquoi dans la pratique il est nécessaire de prendre des coefficients de sécurité souvent forfaitaires pour éviter de sous-dimensionner l'installation :
- ne pas dépasser une charge théorique des circuits de 80 % (x 0,8) (une surcharge occasionnelle, une extension non prévue, une température ambiante anormale verront leurs conséquences limitées)
- éviter de considérer un facteur minorant sur le

La protection contre les surcharges (source Legrand)

Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MEL.EC.ORG

II. A. DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les surcharges (suite)

Caractéristiques des conducteurs

- Les éléments suivants sont à prendre en considération.
- La nature de l'âme, en cuivre ou en aluminium.
 - La nature de l'isolant qui définit la température maximale admissible en fonctionnement, notée PR pour les isolants supportant 90°C (EPR, PRC...) et PVC pour ceux supportant 70°C (voir les caractéristiques des conducteurs page 492).
 - Le nombre de conducteurs chargés :
 - 3 pour le triphasé
 - 3 pour le triphasé avec neutre distribué
 - 2 pour le biphase
 - 2 pour le monophasé (phase + neutre).
 - Exemple : un câble triphasé isolé au PVC et constitué de 3, 4 ou 5 conducteurs sera noté PVC 3.



La détermination de la section des conducteurs dans les ensembles d'appareillage (tableaux basse tension par exemple) n'est pas explicitement prévue par la norme NFC 15-100, bien que le calcul selon les modes de pose 31 et 32 soit conseillé en commentaire. La norme EN 60439-1 définit des courants retenus pour les essais d'échauffement pour des conducteurs cuivre isolés PVC. Un tableau "guide" tenant compte des habitudes du métier est proposé page 279.

Canalisations : modes de pose

- La norme définit un certain nombre de modes de pose représentatifs des diverses conditions d'installation. Dans les tableaux suivants, ils sont regroupés sous quatre rubriques :
- pose à l'air libre
 - pose sous conduit ou goulotte à l'air libre
 - pose enterrée.
- En fonction du mode de pose retenu, les tableaux indiquent la méthode de référence (B, C, D, E, F) nécessaire à la lecture du tableau des courants admissibles dans les conducteurs, ainsi qu'un éventuel facteur de correction lié à ce mode de pose.

Si le mode de pose varie le long du parcours d'un câble ou conducteur, le courant admissible doit être déterminé pour la partie la plus défavorable. Néanmoins, pour une pose à l'air libre, on ne prendra pas en compte un passage sous conduit de moins de 1 m, ou un passage encasturé sur moins de 0,20 m.



Extrait du tableau des courants admissibles

Méthodes de référence	Isolant et nombre de conducteurs									
	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2
B	C	D	E	F	B	C	D	E	F	B
Conducteurs cuivre	1,8	15,5	17,5	18,5	19,5	2,2	2,3	2,4	2,6	2,6
Conducteurs aluminium	2,4	21	26	35	37	40	41	42	43	44
Section (mm²)	4	3,6	4,1	4,3	4,8	5,1	5,4	5,5	6,3	6,6
	10	50	57	60	63	70	75	81	86	86
	25	89	96	101	112	119	127	133	149	156
	35	110	119	126	138	147	158	166	185	195
	50	156	166	176	193	203	216	226	253	265
	70	210	223	238	258	269	283	298	328	352
	95	277	299	326	352	366	382	410	450	473
	120	354	384	416	444	460	480	510	560	590
	150	444	480	516	546	570	600	630	690	730
	185	550	594	636	666	696	726	756	810	850

Le courant admissible Iz pour une section normalisée de conducteur doit être choisi pour une valeur immédiatement supérieure à la valeur théorique déterminée Izth.



DETERMINATION DU COURANT REEL D'EMPLOI I_b DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS



Le guide UTE C15-105 décrit une méthode de détermination du courant maximal d'emploi qui s'appuie sur la connaissance de la puissance de chaque circuit d'utilisation pour lequel sont attribués différents coefficients.

- Coefficients minorants :
- facteur de simultanéité lié au foisonnement des circuits (prises de courant par exemple)
- facteur d'utilisation (ou de charge) généralement choisi entre 0,7 et 0,8.
- Coefficients majorants :
- facteur lié au rendement ou au cos φ dégradé (lampes à fluorescence) et à des surintensités (démarrage moteurs)
- facteur de prévision d'extension de l'installation.

Exemple de calcul pour un circuit alimentant des réglettes à tubes fluorescents

La puissance d'une réglette à fluorescence 2 x 36 W censée être, considérée égale à 2 x 36 x 1,8 = 130 W.

Un disjoncteur DX20A permettrait en théorie de protéger :

$$\frac{20(A) \times 230(V)}{130(W)} \approx 35 \text{ réglettes}$$

Nombre qu'il convient de limiter à 29 pour respecter un coefficient d'utilisation de 80 %.

DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS

La section des conducteurs est déterminée à partir de la connaissance du courant maximal admissible Iz de la canalisation lui-même déterminé à partir des conducteurs et de leur condition d'emploi. La norme CEI 60364-5-52 permet de déterminer les valeurs de courants selon les principes fondamentaux d'exploitation des installations et de sécurité des personnes. Les éléments principaux en sont repris ci-après.

Le tableau des courants admissibles (page 279) permet de déterminer directement la section des conducteurs en fonction :

- du type de conducteur ;
- de la méthode de référence (mode de pose)
- du courant admissible Iz théorique (Izth)
- Izth est calculé par l'application de l'ensemble des facteurs de correction f à la valeur Iz du courant d'emploi. Les facteurs f sont déterminés selon le mode de pose, le groupement, la température, etc.

$$I_b = I_{zth} \times f \text{ d'où } I_{zth} = \frac{I_b}{f}$$















Numéro mode de pose	Exemple	Description	Câbles et conducteurs posés à l'air libre		Références des tableaux spécifiques des facteurs liés aux groupements (voir page 273)	
			Méthode de référence	Facteur de correction	Circuits	Conduits
11		Câbles mono ou multiconducteurs, avec ou sans armature, fixés au mur	C	1	T1, D2	T2
11A		Câbles mono ou multiconducteurs, avec ou sans armature, fixés à un plafond	C	0,95	T1, D3	T2
12		Câbles mono ou multiconducteurs, posés sur des chemins de câbles ou tablettes non perforées	C	1	T1, D2	T2
13		Câbles multiconducteurs sur des chemins de câbles ou tablettes non perforées	E	1	T1, D4	T2
13A		Câbles monoconducteurs sur des chemins de câbles ou tablettes non perforées	F	1	T1, D4	T2
14		Câbles multiconducteurs sur des corbeaux sur des chemins de câbles en treillis soudé	E	1	T1, D5	T2
14A		Câbles monoconducteurs sur des corbeaux sur des chemins de câbles en treillis soudé	F	1	T1, D5	T2
16		Câbles multiconducteurs sur échelles à câbles	E	1	T1, D5	T2
16A		Câbles monoconducteurs sur échelles à câbles	F	1	T1, D5	T2
17		Câbles multiconducteurs suspendus à un câble porteur ou autoporteurs	E	1	T1, D5	T2
17A		Câbles monoconducteurs suspendus à un câble porteur ou autoporteurs	F	1	T1, D5	T2
18		Conducteurs nus ou isolés sur isolateurs	C	1,21	-	-
25		Câbles mono ou multiconducteurs : - dans des faux plafonds - dans des plafonds suspendus non démontables	B	0,95	T1, D1	-

La protection contre les surcharges (suite)

Numéro mode de pose	Exemple	Description	Câbles sous conduits ou goulotte posés à l'air libre		Références des tableaux spécifiques des facteurs liés aux groupements (voir page 273)	
			Méthode de référence	Facteur de correction	Circuits	Conduits
3		Conducteurs isolés dans des conduits en montage apparent	B	1	T1, D1	T5
3A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits en montage apparent	B	0,9	T1, D1	T5
4		Conducteurs isolés dans des conduits profilés en montage apparent	B	1	T1, D1	T5
4A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés en montage apparent	B	0,9	T1, D1	T5
31		Conducteurs isolés dans des goulottes fixées aux parois en parcours horizontal	B	1	T1, D1	-
31A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des goulottes fixées aux parois en parcours horizontal	B	0,9	T1, D1	-
32		Conducteurs isolés dans des goulottes fixées aux parois en parcours vertical	B	1	T1, D1	-
32A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des goulottes fixées aux parois en parcours vertical	B	0,9	T1, D1	-
34		Conducteurs isolés dans des goulottes suspendues	B	1	T1, D1	-
34A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des goulottes suspendues	B	0,9	T1, D1	-
71		Conducteurs isolés dans plinthes et moulures en bois	B	1	T1, D1	-
73		Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des chambranles	B	1	-	-
73A		Câbles multiconducteurs dans des chambranles	B	0,9	-	-
74		Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des huisseries de fenêtre	B	1	-	-
74A		Câbles multiconducteurs dans des huisseries de fenêtre	B	0,9	-	-






La protection contre les surcharges (source Legrand)




DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS

Numéro mode de pose	Exemple	Description	Méthode de référence	Facteur de correction	Référence des tableaux spécifiques des facteurs liés aux groupements (voir page 275)	
					Circuits	Conduits
1		Conducteurs isolés dans des conduits encastrés dans les parois thermiquement isolantes	B	0,77	T1, D1	T5
2		Câbles multiconducteurs dans des conduits encastrés dans les parois thermiquement isolantes	B	0,7	T1, D1	T5
5		Conducteurs isolés dans des conduits encastrés dans une paroi	B	1	T1, D1	T6
5A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi	B	0,9	T1, D1	T6
21		Câbles mono ou multiconducteurs dans des vides de construction	B	0,95	T1, D1	-
22		Conducteurs isolés dans des conduits dans des vides de construction	B	0,95	T1, D1	T5
22A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits dans des vides de construction	B	0,865	T1, D1	T5
23		Conducteurs isolés dans des conduits profilés dans des vides de construction	B	0,995	T1, D1	T5
23A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés dans des vides de construction	B	0,865	T1, D1	T5
24		Conducteurs isolés dans des conduits profilés noyés dans la construction	B	0,95	T1, D1	T6
24A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés noyés dans la construction	B	0,865	T1, D1	T6
25		Câbles mono ou multiconducteurs : - dans des plafonds - dans des plafonds suspendus	B	0,95	T1, D1	-

II. A. DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les surcharges (suite)

Numéro mode de pose	Exemple	Description	Méthode de référence	Facteur de correction	Référence des tableaux spécifiques des facteurs liés aux groupements (voir page 275)	
					Circuits	Conduits
33		Conducteurs isolés dans des goulottes encastrées dans des planchers	B	1	T1, D1	-
33A		Câbles mono ou multiconducteurs dans des goulottes encastrées dans des planchers	B	0,9	T1, D1	-
41		Conducteurs isolés dans des conduits ou câbles mono ou multiconducteurs dans des caniveaux fermés, en parcours horizontal ou vertical	B	0,95	T1, D1	T5
42		Conducteurs isolés dans des conduits dans des caniveaux ventilés	B	1	T1, D1	T5
43		Câbles mono ou multiconducteurs dans des caniveaux ouverts ou ventilés	B	1	T1, D1	-

Câbles enterrés						
Numéro mode de pose	Exemple	Description	Méthode de référence	Facteur de correction	Référence des tableaux spécifiques des facteurs liés aux groupements (voir page 275)	
					Circuits	Conduits
61		Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits ou dans des conduits profilés enterrés	D	0,8	T3	T7
62		Câbles mono ou multiconducteurs enterrés sans protection mécanique complémentaire	D	1	T4	-
63		Câbles mono ou multiconducteurs enterrés avec protection mécanique complémentaire	D	1	T4	-

La protection contre les surcharges (source Legrand)

La protection contre les surcharges (source Legrand)

Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MEL.EC.ORG

II. A. DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les surcharges (suite)

T4 - Facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol. Câbles monoconducteurs ou multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement

Nombre de câbles ou de circuits	Distance "a" entre câbles ou groupements de 3 câbles monoconducteurs	1 diamètre de câble			Câbles multiconducteurs
		0,25 m	0,50 m	1,0 m	
2	0,76	0,79	0,84	0,88	
3	0,64	0,67	0,74	0,79	
4	0,57	0,61	0,69	0,75	
5	0,52	0,56	0,65	0,71	
6	0,49	0,53	0,60	0,69	

T5 - Facteurs de correction en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition

Nombre de circuits disposés verticalement	Nombre de circuits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1,00	0,94	0,91	0,88	0,87	0,86
2	0,92	0,87	0,84	0,81	0,80	0,79
3	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75	0,74
4	0,82	0,78	0,74	0,73	0,72	0,72
5	0,80	0,76	0,72	0,71	0,70	0,70
6	0,79	0,75	0,71	0,70	0,69	0,68

T7 - Facteurs de correction pour conduits enterrés disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble multiconducteur ou d'un groupement de 3 câbles monoconducteurs par conduit

Nombre de conduits	nulle (conduits joints)	Distance "a" entre conduits		
		0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,87	0,93	0,95	0,97
3	0,77	0,87	0,91	0,95
4	0,72	0,84	0,89	0,94
5	0,68	0,81	0,87	0,93
6	0,65	0,79	0,86	0,93



DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS

Groupement de circuits

Les tableaux de modes de pose renvoient également à des tableaux spécifiques à utiliser pour déterminer les facteurs de correction liés au groupement des circuits et conduits :

- tableau T1, facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou plusieurs câbles multiconducteurs
- tableau T2, facteurs de correction pour pose en plusieurs couches
- tableau T3, facteurs de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré
- tableau T4, facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles enterrés
- tableau T5, facteurs de correction en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition

- tableau T6, facteurs de correction en fonction du nombre de conduits enterrés ou noyés dans le béton et de leur disposition
- tableau T7, facteurs de correction pour conduits enterrés non joints.

⚠ Pour les groupements de circuits, les coefficients de correction seront appliqués uniquement aux circuits normalement chargés : > 30 % du courant admissible pour les méthodes de référence B et D > 70 % pour les méthodes C, E et F
De même, il n'est pas tenu compte des conducteurs utilisés pour la commande et la signalisation.

T1 - Facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou plusieurs câbles multiconducteurs

Disposition de circuits ou de câbles joints ⁽¹⁾	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
D1 : Enterrés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40	0,40
D2 : Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles		
D3 : Simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles		
D4 : Simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles		
D5 : Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, treillis soudés, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles		

(1) Les câbles sont considérés comme joints si la distance les séparant n'exécède pas 2 fois le diamètre du plus gros des câbles

T2 - Facteurs de correction pour pose en plusieurs couches

Nombre de couches	9 et plus					8 à 7					6 à 5					4 et plus								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Coefficient	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66	1,00	0,71	0,58	0,50	0,45	0,41	0,38	0,35	0,30	0,29	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25

T3 - Facteurs de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré

Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs	Coefficient											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Coefficient	1,00	0,71	0,58	0,50	0,45	0,41	0,38	0,35	0,30	0,29	0,25	0,22

LES CHOIX

► Température ambiante

La température ambiante a une influence directe sur le dimensionnement des conducteurs. La température à prendre en compte est celle de l'air autour des câbles (pose à l'air libre), et celle du sol pour les câbles enterrés. Le tableau T8 pour les câbles posés dans l'air, et le tableau T9 pour les câbles enterrés indiquent les coefficients de réduction à prendre en compte en fonction de la température ambiante et du type de conducteur.

Les températures de référence, pour lesquelles aucun coefficient n'est à prendre en considération, sont respectivement de 30°C pour les câbles dans l'air et de 20°C pour les câbles enterrés. Dans le cas des câbles enterrés, il y a lieu de prendre en compte la résistivité thermique du sol. Les valeurs des facteurs de correction sont consignées dans le tableau T10.

T8 - Facteurs de correction pour les températures ambiantes dans l'air

Température ambiante (°C)	Isolation		PR
	Caoutchouc	PVC	
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
25	1,15	1,12	1,08
30	1,07	1,06	1,04
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55		0,61	0,76
60		0,50	0,71
65			0,65
70			0,58
75			0,50
80			0,41

Les facteurs (T8) ci-dessus ne prennent pas en compte l'influence du rayonnement solaire direct. Si requis, un coefficient réducteur supplémentaire de 0,85 sera appliqué.



La température ambiante autour des câbles ne doit pas être confondue avec celle prise en compte pour les dispositifs de protection qui est la température interne du tableau dans lequel ces protections sont installées.

T9 - Facteurs de correction pour les températures du sol différentes de 20 °C

Température du sol (°C)	Isolation		PR
	PVC	PR	
10	1,10	1,07	
15	1,05	1,04	
25	0,95	0,96	
30	0,89	0,93	
35	0,84	0,89	
40	0,77	0,85	
45	0,71	0,80	
50	0,63	0,76	
55	0,55	0,71	
60	0,45	0,65	
65		0,60	
70		0,53	
75		0,46	
80		0,38	

T10 - Facteurs de correction pour les câbles enterrés en fonction de la résistivité thermique du sol

Résistivité thermique du terrain (K/mW)	Facteur de correction	Observations	
		Humidité	Nature du terrain
0,40	1,25	Pose immergée	Marécages
0,50	1,21	Terrains très humides	Sable
0,70	1,13	Terrains humides	
0,85	1,05	Terrain dit normal	Argile et calcaire
1,00	1,00	Terrain sec	
1,20	0,94	Terrain très sec	
1,50	0,86		
2,00	0,76		
2,50	0,70		
3,00	0,65		Cendres et mâchefer

La protection contre les surcharges (suite)

► Risques d'explosion

Dans les installations à risques d'explosion (présence, traitement ou stockage de matières explosives ou ayant un point d'éclair bas, y compris la présence de poussières explosives), les canalisations comporteront une protection mécanique appropriée et le courant admissible sera réduit de 15 %.

► Conducteurs en parallèle

Sous réserve que la disposition des conducteurs soit conforme aux règles de groupement, le courant admissible de la canalisation peut être considéré égal à la somme des intensités admissibles de chaque conducteur auquel sont appliqués les coefficients de correction liés au groupement des conducteurs (tableaux T1 à T7). Si les conditions de symétrie ne peuvent pas être respectées notamment dans les dispositions en nappe, un coefficient réducteur supplémentaire ($f_s = 0,8$) doit être appliqué au courant admissible.

► Coefficient global de correction

Quand tous les facteurs spécifiques de correction sont connus, il est possible de déterminer le coefficient global de correction égal au produit de tous les facteurs spécifiques. La procédure consiste alors à calculer le courant théorique I_{th} admissible par la canalisation :

$$I_{th} = \frac{I_n}{f}$$

La connaissance de I_{th} permet alors de se reporter aux tableaux de détermination des courants admissibles (page ci-contre) qui permet de déterminer la section nécessaire. La lecture s'effectue dans la

colonne qui correspond au type de conducteur et à la méthode de référence. Il suffit alors de choisir dans le tableau la valeur de courant admissible immédiatement supérieure à la valeur I_{th} pour trouver la section.



Une tolérance de 5 % sur la valeur d'Iz est acceptée. Par exemple, un courant d'emploi IB de 140 A conduirait à choisir une section de 35 mm² avec un courant admissible de 169 A. L'application de cette tolérance permet de choisir une section réduite à 25 mm² qui peut donc supporter un courant de 145 A ($138 + 0,5\% = 145$ A).

► Section du conducteur neutre

Par principe, le neutre doit avoir la même section que le conducteur de phase dans tous les circuits monophasés. Dans les circuits triphasés de section supérieure à 16 mm² (25 mm² alu), la section du neutre peut être réduite jusqu'à S/2.

Toutefois cette réduction n'est pas autorisée si :

- les charges ne sont pas pratiquement équilibrées
- le taux de courants harmoniques de rang 3 est supérieur à 15 %

Si ce taux est supérieur à 33 %, la section des conducteurs actifs des câbles multipolaires est choisie en majorant le courant I_b par un coefficient multiplicateur de 1,45.

Pour les câbles unipolaires, seule la section du neutre est augmentée. (voir page 32, les éléments généraux d'harmoniques)



Lorsque le neutre est chargé un coefficient de réduction de 0,84 est appliqué au courant admissible des câbles 3 ou 4 conducteurs.

La protection contre les surcharges (source Legrand)



DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS

Courants admissibles dans les canalisations (en A)

Méthodes de référence	Isolant et nombre de conducteurs chargés											
	PVC 3		PR 3		PVC 2		PR 2		PVC 3		PR 3	
1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26				
2,5	21	24	25	27	30	31	33	36				
4	28	32	34	36	40	42	45	49				
6	36	41	43	46	51	54	58	63				
10	50	57	60	63	70	75	80	86				
16	68	76	80	85	94	100	107	115				
25	89	96	101	112	119	127	138	149	161			
35	110	119	126	138	147	158	169	185	200	212		
50	134	144	153	168	179	192	207	225	242	261		
70	171	184	196	213	229	246	268	289	310	336		
95	207	223	238	258	278	299	328	352	377	408		
120	239	259	276	299	322	346	382	410	437	470		
150	299	319	344	371	395	441	473	504	538	577		
185	341	364	392	424	450	506	542	575	617	663		
240	403	430	461	500	538	599	641	679	724	774		
300	464	497	530	576	621	693	741	783	840	900		
400				656	754	825		940				
500				749	868	946		1083				
630				855	1005	1088		1254				
2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28				
4	22	25	26	28	31	32	35	38				
6	28	32	33	36	39	42	45	49				
10	39	44	46	49	54	58	62	67				
16	53	59	61	66	73	77	84	91				
25	70	73	78	83	90	97	101	108	121			
35	86	90	96	103	112	120	126	135	150			
50	104	110	117	125	136	146	154	164	184			
70	133	140	150	160	174	187	198	211	237			
95	161	170	183	195	211	227	241	257	289			
120	186	197	212	226	245	263	280	300	337			
150	227	245	261	283	304	324	346	389	425			
185	259	280	298	323	347	371	397	447	485			
240	305	330	352	382	409	439	470	530	584			
300	351	381	406	440	471	508	543	613	663			
400				526	610	694		770	856			
500				610	694	770		856	946			
630				711	808	899		996				

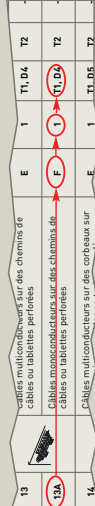
II.A DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les surcharges (suite)

Exemple de détermination

- Hypothèses**
- liaison triphasée entre un tableau principal et un tableau secondaire
 - l'estimation des charges a permis d'évaluer le courant I_n à transporter à 600 A
 - la canalisation est constituée de câbles monoconducteurs en cuivre isolés au PR
 - les conducteurs sont posés joints dans un chemin de câbles perforé
 - une préférence est donnée à la pose de câbles en parallèle pour limiter la section unitaire à 150 mm².

Résolution La pose en chemin de câbles correspond au mode de pose n° 13A. Il n'y a pas de facteur réducteur dû à la pose. Le tableau nous indique la méthode de référence à prendre en compte, F, et le tableau des facteurs liés au groupement des circuits, T1 ligne D4.



- Dans le cas présent, il n'y a qu'un circuit :**
- si un seul conducteur par phase est suffisant, il n'y a pas de correction à appliquer
 - si deux conducteurs par phase sont utilisés (pose en parallèle préférée), un coefficient de réduction de 0,88 est appliqué

- la valeur I_z théorique est déterminée par $I_{zth} = \frac{I_n}{f} = \frac{600}{0,88} = 682 \text{ A}$

- soit, pour deux conducteurs en parallèle : $\frac{682}{2} = 341 \text{ A}$ par conducteur

La lecture du tableau des courants admissibles indique pour un conducteur PR 3 en méthode de référence F et pour une valeur admissible de 382 A (valeur immédiatement supérieure à 341 A), une section de 120 mm².



La protection contre les surcharges (source Legrand)

DISPOSITIFS DE PROTECTION CONTRE LES SURCHARGES

➤ **Emplacement des protections**

En principe, un dispositif de protection doit être placé à l'origine de chaque canalisation (ligne principale ou dérivation), dès lors que le courant I_n admissible par la canalisation devient inférieur au courant I_n en du dispositif de protection amont.

Des règles dérogatives existent et permettent le déplacement de l'appareil de protection (voir page 468).

➤ **Dispense de protection contre les surcharges**

Il est possible de se dispenser de protection contre les surcharges dans les cas suivants :

- La canalisation est effectivement protégée contre les surcharges par un appareil en amont
- La canalisation n'est pas susceptible d'être parcourue par des surcharges et ne comporte ni dérivation, ni prises (appareils ayant une protection intégrée adaptée à la section du câble, appareil fixe ne générant pas de surcharge et dont le courant d'emploi est compatible avec l'intensité admissible du câble, canalisation alimentant plusieurs dérivations protégées individuellement et dont la somme des courants d'emploi est inférieure au courant admissible dans la canalisation, canalisations dont la source ne peut fournir un courant supérieur à son intensité admissible,...

Les dispenses ne sont pas valables en schéma IT et dans les installations présentant un risque d'incendie ou, sans vérification complémentaire.

Il est à noter qu'il est possible ne pas protéger une dérivation sur une longueur de 3 mètres maximum à condition qu'elle soit réalisée de manière à réduire le risque de court-circuit au minimum et que le dispositif

LES CHOI

de protection soit placé directement après ces 3 mètres. Cette disposition est particulièrement utile dans le câblage des tableaux.



Attention, cette dispense ne concerne pas la protection contre les courts-circuits, qui doit rester assurée dans tous les cas. La ligne concernée ne doit pas comporter de dérivation. Par principe, une ligne de prises de courant peut subir des surcharges et doit toujours être protégée.

➤ **Recommandation de non-protection contre les surcharges**

Lorsque la continuité de service ou la sécurité le nécessite ou si l'ouverture du circuit entraîne un danger (moteurs de désenluminage, circuits de machines tournantes, appareils de levage...) il est recommandé de ne pas placer de dispositif avec protection contre les surcharges.

Dans ce cas, la canalisation doit être dimensionnée pour le courant éventuel de défaut en surcharge : rotor bloqué pour un moteur par exemple.



Les disjoncteurs Lexic magnétique seul DX-MA permettent de répondre aux recommandations de non-protection contre les surcharges.

II. A. DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La vérification des chutes de tension

La mise à disposition d'une tension correcte est essentielle au bon usage et à la qualité de service de l'électricité. Il importe donc de vérifier que la chute de tension cumulée depuis la source jusqu'à n'importe quel point de l'installation n'excède pas les valeurs requises.

Si la chute de tension est supérieure aux valeurs limites admises, il y a lieu d'augmenter la section des conducteurs jusqu'à ce que la chute de tension devienne inférieure aux valeurs prescrites.

Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, les valeurs limites admises des chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre au-delà de 100 m, sans que ce supplément ne dépasse lui-même 0,5 %.

Valeurs limites admises de chute de tension		
Branchement	Eclairage	Autres usages
Branchement BT à partir du réseau de distribution public	3 %	5 %
Branchement par poste de livraison ou poste de transformation à partir d'un réseau HT	6 %	8 %

Ces valeurs de chutes de tension s'appliquent en fonctionnement normal, sans tenir compte d'appareils pouvant générer des courants d'appel importants et des chutes de tension au démarrage comme les moteurs.

Calcul des chutes de tension (NFC 15-100)

$$u = b \left(\frac{\rho}{S} \cos \phi + \lambda \times L \times \sin \phi \right) I_b$$

- u : chute de tension en V
- b : coefficient de valeur 1 pour les circuits triphasés et 2 pour les circuits monophasés
- ρ : résistivité des conducteurs en $\Omega \text{mm}^2/\text{m}$ (0,023 pour le cuivre et 0,037 pour l'aluminium)
- L : longueur de la canalisation en m
- S : section de la canalisation en mm^2
- λ : résistance linéique des conducteurs en $\text{m}\Omega/\text{m}$ (0,08 pour les câbles multi conducteurs en trièfle, 0,09 pour les câbles monoconducteurs joints en nappe et 0,13 pour les monoconducteurs séparés)
- $\cos \phi$: facteur de puissance (0,8 en l'absence d'information)
- I_b : courant d'emploi de la canalisation en A

La chute de tension relative (en %) se calcule de la manière suivante :

$$\Delta u = 100 \frac{U}{U_0}$$

u : chute de tension en V
 U_0 : tension entre phase et neutre en V



Alimentation de moteurs

Dans le cas où l'installation alimente des moteurs, il est recommandé de vérifier la chute de tension dans les conditions de démarrage.

Pour cela, il suffit de remplacer, dans la formule ci-contre, le courant I_b par le courant de démarrage du moteur et d'utiliser le facteur de puissance au démarrage.

En l'absence de données plus précises, le courant de démarrage peut être pris égal à 6 x I_n . La chute de tension, en tenant compte de tous les moteurs pouvant démarrer en même temps, ne doit pas dépasser 15 %. Outre le fait qu'une chute de tension trop élevée peut gêner les autres utilisateurs de l'installation, elle risque aussi d'empêcher le démarrage du moteur.

La vérification des chutes de tension (source Legrand)

La vérification des chutes de tension (source Legrand)

Une version actualisée de ce document est librement consultable sur :

WWW.MEL.EC.ORG



La vérification des chutes de tension (suite)

II. A. DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

Câbles multiconducteurs ou monoconducteurs en trié (λ = 0.08 mΩ/m)
Chute de tension unitaire (en V) pour 100 m de câble

Section mm²	Triphasé Cu 100 m		Triphasé Alu 100 m	
	1	cos φ	1	cos φ
1.5	1.533	1.308	0.35	0.85
2.5	0.920	0.787	0.544	2.101
4	0.575	0.493	0.329	1.480
6	0.383	0.330	0.209	0.925
10	0.230	0.200	0.142	0.617
16	0.144	0.126	0.088	0.370
25	0.092	0.082	0.058	0.231
35	0.066	0.060	0.030	0.148
50	0.046	0.043	0.024	0.074
70	0.033	0.032	0.019	0.053
95	0.024	0.025	0.016	0.039
120	0.019	0.021	0.014	0.031
150	0.015	0.017	0.013	0.025
185	0.012	0.015	0.012	0.020
240	0.010	0.012	0.011	0.017
300	0.008	0.011	0.010	0.015
400	0.006	0.009	0.010	0.009
500	0.005	0.008	0.009	0.007
630	0.004	0.007	0.009	0.006
2 x 120	0.010	0.010	0.007	0.015
2 x 150	0.008	0.009	0.006	0.012
2 x 185	0.006	0.007	0.006	0.010
2 x 240	0.005	0.006	0.005	0.008
3 x 120	0.006	0.007	0.005	0.010
3 x 150	0.005	0.006	0.004	0.008
3 x 185	0.004	0.005	0.004	0.007
3 x 240	0.003	0.004	0.004	0.005
4 x 185	0.003	0.004	0.003	0.005
4 x 240	0.002	0.003	0.003	0.004

Câbles monoconducteurs jointifs en nappes (λ = 0.09 mΩ/m)
Chute de tension unitaire (en V) pour 100 m de câble

Section mm²	Triphasé Cu 100 m		Triphasé Alu 100 m	
	1	cos φ	1	cos φ
1.5	1.533	1.308	0.35	0.85
2.5	0.920	0.787	0.544	2.101
4	0.575	0.493	0.210	1.263
6	0.383	0.331	0.143	0.791
10	0.230	0.200	0.089	0.319
16	0.144	0.127	0.059	0.201
25	0.092	0.083	0.041	0.131
35	0.066	0.061	0.031	0.106
50	0.046	0.044	0.025	0.074
70	0.033	0.033	0.020	0.053
95	0.024	0.025	0.017	0.039
120	0.019	0.021	0.015	0.031
150	0.015	0.018	0.014	0.025
185	0.012	0.015	0.013	0.020
240	0.010	0.013	0.012	0.015
300	0.008	0.011	0.011	0.012
400	0.006	0.010	0.010	0.009
500	0.005	0.009	0.010	0.007
630	0.004	0.008	0.010	0.006
2 x 120	0.010	0.011	0.008	0.015
2 x 150	0.008	0.009	0.007	0.012
2 x 185	0.006	0.008	0.006	0.010
2 x 240	0.005	0.006	0.006	0.009
3 x 120	0.006	0.007	0.005	0.010
3 x 150	0.005	0.006	0.005	0.009
3 x 185	0.004	0.005	0.004	0.007
3 x 240	0.003	0.004	0.004	0.005
4 x 185	0.003	0.004	0.003	0.005
4 x 240	0.002	0.003	0.003	0.004

LES CHOIX

La chute de tension unitaire v (en volts par ampère et pour 100 m), peut être directement déterminée à partir des tableaux suivants, en fonction :

- de la section (en mm²) et de la nature des âmes, cuivre ou alu
- de la réactance linéique des conducteurs, λ (en mΩ/m), liée à leur disposition relative
- du cos φ (1 pour le chauffage et l'éclairage, 0,85 pour les applications mixtes, 0,35 au démarrage des moteurs).

La valeur de la chute de tension de la canalisation triphasée de longueur L (en m) parcourue par le courant d'emploi I_b (en A) vaut alors :

- exprimée en volts :

$$U = \frac{v}{100} \times I_b \times L$$

- exprimée en pourcentage :

$$\Delta U = \frac{v \times I_b \times L}{U_0}$$

$U_0 = 230V$ en réseau triphasé 400 V.

Pour les canalisations monophasées, les valeurs de v et ΔU sont à multiplier par 2 (chute dans "le conducteur aller" et dans le "conducteur retour" tous deux parcourus par le même courant).

Exemple :

Dans l'exemple repris page 311, le calcul précis de la chute de tension pour le câble "Départ 2" donne un résultat de 4,04 V soit une chute de tension relative de 1,75%.

L'utilisation des tableaux donne un résultat identique. En effet, la lecture du tableau ci-contre pour une section de phase de 70 mm² en cuivre et un cos φ de 0,85 donne une valeur de 0,032.

Cette valeur est donnée pour 100 m de câble et pour un courant de 1 A. Il faut donc multiplier cette valeur par 250 (I_b = 250 A) et par 0,5 (50 m de câble), ce qui donne une chute de tension absolue de 4 V et une chute de tension relative 1,73 %.

Câbles monoconducteurs séparés ($\lambda = 0,13 \text{ m}\Omega/\text{m}$)
Chute de tension unitaire (en V) pour 100 m de câble

Section mm ²	Triphasé Cu 100 m		Triphasé Alu 100 m	
	1	cos φ	1	cos φ
1,5	1,533	0,85	0,35	0,85
2,5	0,920	1,310	0,549	2,104
4	0,575	0,789	0,334	1,265
6	0,383	0,496	0,213	0,793
10	0,230	0,333	0,146	0,531
16	0,144	0,202	0,093	0,321
25	0,092	0,129	0,062	0,203
35	0,066	0,085	0,044	0,133
50	0,046	0,063	0,035	0,097
70	0,033	0,046	0,028	0,070
95	0,024	0,035	0,024	0,052
120	0,019	0,027	0,021	0,039
150	0,015	0,023	0,019	0,033
185	0,012	0,020	0,018	0,028
240	0,010	0,017	0,017	0,024
300	0,008	0,015	0,016	0,020
400	0,006	0,013	0,015	0,017
500	0,005	0,011	0,014	0,015
630	0,004	0,010	0,013	0,014
2 x 120	0,010	0,012	0,009	0,017
2 x 150	0,008	0,010	0,009	0,014
2 x 185	0,006	0,009	0,008	0,012
2 x 240	0,005	0,007	0,008	0,010
3 x 120	0,006	0,008	0,006	0,011
3 x 150	0,005	0,007	0,006	0,009
3 x 185	0,004	0,006	0,006	0,008
3 x 240	0,003	0,005	0,005	0,007
4 x 185	0,003	0,004	0,004	0,006
4 x 240	0,002	0,004	0,004	0,005

II. A. DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les courts-circuits

Pour se prémunir des risques des courants de court-circuit, tout dispositif de protection contre ces courts-circuits doit répondre aux deux règles suivantes :

- le pouvoir de coupure de l'appareil doit être au moins égal au courant de court-circuit maximum présumé en son point d'installation
- le temps de coupure, pour un court-circuit se produisant en n'importe quel point de l'installation, ne doit pas être supérieur au temps portant la température des conducteurs à la valeur maximale admissible

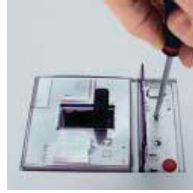
En application de ces règles, il est nécessaire, pour chaque circuit, de déterminer le courant de court-circuit maximum en son origine ainsi que le courant de court-circuit minimum en son extrémité.

Le courant de court-circuit maximum à l'origine du circuit est utilisé :

- pour déterminer le pouvoir de coupure nécessaire des appareils de protection
- pour s'assurer de la protection des conducteurs contre les contraintes thermiques.

Le courant de court-circuit minimum à l'extrémité du circuit est utilisé :

- pour vérifier les conditions de coupure pour le réglage magnétique des disjoncteurs
- pour s'assurer de la protection des conducteurs contre les contraintes thermiques notamment en cas



< Réglage du seuil magnétique d'un disjoncteur DPX

POUVOIR DE COUPURE

Le pouvoir de coupure d'un dispositif de protection doit être au moins égal au courant de court-circuit maximum présumé susceptible de se produire au point où l'appareil est installé :

- $PdC \geq I_{cmax}$
- Le courant de court-circuit maximum présumé à prendre en compte est :
 - le courant de court-circuit triphasé symétrique Ik3, pour les circuits triphasés (3 phases ou 3 phases + neutre)
 - le courant de court-circuit biphasé Ik2, pour les circuits biphasés (phase/phase)
 - le courant de court-circuit monophasé Ik1 pour les circuits monophasés (phase/neutre) :
- Voir chapitre 304 pour l'estimation des valeurs d'Ik.

Association ou coordination des protections

Il est admis, par dérogation, que le pouvoir de coupure maximum présumé à condition :

- qu'il soit associé en amont à un appareil ayant le pouvoir de coupure nécessaire
- que l'énergie limitée par l'association des appareils puisse être supportée par l'appareil aval ainsi que par les canalisations protégées.

Voir page 374, les caractéristiques des appareils DX et DPX en association.



**POUVOIR DE COUPEUR
VERIFICATION DES CONTRAINTES THERMIQUES ADMISSIBLES PAR LES CONDUCTEURS**

Cas particulier du schéma IT

L'article 533.3 de la NFC 15-100 indique que lorsqu'une installation est réalisée en schéma IT, la règle du pouvoir de coupure doit être appliquée pour le courant de court-circuit triphasé mais aussi pour le courant de double défaut présumé.
Par convention, le dispositif de protection doit pouvoir couper, sous la tension entre phases et sur un seul pôle, le courant de double défaut pris égal à :
- 0,15 fois le courant de court-circuit triphasé au point Legrand en régime IT.

VERIFICATION DES CONTRAINTES THERMIQUES ADMISSIBLES PAR LES CONDUCTEURS

Le temps de coupure d'un disjoncteur, suite à un court-circuit ayant lieu en un point quelconque d'un circuit, ne doit pas être supérieur au temps portant la température des conducteurs à la limite admissible, θ° max dans le tableau ci-dessous. Pratiquement, il convient de s'assurer que l'énergie que laisse passer le disjoncteur n'est pas supérieure à celle que peut effectivement supporter le câble.
La contrainte thermique maximale (pour des temps inférieurs à 5 s) supportée par une canalisation se calcule par la formule suivante :

$$I^2t = K^2 \times S^2$$

Isolant	Valeur de K pour les conducteurs actifs et de protection					Nu sans isolant
	PVC	PR / EPR	Caoutchouc 60°C	Caoutchouc 85°C	Caoutchouc siliconé	
θ° max [°C]	160 / 140 ⁽¹⁾	250	200	220	350	200 / 150 ⁽¹⁾
Conducteur de protection non incorporé à un câble ou conducteurs non regroupés	Cuivre 143 / 133 ⁽²⁾ Aluminium 95 / 88 ⁽²⁾ Acier 52 / 49 ⁽²⁾	176 116 64	159 105 58	166 110 60	201 133 73	159 / 138 ⁽¹⁾ 105 / 91 ⁽¹⁾ 58 / 50 ⁽¹⁾
Conducteur de protection constitutif d'un câble multicoucheur ou conducteurs regroupés	Cuivre 115 / 103 ⁽²⁾ Aluminium 76 / 68 ⁽²⁾ Acier	143 94	141 93	134 89	132 87	138 91 50

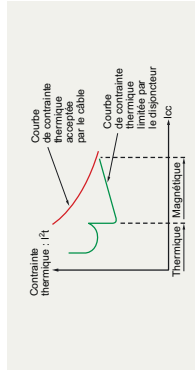
(1) Si risque particulier d'incendie
(2) Section supérieure à 300 mm² ou conducteurs regroupés

II. A. DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les courts-circuits (suite)

▶ Conducteurs actifs

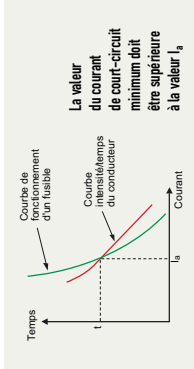
- **Protection par disjoncteur**
Dans le cas d'une protection par disjoncteur, il convient de vérifier que l'énergie que laisse passer l'appareil reste inférieure à la contrainte maximale admissible par les canalisations.
Le courant à prendre en compte est le courant de court-circuit maximum à l'origine du circuit considéré.
- Ik3 pour les circuits triphasés (3 phases ou 3 phases + neutre)
- Ik2 pour les circuits biphasés
- Ik1 pour les circuits monophasés (phase + neutre).
La lecture directe des courbes de limitation en contrainte thermique des disjoncteurs permet de vérifier que la valeur limitée est effectivement inférieure à celle supportée par les conducteurs pour les conditions présumées de défaut.



Dans le cas de disjoncteurs dont le déclencheur magnétique est retardé, il est nécessaire de vérifier systématiquement les contraintes thermiques. Il n'est généralement pas nécessaire de le faire pour les conducteurs actifs (phases et neutre) si :
- le dispositif de protection, à l'origine de la canalisation, comporte une fonction de protection contre les surcharges
- la section du conducteur de neutre n'est pas inférieure à la section des conducteurs de phases.

■ **Protection par fusible**

- Dans le cas d'une protection par fusible, il y a lieu de s'assurer que la plus petite valeur de court-circuit à l'extrémité de l'installation fera "fondre" le fusible dans un temps compatible avec la contrainte thermique du câble.
Attention, les courants de court-circuit à prendre en compte sont ceux à l'extrémité de la canalisation :
- Ik1 pour les circuits avec neutre distribué
- Ik2 pour les circuits sans neutre distribué.



Valeurs des contraintes thermiques maximales dans les câbles (en A²s) en fonction de leur type et de leur section

S (mm²)	Cu/PVC	Cu/PR	AU/PVC	AU/PR
1,5	2,98 · 10 ⁴	4,6 · 10 ⁴		
2,5	8,27 · 10 ⁴	1,28 · 10 ⁵		
4	2,12 · 10 ⁵	3,27 · 10 ⁵		
6	4,76 · 10 ⁵	7,36 · 10 ⁵		
10	1,32 · 10 ⁶	2,04 · 10 ⁶	5,78 · 10 ⁵	8,84 · 10 ⁵
16	3,39 · 10 ⁶	5,23 · 10 ⁶	1,48 · 10 ⁶	2,26 · 10 ⁶
25	8,27 · 10 ⁶	1,28 · 10 ⁷	3,61 · 10 ⁶	5,52 · 10 ⁶
35	1,62 · 10 ⁷	2,51 · 10 ⁷	7,08 · 10 ⁶	1,08 · 10 ⁷
50	3,31 · 10 ⁷	5,11 · 10 ⁷	1,44 · 10 ⁷	2,21 · 10 ⁷
95	1,19 · 10 ⁸	1,85 · 10 ⁸	5,21 · 10 ⁷	7,97 · 10 ⁷
120	1,9 · 10 ⁸	2,94 · 10 ⁸	8,32 · 10 ⁷	1,27 · 10 ⁸
150	2,98 · 10 ⁸	4,60 · 10 ⁸	1,3 · 10 ⁸	1,99 · 10 ⁸
185	4,53 · 10 ⁸	7 · 10 ⁸	1,98 · 10 ⁸	3,02 · 10 ⁸
240	7,62 · 10 ⁸	1,18 · 10 ⁹	3,33 · 10 ⁸	5,09 · 10 ⁸
300	1,19 · 10 ⁹	1,84 · 10 ⁹	5,2 · 10 ⁸	7,95 · 10 ⁸
400	2,12 · 10 ⁹	3,27 · 10 ⁹	9,24 · 10 ⁸	1,41 · 10 ⁹
500	3,31 · 10 ⁹	5,11 · 10 ⁹	1,44 · 10 ⁹	2,21 · 10 ⁹



La protection contre les courts-circuits (source Legrand)

VERIFICATION DES CONTRAINTES THERMIQUES ADMISSIBLES PAR LES CONDUCTEURS

Conducteurs de protection

La vérification des contraintes thermiques n'est pas nécessaire si la section du conducteur de protection a été choisie conformément au tableau ci-dessous. En schéma TN-C, la section du conducteur PEN ne doit pas être inférieure à 10 mm² pour le cuivre et à 16 mm² pour l'aluminium.

Si la section des conducteurs de protection est déterminée par le calcul, le courant de court-circuit à prendre en compte pour la vérification de la contrainte thermique est le courant de défaut minimum I_{cc}. Dans ce cas il est déterminé entre un conducteur actif et le

conducteur de protection, à l'extrémité du circuit considéré, quel que soit le type de protection. La section est calculée pour les temps de coupure inférieurs à 5 s par la formule suivante :

$$S_{PE} = \sqrt{\frac{I_c}{K}}$$

S_{PE} : section du conducteur de protection en mm²
I_c : valeur efficace du courant de défaut en A
K : temps de fonctionnement du dispositif de coupure

Coefficient dépendant des températures admissibles, du métal constituant et de l'isolation (voir valeur pratique dans le tableau page 287).

Section du conducteur de protection (S_{PE}) en fonction de la section des conducteurs de phase (S_{ph})

Section des conducteurs de phase S _{ph}	Section des conducteurs de protection S _{PE}
S _{ph} < 16 mm ²	S _{ph}
16 mm ² < S _{ph} ≤ 35 mm ²	16 mm ²
S _{ph} > 35 mm ²	1/2 S _{ph}

Pour les matériels présentant des courants de fuite permanents élevés (>10mA), la section SPE du conducteur de protection devra être d'au moins 10 mm² pour le cuivre ou 16 mm² pour l'aluminium, ou bien le double de la section "normale" par la disposition d'un second conducteur parallèle au premier mis en œuvre jusqu'au point de l'installation ou la section de 10 mm² (cuivre) ou 16 mm² (al) est atteinte. L'utilisation du schéma TN est recommandée en cas de courants de fuites élevés.

Calcul de I_r

La méthode approchée conventionnelle peut être appliquée, compte tenu de l'éloignement de la source d'alimentation. Le courant de défaut phase/masse I_r peut être pris (en négligeant les réactances) égal à :

$$I_r = 0,8 \times \frac{U_0}{R_{ph} + R_{ne}}$$

U₀ : tension simple phase/neutralité
R_{ph} : résistance du conducteur de phase
R_{ne} : résistance du conducteur de protection
Le valeur 0,8 prend pour hypothèse que la tension à l'origine du circuit est égale à 80 % de la tension nominale ou encore que l'impédance de la partie de la boucle de défaut en amont des protections représente 20 % de l'impédance totale de la boucle.

Calcul du coefficient K

K exprimé en As^{0,5}/mm² est calculé par la formule :

$$K = \frac{C_y (B_p + 20)^{p_{20}}}{C_{ph} \times M_v} \times 10^{-12} \times \ln \left(\frac{\theta_1 - \theta_0}{1 + B_p + \theta_1} \right)$$

C_y : capacité thermique volumique en J/°C.m³
C_{ph} : C_{ph} x M_v C_{ph} : chaleur massique du conducteur en J/°C.kg
M_v : masse volumique en kg/m³
B_p : inverse du coefficient de résistivité à 0°C
p₂₀ : résistivité du matériau à 20°C en Ω.m
θ₀ : température initiale du conducteur en °C
θ₁ : température finale du conducteur en °C

II.A DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les courts-circuits (suite)

VERIFICATION DES LONGUEURS MAXIMALES PROTEGEES

Il est nécessaire de s'assurer que le plus petit courant de court-circuit fera effectivement fonctionner l'appareil de protection. Pour cela, il suffit de vérifier que ce courant, au bout de la canalisation à protéger, est supérieur au seuil de déclenchement magnétique du disjoncteur. Il faut prendre en compte la valeur de déclenchement la plus défavorable :

- limite haute des courbes de déclenchement B (I_{sc} x ln), C (I₁₀ x ln) ou D (20 x ln) pour les disjoncteurs DX
- valeur du réglage magnétique augmentée de la tolérance de fonctionnement de 20 %, pour les disjoncteurs DPX.

Le guide UTE C 15-105 fournit une méthode de calcul simple (dite conventionnelle) permettant d'évaluer les longueurs maximales protégées en fonction du réglage magnétique des disjoncteurs. Elle est valable pour les circuits situés loin de la source et non alimentés par un alternateur.

Cette méthode suppose qu'en cas de court-circuit, la tension à l'origine du circuit en défaut est égale à 80 % de la tension nominale d'alimentation. Cela signifie que l'impédance du circuit en défaut représente 80 % de l'impédance totale de la boucle de défaut. Ce qui peut se traduire par la formule ci-dessous :

$$0,8 \times U = Z_4 \times I_{kmin}$$

U : tension en service normal à l'endroit où est installé l'appareil de protection
Z₄ : impédance de la boucle de défaut pour la partie concernant le circuit en défaut. Il faut considérer 2 fois la longueur du circuit (aller et retour du courant)

I_{kmin} : courant de court-circuit minimal
Cette formule peut également s'écrire sous la forme suivante :

$$L_{max} = \frac{0,8 \times U_0 \times S}{2 \times \rho \times l}$$

L_{max} : longueur maximale protégée, en m
U₀ : tension nominale de l'installation entre phase et neutre, en V. Si le neutre n'est pas distribué, prendre la tension entre phases

LES CHOIX

Coefficients de correction à appliquer aux longueurs de conducteur lues dans les tableaux

• **Ame du conducteur**
Les valeurs sont données pour des conducteurs en cuivre. Pour les conducteurs en aluminium, il faut multiplier ces valeurs par 0,62 pour une protection par disjoncteur et par 0,41 pour une protection par fusible.

• **Type de circuit**
Les tableaux sont donnés pour des circuits monophasés 230 V et triphasés 400 V avec neutre. Le tableau ci-dessous indique la valeur des coefficients multiplicateurs à appliquer dans les autres cas.

Circuit triphasé ou biphasé 400 V	Coefficient multiplicateur de correction
Sans neutre	1,72
Avec neutre plein	1
Avec demi neutre	0,67



Les tableaux des pages suivantes permettent de déterminer les longueurs maximales de câble protégées, mais en aucun cas les courants admissibles. Pour ceux-ci (valeur I_z), se reporter page 268.

La protection contre les courts-circuits (source Legrand)

La protection contre les contacts indirects

Toute installation électrique doit être protégée contre les contacts indirects. Différents moyens décrits pages 60 à 67 permettent de réaliser cette protection.
Le présent chapitre définit les conditions de la protection par coupure automatique de l'alimentation.

La norme impose que le courant de défaut I_d soit éliminé dans un temps compatible avec la sécurité des personnes.

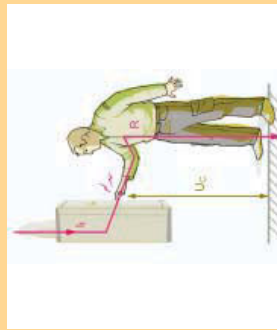
Ce temps est déterminé par lecture des courbes (voir page 55) définies en fonction de la tension de contact U_c présumée. Ces courbes ont été retracées sous forme de tableaux qui donnent le temps de coupure maximum en fonction du schéma de liaison à la terre choisi, de la tension nominale de l'installation et de la tension limite.

En schéma TT, grâce à la présence des dispositifs différentiels, aucune vérification n'est nécessaire. Le dispositif différentiel doit être dimensionné en fonction de la valeur de la prise de terre et de la nature de l'utilisation. En schémas TN et IT, il est nécessaire de calculer les valeurs des courants de défaut et de respecter les temps de coupure repris dans les tableaux ci-après. A noter que l'utilisation de dispositifs différentiels à haute sensibilité (30 mA) est obligatoire, quel que soit le régime de neutre, pour les circuits terminaux :

- alimentant des prises de courant ≤ 32 A
- alimentant des prises de courant dans des locaux de type mouillé
- alimentant des prises de courant dans des installations temporaires.



La tension limite



La tension limite représente la valeur du seuil sous lequel (l'ny) a pas de risque d'électrocution. En règle générale, la tension nominale des installations est supérieure à la tension limite (50 V). Pour que (l'ny) ait aucun danger il faut que la tension de contact U_c présumée reste inférieure à la tension limite.

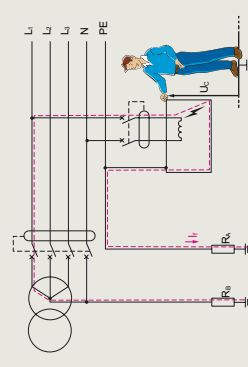
La protection contre les contacts indirects (source Legrand)



CAS DU SCHEMA IT
CAS DU SCHEMA TN

LES CHOI

Boucle de défaut en schéma TT



$$U_c = R_x \times I_d \leq U_l \Rightarrow I_d \leq \frac{U_l(50V)}{R_x}$$

Dans ce régime de neutre, la protection repose le plus souvent sur l'utilisation de dispositifs différentiels. L'impédance de la boucle de défaut est élevée (deux résistances de prises de terre) et l'intensité du courant de défaut est trop faible pour solliciter les dispositifs de protection contre les surintensités. La valeur maximale de la sensibilité des dispositifs différentiels doit être choisie de manière à ce que la tension de contact n'exède pas la tension limite U_l (50 V dans la formule ci-dessous).

$$I_{\Delta n} \geq \frac{50}{R_A}$$

$I_{\Delta n}$: sensibilité du dispositif différentiel
 R_A : résistance de la prise de terre des masses d'utilisation.

Valeurs maximales de la prise de terre en fonction de la sensibilité des différentiels

$I_{\Delta n}$ différentiel	R terre (Ω)
≤ 30 mA	> 500
100 mA	500
300 mA	167
1 A	50
3 A	17

CAS DU SCHEMA TN

Dans le cas du schéma TN, la protection contre les contacts indirects est réalisée par les dispositifs de protection contre les surintensités. Il est impératif de s'assurer que la valeur du courant de défaut soit suffisante pour solliciter ces dispositifs, et ce, dans un temps suffisamment court.

Temps de coupure

Les temps de coupure des dispositifs de protection ne doivent pas excéder les valeurs suivantes :

Tension nominale de l'alimentation U_n (V)	Temps de coupure t_c (s)	
	$U_n \leq 50$ V	$U_n > 50$ V
$50 < U_n \leq 120$	0,8	0,4
$120 < U_n \leq 230$	0,4	0,2
$230 < U_n \leq 400$	400	0,1

II.A/LE DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les contacts indirects (suite)



En pratique, lorsque le circuit est protégé par un disjoncteur, il n'est pas nécessaire de vérifier la règle du temps de coupure. Toutefois, s'il s'agit d'un disjoncteur retardé, il faut s'assurer que le temps de coupure total de l'appareil (temporisation + ouverture des contacts) reste compatible avec les temps prescrits.

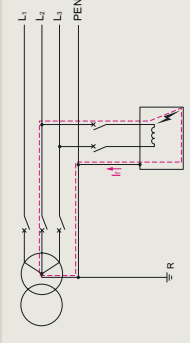
Courant de défaut

Le principe de protection est basé sur le fait que, dans un schéma TN, un défaut d'isolement se transforme en court-circuit phase/neutre. Si la valeur du courant de défaut est suffisamment grande, la protection est alors assurée par les dispositifs de protection contre les surintensités. Ceci se traduit par la règle suivante :

$$I_b \geq I_n$$

I_b = tension nominale de l'installation entre phase et neutre
 Z_s = impédance totale de la boucle de défaut
 I_n = courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection dans le temps requis.

Boucle de défaut en schéma TN

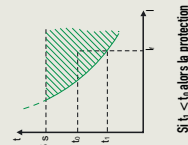


Longueurs maximales protégées

Dans la pratique, il n'est pas nécessaire de connaître le courant de défaut I_b pour déterminer la longueur maximale de canalisation protégée. L'estimation de cette dernière s'effectue en fonction du courant de déclenchement magnétique I_n (ou I_d) des appareils de protection (voir page 290).

Protection par fusibles

Il faut s'assurer que le courant de défaut fait effectivement fondre le fusible dans le temps imposé. Cette condition est vérifiée si t_f , le temps de fusion du fusible pour le courant de défaut calculé, est inférieur au temps t_b , temps de coupure imposé par la norme.

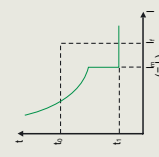


Si $t_f < t_b$ alors la protection est assurée

Protection par disjoncteurs

Dans le cas de protection par disjoncteurs, il est nécessaire de s'assurer que le courant de défaut est supérieur au seuil de déclenchement magnétique du disjoncteur. Il faut prendre en compte la valeur de déclenchement la plus défavorable. Dans les cas des DX, il s'agit de la valeur de réglage du relais magnétique augmentée de la tolérance de fonctionnement (20 % pour les appareils magnétothermiques et 10 % pour les électroniques). Dans les cas des disjoncteurs modulaires DX, il s'agit de la valeur maximale de la plage de déclenchement.

I_m : courant de déclenchement magnétique
 I_d : courant de défaut
 t_f : temps de fonctionnement du disjoncteur
 t_b : temps de coupure maximum (voir tableau)
 Si $I_d > I_m + 20\%$ et $t_f < t_b$ alors la protection est assurée



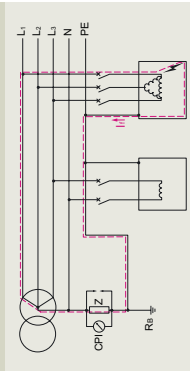
CAS DU SCHEMA TN
 CAS DU SCHEMA IT

CAS DU SCHEMA IT

Au premier défaut

L'intérêt du schéma IT est de ne pas déclencher au premier défaut. Grâce à l'impédance de boucle élevée en cas d'un premier défaut, le courant de défaut qui circule dans l'installation est faible et la tension de contact reste très inférieure à la tension limite. Il n'y a donc aucun risque pour l'utilisateur. La présence de ce défaut devra être signalée par le contrôleur permanent d'isolement (CPI).

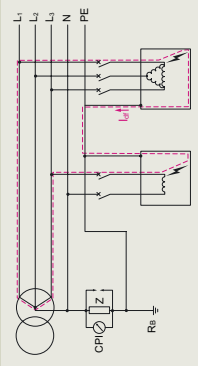
Premier défaut en schéma IT



Au second défaut

Lors de l'apparition d'un second défaut, la coupure de l'alimentation est obligatoire. Deux cas sont à aborder en fonction de la manière dont les masses sont reliées :
 - les masses des récepteurs sont toutes interconnectées via le conducteur PE (configuration conseillé) ;
 les conditions à appliquer sont celles du schéma TN
 - les masses ne sont pas interconnectées et sont reliées à des prises de terre distinctes : les conditions à appliquer sont celles du schéma TT.

Second défaut, masses interconnectées



Dans le cas où les masses sont interconnectées, le courant de double défaut s'apparente à un court-circuit qui n'est plus limité par les prises de terre. Comme dans un schéma TN, il faut s'assurer que la valeur du courant de double défaut soit suffisamment grande pour activer les dispositifs de protection contre les surintensités. On peut alors appliquer les règles de protection du schéma TN en prenant en compte la tension simple ou composée (neutre distribué ou non) et une impédance de boucle prenant en compte le trajet du courant de double défaut.

Ceci se traduit par la règle suivante :

$$I_{d2} = \frac{U_0}{2Z_s} \geq I_n$$

I_{d2} : courant de double défaut
 U_0 : tension entre phase et neutre, si le neutre n'est pas distribué ;
 tension entre phase et neutre, si le neutre est distribué
 Z_s : impédance totale de la boucle de défaut
 I_n : courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection dans le temps requis.

LES CH01X

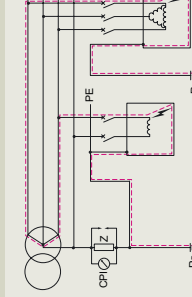
II.A/LE DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

La protection contre les contacts indirects (suite)

Temps de coupure maximum en fonction de la tension d'alimentation (circuits terminaux)	
Tension nominale de l'alimentation U _n (V)	Temps de coupure t _c (s) pour U _n : 50 V
50 < U _n ≤ 120	0,8
120 < U _n ≤ 230	0,4
230 < U _n ≤ 400	0,2
400	0,1

Dans le cas où les masses ne sont pas interconnectées et que deux défauts se produisent sur des circuits reliés à des prises de terre distinctes, le courant de double défaut se boucle par la terre et est limité par deux prises de terre. La valeur du courant de défaut risque d'être trop faible pour solliciter les dispositifs de protection contre les surintensités mais génère néanmoins une tension de contact dangereuse. La norme impose alors de placer des dispositifs différentiels sur chaque groupe de masses. Leur choix s'effectue de la même manière qu'en schéma TT.

Second défaut, masses séparées



Lorsque les masses côté basse tension du poste de transformation ne sont pas reliées aux autres masses de l'installation, il est alors nécessaire de placer un dispositif différentiel à l'origine de l'installation. Il en est de même lorsque la prise de terre du limiteur de surtension n'est pas reliée à l'ensemble des masses interconnectées.

VERIFICATION DES LONGUEURS MAXIMALES PROTEGEES

Il suffit de vérifier que le courant de défaut est supérieur au seuil de déclenchement magnétique du disjuncteur et de prendre en compte la valeur de déclenchement la plus défavorable :

- limite haute des courbes de déclenchement B (3 xIn), C (10 xIn) ou D (20 xIn) pour les disjuncteurs DX
- valeur du réglage magnétique augmentée de la tolérance de fonctionnement de 20 % pour les disjuncteurs DPX magnétothermiques et 10 % pour les DPX électroniques.

Comme pour l'estimation des longueurs maximales protégées contre les courts-circuits minimaux, le guide UTE C 15-105 fournit une méthode de calcul simple (dite conventionnelle). Elle est valable pour les circuits situés loin de la source (circuits secondaires et terminaux) et non alimentés par un alternateur.

Cette méthode suppose, qu'en cas de court-circuit, la tension à l'origine du circuit en défaut est égale à 80 % de la tension nominale de l'installation. Ce la signifie que l'impédance du départ en défaut représente 80 % de l'impédance totale de la boucle de défaut. Ce qui peut se traduire par la formule générale :

$$0,8 \times U_0 = (R_a + R_{PE}) \times I_f$$

- U₀ : tension simple phase/ neutre (en V) en défaut
- R_{PE} : résistance du conducteur de protection du circuit en défaut
- R_a : résistance d'un conducteur actif du circuit en défaut
- I_f : courant de défaut phase/masse.

La protection contre les contacts indirects (source Legrand)



CAS DU SCHEMA TT VERIFICATION DES LONGUEURS MAXIMALES PROTEGEES



Cas du schéma TT

Dans le cas du schéma TT avec masses interconnectées, le courant de défaut est en fait un courant de double défaut. Comme il est impossible de définir quel sera le deuxième circuit en défaut, on fait l'hypothèse que ce dernier possède les mêmes caractéristiques que le circuit étudié. La formule ci-contre devient :

$$L_{max} = \frac{1}{2} \times \frac{0,8 \times U_0 \times S_{ph}}{\rho \times (1+m) \times I_a}$$

- L_{max} : longueur maximale protégée (en m)
 - U₀ : tension composée entre phases si le neutre n'est pas distribué; tension simple entre phase et neutre, si le neutre est distribué (en V)
 - S_{ph} : section d'un conducteur de phase du circuit en défaut (en mm²), conducteur de phase si le neutre n'est pas distribué et conducteur neutre, si le neutre est distribué
 - m : rapport S_{ph}/S_{PE} de la section du conducteur actif sur celle du conducteur de protection
 - ρ : résistivité du métal constituant l'âme du conducteur (en Ω mm²/m)
 - I_a : courant de déclenchement du disjuncteur.
- Si le neutre est distribué et que sa section est inférieure à celles des conducteurs de phase, il faut lire les tableaux en prenant en référence la section réelle (réduite) du conducteur de neutre.

Cette formule peut également s'écrire sous la forme suivante (schéma TN) :

$$L_{max} = \frac{0,8 \times U_0 \times S_{ph}}{\rho \times (1+m) \times I_a}$$

- L_{max} : longueur maximale protégée (en m)
- U₀ : tension simple phase neutre (en V)
- S_{ph} : section d'un conducteur de phase du circuit en défaut, en mm²
- m : rapport S_{ph}/S_{PE} de la section du conducteur de phase sur celle du conducteur de protection
- ρ : résistivité du métal constituant l'âme du conducteur (en Ω mm²/m) 0,0225 pour le cuivre et 0,035 pour l'aluminium.
- I_a = courant de déclenchement du disjuncteur.

Les tableaux des pages suivantes permettent de déterminer les longueurs maximales protégées en fonction du type de protection et de la nature de l'âme du conducteur. Ces valeurs sont données pour des circuits où la section du PE est égale à la section des phases, si le PE est réduit elles doivent être multipliées par les coefficients du tableau ci-contre. Les corrections liées à l'influence de la réactance des conducteurs de forte section (≥ 150 mm²) sont directement intégrées dans les tableaux.

Coefficients de correction à appliquer aux longueurs théoriques maximales protégées en fonction du régime de neutre et de la section du conducteur de protection

m = S _{PE} / S _{ph}	Conducteurs cuivre				Conducteurs aluminium					
	1	0,5	0,33	0,25	0,2	1	0,5	0,33	0,25	0,2
TN 230/400 V neutre non distribué	1	0,67	0,5	0,4	0,33	0,62	0,41	0,31	0,25	0,20
IT 400 V neutre non distribué	0,86	0,58	0,43	0,34	0,28	0,53	0,34	0,26	0,21	0,17
IT 230/400 V neutre distribué	0,5	0,33	0,25	0,2	0,16	0,31	0,20	0,15	0,12	0,1



VERIFICATION DES LONGUEURS MAXIMALES PROTEGEES SOLUTIONS A METTRE EN ŒUVRE LORSQUE LES CONDITIONS DE DECLENCHEMENT NE SONT PAS REMPLIES

SOLUTIONS A METTRE EN ŒUVRE LORSQUE LES CONDITIONS DE DECLENCHEMENT NE SONT PAS REMPLIES

En schémas TN et IT, lorsque les conditions de protection ne peuvent être satisfaites ou vérifiées, plusieurs autres solutions peuvent être envisagées :

- **Utilisation de dispositifs différentiels**
La valeur du courant de défaut assez élevée permet d'utiliser des dispositifs différentiels de basse sensibilité (de l'ordre de l'ampère). Comme en schéma TT, il n'est plus nécessaire de vérifier la valeur du courant de défaut.
- **Utilisation de disjoncteurs à "magnétique bas" ou disjoncteurs de courbe B**
Le niveau de protection magnétique de ces appareils étant plus faible, il permet de protéger des câbles de plus grande longueur. L'inconvénient éventuel pourrait être un déclenchement intempestif sur pointe de courant lorsque le circuit alimente des récepteurs particuliers (par exemple : enclenchement de transformateurs BT/BT, démarrage moteurs...).



< La mesure sur site de la valeur de court-circuit en bout de ligne permet de valider pratiquement les choix de protection

- **Augmentation de la section**
Augmenter la section des conducteurs de manière à augmenter la valeur du courant de défaut jusqu'à une valeur suffisante pour assurer le déclenchement des appareils de protection contre les surintensités.

- **Réalisation de liaisons équipotentielles supplémentaires**
Ces liaisons doivent comprendre tous les éléments conducteurs simultanément accessibles tels que les masses des appareils, les poutres métalliques, les armatures du béton. Les conducteurs de protection de tous les matériels ainsi que ceux des prises de courant doivent aussi être raccordés à ces liaisons. L'efficacité de cette solution doit être vérifiée par mesure de la résistance effective entre masses simultanément accessibles.

II. A / LE DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

Estimation des courts-circuits et exemple de calcul

La détermination des valeurs de courts-circuits en tous points d'une installation est essentielle au choix des matériels. Elle commence par l'estimation de cette valeur à l'origine de l'installation, puis en n'importe quel point selon plusieurs méthodes dont le choix dépend de l'importance de l'installation, des données disponibles, du type de vérification à effectuer...



Le guide UTE C 15-105 propose une méthode de calcul rigoureuse appelée "méthode des impédances" et deux méthodes approchées appelées respectivement "méthode conventionnelle" et "méthode de composition".

- La méthode des impédances consiste à totaliser les résistances et réactances des boucles de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et à en calculer l'impédance équivalente. Les différents courants de court-circuit et de défaut sont alors déduits par l'application de la loi d'Ohm. Cette méthode est utilisable lorsque toutes les caractéristiques des éléments constituant les boucles de défaut sont connues.
- La méthode conventionnelle est basée sur l'hypothèse que durant un défaut la tension à l'origine du circuit est égale à 80 % de la tension nominale de l'installation. Elle est utilisée lorsque le court-circuit à l'origine du circuit et les caractéristiques amont de l'installation ne sont pas connus. Elle permet de déterminer les courts-circuits minimaux et d'établir les tableaux des longueurs maximales protégées (voir pages 290 et 298). Elle est valable pour les circuits éloignés de la source et n'est pas applicable pour les installations alimentées par des alternateurs.
- La méthode de composition est utilisée lorsque le court-circuit à l'origine du circuit est connu mais que les caractéristiques amont de l'installation ne le sont pas. Elle permet de déterminer les courts-circuits maximaux en un point quelconque de l'installation.

VALEUR DE COURT-CIRCUIT A L'ORIGINE DE L'INSTALLATION

1 ALIMENTATION PAR TRANSFORMATEUR HTA/BT

Dans le cas d'une alimentation par un transformateur HTA/BT, il y a lieu de prendre en compte l'impédance du transformateur mais également celle du réseau HT en amont.

■ Impédance du réseau HT

L'impédance du réseau HT, vue côté BT, peut être obtenue auprès du distributeur, mesurée ou calculée à partir des formules suivantes :

$$Z_0 = \frac{(m \times U_0)^2}{S_{10}} \quad (\text{en } m\Omega)$$

- m : facteur de charge à vide pris égal à 1,05
 - U₀ : tension nominale de l'installation entre phases, en V
 - S₁₀ : puissance de court-circuit du réseau HT, en kVA
- En l'absence d'informations précises de la part du distributeur d'énergie, la norme CEI 909 indique de calculer les résistances et réactances comme suit :

$$R_0 = 0,1 \times X_0 \text{ et } X_0 = 0,995 \times Z_0 \quad (\text{valeurs en } m\Omega)$$

Par défaut, prendre S₁₀ = 500 MVA



VALEUR DE COURT-CIRCUIT A L'ORIGINE DE L'INSTALLATION

■ Impédance du transformateur

$$Z_s = \frac{(m \times U_1)^2}{S_T} \times \frac{U_{CC}}{100} \quad (\text{en m}\Omega)$$

m : facteur de charge à vide, pris égal à 1,05
 U₁ : tension nominale de l'installation entre phases, en V
 S_T : puissance assignée du transformateur, en kVA

U_{CC} : tension de court-circuit du transformateur, en %
 Les valeurs des résistances et réactances sont parfois données par le constructeur. Dans le cas contraire, elles sont à calculer à l'aide des formules ci-dessous :

$$R_s = 0,31 \times Z_s \text{ et } X_s = 0,95 \times Z_s \quad (\text{valeurs en m}\Omega)$$

Les tableaux ci-dessous fournissent les valeurs de résistances, réactances et courts-circuits triphasés maximaux (impédance HT nulle) pour les transformateurs immergés et secs. Ces valeurs ont été calculées en fonction des éléments fournis dans le guide UTE C 15-105.

NB : les valeurs de court-circuit données dans les catalogues constructeurs peuvent être légèrement inférieures car généralement calculées pour une tension de 410V

Transformateurs triphasés immergés dans un diélectrique liquide, conformes à la norme NFC 52-112 Valeurs calculées pour une tension à vide de 420 V

S (kVA)	50	100	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
In (A)	69	137	220	275	344	433	550	687	866	1100	1375	1718	2200	2749	3437
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
Ik3 (kA)	1,81	3,61	5,78	7,22	9,03	11,37	14,44	18,05	22,75	19,24	24,07	30,09	38,52	48,15	60,18
R _{TR} (mΩ)	43,75	21,9	13,7	10,9	8,75	6,94	5,47	4,38	3,47	4,10	3,28	2,63	2,05	1,64	1,31
X _{TR} (mΩ)	134,1	67	41,9	33,5	26,8	21,28	16,76	13,41	10,64	12,57	10,05	8,04	6,28	5,03	4,02

Transformateurs secs triphasés, conformes à la norme NFC 52-115 Valeurs calculées pour une tension à vide de 420 V

S (kVA)	100	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
In (A)	137	220	344	433	550	687	866	1100	1375	1718	2199	2479	3437	4379
Ucc (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Ik3 (kA)	2,41	3,85	4,81	6,02	7,58	9,63	12,04	15,17	19,26	24,07	30,09	38,52	48,15	60,18
R _{TR} (mΩ)	32,8	20,5	16,4	13,1	10,42	8,2	6,52	5,21	4,10	3,28	2,63	2,05	1,64	1,31
X _{TR} (mΩ)	100	62,8	50,3	40,2	31,9	25,1	20,11	15,96	12,57	10,05	8,04	6,28	5,03	4,02

II. A / LE DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (suite)



Transformateurs en parallèle

Pour assurer la bonne marche de transformateurs en parallèle (voir page 46), il est nécessaire de vérifier les conditions suivantes :

- même rapport de transformation sur toutes les prises
- même indice horaire
- même tension de court-circuit (tolérance 10 %)
- rapport des puissances assignées compris entre 0,5 et 2

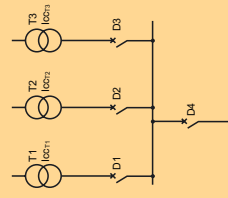
Détermination des pouvoirs de coupure des appareils

- Pouvoir de coupure d'un disjoncteur de source (ex. : disjoncteur D1)

Il doit être au moins égal à la valeur la plus élevée entre celle du court-circuit maximum (I_{CC1}) généré par le transformateur T1 (cas d'un court-circuit en aval de D1) et la somme de tous les courts-circuits (I_{CC2} + I_{CC3}) générés par les autres transformateurs couplés (cas d'un court-circuit en amont du disjoncteur D1).

- Pouvoir de coupure d'un disjoncteur de départ (ex. : disjoncteur D4)

Il doit être au moins égal à la somme de tous les courts-circuits maximaux générés par tous les transformateurs couplés (I_{CC1} + I_{CC2} + I_{CC3}).



2 L'ALIMENTATION PAR LE RESEAU PUBLIC

■ Branchement à puissance limitée

Dans le cas du tarif bleu (≤ 36 kVA), grâce à la présence de protection amont, la norme NF C 14-100 indique de prendre une valeur maximale de court-circuit présumé de 3 kA.

■ Branchement à puissance surveillée

Dans le cas du tarif jaune (de 36 à 250 kVA), les valeurs nécessaires pour le calcul des courts-circuits maximaux (puissance et tension de court-circuit du transformateur, longueur et section des lignes entre le transformateur et le point de livraison) sont à obtenir auprès du distributeur d'énergie. Si elles ne peuvent être obtenues, il faut considérer les valeurs suivantes :
 P = 1000 kVA - U_{CC} = 6 %
 S_{Ph} = 240 mm² Alu - L = 15 m

3 L'ALIMENTATION PAR UN ALTERNATEUR

Les valeurs de courant de court-circuit peuvent être calculées comme suit (UTE C 15-105) :

$$Ik_3 = c \times m \times U_0$$

$$Ik_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \times Ik_3$$

$$Ik_1 = \frac{3 \times c \times m \times U_0}{2 \times X'd + X_0}$$

(réactance transitoire, en mΩ) et

$$X'd = \frac{U_0^2}{S_g} \times \frac{x'd}{100}$$

(réactance homopolaire, en mΩ)



Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (source Legrand)



VALEUR DE COURT-CIRCUIT A L'ORIGINE DE L'INSTALLATION

m : facteur de charge à vide, pris égal à 1,05
 c : facteur de tension, pris égal à 1,05 pour les valeurs maximales et 0,95 pour les valeurs minimales
 U₁ : tension nominale entre phases, en V
 U₀ : tension entre phase et neutre, en V
 S₀ : puissance de l'alternateur, notée en kVA
 X₀ : réactance transitoire, en %, prise égale à 30 % en l'absence d'informations plus précises
 X₀ : réactance homopolaire, en %, prise égale à 6 % en l'absence d'informations plus précises



En pratique, pour un branchement tarif jaune, on peut considérer une valeur maximale présumée de :
 - 18 kA pour une puissance du branchement jusqu'à 100 kVA
 - 22 kA pour une puissance du branchement jusqu'à 250 kVA.



En raison de leur impédance interne élevée, les alternateurs génèrent des courants de court-circuit beaucoup plus faibles que ceux générés par des transformateurs de puissance équivalente.

- Les pouvoirs de coupure des appareils de protection seront plus faibles mais, par contre, la protection contre les courts-circuits minimaux et les contacts indirects sera plus difficile à réaliser.
- Le développement d'un court-circuit qui apparait aux bornes d'un alternateur, peut être décomposé en trois périodes :
- période subtransitoire : de 10 à 20 ms, durant laquelle le niveau de court-circuit est le plus élevé (> 5 In)
 - période transitoire : jusqu'à 200 à 300 ms, durant laquelle le court-circuit est de l'ordre de 3 à 5 In
 - le niveau de court-circuit se stabilise ensuite à un niveau pouvant aller de 0,3 à 5 In en fonction du type d'excitation de l'alternateur.



Lorsqu'une installation est alimentée par plusieurs types de sources différentes, par exemple un ou plusieurs transformateurs comme source normale et un générateur en remplacement (ou secours), les appareils de protection devront être adaptés aux caractéristiques des différents types de sources.

Les calculs de courts-circuits maximaux sont à effectuer en comparant le niveau de court-circuit maximum que peuvent générer toutes les sources susceptibles de fonctionner simultanément et en retenant la valeur maximale. Il s'agit généralement des transformateurs en parallèle. Les calculs de courts-circuits minimaux sont à effectuer en comparant le niveau de court-circuit minimal généré par chacune des sources et en retenant la valeur minimale.

LES CHOIX

Niveaux de courts-circuits triphasés maximum d'un alternateur en fonction de sa puissance (U_n = 400 V et x d = 30 %)

P (kVA)	100	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250
I _{ccmax} (kA)	0,59	0,85	1,06	1,33	1,67	2,12	2,65	3,34	4,24	5,30	6,43



Pour les alternateurs, il se peut que la valeur du court-circuit biphasé soit inférieure à celle du court-circuit monophasé. Dans ce cas, c'est cette valeur de court-circuit biphasé (Ik2) qui doit être prise en compte pour les calculs nécessitant une valeur de court-circuit minimum (longueurs de lignes, protection contre les contacts indirects...).

II. A / LE DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (suite)

VALEUR DE COURT-CIRCUIT EN UN POINT QUELCONQUE

1 METHODE DES IMPEDANCES

En utilisant cette méthode, il est possible de déterminer la valeur d'un court-circuit en un point quelconque de l'installation en totalisant les résistances et réactances de boucle de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et en calculant l'impédance équivalente. Les valeurs de court-circuit sont alors calculées par application de la loi d'Ohm (formule générale) :

$$I_{cc} = \frac{c \times m \times U_0}{Z_{cc}} = \frac{c \times m \times U_0}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

c : facteur de tension pris égal à 0,95 pour les courts-circuits minimaux et 1,05 pour les courts-circuits maximaux

m : facteur de charge pris égal à 1,05

U₀ : tension de l'installation entre phase et neutre, en V

Z_{cc} : impédance totale de la boucle de défaut au point considéré. C'est la somme vectorielle des résistances et réactances composant la boucle. Les impédances des câbles s'estiment à l'aide des formules ci-dessous :

$$R = \rho \times 10^3 \frac{L}{n_c \times S_c} \quad (\text{en m}\Omega)$$

ρ : résistivité du conducteur, en Ωmm²/m (voir tableau ci-contre)

S_c : section du conducteur, en mm²

n_c : nombre de conducteurs en parallèle

L : longueur du conducteur, en m

$$X = \lambda \frac{L}{n_c} \quad (\text{en m}\Omega)$$

λ : réactance linéique du conducteur, en mΩ/m (voir tableau ci-contre)

S_c : section du conducteur, en mm²

n_c : nombre de conducteurs en parallèle

L : longueur du conducteur, en m

2 METHODE DE COMPOSITION

Cette méthode est une approche simplifiée. Connaissant le courant du court-circuit triphasé à l'origine de l'installation (voir paragraphe précédent), elle permet d'estimer le courant de court-circuit présumé Ik3 à l'extrémité d'une canalisation de longueur s et section données. Cette méthode s'applique à des installations dont la puissance n excède pas 800 kVA.

Le courant de court-circuit maximal en un point quelconque de l'installation est déterminé à l'aide du tableau de la page suivante à partir :

- de la valeur de court-circuit présumée en tête de l'installation
- de la longueur de la ligne
- de la nature et de la section des conducteurs.

Réactance linéique des conducteurs à utiliser en fonction du type de câble et de son mode de pose

Câbles et poses	Réactance linéique λ (mΩ / m)
Câbles multiconducteurs ou câbles monoconducteurs en tréfile en nappe	0,08
Câbles monoconducteurs jointifs	0,09
Câbles monoconducteurs séparés de plus d'un diamètre	0,13

Résistivité des conducteurs à utiliser en fonction du type de court-circuit calculé (ρ₀ : résistivité des conducteurs à 20 °C)

Défaut	Résistivité ρ ₀	Cu (Ω mm ² /m)	Al (Ω mm ² /m)
I _{cc} maximum	ρ ₀	0,01851	0,0294
I _{cc} minimum	Dijoncteur ρ ₁ = 1,25 ρ ₀	0,02314	0,0368
If	Fusible ρ ₁ = 1,5 ρ ₀	0,02777	0,0441
Contraintes thermiques	ρ ₁ = 1,25 ρ ₀	0,02314	0,0368
	ρ ₁ = 1,25 ρ ₀	0,02314	0,0368



Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (source Legrand)

Calcul des différents types de courts-circuits maximaux et minimaux à partir de la formule générale

■ **Courant de court-circuit triphasé :**

$$Ik_{3max} = \frac{C_{min} \times m \times U_0}{\sqrt{(R_0 + R_S + R_{pho} + \rho \times \frac{L}{S_{ph} \times N_{ph}})^2 + (X_0 + X_S + X_{pho} + \lambda \times \frac{L}{N_{ph}})^2}}$$

■ **Courant de court-circuit biphasé :**

$$Ik_{2max} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{C_{min}}$$

Pour calculer la valeur minimum du court-circuit biphasé, il faut remplacer :

- ρ par ρ_1 pour une protection par disjoncteur ou par ρ_2 pour une protection par fusible
- C_{max} par C_{min} .

■ **Courant de court-circuit monophasé phase - neutre :**

$$Ik_{1max} = \frac{C_{min} \times m \times U_0}{\sqrt{(R_0 + R_S + R_{pho} + \rho \times \frac{L}{S_{ph} \times N_{ph}} + \rho_0 \times \frac{L}{S_N \times N_{Nt}})^2 + (X_0 + X_S + X_{pho} + \lambda \times \frac{L}{N_{ph}} + \frac{1}{N_N})^2}}$$

Pour calculer la valeur minimale du court-circuit monophasé, il faut remplacer :

- ρ_0 par ρ_1 pour une protection par disjoncteur ou par ρ_2 pour une protection par fusible
- C_{max} par C_{min} .

■ **Courant de défaut :**

$$I_f = \frac{C_{min} \times m \times \alpha \times U_0}{\sqrt{(R_0 + R_S + R_{pho} + R_{fct} + \rho_1 \times \frac{L}{S_{ph} \times N_{ph}} + \frac{1}{S_{ph} \times N_{ph}})^2 + (X_0 + X_S + X_{pho} + \lambda \times \frac{L}{N_{ph}} + \frac{1}{N_{ph}})^2}}$$

C_{max} , C_{min} : facteur de tension pris égal à 0,95 (C_{min}) pour les courts-circuits minimaux et 1,05 (C_{max}) pour les courts-circuits maximaux

m : facteur de charge pris égal à 1,05

α : 1 en schéma TN, 0,86 en IT sans neutre et 0,5 en IT avec neutre.

U_0 : tension de l'installation entre phase et neutre, en V

R_0, X_0 : résistance et réactance équivalentes du réseau HT

R_S, X_S : résistance et réactance équivalentes de la source de phase depuis la source jusqu'à l'origine du circuit.

R_{pho}, X_{pho} : résistance et réactance des conducteurs en parallèle de phase depuis la source jusqu'à l'origine du circuit.

ρ , ρ_0 , ρ_1 , ρ_2 : résistivité des conducteurs (voir tableau page précédente)

λ : réactance inductive des conducteurs (voir tableau page précédente)

N_{ph} : section et nombre de conducteurs en parallèle par phase du circuit considéré

N_N, N_{Nt} : section et nombre de conducteurs en parallèle pour le neutre du circuit considéré

S_{ph} , S_{ph1} : section et nombre de conducteurs en parallèle de phase depuis la source jusqu'à l'origine du circuit considéré.

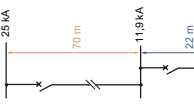
C est la somme des résistances R et des réactances X des câbles en amont.

II.A/LE DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (suite)

Cuivre	Secteur des conducteurs de phase (mm²)	Longueur de la canalisation (en mètres)																				
		1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	100	150	200	250	300	400	500	600	800	1000	
230 V 400 V	1,5	1,1	1,5	1,9	2,6	3,6	5,1	7,2	10,3	15	21	28	37	48	61	77	97	122	154	194	241	
	2,5	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	4	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	6	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	10	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	16	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	25	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	35	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	50	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	70	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
100	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
150	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
200	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
250	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
300	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
400	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
500	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
600	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
800	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
1000	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264		
■ Exemple																						
Aluminium	1,5	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	2,5	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	4	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	6	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	10	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	16	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	25	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	35	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	50	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	
	70	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17	24	32	41	52	66	83	104	131	166	210	264	

Exemple



- 1^{re} partie : - lcc origine : 25 kA - câble cuivre : 120 mm² - longueur : 75 m (73 m) → lcc aval : 11,9 kA
- 2^e partie : - lcc amont : 11,9 kA arrondi à 15 kA - câble cuivre : 6 mm² - longueur : 25 m (22 m) → lcc aval : 2,4 kA

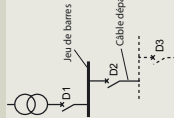
Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (source Legrand)

EXEMPLE DE CALCUL

Cet exemple reprend un calcul complet d'installation selon la méthode des impédances. Dans le cadre de la protection des personnes, un calcul complet de courant de défaut est également effectué. Ce courant de défaut étant, dans cet exemple, toujours inférieur au court-circuit du réseau HT pour le réglage des déclencheurs magnétiques des disjoncteurs.

Données de base de l'exemple traité

Soit une installation en schéma TN 230/400 V alimentée par un transformateur HTA/BT de 630 kVA (Ucc : 4 %), la puissance de court-circuit du réseau HT étant de 500 MVA.



S₁₀ = 500 MVA	Réseau HT
S_{Tr} = 630 kVA U_{cc} = 4 % I_n = 666 A	$Z_0 = \frac{(m \times U_{0,2})^2}{S_{10}} = \frac{(1,05 \times 400)^2}{500000} = 0,353 \text{ m}\Omega$ X₀ = 0,995 × Z₀ = 0,351 mΩ et R₀ = 0,1 × X₀ = 0,035 mΩ
	R₀ = 0,035 mΩ X₀ = 0,351 mΩ
	Transformateur HTA/BT
S_{Tr} = 630 kVA U_{cc} = 4 % I_n = 666 A	Calcul d'I_{k3} $Z_3 = \frac{(m \times U_{0,2})^2}{S_{Tr}} = \frac{(1,05 \times 400)^2}{630} \times \frac{4}{100} = 11,2 \text{ m}\Omega$ R₃ = 0,31 × Z₃ = 3,472 mΩ et X₃ = 0,95 × Z₃ = 10,640 mΩ
	R₃ = 3,472 mΩ X₃ = 10,640 mΩ ΣR = 3,507 mΩ ΣX = 10,991 mΩ
	$\Rightarrow I_{k3} = \frac{1,05 \times 1,05 \times 231}{\sqrt{3,507^2 + 10,991^2}} = 22,07 \text{ kA}$
	Câble Arrivée
	Calcul d'I_{k3} $R_c = \rho_0 \times 10^3 \times \frac{L}{\rho_{ph} \times S_{ph}} = 0,01851 \times 10^3 \times \frac{5}{2 \times 185} = 0,250 \text{ m}\Omega$ $X_c = \lambda \times \frac{L}{\rho_{ph}} = 0,08 \times \frac{5}{2} = 0,200 \text{ m}\Omega$
Cuivre/PR S_{ph} = 2 × 185 mm² S_{ph} = 2 × 185 mm² S_{ph} = 1 × 95 mm² I_n = 866 A I_n = 1 054 A L = 5 m	R_c = 0,250 mΩ X_c = 0,200 mΩ ΣR = 3,757 mΩ ΣX = 11,191 mΩ
	$\Rightarrow I_{k3} = \frac{1,05 \times 1,05 \times 231}{\sqrt{3,757^2 + 11,191^2}} = 21,57 \text{ kA}$

II.A/LE DIMENSIONNEMENT DES CONDUCTEURS ET DES PROTECTIONS

Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (suite)

	Calcul d'I_{k3} $R_c = \rho_0 \times 10^3 \times L \left(\frac{1}{\rho_{ph} \times S_{ph}} + \frac{1}{\rho_{ne} \times S_{ne}} \right) = 0,02314 \times 10^3 \times 5 \left(\frac{1}{2 \times 185} + \frac{1}{95} \right) = 1,53 \text{ m}\Omega$ $X_c = \lambda \times L \left(\frac{1}{\rho_{ph}} + \frac{1}{\rho_{ne}} \right) = 0,08 \times 5 \left(\frac{1}{2} + 1 \right) = 0,600 \text{ m}\Omega$
	R_c = 1,531 mΩ X_c = 0,600 mΩ ΣR = 5,038 mΩ ΣX = 11,591 mΩ
	$\Rightarrow I_r = \frac{0,95 \times 1,05 \times 231}{\sqrt{5,038^2 + 11,591^2}} = 18,23 \text{ kA}$
	Choix et réglages du disjoncteur de tête D1
	■ Calibre (In) Il doit être au moins égal à I _g . Parmi les solutions offertes nous choisissons un DPX 1600 de calibre 1 600 A pour permettre une évolution de l'installation.
	■ Pouvoir de coupure P _{DC} ≥ I _{k3} ⇒ P _{DC} ≥ 21,57 kA. Le pouvoir de coupure du DPX 1600 est de 50 kA.
	■ Nombre de pôles 3P + N/2
	■ Réglage du thermique (Ir) I _g ≤ I _r ≤ I _g ⇒ 866 ≤ I _r ≤ 1 054 A. Le réglage devra donc se situer entre $\frac{866}{1600} = 0,54$ et $\frac{1054}{1600} = 0,64$.
	Nous prendrons I _r = 0,4 × In soit I _r = 960 A.
	■ Réglage du magnétique (Im) $I_m \leq \frac{I_r}{1,2}$ I _r plus petit défaut en bout de ligne (niveau du jeu de barres) 1,2 : prise en compte de la tolérance de 20 % sur la courbe de déclenchement $I_m \leq \frac{960}{1,2} \Rightarrow I_m \leq 15 191 \text{ A}$
	Le réglage maximum possible convient : I _m = 10 × I _r = 9 600 A.
	En règle générale les impédances des jeux de barres sont négligées.
	Jeu de barres
	Choix et réglages du disjoncteur de départ D2
	■ Calibre (In) Il doit être au moins égal à I _g . Nous choisissons un DPX 250 ER de calibre 250 A.
	■ Pouvoir de coupure P _{DC} ≥ I _{k3} ⇒ P _{DC} ≥ 21,57 kA. Le pouvoir de coupure du DPX 250 ER est de 50 kA.
	■ Nombre de pôles 3P + N/2
	■ Réglage du thermique (Ir) I _g ≤ I _r ≤ I _g ⇒ 250 ≤ I _r ≤ 269 A. Le réglage maximum convient : I _r = 1 × In = 250 A.
	■ Réglage du magnétique (Im) $I_m \leq \frac{I_r}{1,2} \Rightarrow I_m \leq \frac{439}{1,2} \Rightarrow I_m \leq 365 \text{ A}$
	Le réglage convient : I _m = 10 × In = 2500 A.

Estimation des courts-circuits et exemple de calcul (source Legrand)

Cuivre/PR
 $S_{ph} = 2,70 \text{ mm}^2$
 $S_{pe} = 1 \times 35 \text{ mm}^2$
 $S_{pe} = 1 \times 35 \text{ mm}^2$
 $I_b = 250 \text{ A}$
 $L = 50 \text{ m}$
 $\cos \varphi = 0,85$

Câble Départ
 ■ Calcul d' I_{k3} (c'est cette valeur qui servira à déterminer le PôC du disjoncteur D3)

$$R_c = \rho_c \times 10^3 \times \frac{L}{S_{ph} \times S_{ph}} = 0,01851 \times 10^3 \times \frac{50}{1 \times 70} = 13,221 \text{ m}\Omega$$

$$X_c = \lambda \times \frac{L}{S_{ph}} = 0,08 \times \frac{50}{1} = 4 \text{ m}\Omega$$

$R_c = 13,221 \text{ m}\Omega$	$X_c = 4 \text{ m}\Omega$	$\Sigma R = 16,979 \text{ m}\Omega$	$\Sigma X = 15,191 \text{ m}\Omega$
--------------------------------	---------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------

$$\Rightarrow I_{k3} = \frac{1,05 \times 1,05 \times 231}{\sqrt{16,979^2 + 15,191^2}} = 11,18 \text{ kA}$$

■ Calcul d' I_r

$$R_c = \rho_c \times 10^3 \times L \left(\frac{1}{S_{ph} \times S_{ph}} + \frac{1}{S_{pe} \times S_{pe}} \right) = 0,02314 \times 10^3 \times 50 \left(\frac{1}{70} + \frac{1}{35} \right) = 49,686 \text{ m}\Omega$$

$$X_c = \lambda \times L \left(\frac{1}{S_{ph}} + \frac{1}{S_{pe}} \right) = 0,08 \times 50 (1 + 1) = 8 \text{ m}\Omega$$

$R_c = 13,221 \text{ m}\Omega$	$X_c = 4 \text{ m}\Omega$	$\Sigma R = 16,979 \text{ m}\Omega$	$\Sigma X = 15,191 \text{ m}\Omega$
--------------------------------	---------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------

$$\Rightarrow I_r = \frac{0,85 \times 1,05 \times 231}{\sqrt{54,623^2 + 19,591^2}} = 4,39 \text{ kA}$$

■ Calcul de la chute de tension

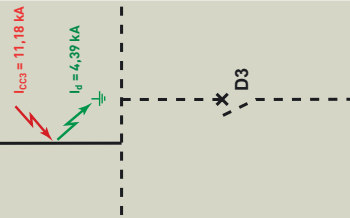
$$u = b \left(\rho_c \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) I_b$$

en triphasé $b = 1$

$$u = (0,02314 \times \frac{50}{70} \times 0,85 + 0,08 \times 10^3 \times 50 \times 0,5271) \times 250 = 4,04 \text{ V}$$

$$\Delta u = \frac{4,04}{231} \times 100 = 1,75 \%$$

Sachant que la chute de tension en amont est de 0,14 % (valeur préalablement calculée), la chute de tension cumulée totale est de 1,89 %.



II.C./LES FONCTIONS D'EXPLOITATION

La consignation des ouvrages et équipements (suite)

SCHEMAS-TYPES AVEC PROCEDURES DE VERROUILLAGE

Dans tous les cas le choix des serrures et des positions de sécurité nécessite une étude préalable de la séquence de verrouillage à appliquer pour bien définir le besoin et parfaitement identifier les risques afférents.

Les verrouillages "électriques" ne sont jamais considérés comme suffisants. Par principe, seuls les verrouillages "mécaniques" sont aptes à assurer la sécurité (sous réserve qu'ils soient eux-mêmes libabilisés).

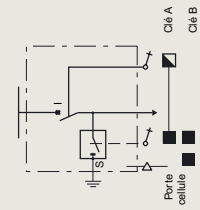
Différentes représentations graphiques sont faites des mécanismes de verrouillage ; certaines représentations reprennent l'état de la serrure (pêne rentré ou sorti) et de la clé (libre ou prisonnière). Des schémas symboliques de principe sont également utilisés mais, par principe, les séquences complexes doivent être explicitées par le texte.

Symboles de principe (source APAVE)	
Ensemble mécanisme serrure	
Serrure avec clé toujours libre	<input type="checkbox"/>
Serrure avec clé toujours prisonnière	<input checked="" type="checkbox"/>
Serrure avec clé prisonnière appareil fermé	<input checked="" type="checkbox"/>
Serrure avec clé prisonnière appareil ouvert	<input checked="" type="checkbox"/>

Symboles fonctionnels	
Verrouillage mécanique	- -> -
Ensemble mécanisme serrure	
Clé prisonnière	●
Clé absente	○
Clé libre	∅
Manœuvre de la clé - introduction - extraction	
Serrure sur porte	
Clés tête-bêche	
Clé absente / pêne rentré manœuvre libre	
Clé absente / pêne sorti manœuvre bloquée	
Clé libre / pêne rentré manœuvre libre	
Clé libre / pêne sorti manœuvre bloquée	
Clé prisonnière / pêne rentré manœuvre libre	
Clé prisonnière / pêne sorti manœuvre bloquée	

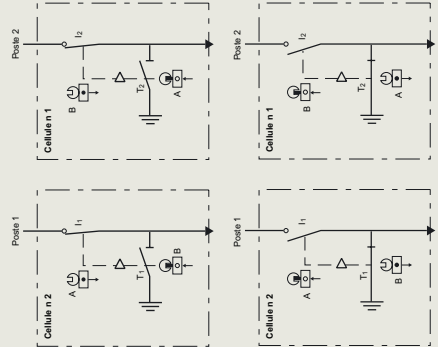
La consignation des ouvrages et équipements (source Legrand)

Exemple 1 : verrouillage entre sectionneur de mise à la terre, interrupteur HT et porte de cellule



- Séquence de verrouillage :**
- Ouverture de l'interrupteur I
 - La clé est libérée
 - Transfert de la clé A sur le sectionneur S
 - Fermeture du sectionneur S
 - La clé B est libérée
 - Ouverture de la porte de la cellule avec la clé B
 - La clé B reste prisonnière.

Exemple 2 : verrouillage de cellules sur réseau HT en boucle



L'objet de cette procédure est l'interdiction de la manœuvre de fermeture des sectionneurs de terre lorsque la cellule est alimentée en amont ou en aval (retour de boucle).

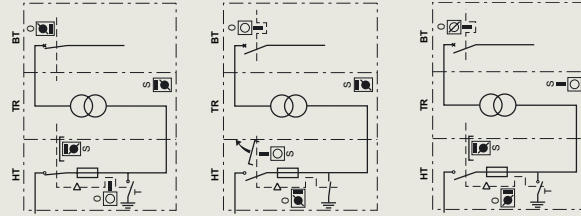
Installation en service :
NB : interrupteurs I et sectionneurs T sont asservis mécaniquement par construction.

- Séquence de condamnation :**
- Ouverture de l'interrupteur I₁
 - Condamnation de l'interrupteur I₁ et libération de la clé A
 - Ouverture de l'interrupteur I₂
 - Condamnation de l'interrupteur I₂ et libération de la clé B
 - Déverrouillage du sectionneur de terre T₂ avec la clé A
 - Fermeture du sectionneur de terre T₂
 - La clé A est prisonnière
 - Déverrouillage du sectionneur de terre T₁ avec la clé B
 - Fermeture du sectionneur de terre T₁
 - La clé B est prisonnière.

II. C./LES FONCTIONS D'EXPLOITATION

La consignation des ouvrages et équipements (suite)

Exemple 3 : verrouillage HT/TR/BT (symboles fonctionnels)



Utilisée dans les postes de livraison à comptage BT, cette séquence, parmi les plus courantes, permet d'accéder aux bornes du transformateur après :

- Ouverture et verrouillage du disjoncteur BT
- Ouverture et verrouillage de la cellule HT
- Mise à la terre de l'alimentation HT séparée

État en service :

- Le disjoncteur BT est fermé
- La clé O est prisonnière
- La cellule HT est fermée
- La clé S est prisonnière
- Les bornes du transformateur sont inaccessibles

Séquence de verrouillage :

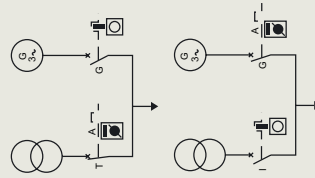
- Ouverture et débricolage du disjoncteur BT
- La clé O est libérée
- Transfert de la clé O sur la serrure de verrouillage de la cellule HT
- Ouverture de l'interrupteur HT et fermeture du sectionneur de terre par asservissement mécanique. L'opération est possible par transfert de clé, comme dans l'exemple 1
- La clé O devient prisonnière
- Le panneau de cellule peut être ouvert
- La clé S peut être prise
- Déverrouillage du volet de condamnation des bornes embrochables
- La clé S devient prisonnière.

La consignation des ouvrages et équipements (source Legrand)

La consignation des ouvrages et équipements (source Legrand)

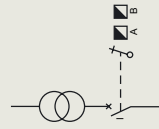
LES CHOIX

Exemple 4 : verrouillage sur inversion de source BT



Le couplage d'une alimentation de remplacement sur une installation ne doit pouvoir être réalisé qu'avec la certitude que l'alimentation principale est déconnectée.
Réciproquement, lorsque les appareils ne peuvent être implantés côte à côte (platine inverseur de source avec mécanisme d'inter-verrouillage intégré) ou qu'ils sont de type différent (puissance secourue plus faible par exemple), il faut alors prévoir un inter-verrouillage par clé.
En service normal : alimentation par transformateur. Le disjoncteur I est fermé. La clé A est prisonnière.
En service de secours : le disjoncteur I est ouvert. La serrure associée est déverrouillée et la clé A est libérée.
La clé A est transférée sur la serrure du disjoncteur G, qui est fermé. La clé A est prisonnière.

Exemple 5 : verrouillage sur inversion de source et sur poste HT



Le disjoncteur débrouillable est alors équipé de deux serrures.
En fonctionnement normal, le disjoncteur I est fermé, les clés A et B sont prisonnières.
L'ouverture du disjoncteur libère les clés A et B. La clé A est transférée sur la cellule HT amont (voir exemple 2).
La clé B est transférée sur la source de remplacement (voir exemple 4).
Un verrouillage entre la source de remplacement (disjoncteur G) peut aussi être prescrit avec la cellule HT (deuxième serrure).