

Les installations électriques

Patrick Lagonotte

The logo for Hermès Science publications. It features the word "hermes" in a stylized, lowercase, serif font with a decorative flourish on the left. Below it, the word "Science" is written in a similar serif font, also with a decorative flourish on the left. Underneath "Science", the word "publications" is written in a smaller, lowercase, sans-serif font, flanked by horizontal lines on either side.

hermes
Science
—publications—

EXTRAIT DU CATALOGUE GÉNÉRAL

Les composants optoélectroniques, François CERF, 2000.

Protection des réseaux électriques, Christophe PRÉVÉ, 1998.

Manuel d'optique, Germain CHARTIER, 1997.

Le micro-contrôleur 68HC11, Bernard BEGHYN, 1997.

Magnétisme et matériaux magnétiques pour l'électrotechnique,
Pierre BRISSONNEAU, 1997.

La maintenance basée sur la fiabilité – *guide pratique d'application de la RCM*,
Gilles ZWINGELSTEIN, 1996.

Le contact électrique - volume 2 – *phénomènes physiques et matériaux*,
coordonnateur Louis FÉCHANT, 1996.

Le contact électrique - volume 1 – *l'appareillage de connexion*,
coordonnateur Louis FÉCHANT, 1995.

Les supraconducteurs, Pascal TIXADOR, 1995.

Diagnostic des défaillances – *théorie et pratique pour les systèmes industriels*,
Gilles ZWINGELSTEIN, 1995.

Eléments de génie électrique – *connaissances de base et machines statiques*,
Marcel IVANES, Robert PERRET, 1994.

Les diélectriques – *propriétés diélectriques des matériaux isolants*, Roland COELHO,
Bernard ALADENIZE, 1993.

Dispositifs de l'électronique de puissance - volume 1, volume 2, Jacques ARNOULD,
Pierre MERLE, 1992.

Variation de vitesse, Yvon PEERS *et al.*, 1991.

Revue internationale de génie électrique, rédacteur en chef, Jean-Claude SABONNADIÈRE.

Table des matières

Avant-propos	17
Chapitre 1. Les dangers du courant électrique et les mesures de sécurité	19
1.1. Présentation	19
1.2. L'électrocution	20
1.2.1. La résistance du corps humain	21
1.2.2. Les dangers de l'électricité en fonction du courant	22
1.2.3. Les dangers de l'électricité en fonction de la tension	23
1.2.4. Les dangers de l'électricité en fonction de l'énergie	25
1.2.5. Le cas particulier des électriseurs ou clôtures électriques	26
1.2.6. Le cas particulier des défibrillateurs cardiaques	26
1.3. Les organismes de normalisation	27
1.4. L'évolution historique des classifications	28
1.5. La protection passive contre les risques électriques	29
1.5.1. La protection par éloignement	29
1.5.2. La protection par obstacle	30
1.5.3. La protection par isolation en condition normale (sèche)	31
1.5.4. La protection par isolation en présence d'eau	33
1.5.5. La protection par coupure automatique	34
1.6. La responsabilité et la sécurité des personnes intervenant sur des installations électriques ou à proximité des conducteurs nus	34
1.6.1. Le recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique (U.T.E C18.510)	35
1.6.2. Les niveaux de responsabilité en matière de sécurité	36
1.6.3. Les habilitations	39

6 Les installations électriques

- 1.6.4. Les zones d'environnement 41
- 1.6.5. Les différents types de travaux ou d'interventions 42
- 1.6.6. La démarche générale à appliquer lors de travaux ou interventions sur des installations 45
- 1.6.7. La procédure de consignation 45
- 1.6.8. La procédure de déconsignation 48
- 1.6.9. La protection des personnes lors de travaux ou d'interventions en basse tension 48
- 1.6.10. Les travaux exécutés au voisinage des pièces sous tension 49
- 1.7. L'analyse des causes d'accidents 49
- 1.8. L'évolution des réglementations sur les installations basse tension 52
- 1.9. Bibliographie 53

Chapitre 2. La protection des personnes et les différents régimes du neutre 55

- 2.1. L'évolution historique de la sécurité 55
- 2.2. La protection contre les contacts directs 56
 - 2.2.1. Les dispositifs préventifs (protection en tension) 56
 - 2.2.2. Les dispositifs actifs (protection en courant) 58
- 2.3. La protection contre les contacts indirects (différents régimes du neutre) 58
 - 2.3.1. La protection en tension 58
 - 2.3.2. La protection par coupure automatique de l'alimentation 59
 - 2.3.3. Les différents régimes du neutre 59
 - 2.3.4. Le régime TT 60
 - 2.3.5. Le régime TN 61
 - 2.3.6. Le régime IT 64
 - 2.3.7. La comparaison des différents régimes du neutre 67
 - 2.3.8. Le choix d'un régime de neutre 67
- 2.4. Exemples d'installations en fonction des différents régimes du neutre 67
 - 2.4.1. L'exemple d'une installation électrique domestique 67
 - 2.4.2. Exemples d'installations industrielles en régime TT 71
 - 2.4.3. L'exemple d'installation industrielle en régime TN 73
 - 2.4.4. Exemples d'installations industrielles en régime IT 75
- 2.5. Le nombre de pôles des disjoncteurs et les différents régimes du neutre (NF C 15-100, 473) 76
 - 2.5.1. La protection des conducteurs d'un circuit monophasé 77
 - 2.5.2. La protection des conducteurs de phase 77
 - 2.5.3. La protection du conducteur neutre 77
- 2.6. La protection des réseaux à courant continu 78
- 2.7. Bibliographie 80

Chapitre 3. Le système triphasé et les réseaux électriques	81
3.1. L'intérêt du système triphasé sinusoïdal	81
3.1.1. L'intérêt des tensions et des courants sinusoïdaux	81
3.1.2. La fréquence des réseaux	82
3.1.3. Le système triphasé : un optimum économique	82
3.2. Les mesures des puissances en triphasé	83
3.2.1. Les mesures en triphasé de la puissance active	83
3.2.2. Les mesures en triphasé de la puissance réactive	86
3.2.3. La critique de la méthode des deux wattmètres	91
3.3. Les courants harmoniques et la puissance déformante	93
3.3.1. La circulation des courants harmoniques multiples de trois	93
3.3.2. La mesure en triphasé de la puissance déformante	95
3.4. Les composantes symétriques	97
3.4.1. Le passage des composantes symétriques au système réel triphasé	98
3.4.2. Le passage du système réel triphasé aux composantes symétriques	98
3.4.3. Les particularités du système homopolaire	98
3.4.4. Les puissances et les composantes symétriques	100
3.5. La topologie des réseaux de transport et de distribution	100
3.5.1. Les réseaux « en simple alimentation » ou « en antenne »	100
3.5.2. Les réseaux en boucle	101
3.5.3. Les réseaux en double dérivation	102
3.5.4. Les réseaux maillés	103
3.6. Bibliographie	104
Chapitre 4. Les transformateurs d'alimentation	105
4.1. Les différents types de transformateurs	105
4.2. Les caractéristiques des transformateurs	106
4.2.1. Les transformateurs H.T - B.T	106
4.2.2. Les transformateurs triphasés B.T-B.T	108
4.2.3. Les transformateurs monophasés B.T-B.T	108
4.3. Le régime transitoire de mise sous tension des transformateurs	109
4.4. La protection des transformateurs	112
4.4.1. La protection des transformateurs B.T-T.B.T	112
4.4.2. La protection des transformateurs H.T.A-B.T	113
4.5. La mise en parallèle des transformateurs	114
4.6. Le couplage des transformateurs et l'impédance homopolaire	117
4.6.1. L'influence du couplage	117
4.6.2. L'influence d'un troisième enroulement	120
4.6.3. L'influence du circuit magnétique	121
4.7. La maintenance des transformateurs	122

8 Les installations électriques

- 4.7.1. Les différents défauts possibles 123
- 4.7.2. Le diagnostic en cas de défauts 123
- 4.7.3. Les opérations de maintenance préventive 124
- 4.8. Bibliographie 124

Chapitre 5. Les effets des forts courants électriques 125

- 5.1. Le champ d'induction magnétique 125
- 5.2. L'influence de l'environnement sur le champ d'induction magnétique 126
- 5.3. Les efforts entre les conducteurs 129
- 5.4. Les efforts de répulsion des contacts 130
- 5.5. Application des efforts électrodynamiques..... 131
 - 5.5.1. Pince autocompensée..... 131
 - 5.5.2. Pince à pantographe..... 132
 - 5.5.3. Les propulseurs électrodynamiques de contacts 133
 - 5.5.4. Propulseurs électromagnétiques de contacts..... 134
- 5.6. L'effet de peau..... 135
 - 5.6.1. Le phénomène physique de l'effet de peau 138
 - 5.6.2. Les effets de proximité 139
 - 5.6.3. Conséquences de l'effet de peau..... 143
- 5.7. L'effet thermique..... 144
- 5.8. Bibliographie..... 145

Chapitre 6. Les contacts électriques..... 147

- 6.1. Généralités..... 147
 - 6.1.1. Différents types de contacts..... 147
- 6.2. Les métaux conducteurs 148
 - 6.2.1. Les métaux pour conducteurs électriques 148
 - 6.2.2. Les alliages pour soudure ou brasure..... 149
 - 6.2.3. Les métaux pour contacts 149
 - 6.2.4. Les matériaux de contact pour la coupure de l'arc électrique..... 151
 - 6.2.5. Les domaines d'utilisation des différents matériaux de contact 152
- 6.3. La déformation mécanique des métaux 153
 - 6.3.1. La déformation élastique 153
 - 6.3.2. La déformation plastique 153
 - 6.3.3. L'influence de l'échauffement..... 154
- 6.4. La résistance de contact..... 154
 - 6.4.1. L'ordre de grandeur des résistances de contact 154
 - 6.4.2. La surface de contact 155
 - 6.4.3. La préparation des surfaces 155

6.4.4. Les efforts appliqués.....	156
6.4.5. Les densités de courant admissibles	158
6.4.6. Les contacts hétérogènes (cuivre-aluminium)	159
6.4.7. L'échauffement.....	161
6.4.8. L'intensité.....	161
6.4.9. Le sens du courant.....	162
6.4.10. La corrosion.....	162
6.5. Bibliographie	164

Chapitre 7. L'arc électrique 165

7.1. Introduction	165
7.2. Le champ électrique	165
7.2.1. La loi de Coulomb	165
7.2.2. Le théorème de Gauss.....	166
7.2.3. Les conducteurs en équilibre électrostatique	167
7.3. L'effet de bord, l'effet de pointe.....	168
7.4. L'effet de sphère, l'effet de cylindre	170
7.5. L'arc électrique.....	171
7.5.1. La rigidité diélectrique de l'air (Loi de Paschen)	171
7.5.2. La caractéristique tension-courant des décharges électriques.....	174
7.5.3. Tension d'arc dans l'air	175
7.5.4. L'influence de la nature des électrodes.....	176
7.6. La coupure d'un courant.....	176
7.6.1. L'allongement de l'arc.....	177
7.6.2. La fragmentation d'un arc dans une chambre de coupure	177
7.7. Bibliographie	178

Chapitre 8. La protection des installations électriques contre les surtensions 179

8.1. Les surtensions sur les installations.....	179
8.1.1. Les surtensions à fréquence industrielle	179
8.1.2. Les surtensions de manœuvre.....	182
8.1.3. Les surtensions atmosphériques	184
8.2. La coordination d'isolement.....	187
8.2.1. Définition.....	187
8.2.2. Principe.....	187
8.2.3. La séparation des différents niveaux de tension	188
8.3. La protection contre les surtensions	189
8.3.1. Les éclateurs	189
8.3.2. Définition de l'effet varistance	191

10 Les installations électriques

8.3.3. Varistances à base d'oxyde de zinc	192
8.3.4. Les applications des varistances	199
8.4. Les différentes catégories d'installations vis-à-vis des surtensions	205
8.5. Les différentes classes d'isolation du matériel électrique (thermiques)	207
8.6. Bibliographie	207

Chapitre 9. Les contraintes supportées par les installations électriques et les conditions d'utilisation du matériel

209

9.1. Les contraintes internes	209
9.1.1. La tension	209
9.1.2. Le courant nominal	209
9.1.3. Le courant de court-circuit.....	210
9.1.4. Les contraintes thermiques	210
9.1.5. Les contraintes mécaniques	210
9.2. Les contraintes externes dues aux conditions d'environnement.....	210
9.2.1. Conditions de température AA 1 à 8	210
9.2.2. Conditions climatiques AB 1 à 8	211
9.2.3. Altitude AC 1 à 2.....	211
9.2.4. Présence d'eau AD 1 à 8.....	211
9.2.5. Présence de corps solides AE 1 à 4	212
9.2.6. Présence de substances corrosives ou polluantes AF 1 à 4.....	212
9.2.7. Chocs mécaniques AG 1 à 4.....	212
9.2.8. Vibrations AH 1 à 3.....	212
9.2.9. Autres contraintes mécaniques AJ.....	212
9.2.10. Présence de flore AK 1 à 2	212
9.2.11. Présence de faune AL 1 à 2	213
9.2.12. Influences électromagnétiques, électrostatiques ou ionisantes AM 1 à 6.....	213
9.2.13. Rayonnements solaires AN 1 à 2.....	213
9.2.14. Effets sismiques AP 1 à 4.....	213
9.2.15. Foudre AQ 1 à 3	213
9.2.16. Mouvements de l'air AR 1 à 3.....	213
9.2.17. Vent AS 1 à 3	214
9.3. Les contraintes externes dues aux conditions d'utilisation.....	214
9.3.1. Compétence des personnes BA 1 à 5.....	214
9.3.2. Résistance du corps humain BB 1 à 3.....	214
9.3.3. Contacts des personnes avec le potentiel de la terre BC 1 à 4	214
9.3.4. Evacuation des personnes en cas d'urgence BD 1 à 4	214
9.3.5. Nature des matières traitées ou entreposées BE 1 à 4.....	215
9.4. Les contraintes externes dues à la construction des bâtiments	215
9.4.1. Matériaux de construction CA 1 à 2	215

9.4.2. Structure des bâtiments CB 1 à 4.....	215
9.5. Les conditions d'utilisation des conducteurs et des câbles.....	215
9.6. Les conditions d'utilisation des moulures, conduits et goulottes.....	216
9.7. Les indices de protection.....	216
9.8. Exemples de classifications.....	217
9.8.1. Locaux ou emplacements.....	218
9.8.2. Etablissements recevant du public (E.R.P).....	224
9.8.3. Autres établissements.....	224
9.7. Bibliographie.....	225
Chapitre 10. Les lignes et les câbles électriques.....	227
10.1. Présentation.....	227
10.2. La modélisation des lignes et des câbles électriques.....	227
10.2.1. La détermination de l'équation analytique exacte des lignes et des câbles électriques.....	227
10.2.2. La résistance des lignes et des câbles électriques.....	230
10.2.3. L'inductance des lignes et des câbles électriques.....	231
10.2.4. La capacité des lignes et des câbles électriques.....	234
10.2.5. La résistance d'isolation des lignes et câbles électriques.....	235
10.2.6. Les caractéristiques des lignes électriques haute tension.....	237
10.3. Les câbles électriques basse tension.....	238
10.3.1. La modélisation des câbles basse tension et leurs caractéristiques électriques.....	238
10.3.2. Définitions.....	239
10.3.3. La structure des câbles.....	245
10.3.4. La fabrication des câbles.....	245
10.3.5. La dénomination des conducteurs et des câbles.....	247
10.3.6. Les particularités des câbles.....	249
10.3.7. Les différents types de câbles et conducteurs commercialisés.....	250
10.4. Bibliographie.....	252
Chapitre 11. La pose des câbles électriques basse-tension.....	253
11.1. Présentation.....	253
11.2. Les conduits (NF C 15-100, 529.1).....	253
11.2.1. La dimension des conduits.....	254
11.2.2. La fixation des conduits.....	255
11.2.3. L'encastrement des conduits.....	256
11.3. La pose des câbles électriques basse tension.....	257
11.3.1. Les conditions de pose.....	257

12 Les installations électriques

11.3.2. Les poses de canalisations aériennes (NF C 15-100, 529.7).....	258
11.3.3. Les poses des canalisations souterraines (NF C 15-100, 529.5).....	258
11.3.4. Les poses de canalisations immergées.....	259
11.3.5. Les poses de canalisations sur parois ou au plafond.....	260
11.3.6. Les poses de canalisations sur tablettes ou sur corbeaux.....	261
11.3.7. Les poses de canalisations en caniveaux.....	262
11.3.8. Les poses en goulottes ou gouttières (NF C 15-100, 529.3), en moulures et plinthes rainurées (NF C 15-100, 529.2).....	263
11.3.9. Les poses de canalisations en parois isolantes.....	264
11.3.10 Les poses de canalisations noyées dans la construction.....	264
11.3.11. Les poses de canalisations préfabriquées (NF C 15-100, 529.6).....	265
11.4. Bibliographie.....	267

Chapitre 12. L'appareillage électrique..... 269

12.1. Définitions.....	269
12.1.1. Quelques définitions selon les normes.....	269
12.1.2. Les principales normes internationales pour l'appareillage.....	273
12.1.3. Quelques définitions des caractéristiques selon la norme CEI 947-1.....	273
12.2. Les prises et fiches de courant.....	275
12.2.1. Les prises et fiches de courant domestiques.....	276
12.2.2. Les prises et fiches de courant industrielles ($16 A < I < 63 A$).....	278
12.3. Les interrupteurs.....	279
12.3.1. Quelques définitions selon la norme CEI 947-3.....	279
12.4. Les contacteurs.....	280
12.4.1. L'emploi des contacteurs en courant continu.....	280
12.4.2. L'emploi des contacteurs en courant alternatif.....	284
12.4.3. Les contacteurs pour la commande des condensateurs triphasés.....	287
12.5. Le déclenchement des appareillages.....	289
12.5.1. Le déclenchement thermique.....	290
12.5.2. Le déclenchement magnétique.....	291
12.5.3. Le déclenchement différentiel.....	292
12.5.4. L'association des différents déclenchements au sein d'un même appareillage.....	293
12.6. La comparaison des différents appareillages.....	293
12.7. Le calibre nominal des fusibles et des disjoncteurs.....	294
12.8. Les caractéristiques des différents appareillages.....	296
12.8.1. La réactance des appareillages.....	296
12.8.2. La résistance des appareillages.....	296
12.8.3. La résistance des fusibles.....	296
12.9. Bibliographie.....	296

Chapitre 13. Le calcul des courants de court-circuit (Ice) en un point d'une installation	297
13.1. Les différents courts-circuits	297
13.2. Exemple de calcul d'un Icc triphasé	298
13.2.1. Rappel de l'ordre de grandeur des impédances	298
13.2.2. Le calcul des différentes impédances	299
13.2.3. Le calcul des différents courants de court-circuit	300
13.3. L'estimation de l'Ice aval connaissant l'Icc amont d'une canalisation	301
13.4. Le calcul des différents Icc par la méthode des composantes symétriques ...	302
13.4.1. Le principe de superposition	302
13.4.2. L'analyse d'un défaut phase-terre	303
13.4.3. L'analyse d'un défaut biphasé ou d'une charge déséquilibrée	305
13.4.4. L'analyse d'un défaut biphasé-terre	306
13.4.5. L'analyse d'un défaut triphasé	307
13.4.6. Tableau de synthèse	309
13.4.7. L'ordre de grandeur des impédances directes inverses et homopolaires pour différents éléments des réseaux électriques	309
13.4.8. Exemple d'application	313
13.5. Calcul du courant de court-circuit d'une batterie d'accumulateurs	317
13.6. Bibliographie	317
Chapitre 14. Les éléments de protection des installations	319
14.1. La limitation du courant	319
14.2. Les fusibles	319
14.2.1. Le courant nominal ou calibre d'une cartouche fusible (I_n)	320
14.2.2. La tension nominale d'une cartouche fusible (U_n)	320
14.2.3. Le temps de préarc, d'arc et temps total de coupure	320
14.2.4. Le pouvoir de coupure d'une cartouche fusible	321
14.2.5. Les caractéristiques temps/courant d'une cartouche fusible	322
14.2.6. Les contraintes thermiques d'une cartouche fusible (I^2t)	323
14.3. Les différentes cartouches fusibles	324
14.3.1. Les cartouches ultra-rapides (FF)	324
14.3.2. Les cartouches à fusion rapide (F)	324
14.3.3. Les cartouches à fusion temporisées (type T ou type gG anciennement gl)	324
14.3.4. Les cartouches très temporisées (type TT ou type aM)	324
14.4. La sélectivité des cartouches fusibles	324
14.5. Le déclassement en température des cartouches fusibles	326
14.6. Les disjoncteurs magnétothermiques	326

14 Les installations électriques

14.6.1. La coupure du courant par un disjoncteur limiteur	326
14.6.2. Les effets de la limitation du courant.....	327
14.7. Les courbes de déclenchement des disjoncteurs magnétothermiques.....	329
14.7.1. Calibres ≤ 60 A (EN 60-898 ou NF C 61-410).....	329
14.7.2. Calibres entre ≤ 100 A.....	331
14.7.3. Calibres 100 A ET 6300 A	332
14.8. La sélectivité des disjoncteurs magnétothermiques (NF C 15-100, 536)	333
14.8.1. Le niveau de sélectivité d'une installation (sélectivité totale, sélectivité partielle).....	334
14.8.2. Les différentes techniques de sélectivité.....	335
14.9. La filiation des disjoncteurs (optimisation économique NF C 15-100,434) ..	338
14.10. Le déclassement en température des disjoncteurs magnétothermiques	340
14.11. La coordination fusible disjoncteur	340
14.12. La protection différentielle	341
14.13. Les courbes de déclenchement des protections différentielles	342
14.14. La sensibilité des disjoncteurs différentiels et la résistance de terre.....	344
14.14.1. Le cas d'un contact direct.....	344
14.14.2. Le cas d'un défaut d'isolement.....	344
14.15. La sélectivité des protections différentielles.....	344
14.15.1. La sélectivité ampèremétrique.....	345
14.15.2. La sélectivité chronométrique.....	345
14.15.3. Exemple de sélectivité	345
14.16. Les déclenchements intempestifs des protections différentielles.....	345
14.16.1. Les causes des déclenchements intempestifs	346
14.16.2. Le comportement des protections différentielles en présence d'une composante continue	347
14.17. Bibliographie	348

Chapitre 15. Le choix d'un câble et de sa protection..... 349

15.1. Le rôle et les contraintes supportées par un câble.....	349
15.2. Le plan de l'étude	350
15.3. Le choix du type de câble en fonction des contraintes externes	352
15.4. La détermination du courant d'emploi (I_e).....	352
15.4.1. Le facteur de puissance $\cos(\varphi)$ et rendement η	352
15.4.2. Le facteur d'utilisation (k_u)	353
15.4.3. Le facteur de simultanéité (k_s)	353
15.4.4. Le facteur d'extension (k_e).....	354
15.4.5. Le courant d'emploi (I_e).....	354
15.5. Le courant nominal de la canalisation (I_n)	354
15.6. Le courant thermique fictif admissible (I_z)	354

15.6.1. La correction en fonction de la température ambiante (kt)	355
15.6.2. La correction en fonction du mode de pose (kp)	355
15.6.3. La correction en fonction de l'effet de proximité (kn).....	356
15.7. La chute de tension	358
15.8. La contrainte thermique dans un câble	360
15.9. La protection des personnes	361
15.9.1. Le cas du régime TT	361
15.9.2. Le cas du régime TN	361
15.9.3. Le cas du régime IT	362
15.10. Le calcul économique d'un câble	364
15.10.1. Le coût de l'investissement (CI)	364
15.10.2. Le coût annuel d'exploitation (CAE).....	364
15.10.3. L'actualisation des coûts.....	366
15.10.4. L'optimisation économique	367
15.11. La section des conducteurs de neutre	368
15.11.1. Le cas des schémas TT et TN-S.....	368
15.11.2. Le cas du schéma TN-C.....	368
15.11.3. Le cas du schéma IT	369
15.12. La section des conducteurs de terre	369
15.12.1. La méthode simple.....	369
15.12.2. La méthode adiabatique ou de la contrainte thermique	369
15.13. Exemple de choix d'un câble et de sa protection.....	370
15.14. Bibliographie	375
Index	377

Avant-propos

Le domaine des installations électriques est très vaste, ce qui incite bon nombre de professionnels et d'entreprises à se spécialiser dans certaines catégories (H.T, B.T) ou types d'installations (industrielle, tertiaire, domestique), ou encore types de services (bureau d'études, homologation de conformité ou de sécurité, entretien et rénovation). D'un point de vue économique, cette activité industrielle est loin d'être négligeable, puisque l'appareillage basse tension représente 27 % et les fils et câbles représentent 31 % du chiffre d'affaires de la construction électrique. De plus, cette activité industrielle présente un certain potentiel d'emplois qui se maintiendra dans le temps.

La construction d'une installation électrique n'est pas une « science exacte » ; différentes solutions sont toujours possibles en fonction de différents choix technologiques et de coûts économiques. La solution finalement retenue résulte toujours d'un compromis, qui est généralement le fruit de l'expérience et du savoir faire du concepteur. On peut ainsi définir des styles de réalisation propres à chaque concepteur ; c'est en cela que la construction d'installations est à la fois un art et une science. De sa conception à sa maintenance et son entretien, en passant par les modifications nécessaires à son évolution, l'ingénieur ou le technicien expérimenté ne peut prendre des décisions à la légère. La durée de vie et le coût économique de l'installation, la sécurité des personnes et des biens ainsi que fiabilité et sûreté de fonctionnement en dépendent. Aussi bien au niveau de l'informatique, du médical, des transports, ou d'un procédé de fabrication industriel, la moindre défaillance au niveau d'une installation peut avoir des conséquences catastrophiques. L'importance prise par le concept de sûreté industrielle (sécurité des personnes et des biens, disponibilité de l'énergie électrique, fiabilité et maintenabilité des produits) rejaillit de plus en plus sur la conception des matériels électriques. Ainsi, la sûreté de fonctionnement de chaque élément contribue souvent dans une large proportion à la sûreté de fonctionnement de l'ensemble de l'installation électrique.

L'enseignement des installations fait appel à l'électricité et à l'électrotechnique de base, mais aussi à des notions plus élaborées comme les régimes transitoires et les courants harmoniques, ainsi qu'à bon nombre de notions physiques comme l'électromagnétisme, la thermique, l'arc électrique et les caractéristiques physico-chimiques des matériaux. Mais cet enseignement, avant tout technologique, doit obligatoirement s'appuyer sur de nombreux documents techniques qui ne sont pas toujours faciles à réunir (diversité des fabricants et des matériels). Seulement une logique dans la démarche s'impose.

La principale difficulté de cet enseignement provient du fait qu'il doit faire appel à de nombreuses connaissances scientifiques assez diverses et aussi à une certaine masse de documents sous forme de normes, de catalogues constructeurs et documents techniques. Le mélange harmonieux de cet ensemble doit déboucher sur un cours structuré et intéressant pour les étudiants.

Cet ouvrage s'adresse à des étudiants en B.T.S en L.U.T, à des élèves en écoles d'ingénieurs ou à de futurs enseignants préparant le C.A.P.E.T ou l'agrégation de génie électrique. Il a pour but d'essayer de faire une synthèse et de présenter les notions et les connaissances permettant d'aborder le dimensionnement des installations électriques. Ce domaine de l'électrotechnique étant en constante évolution par l'amélioration des normes et du matériel, nous ne désirons ni faire apprendre les normes ni faire connaître le matériel, mais seulement enseigner les phénomènes physiques mis en jeu et les principes fondamentaux de dimensionnement et de construction, de manière à ce que les futurs techniciens ou ingénieurs soient aptes à analyser toutes les nouvelles normes et réglementations ou documents techniques.

L'auteur tient à remercier ici toutes les personnes qui ont contribué de diverses manières à l'élaboration de cet ouvrage, qu'elles trouvent ici le témoignage de toute sa reconnaissance.

Chapitre 1

Les dangers du courant électrique et les mesures de sécurité

1.1. Présentation

L'énergie électrique est partout indispensable et son utilisation est devenue une chose banale, cependant elle présente des dangers réels et importants, qu'il ne faut pas oublier ni négliger. Les principales causes d'accidents sont dues à :

- l'ignorance des règles de sécurité, la non-qualification des opérateurs et l'ignorance des risques, qui entraînent des négligences et des imprudences ;
- l'absence d'entretien et de surveillance des matériels, qui entraîne la détérioration des installations électriques et de leurs récepteurs. Cette détérioration des matériels est d'autant plus rapide qu'un fonctionnement dans un domaine non approprié entraîne une accélération de son vieillissement ;
- la mauvaise organisation du travail due la plupart du temps à la rapidité d'exécution exigée, qui entraîne le non-respect des procédures réglementaires comme :
 - l'usage des systèmes de consignation (condamnation, verrouillage et sectionnement),
 - la mise à la terre et en court-circuit lors de travaux sur les installations basse tension ;
 - l'utilisation de gants et de lunettes de manière systématique pour les travaux sous tension,
 - lors de travaux à proximité de conducteurs, la mise hors de portée des conducteurs sous tension par éloignement, par obstacle ou par isolation.

La protection des personnes et des biens est encore inadaptée et nettement insuffisante. Pour s'en convaincre, il suffit de prendre connaissance des statistiques sur les accidents électriques en France.

Nombre d'accidents

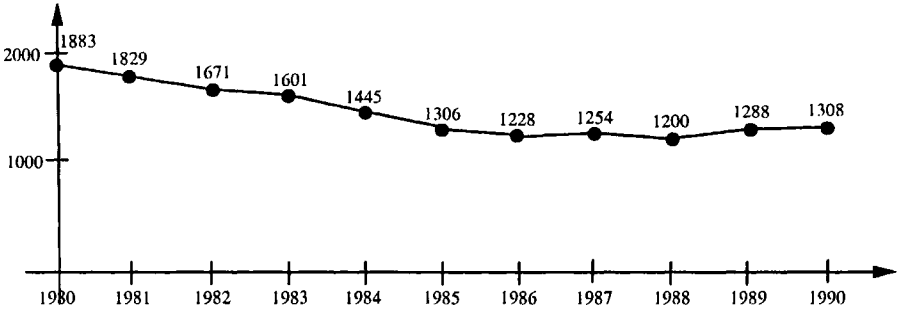


Figure 1.1. Le nombre annuel d'accidents du travail d'origine électrique (régime général de la sécurité sociale)

Nombre d'accidents mortels

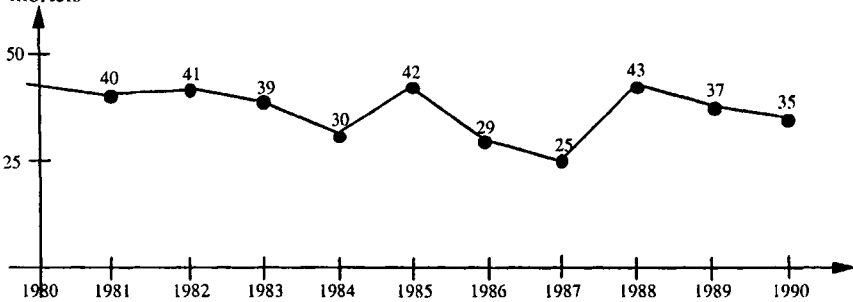


Figure 1.2. Le nombre annuel d'accidents du travail mortels d'origine électrique (régime général de la sécurité sociale)

1.2. L'électrocution

Le risque d'électrocution par l'action de l'énergie électrique intervient sur les deux principales fonctions vitales de l'organisme humain, qui sont la respiration et la circulation du sang. Un risque de brûlure par l'arc électrique est également possible. Si nous voulions étudier le phénomène d'électrocution nous devrions tenir compte des facteurs suivants :

- la résistance du corps humain et principalement de la peau qui est variable suivant les individus ;
- l'humidité au niveau de la peau, la surface de contact, la fréquence et la nature du courant ;
- la tension de contact qui modifie cette résistance (non-linéarité) ;
- la durée du contact qui a une grande influence sur les conséquences de l'électrisation (voir le cas des clôtures électriques et des défibrillateurs).

1.2.1. La résistance du corps humain

La figure 1.3 représente les variations de la résistance du corps humain en fonction de la tension de contact, mais aussi des conditions d'humidité au contact peau conducteur.

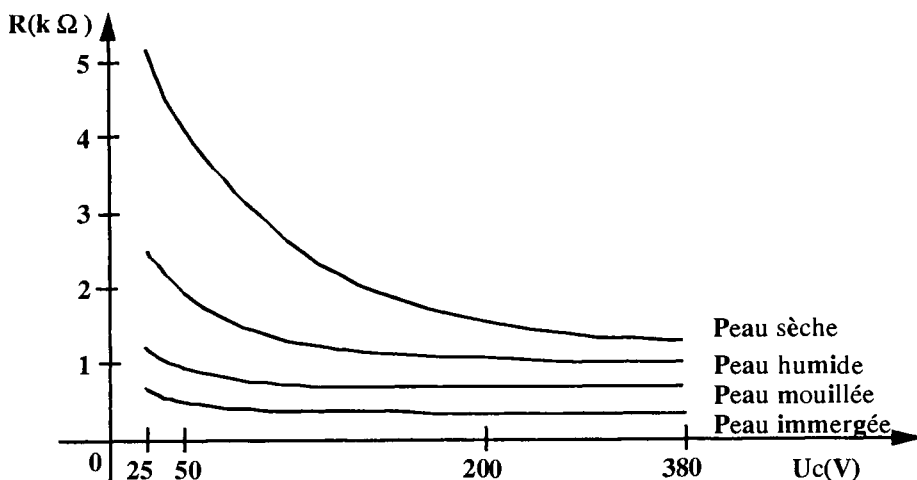


Figure 1.3. La résistance du corps humain

Il apparaît clairement une grande variation de la résistance du corps humain en fonction des conditions extérieures, mais aussi du niveau de la tension appliquée. L'état de l'humidité de la peau n'a d'influence sur la résistance du corps humain que pour des tensions inférieures à 100 V environ ; au-delà de cette limite, l'expérience a montré que la peau était percée électriquement et que son influence était minime sur la résistance du corps humain. De plus, nous pouvons remarquer que :

- le courant traversant un corps humain est facile à mesurer, puisqu'il est le même à l'entrée qu'à la sortie, et dans toutes sections du corps ;

- la tension appliquée à un corps humain est plus délicate à mesurer, car les résistances de contact ne sont pas négligeables devant la résistance totale du corps. Il est donc difficile de connaître la tension réellement appliquée aux organes vitaux ;
- les effets du courant électrique traversant le corps humain dépendent surtout de la densité de courant traversant le corps et donc de la masse de la personne.

Il est nécessaire de constater que :

C'est la densité de courant électrique et non la tension qui est à l'origine du phénomène d'électrocution.

Le circuit de la figure 1.4 (d'après la norme NF EN 61010-1 ou CEI 990) représente l'impédance du corps humain et compense la modification de la réponse physiologique avec la fréquence ($F < 1\text{MHz}$).

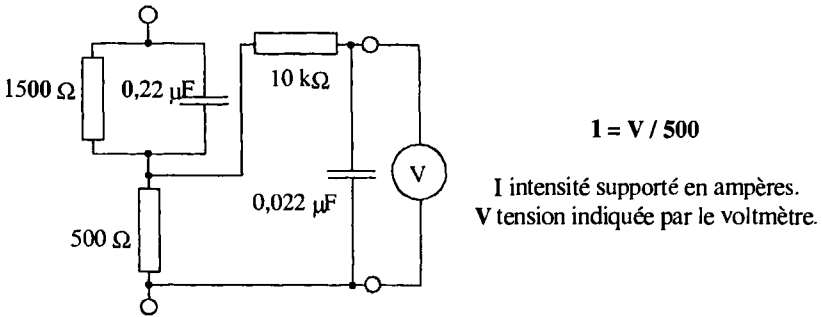


Figure 1.4. Le circuit de mesure des courants simulant l'impédance du corps humain

1.2.2. Les dangers de l'électricité en fonction du courant

La tétanisation des muscles se traduit par la contraction des membres qui empêche de lâcher prise. Si le courant est interrompu rapidement, le muscle revient à son état normal et en général le phénomène est sans séquelle. La limite à laquelle le courant devient dangereux correspond au seuil de non-lâcher, qui est la valeur maximale du courant pour laquelle une personne tenant des électrodes peut les lâcher. Ce seuil est d'environ **10 mA**.

La paralysie respiratoire apparaît si le courant n'est pas interrompu, la résistance corporelle baissant, l'intensité qui traverse l'organisme augmente. Lorsque la valeur d'environ **25 mA** est atteinte, le diaphragme qui commande notre

respiration est à son tour tétanisé, ce qui peut entraîner la mort par asphyxie. La limite pour laquelle le courant devient mortel correspond au seuil de **fibrillation ventriculaire**. La fibrillation ventriculaire a pour effet de dérégler l'activité électrique synchronisée des fibres musculaires du cœur. Ce phénomène une fois déclenché est spontanément irréversible. La valeur minimale du courant qui provoque la fibrillation ventriculaire est estimée à environ **40 mA**. La valeur limite du courant de contact produisant des brûlures se situe aux environs de **80 mA**. Nous considérerons qu'un courant alternatif de **10 à 30 mA** peut tuer.

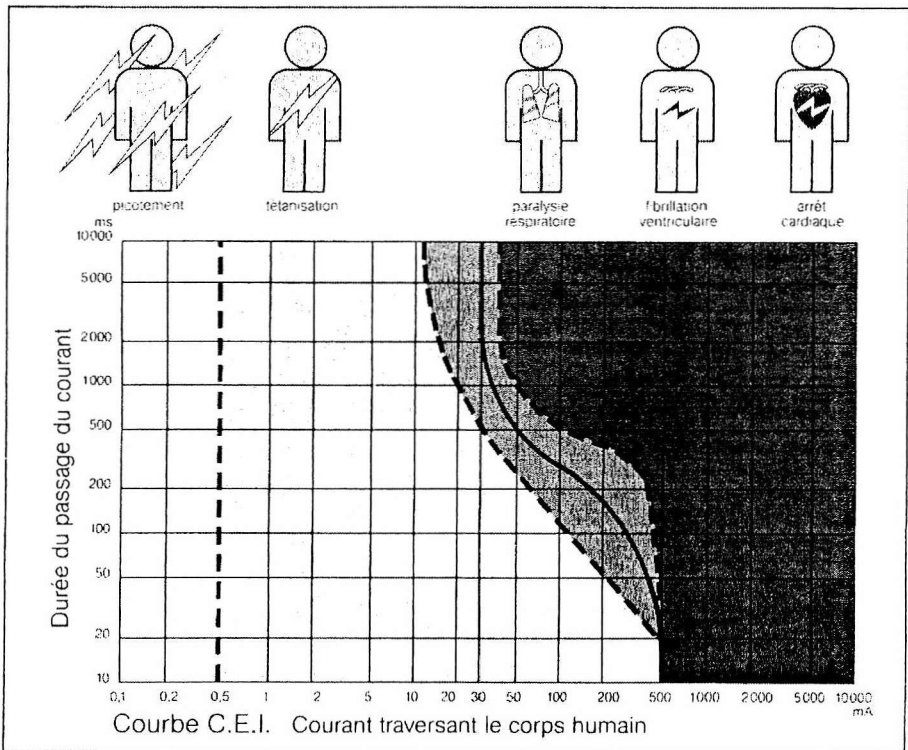


Figure 1.5. La protection en courant du corps humain (Doc. Schneider)

1.2.3. Les dangers de l'électricité en fonction de la tension

Pour limiter le courant susceptible de traverser le corps humain, une solution consiste à diminuer la tension de service des installations, nous serons alors amenés à parler de tension de sécurité. Les valeurs de tension au-dessus de **30 V** efficace **42,4 V** crête ou **60 V** continu en **conditions normales** sont jugées être des **tensions dangereuses** (selon la norme NF EN 61010-1).

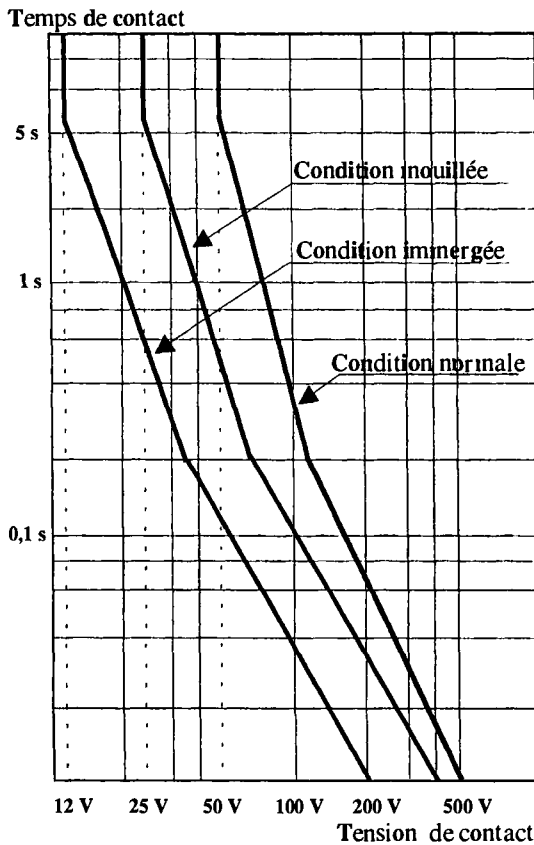


Figure 1.6. La protection en tension du corps humain

Les normes définissent trois types de locaux et un temps maximum d'électrisation en fonction des tensions présumées de contact (voir figure 1.6). Ce réseau de courbes montre qu'il existe pour un local donné une tension de sécurité et que tout défaut doit être éliminé en un temps d'autant plus court que le potentiel présumé de contact est élevé. Ces tensions de sécurité en condition de premier défaut sont de :

- 12 V dans des conditions immergées ;
- 24 V dans des conditions mouillées ;
- 48 V dans des conditions normales.

Si les tensions utilisées sont supérieures aux tensions de sécurité, les systèmes de protection devront intervenir pour prévenir tout risque apparaissant lors d'un contact direct avec un élément sous tension, ou lors d'un contact indirect avec une masse

métallique mise accidentellement sous tension. Les risques d'électrocution sont les mêmes en 110 volts et de 220 volts alternatif.

1.2.4. Les dangers de l'électricité en fonction de l'énergie

Certains appareils électriques peuvent générer des tensions supérieures aux tensions de sécurité sans toutefois être dangereux s'ils sont bien conçus. Nous donnerons comme exemple les clôtures électriques ayant un stockage inductif d'énergie et les flashes électroniques ayant un stockage capacitif de l'énergie.

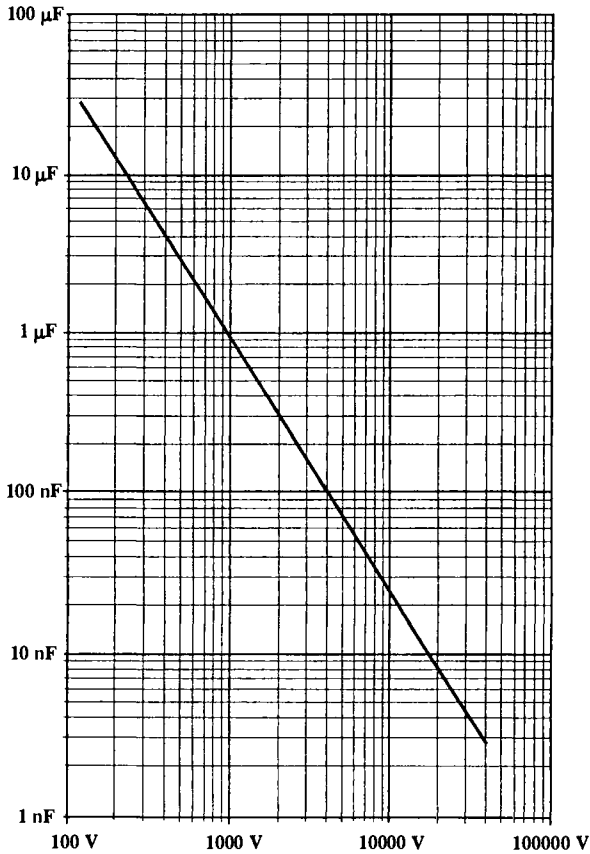


Figure 1.7. La protection en énergie du corps humain (UTE C 61010)

Dans le cas où les tensions dépassent le niveau de 30 V efficace 42,4 V crête ou 60 V continu en fonctionnement normal, la charge des condensateurs doit être

limitée à 45 mC pour des tensions ne dépassant pas 15 kV crête ou continu, et à une énergie accumulée de 350 mJ pour les tensions supérieures à 15 kV crête ou continu.

Dans le cas où les tensions dépassent le niveau de 50 V efficace 70 V crête ou 120 V continu en condition de premier défaut, la valeur des capacités doit être limitée au niveau donné par la figure 1.7 (UTE C 61010). Ce niveau correspond à une énergie maximale de **350 mJ**.

Aucune partie accessible exceptionnellement à l'opérateur, si elle reçoit une charge en provenance d'un condensateur interne, ne doit être sous tension dangereuse 10 secondes après l'interruption de l'alimentation. Si un appareil relié par un cordon ou par les broches d'une fiche reçoit une charge d'un condensateur interne, les broches ne doivent pas être sous tension dangereuse 5 secondes après la coupure de l'alimentation. Le respect de ces contraintes permet de calculer les résistances de décharge des condensateurs.

1.2.5. Le cas particulier des électriseurs ou clôtures électriques

Les caractéristiques de sortie des clôtures électriques selon la norme EN 61011 sont les suivantes :

- valeur crête maximum de la tension : 10 000 volts ;
- valeur crête maximum du courant : 10 ampères ;
- quantité maximale d'électricité par impulsion : 2,5 millicoulombs ;
- énergie maximale de décharge par impulsion : 5 joules.

Ces différentes grandeurs dépassent largement les niveaux de sécurité (50 V, 350 mJ, 30 mA). Cependant, dans des conditions normales de fonctionnement l'électriseur doit délivrer des impulsions séparées par des intervalles dont la durée est au moins d'une seconde, et dont la largeur et l'amplitude sont limitées pour éviter tout risque.

Période pour laquelle la valeur instantanée de sortie dépasse 300 mA : 1,5 ms.

Durée maximale de l'impulsion (tension supérieure à 12 V) : 100 ms.

1.2.6. Le cas particulier des défibrillateurs cardiaques

Si l'énergie électrique peut être dans des conditions défavorables une source de dangers, elle peut également dans certaines conditions bien appropriées rendre la vie. Un défibrillateur cardiaque fonctionne de manière analogue à un flash électronique. L'énergie est prise à une batterie d'accumulateur, est élevée en tension par une alimentation à découpage et stockée dans un condensateur ($\approx 6\ 000\text{ V}$). Une

synchronisation sur les signaux cardiaques émanant de la décharge est effectuée pour augmenter l'efficacité de l'appareil (≈ 120 A). Dans tous les cas, l'énergie appliquée est contrôlée par la tension de charge du condensateur.

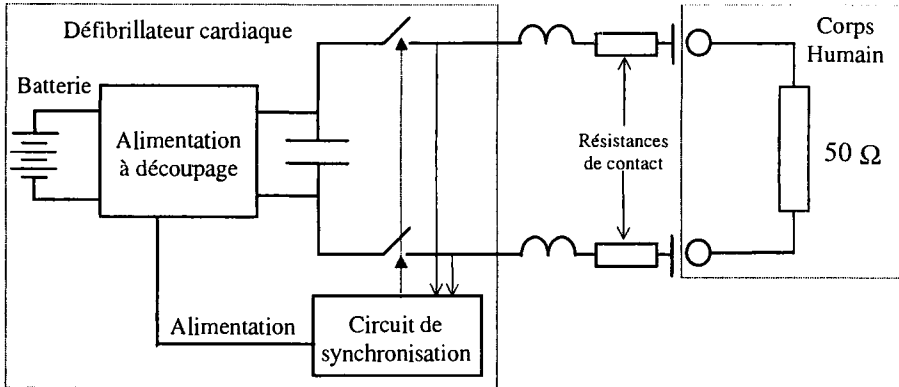


Figure 1.8. Le schéma de principe d'un défibrillateur cardiaque

L'impédance du corps humain grâce à la surface des électrodes et à la graisse conductrice utilisée est de l'ordre de 50Ω . L'énergie stockée est au maximum de **400 J** (pour un usage externe, c'est-à-dire un contact direct sur la peau), soit plus de 1 000 fois l'énergie maximale de sécurité de 350 mJ. L'impulsion en interne (cas d'une opération à cœur ouvert) est limitée à **50 J**.

La constante de temps de décharge du circuit est dans ces conditions de 11 ms. En pratique, l'impulsion est appliquée pendant 10 à 20 ms selon les différents modèles.

1.3. Les organismes de normalisation

L'UTE au plan national

L'Union Technique de l'Electricité (UTE) réunit les différents partenaires français de l'univers électrotechnique : syndicats professionnels des constructeurs, EDF, installateurs, administrations. Agissant par délégation de l'AFNOR, les normes élaborées démocratiquement par l'UTE sont soumises à enquête publique avant leur homologation comme normes françaises.

Le CENELEC au plan européen

Le Comité Européen de Normalisation ELECTrotechnique (CENELEC) regroupe 18 pays d'Europe et travaille à partir de normes ayant pour origine la C.E.I ou l'un des pays membres. Votées en tenant compte du poids économique de chaque pays,

les normes du CENELEC sont obligatoires. Une norme européenne peut être EN ou HD, selon qu'elle tolère (HD) ou non (EN) quelques modifications mineures d'un pays à l'autre.

La CEI au plan international

La Commission Electrotechnique International (C.E.I) compte 44 pays membres dont la France. Ses comités d'études, qui réunissent des délégués de tous les pays membres intéressés, élaborent des projets de normes. Après vote à la majorité, un projet est transformé en norme de la C.E.I.

1.4. L'évolution historique des classifications

La figure 1.9 résume l'évolution au cours du temps de la classification des installations électriques selon les tensions.

TENSIONS ALTERNATIVES	DECRET 14-11-62	ARRETE 13-02-70	C 15-100 06-76	ARRETE 26-05-78	DECRET 14-11-88	C 15-100 05-04-91	DECRET 14-11-88	TENSIONS CONTINUES
50 V →	T.B.T	T.B.T	T.B.T	T.B.T	T.B.T	T.B.T	T.B.T	
433 V →	B.T	B.T	B.T	1ère catégorie	B.T.A	B.T	B.T.A	← 120 V
500 V →								
1000 V →	M.T	M.T		2ème catégorie	B.T.B		B.T.B	← 750 V
1100 V →								
50 kV →	H.T	H.T		3ème catégorie	H.T.A		H.T.A	← 1500 V
					H.T.B		H.T.B	← 75 kV

Figure 1.9. L'évolution de la législation et les niveaux de tension

Décret. C'est une décision du président de la République ou du premier ministre dont les effets sont semblables à ceux de la loi. Le non-respect d'un décret est une faute pénale.

Arrêté. C'est une décision des autorités administratives.

Norme. C'est un ensemble de règles fixant les caractéristiques d'un objet ou d'une installation à construire et les conditions techniques de production. Le non-respect d'une norme est une faute professionnelle.

T.B.T. Très Basse Tension.

B.T. Basse Tension, avec une sous-classification en B.T.A et B.T.B.

M.T. Moyenne Tension (appellation abandonnée en France au profit de H.T.A, mais très utilisée en Europe et dans le monde).

H.T. Haute Tension, avec une sous-classification en H.T.A et H.T.B.

1.5. La protection passive contre les risques électriques

La protection passive contre les risques électriques est effectuée par la mise hors de portée des conducteurs sous tension. Cette mise hors de portée est effectuée de trois manières :

- par éloignement,
- par obstacle,
- par isolation.

1.5.1. La protection par éloignement

Les mesures de protection par éloignement sont destinées à éviter tout risque d'accident par contact ou rapprochement de personnes ou d'objets qu'ils manipulent ou transportent habituellement avec des conducteurs sous tension. Cette mise hors de portée des conducteurs s'applique aux locaux de service électrique et aux postes électriques de différents niveaux de tension.

Tension nominale	Distance au-dessus du sol ou plancher
50 V < U_n < 1 000 V	2,30 m
1 000 V < U_n < 30 000 V	2,50 m
30 000 V < U_n < 45 000 V	2,60 m
45 000 V < U_n < 63 000 V	2,80 m
63 000 V < U_n < 90 000 V	3,00 m
90 000 V < U_n < 150 000 V	3,40 m
150 000 V < U_n < 225 000 V	4,00 m
225 000 V < U_n < 400 000 V	5,30 m
400 000 V < U_n < 750 000 V	7,90 m

Tableau 1.1. Les distances d'éloignement à respecter en fonction des niveaux de tension

Le tableau 1.1 donne les distances minimales à respecter lorsque les parties actives nues surplombent un passage de service dans des locaux de services électriques.

1.5.2. La protection par obstacle

Le rôle des obstacles

Les obstacles (barrières ou enveloppes) sont destinés à éviter à toute personne d'entrer en contact avec les parties actives sous tension. L'efficacité permanente de ceux-ci doit être assurée par leur nature, leur étendue, leur disposition, leur stabilité, leur solidité et le cas échéant leur isolation, compte tenu des contraintes auxquelles ils sont normalement exposés. La protection par obstacle est assurée par :

- l'utilisation d'armoires électriques de distribution fermées à clés ;
- l'utilisation de boîtiers ou de coffrets contenant et rendant inaccessibles les parties sous tension d'un appareil électrique en utilisation normale ;
- le balisage des zones comportant des pièces nues sous tension rendues accessibles par l'ouverture des portes d'armoires et de coffrets ou par enlèvement de couvercles d'appareils électriques ;
- la pose temporelle d'obstacle permettant à des intervenants non électriciens de travailler à proximité de conducteurs nus sous tension en toute sécurité ;
- l'utilisation de locaux ou de zones grillagées propres aux installations électriques dont la porte d'accès est verrouillée.

Les distances minimales entre les conducteurs nus et les écrans ou les grillages :

- B.T.A 10 cm ;
- B.T.B 20 cm ;
- H.T.A 30 cm.

L'étendue minimale des écrans ou des grillages :

- B.T.A débordement minimal de 20 cm de part et d'autre ;
- B.T.B 2 m de hauteur et 50 cm de débordement horizontal ;
- H.T.A 2 m de hauteur et 50 cm de débordement horizontal ;
- H.T.B 2,3 m de hauteur et 80 cm de débordement horizontal.

Les indications sur les appareils et installations



ATTENTION
Risque de choc électrique

Figure 1.10. La symbolisation du risque de choc électrique

Avertissement que l'élément sur lequel est apposé ce symbole (armoires, coffrets, etc.) constitue la protection par obstacles qui ne peut être enlevée sans avoir

au préalable mis hors tension les parties actives. Couleur du fond jaune, symbole et triangle noirs. Les prescriptions de couleurs ne s'appliquent pas sur un appareil si le symbole est moulé ou gravé avec une profondeur ou une élévation de 0,5 mm.



ATTENTION
(voir document d'accompagnement)

Figure 1.11. *La symbolisation d'un danger lié à la procédure d'intervention*

Avertissement qu'une procédure d'intervention spécifique doit être respectée par l'opérateur ou l'utilisateur. Les instructions peuvent être situées à côté du symbole. Couleur du fond jaune, symbole et triangle noirs. Les prescriptions de couleurs ne s'appliquent pas sur un appareil si le symbole est moulé ou gravé avec une profondeur ou une élévation de 0,5 mm.

La suppression des obstacles

Il est interdit de faire cesser, pour une cause quelconque et de manière quelconque, la protection par obstacles ainsi établis sans avoir au préalable mis hors tension les parties actives qu'ils ont pour objet de mettre hors de portée des personnes. L'interdiction ci-dessus est impérative pour les installations des domaines B.T.B, H.T.A et H.T.B, alors qu'il peut y être dérogé dans certains cas pour les installations du domaine B.T.A sous réserve qu'il soit mis en œuvre des mesures permettant l'isolation permanente des personnes, telles que l'emploi d'outils, gants, tabourets, tapis isolants. Dans tous les cas, la suppression des obstacles ne doit être possible qu'à l'aide d'une clé ou d'un outil.

1.5.3. La protection par isolation en condition normale (sèche)

Pour les conducteurs électriques, la protection par isolation est assurée par la ou les enveloppes isolantes entourant l'âme conductrice métallique. Le type de conducteur doit être en rapport avec le niveau de tension utilisé. La réglementation du travail impose l'intégration de la sécurité dans la conception des machines et appareils. Il est recommandé d'étendre ce principe à l'ensemble des installations industrielles. Les fabricants ou importateurs, les concepteurs et surtout les bureaux d'ingénierie doivent prévoir les dispositifs matériels permettant de satisfaire aux conditions de sécurité.

Le matériel électrique est classifié selon le type de branchement ou de raccordement au réseau à effectuer pour l'utiliser en toute sécurité.

Matériel de classe 0 (vieux matériel hors norme)

Ces matériels possèdent seulement une isolation permettant leur fonctionnement électrique mais ne comportent pas de disposition permettant de relier les parties métalliques accessibles à un conducteur de protection en vue de leur mise à la terre. Pour assurer la protection des personnes contre les chocs électriques ces matériels ne peuvent être utilisés que dans des locaux dont les sols et les parois sont isolants ; de plus, il ne doit pas être possible d'entrer simultanément en contact avec ces matériels et avec une pièce métallique en liaison avec la terre telle que huisserie, tuyauterie ou matériel de la classe I défini ci-après.

CLASSE 0 : aucune spécification, à partir de 1995 la NF C 15100 ne fait plus référence à la classe 0.

Matériel de classe I

Ils possèdent au moins une isolation permettant leur fonctionnement électrique et comportent les dispositions permettant de relier les parties métalliques accessibles à un conducteur de protection mis à la terre et faisant partie du câblage fixe de l'installation.


CLASSE I : 

Figure 1.12. Le symbole d'un matériel de classe I

Matériel de classe II

Matériel dans lequel les parties métalliques accessibles sont séparées des parties sous tension par une isolation ne comportant que des éléments à double isolation ou à isolation renforcée (mesure supplémentaire de sécurité). Les parties métalliques accessibles, s'il en existe, ne doivent pas être réunies à un conducteur de protection.

CLASSE II : 

Figure 1.13. Le symbole d'un matériel de classe II

Les appareils de la classe II peuvent être :

- totalement isolés et dont l'enveloppe durable et pratiquement continue en matière isolante enferme toutes les parties métalliques qui sont séparées des pièces sous tension par une isolation au moins équivalente à une isolation renforcée ;
- à enveloppe métallique pratiquement continue, dans laquelle la double isolation seule ou associée à l'isolation renforcée est partout utilisée. Cette enveloppe métallique n'est pas considérée comme une masse. Elle ne peut ni ne doit être mise à la terre.

Matériel de classe III

Matériel dans lequel la protection contre les chocs électriques repose sur l'alimentation sous très basse tension T.B.T et dans lequel ne sont pas engendrées des tensions supérieures aux limites de la T.B.T de sécurité.

CLASSE III : tension d'utilisation spécifiée 12, 24, ou 48 volts.

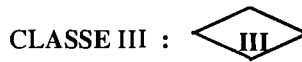


Figure 1.14. Le symbole d'un matériel de classe III

Matériel pourvu de douilles de sécurité

La norme EN 61010 définit les règles de sécurité pour les appareils électriques de mesurage, de régulation et de laboratoire. Cette norme a pour but d'assurer la sécurité des personnes et des biens au regard du risque électrique. Les appareils munis de douilles double isolation répondent à la norme de sécurité EN 61010.



Figure 1.15. Le symbole d'un matériel de laboratoire pourvu de douilles de sécurité

1.5.4. La protection par isolation en présence d'eau

Un matériel peut-être de classe II à double isolation et n'avoir aucune protection vis-à-vis de présence d'eau. C'est le cas du matériel électroportatif dont des ouvertures assurent le refroidissement des moteurs. Le matériel protégé contre les chutes verticales de gouttes d'eau (condensation), à utiliser notamment dans des locaux humides (caves, garages, séchoirs, buanderie, etc.) mais hors volume des salles d'eau doit être pourvu de la symbolisation figure 1.16.

Protégé contre les
chutes verticales de
gouttes d'eau.



Figure 1.16. Le symbole de protection contre les chutes d'eau

Le matériel protégé contre les projections d'eau à utiliser en particulier dans le volume de protection d'une salle d'eau doit être pourvu de la symbolisation figure 1.17.

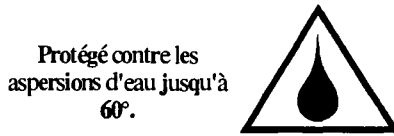


Figure 1.17. Le symbole de protection contre les aspersion d'eau

Le matériel protégé contre les jets d'eau, à utiliser notamment à l'extérieur des bâtiments doit être pourvu de la symbolisation indiquée figure 1.18.

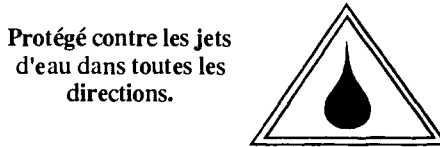


Figure 1.18. Le symbole de protection contre les jets d'eau

Le matériel protégé contre l'immersion partielle ou totale, à utiliser notamment à l'extérieur des bâtiments doit être pourvu de la symbolisation figure 1.19.

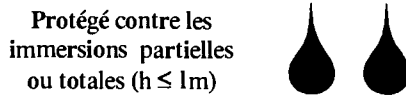


Figure 1.19. Le symbole de protection contre les immersions partielles

1.5.5. La protection par coupure automatique

Le principe des protections actives par coupure automatique de l'alimentation en cas de défaut sera étudié dans le chapitre 2 consacré à la protection des personnes.

1.6. La responsabilité et la sécurité des personnes intervenant sur des installations électriques ou à proximité des conducteurs nus

La responsabilité des personnes est engagée par les dommages qu'elles peuvent causer à autrui, mais aussi par leur négligence ou leur imprudence. « Nul n'est censé ignorer la loi » et nous rappelons à cet effet des articles extraits du Code civil, titre IV, chapitre II des délits et quasi-délits :

- Article 1382. « Tout fait quelconque de l'homme qui cause à autrui un dommage, oblige celui par la faute duquel il est arrivé, à le réparer. »

– **Article 1383.** « Chacun est responsable du dommage qu'il a causé non seulement par son fait, mais encore par sa négligence ou par son imprudence. »

La sécurité, pour éviter tout dommage possible, impose un surcoût financier de mise en œuvre et des contraintes supplémentaires d'utilisation ou d'exploitation. Mais ces surcoûts et ces contraintes sont sans commune mesure avec les conséquences d'accidents pouvant survenir par manque de sécurité. Nous rappelons à cet effet des articles extraits du Nouveau code pénal :

– **Article 221-6.** « Le fait de causer à autrui, par maladresse, imprudence, inattention, négligence ou manquement à une obligation de sécurité ou de prudence imposée par la loi ou les règlements, la mort d'autrui constitue un homicide involontaire puni de trois ans d'emprisonnement et de 300 000 F d'amende. En cas de manquement délibéré à une obligation de sécurité ou de prudence imposée par la loi ou les règlements, les peines encourues sont portées à cinq ans d'emprisonnement et à 500 000 F d'amende. »

– **Article 222-19.** « Le fait de causer à autrui, par maladresse, imprudence, inattention, négligence ou manquement à une obligation de sécurité ou de prudence imposée par la loi ou les règlements, une incapacité totale de travail pendant plus de trois mois, est puni de deux ans d'emprisonnement et de 200 000 F d'amende. En cas de manquement délibéré à une obligation de sécurité ou de prudence imposée par la loi ou les règlements, les peines encourues sont portées à trois ans d'emprisonnement et à 300 000 F d'amende. »

– **Article 222-20.** « Le fait de causer à autrui, par un manquement délibéré à une obligation de sécurité ou de prudence imposée par la loi ou les règlements une incapacité totale de travail d'une durée inférieure ou égale à trois mois, est puni d'un an d'emprisonnement et de 100 000 F d'amende. »

1.6.1. *Le recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique (U.T.E C18.510)*

Le décret n° 88.1056 du 14 novembre 1988 relatif à la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques, précise à l'article 46 que :

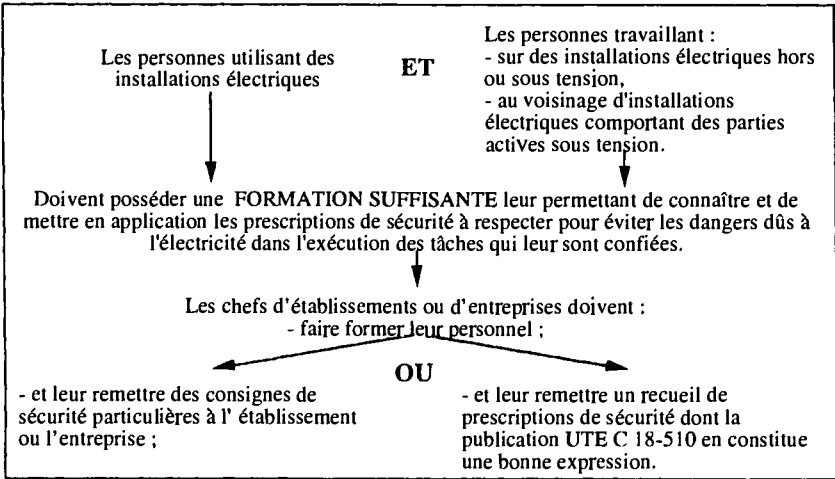


Figure 1.20. La démarche à suivre en matière de formation

1.6.2. Les niveaux de responsabilité en matière de sécurité

L'employeur

C'est une personne qui, directement ou indirectement par délégation, assume la responsabilité légale dans le cadre du code du travail d'un établissement ou d'une entreprise à caractère industriel, commercial... Le terme employeur désigne la personne utilisant également les services de personnels mis à sa disposition par une entreprise de travail temporaire. Les chefs d'établissements ou d'entreprises doivent remettre à leur personnel d'entretien électrique, après formation, un recueil de prescriptions de sécurité dont la publication UTE C 18-510 en constitue une bonne expression.

Le chargé d'exploitation

C'est une personne désignée par écrit par l'employeur comme responsable d'un ouvrage, ou d'un ensemble d'ouvrages, dont les limites sont précisément fixées. Le rôle du chargé d'exploitation consiste à prendre les décisions concernant les accès à un ouvrage et à coordonner ces accès afin d'éviter toute répercussion des risques électriques d'un chantier sur l'autre.

Tout ouvrage doit être placé sous la responsabilité d'un seul chargé d'exploitation.

Le chargé de consignation

C'est une personne habilitée par l'employeur et désignée par le chargé d'exploitation pour effectuer tout ou partie de la consignation et de la déconsignation d'une installation, et qui est chargée de prendre ou de faire prendre les mesures de sécurité qui en découlent. Le chargé de consignation est responsable de la séparation de l'ouvrage d'avec ses sources de tension et de la condamnation des organes de séparation.

Le chargé de travaux ou chargé d'interventions

C'est une personne habilitée et désignée par l'employeur pour assurer la direction effective des travaux et qui est responsable de la mise en œuvre des mesures nécessaires, et de leur application, pour assurer sa propre sécurité et celle du personnel placé sous ses ordres. Cette personne peut aussi travailler seule ou participer aux travaux qu'elle dirige.

Le chargé de travaux est responsable de la sécurité sur un chantier.

Le chargé de travaux doit assurer l'analyse et la prévention des risques :

- avant le début des travaux dans le cadre de la préparation du travail, le chargé de travaux doit s'assurer que :
 - le travail a été clairement défini et que tous les risques électriques ou non, notamment ceux de voisinage et d'induction, ont bien été analysés,
 - les exécutants mis à sa disposition possèdent les habilitations adaptées aux travaux,
 - les exécutants disposent du matériel de protection et de sécurité et de l'outillage individuel et collectif nécessaires,
 - qu'aucun exécutant ne présente de signe de défaillance ;

- avant d'entreprendre le travail, le chargé de travaux doit :
 - s'assurer qu'aucun exécutant ne présente de signe de défaillance,
 - avoir reçu du chargé de consignation un document d'attestation qui doit être lu et signé,
 - identifier l'installation, lorsque cette opération lui incombe,
 - vérifier l'absence de tension et sauf indications contraires mettre immédiatement à la terre et en court-circuit, lorsque ces opérations lui incombent,
 - effectuer la délimitation de la zone de travail. Pour ce faire, il utilise les moyens adéquats tels que limite physique de l'intervention, écrans et tous autres moyens de balisage dans tous les plans où cela est nécessaire. Les dispositifs de mise à la terre et en court-circuit placés près de la zone de travail peuvent contribuer à la délimitation de celle-ci,

- désigner des surveillants de sécurité éventuellement,
 - informer les exécutants de la nature des travaux, des mesures de sécurité prises, des précautions à respecter, des limites de la zone de travail, du point de rassemblement aux interruptions et à la fin du travail,
 - donner les ordres pour les commencements des travaux ;
- pendant les travaux, le chargé de travaux doit :
- veiller à l'application des mesures de sécurité prises,
 - assurer la surveillance de son personnel et plus particulièrement pendant les phases à risque,
 - veiller à la bonne exécution du travail,
 - veiller au bon emploi de l'outillage et du matériel de sécurité ;
- en cas d'interruption temporaire des travaux, sans remise de l'avis de fin de travaux, le chargé de travaux doit :
- donner aux exécutants l'ordre d'interrompre les travaux et les rassembler au point convenu,
 - faire assurer la sécurité des abords de la zone de travail,
 - interdire aux exécutants tout nouvel accès à la zone de travail tant qu'un nouvel ordre ne leur aura pas été signifié ;
- à la reprise des travaux, le chargé de travaux doit :
- s'assurer que les mesures de sécurité prises à l'origine des travaux sont toujours valables,
 - confirmer les instructions correspondantes,
 - donner l'ordre de reprise du travail ;
- à la fin des travaux, le chargé de travaux doit :
- s'assurer de la bonne exécution du travail et de l'enlèvement de tous les outils,
 - rassembler le personnel au point convenu et lui signifier l'interdiction définitive de tout nouvel accès à la zone de travail,
 - procéder à l'enlèvement des mises à la terre et en court-circuit et, si nécessaire, des dispositifs de signalisation des mises à la terre et en court-circuit qu'il aurait posé,
 - remettre au chargé de consignation l'avis de fin de travail.

L'exécutant

C'est une personne habilitée ou non, et désignée par son employeur pour effectuer des opérations en exécution d'un ordre écrit ou verbal. Si ces opérations sont d'ordre électrique, l'exécutant doit alors posséder la qualification d'électricien

correspondant au travail à effectuer. Il est placé sous l'autorité d'un chargé de travaux ou d'un chargé d'interventions. L'exécutant doit :

- suivre les instructions du chargé de travaux ou du chargé d'interventions ;
- n'entreprendre un travail que s'il en a reçu l'ordre ;
- respecter les limites de la zone de travail qui lui ont été définies et respecter les dispositions de sécurité mises en œuvre à l'intérieur de cette zone ;
- porter les équipements de protection individuelle ;
- n'utiliser que des outils adaptés au travail à effectuer ;
- vérifier le matériel et les outils avant leur utilisation.

L'exécutant doit veiller à sa propre sécurité.

Une personne qualifiée

C'est une personne possédant les connaissances théoriques et pratiques nécessaires à la bonne exécution des tâches qui lui sont confiées, mais qui ne peut pas posséder de connaissance en matière de sécurité électrique (maçon, peintre...).

Le surveillant de sécurité

C'est une personne possédant une connaissance approfondie en matière de sécurité électrique, désignée par son employeur pour veiller à la sécurité des personnes opérant sur un ouvrage électrique ou dans son voisinage. Le surveillant de sécurité peut jouer le rôle de chef de chantier pour les travaux d'ordre non électrique, il doit posséder au minimum l'habilitation **B0** ou **H0**.

Le chef de chantier

C'est une personne assurant sur place la direction du chantier pour des travaux non électriques. Dans le cas de travaux d'ordre électrique, le chef de chantier est appelé chargé de travaux.

1.6.3. Les habilitations

C'est la reconnaissance, par l'employeur, de la capacité d'une personne à accomplir en sécurité sur des ouvrages donnés et pendant une période définie, des opérations présentant des risques professionnels pour lui-même et pour son environnement. Elle implique que la personne habilitée :

- ait reçu une formation relative à la prévention des risques inhérents à l'exécution des opérations sur les ouvrages et les moyens de les prévenir ;

40 Les installations électriques

- connaisse les types d'ouvrages sur lesquels elle va opérer et soit avertie des risques qu'ils présentent ;
- soit informée des responsabilités liées à son habilitation.

L'employeur ne peut habilitier que les personnes appartenant à son entreprise.

Les habilitations sont toujours codées par une lettre suivie d'un chiffre ou d'une lettre :

- domaines de tension :
 - **B** : ouvrage en B.T ou en T.B.T,
 - **H** : ouvrage en H.T ;
- indice numérique :
 - **0** : personnel réalisant exclusivement des travaux d'ordre non électrique,
 - **1** : exécutant de travaux d'ordre électrique,
 - **2** : chargé de travaux d'ordre électrique, quel que soit le nombre d'exécutants placés sous ses ordres ;
- nature des opérations autorisées :
 - **R** : dépannages, raccordements, essais, mesurages, vérifications,
 - **C** : consignations,
 - **T** : travail sous tension,
 - **N** : travaux de nettoyage sous tension,
 - **V** : travaux au voisinage de pièces nues sous tension non protégées.

La figure 1.21 donne un résumé des différentes habilitations :

Habilitation du personnel	Opérations		
	Travaux		Interventions du domaine BT
	Hors tension	Sous tension	
Non électricien	BO ou HO		
Exécutant électricien	B1 ou H1	B1T ou H1T	BR
Chargé d'intervention			
Chargé de travaux	B2 ou H2	B2T ou H2T	
Chargé de consignation	BC ou HC		BC
Agent de nettoyage sous tension		BN ou HN	

Figure 1.21. Les habilitations (UTE C 18-510)

1.6.4. Les zones d'environnement

L'espace autour d'une pièce nue sous tension a été découpé en 4 zones numérotées de 1 à 4 :

– **Zone 1 :**

- située au-delà de la distance limite de voisinage ;
- le personnel peut être habilité ou non ; dans ce cas, il doit être surveillé par une personne habilitée si cette distance n'est pas matérialisée ;
- il n'y a pas de précautions spéciales à respecter, si ce n'est de veiller à ne pas entrer dans la zone 2 ;

– **Zone 2 :**

- uniquement définie en H.T ;
- elle est comprise entre la distance limite de voisinage et la distance minimale d'approche ; les travaux doivent être effectués en respectant les règles de travaux au voisinage ;
- pour les travaux d'ordre électrique, le personnel doit être habilité H1V ou H2V ; pour les travaux d'ordre non électrique, le personnel peut être habilité ou non ; dans ce cas, il doit être surveillé par une personne habilité H... ;

– **Zone 3 :**

- uniquement définie en H.T ;
- elle est comprise entre la distance minimale d'approche et les pièces nues sous tension elles-mêmes ;
- les travaux ne peuvent être réalisés qu'en appliquant les règles des travaux sous tension ; le personnel doit être habilité H1T, H2T ou HN ;

– **Zone 4 :**

- uniquement définie en B.T ;
- elle est l'équivalente de la zone 2 pour la H.T ;
- elle s'étend jusqu'à 30 cm autour des pièces nues sous tension ;
- les travaux peuvent être réalisés soit en appliquant les règles relatives aux travaux sous tension, soit en appliquant les règles des interventions en B.T, soit en appliquant les règles de travail au voisinage ; dans ce cas, le personnel doit être habilité B1V, B2V ou BN pour les travaux d'ordre électrique ; pour les travaux d'ordre non électrique, l'habilitation n'est pas nécessaire si la surveillance est assurée par une personne habilitée B...

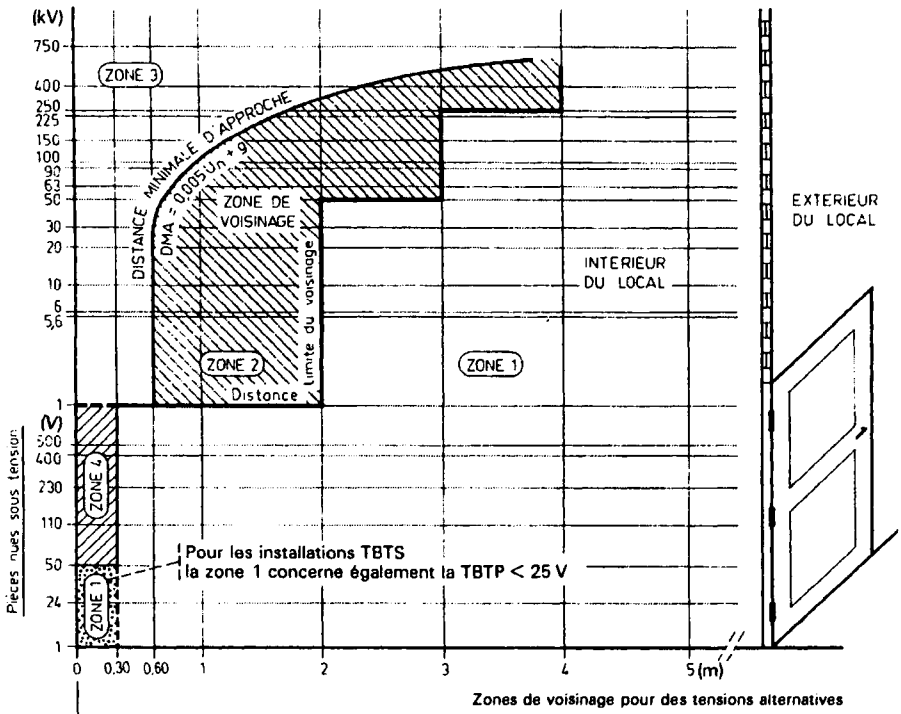


Figure 1.22. Les zones d'environnement pour les tensions alternatives et continues (UTE C 18-510) Reproduit avec l'autorisation de l'UTE

1.6.5. Les différents types de travaux ou d'interventions

Les travaux sont des opérations nécessitant une préparation. Les interventions en B.T ou en T.B.T sont des opérations de courte durée, et faisant seulement l'objet d'une analyse sur place.

Les travaux hors tension

Ceux-ci ne peuvent être réalisés que sur un ouvrage préalablement consigné, par un personnel éventuellement non habilité, lorsqu'il s'agit de travaux d'ordre non électrique, mais placé sous les ordres d'un chargé de travaux habilité. Le chargé de consignation réalise la séparation de l'ouvrage d'avec ses sources de tension et la condamnation des organes de séparation. Les autres opérations de la consignation, c'est-à-dire l'identification de l'ouvrage, la vérification d'absence de tension et la mise à la terre et en court-circuit (obligatoire en B.T.B et en H.T) peuvent être réalisées soit par le chargé de consignation, soit par le chargé de travaux. Dans le cas d'une consignation réalisée en deux étapes, le chargé de consignation délivrera au chargé de

travaux une « attestation de première étape de consignation » précisant les opérations déjà effectuées ainsi que celles incombant encore au chargé de travaux. La consignation en deux étapes est en principe effectuée uniquement dans le cadre de travaux sur des lignes de distribution publique.

Les travaux sous tension

Ils sont autorisés d'une manière systématique sur les ouvrages de distribution publique ; pour les autres ouvrages, ils ne sont autorisés que pour des raisons d'exploitation ou si la nature même des opérations rend dangereuse ou impossible la mise hors tension.

Distance minimale d'approche $D =$ Distance de garde $g +$ Distance de tension t

Tension nominale U_n (kV)	Distance de tension t (m)	Distance de garde g (m)	Distance minimale d'approche entre phase et terre D (m)
0,4	0	0,30	0,30
1	0	0,30	0,30
15	0,10	0,50	0,60
20	0,10	0,50	0,60
30	0,20	0,50	0,70
63	0,30	0,50	0,80
90	0,50	0,50	1,00
150	0,80	0,50	1,30
225	1,10	0,50	1,60
400	2,00	0,50	2,50

Tableau 1.2. *Les distances en fonction de la tension nominale de l'installation*

L'opérateur doit pour sa propre sécurité respecter en permanence une distance minimale d'approche qui est la somme des deux distances suivantes :

- distance de garde g : cette distance a pour but de libérer l'opérateur du souci permanent du respect de la distance de tension et de lui permettre ainsi de consacrer toute son attention à l'exécution de son travail tout en parant aux conséquences de gestes involontaires. Cette distance vaut 0,30 m en B.T et 0,50 m en H.T ;

– distance de tension t : cette distance a pour but de protéger l'opérateur du risque de création intempestif d'un arc entre éléments conducteurs soumis à des potentiels différents. Cette distance de tension est donnée par la formule : $t = 0,005.U_n$, où t est la distance de tension exprimée en mètres, et U_n est la tension exprimée en kV.

Les travaux sous tension doivent être effectués selon l'une des 3 méthodes suivantes :

- le travail au contact : l'opérateur correctement protégé en fonction du niveau de tension des pièces sur lesquelles il intervient pénètre dans la zone minimale d'approche ;
- le travail à distance : l'opérateur se tient au-delà de la distance minimale d'approche et travaille sur les pièces sous tension à l'aide de perches ou de cordes isolantes ayant un niveau d'isolement approprié au niveau de tension de l'installation ;
- le travail au potentiel : l'opérateur se met au potentiel des pièces sur lesquelles il intervient. A chaque instant, il doit conserver la distance minimale d'approche entre les pièces et outils qu'il manipule et toutes les pièces de son environnement qui sont à un potentiel différent de celui sur lesquelles il intervient. Pendant son transfert du potentiel de la terre au potentiel des pièces sous tension et *vice versa*, l'opérateur n'est relié à aucun potentiel. On dit qu'il est à potentiel flottant.

Ces méthodes sont plus généralement utilisées pour les travaux sur les réseaux de distribution publique et ne peuvent être mises en œuvre que par du personnel spécialement formé à cet effet par un organisme agréé.

Les interventions

Elles ne sont autorisées que dans les domaines T.B.T et B.T et sont de trois sortes :

- les dépannages ;
- les connexions avec présence de tension, pour mettre en service un nouvel équipement ;
- le remplacement des fusibles, lampes ou de leurs accessoires.

Pour les deux premières catégories, l'habilitation BR est obligatoire ; la dernière catégorie d'intervention ne nécessite pas d'habilitation sauf si le matériel présente des parties actives non protégées contre les contacts directs.

Les interventions de dépannage comprennent trois étapes

- recherche et localisation des défauts ; cette étape peut nécessiter la présence de la tension ;

- élimination des défauts, réparation ; les opérations correspondantes ne doivent être effectuées qu'une fois l'équipement mis hors tension ;
- réglage et vérifications ; à la fin de cette étape, le chargé d'interventions procède à la remise en place des protections (capots, couvercles, etc.).

Les manœuvres, mesurages, essais et vérifications

Ces différentes opérations ne sont pas classées comme travaux ou interventions. Elles nécessitent en général une habilitation R. Les essais en plate-forme ou en laboratoire, objet de l'article 8.3.4 doivent être réalisés en respectant les conditions soit des travaux hors tension, soit des interventions B.T, soit des travaux sous tension.

1.6.6. La démarche générale à appliquer lors de travaux ou interventions sur des installations

Avant d'effectuer ou de faire effectuer une intervention sur des machines, appareils ou installations, il y a lieu de :

- s'assurer que les modes opératoires à mettre en œuvre sont définies et que les risques en sont analysés. Cette analyse détaillée devra prendre en compte tous les aspects de la sécurité des personnes et des matériels, y compris ceux qui ne sont pas directement liés à l'intervention considérée (présence d'autres chantiers à proximité, autres parties d'atelier restant en fonctionnement...) ;
- prendre les mesures appropriées pour éliminer ces risques ou, en cas d'impossibilité technique justifiée, en limiter les conséquences éventuelles. Parmi ces mesures, existe notamment la consignation d'un appareil, d'une machine, d'un équipement ou d'une installation ;
- ne confier l'intervention qu'à du personnel possédant les aptitudes requises, ayant reçu une formation pratique et informé des mesures de sécurité spécifiques à cette intervention ;
- mettre à la disposition de ce personnel les moyens nécessaires au bon accomplissement de l'intervention et de veiller à ce que ces moyens soient correctement utilisés.

1.6.7. La procédure de consignation

C'est l'ensemble des dispositions permettant de mettre et de maintenir en sécurité (si possible par un dispositif matériel) une machine, un appareil ou une installation de façon qu'un changement d'état (remise en état de marche d'une machine, fermeture d'un circuit électrique, ouverture d'une vanne...) ne soit possible qu'avec l'action volontaire de tous les intervenants. Pour maintenir une

situation en sécurité, la consignation d'une machine, d'un appareil ou d'une installation doit comporter les quatre phases indissociables suivantes :

- la séparation des circuits ;
- la condamnation et la signalisation ;
- la vérification et l'identification ;
- la dissipation des énergie résiduelles.

La séparation

L'installation doit pouvoir être séparée de sa source d'énergie par un dispositif de sectionnement agissant directement sur les circuits de puissance. Au-delà de 500 V, ce sectionnement doit être réalisé par un dispositif (interrupteur-sectionneur, sectionneur...) garantissant une séparation pleinement apparente. Cette disposition peut être réalisée, soit par la vue directe des contacts séparés, soit par un asservissement représentant fidèlement la position de l'organe de manœuvre. Si les circuits de commande sont alimentés indépendamment des circuits de puissance, leur séparation est nécessaire.

Attention au risque de confusion des circuits :

- le verrouillage par transfert de clefs est actuellement le seul système qui par conception, rende matériellement obligatoire la procédure de consignation et empêche toute confusion de circuit ;
- l'appareil de séparation permettant d'isoler une machine, une installation ou partie d'installation, doit être parfaitement et durablement identifié par étiquetage ;
- dans tous les cas, l'installation de l'interrupteur-sectionneur au plus près de la zone à isoler est vivement conseillée.

La condamnation et la signalisation

La condamnation des appareils de séparation en position d'ouverture doit être, dans le cas général, réalisée par des dispositifs de verrouillage tels que cadenas ou serrures. Les clefs non spécifiques (carrés, triangles, cadenas standard à clefs identiques...) ne doivent pas être utilisées. Toutefois, dans les installations du domaine de tension inférieure à 500 V en courant alternatif, l'apposition d'une pancarte interdisant la manœuvre du dispositif de sectionnement est admise lorsque ce dispositif n'est pas conçu pour permettre le verrouillage mécanique.

La vérification et l'identification

Dans tous les cas, la vérification de l'absence de tension doit être effectuée au plus près du lieu de l'intervention et avec des vérificateurs de tension normalisés (NF C 18-310 et NF C 18-311), à l'exclusion des appareils de mesurage et des détecteurs

(voltmètre, tournevis testeur...). Un appareil à coupure visible ne dispense pas lors de la consignation d'un équipement, de vérifier l'absence de tension.

La formation d'un arc peut entraîner la métallisation des chambres de coupure. C'est pourquoi la consignation de l'équipement comporte obligatoirement la vérification de l'absence de tension.

La dissipation des énergies résiduelles

La dissipation des énergies accumulées (mise au niveau d'énergie le plus bas) doit comporter la décharge des condensateurs éventuels. Elle comprend également la mise à la terre et en court-circuit des conducteurs qui est obligatoire à partir de 500 volts en courant alternatif, fortement recommandée en dessous.

La vérification de l'absence de tension, immédiatement suivie de la mise à la terre et en court-circuit est le plus sûr moyen d'assurer la prévention.

La mise en court-circuit est un moyen pratique de se prémunir contre les réalimentations par des sources autonomes fréquemment utilisées dans des établissements agricoles tertiaires, industriels ou commerciaux.

REMARQUES.-

- L'ordre de réalisation de certaines phases devra être modifié en fonction de la spécialité du cas considéré, après analyse des risques : par exemple en électricité, la mise à la terre (dissipation des énergies accumulées) doit intervenir après la vérification d'absence de tension.
- La séparation et la dissipation doivent se faire au plus près de la zone d'intervention afin de faciliter les vérifications. La vérification de l'absence de tension doit être considérée comme un travail sous tension.
- Le chargé de consignation est responsable de la séparation de l'ouvrage d'avec ses sources de tension et de la condamnation des organes de séparation. L'exécution de l'identification, de la vérification d'absence de tension et de la mise à la terre et en court-circuit peut être réalisée sous la responsabilité du chargé de consignation ou sous la responsabilité d'un chargé de travaux. Dans le cas où la séparation et la condamnation d'une part, et la vérification et l'identification d'autre part sont effectuées par deux personnes différentes, le chargé de consignation délivre une attestation de consignation pour travaux ou de 1^{re} étape au chargé de travaux.

1.6.8. La procédure de déconsignation

C'est l'ensemble des dispositions permettant de remettre en état de fonctionnement une machine, un appareil ou une installation préalablement consigné, en assurant la sécurité des intervenants et des exploitants. L'analyse des risques doit permettre de déterminer le contenu et l'ordre des opérations de déconsignation.

Une initialisation des équipements commandés par certains automatismes (automates programmables, microprocesseurs...) devra être effectuée avant toute remise en service afin d'éviter des commandes intempestives.

Une attention particulière sera apportée à l'identification des circuits pour limiter les risques de confusion d'installation et donc de déconsignation intempestive. En particulier, c'est le chargé de consignation qui a pour rôle de recevoir les dispositifs de condamnation restitués par les différents intervenants à la fin de leur travail.

Avant la phase de redémarrage normal, une phase transitoire est souvent nécessaire : c'est la phase d'essai, pour laquelle les sécurités mises en place pour l'exploitation doivent être parfois partiellement neutralisées ; des procédures compensatrices spécifiques et rigoureuses doivent alors être mises en place pour cette phase d'essai.

1.6.9. La protection des personnes lors de travaux ou d'interventions en basse tension

La protection par isolation est assurée par le port de gants isolants pour les manipulations sur les équipements en présence de tensions du domaine basse-tension.

Le port de lunettes de protection et de gants isolants est la protection individuelle minimale pour toute approche de pièces nues sous tension d'une installation du domaine basse tension, lorsqu'il existe des risques d'arc électrique et de contact direct en cas de faux mouvement. Elle doit être complétée chaque fois que cela est possible par l'utilisation du tapis ou du tabouret isolant.

REMARQUES IMPORTANTES. –

- L'utilisation de chaussures à semelles isolantes est une précaution mais n'est pas une sécurité. Ces dernières pouvant s'user ou s'incruster de copeaux métalliques dans les ateliers ou de clous sur les chantiers. Le tapis isolant est le complément indispensable aux chaussures à semelles isolantes lorsqu'il est nécessaire de s'isoler de la terre à l'intérieur des bâtiments.

– Il est faux de croire que les outils isolants à main pour électriciens sont d’abord destinés à isoler l’opérateur des pièces nues sous tension. Leur rôle essentiel est de limiter, lors de leur utilisation, les risques de court-circuit entre pièces voisines portées à des potentiels différents. Les outils isolants à main sont avant tout des outils « anti-court-circuit », la protection par isolation est assurée par le port de gants isolants.

1.6.10. Les travaux exécutés au voisinage des pièces sous tension

Quelle que soit la nature des travaux mettant les travailleurs au voisinage d’installations sous tension, ces derniers doivent disposer d’un appui solide leur assurant une position stable. Les opérations de toute nature effectuées au voisinage de parties actives nues sous tension ne peuvent être entreprises que si l’une au moins des conditions suivantes est satisfaite :

- la mise hors de portée de ces parties actives par éloignement, obstacle ou isolation ;
- l’exécution des opérations dans les conditions définies pour les travaux effectués sous tension ;
- l’exécution par un personnel :
 - averti des risques présentés par ces parties actives nues sous tension,
 - ayant reçu une formation spécifique sur les méthodes de travail permettant d’effectuer, au voisinage de parties actives nues sous tensions, les tâches qui lui sont confiées,
 - disposant d’un outillage approprié ainsi que de l’équipement et du matériel nécessaires à sa protection ;
- lorsqu’aucune des conditions précédentes ne peut être mise en œuvre, les dispositions ci-dessous doivent être observées :
 - disposant d’un outillage approprié ainsi que de l’équipement et du matériel nécessaires à sa protection ;
 - notification d’une consigne qui doit préciser les mesures de sécurité à respecter et spécifier la zone de travail matériellement délimitée et affectée à chaque équipe ;
 - dans le cas de travaux effectués au voisinage des parties actives nues sous tension des domaines H.T.A ou H.T.B, surveillance permanente par une personne avertie des risques présentés par ce type d’installation, désignée à cet effet et qui veille à l’application des mesures de sécurité prescrites.

1.7. L’analyse des causes d’accidents

L’analyse des accidents sur des installations électriques (d’après les services prévention des Caisses régionales d’assurance maladie) montre la répartition suivante :

50 Les installations électriques

- lieux d'accident
 - ateliers : 45 %,
 - chantiers : 10 %,
 - autres : 35 %,
 - non précisés : 10 %.

La majorité des accidents ont lieu sur des emplacements autres que les chantiers. Ce résultat n'est pas surprenant puisque ces accidents ne tiennent pas compte de ceux survenant avec des lignes aériennes des domaines basse tension ou haute tension, qui sont très fréquents sur les chantiers :

- matériel en cause :
 - canalisations : 10 %,
 - machines : 45 %,
 - armoires, coffrets, prises de courant : 45 % ;
- nature du travail :
 - installation, modifications, rénovation : 23 %,
 - dépannage : 42 %,
 - nettoyage : 2 %,
 - autres travaux : 1 %,
 - travaux d'ordre non électrique : 30 %,
 - non précisé : 2 %.

On constate que les accidents surviennent dans la majorité des cas, au cours de dépannages, et souvent au cours de travaux d'ordre non électrique :

- qualification du personnel accidenté :
 - qualification suffisante : 50 %,
 - qualification insuffisante : 20 %,
 - qualification sans rapport avec l'accident : 30 %.

La majorité des victimes sont de qualification suffisante pour les travaux qui leur ont été fixés :

- conséquence d'accident :
 - décès : 32 %,
 - brûlures : 42 %,
 - chocs électriques : 36 % ;
- nature du contact :
 - contact direct : 45 %,
 - contact indirect : 20 %,
 - court-circuit : 30 %,
 - non précisé : 5 %.

On constate que :

- près de la moitié des accidents est due à des contacts avec des conducteurs ou pièces nues sous tension ;
- 20 % le sont par suite de défaut d'isolement ;
- le tiers à la suite d'un court-circuit au cours de travaux.

En excluant les défauts d'isolement et en localisant les matériels sur lesquels ont eu lieu les autres accidents, on trouve alors :

- canalisations : 10 %,
- appareils : 28 %,
- armoires et coffrets : 42 %.

Ce qui signifie que plus de la moitié des accidents, autres que ceux par défaut d'isolement, surviennent lors d'interventions dans des armoires, dans des coffrets ou sur de l'appareillage.

- travaux sous tension nécessaire : 20 %,
- travaux sous tension non nécessaire : 45 %,
- travaux d'ordre non électrique : 30 %,
- non précisé : 5 %.

On voit que près de la moitié des accidents est survenue lors de travaux où il n'était pas nécessaire de laisser les installations correspondantes sous tension. Parmi ces derniers, la victime était suffisamment qualifiée dans la moitié des cas.

L'analyse des accidents sur des installations électriques montre par ailleurs la répartition suivante :

- installations défectueuses : 28 %,
- matériel défectueux : 4 %,
- matériel inadapté : 3 %,
- opérateur non qualifié : 15 %,
- travail mal organisé : 35 %,
- ignorance du risque : 5 %,
- fausse manœuvre : 2 %,
- mouvement inopiné : 1 %,
- non précisé : 7 %.

Les causes prépondérantes des accidents sont par conséquent, dans l'ordre d'importance, la mauvaise organisation du travail, les installations défectueuses, et la non-qualification des intervenants.

Si on intègre cette non-qualification dans l'organisation du travail, on constate que cette dernière est à elle seule la cause de la moitié des accidents.

1.8. L'évolution des réglementations sur les installations basse tension

La figure 1.23 présente les étapes principales marquant l'évolution des normes des installations en parallèle avec la réglementation et les travaux internationaux.

Année	Norme française	Année	Décrets et Travaux divers
1921	Norme C 137 4 additifs.		
1930	La norme prend l'indice C 11.		
1935	7 additifs dont : l'additif 310 qui introduit les premières règles de mise à la terre.	1935	Décret sur la protection des travailleurs du 4 août 1935.
1946	Révision de la norme C 11. 4 additifs.		
1963	Nouvelle NF C 15-100 (bleue). 3 additifs. 4 additifs. 18 prescriptions provisoires et guides pratiques.	1962	Nouveau décret de protection des travailleurs du 14 novembre 1962.
		1965	Création du comité 100 du Cnelcom pour l'harmonisation des règles d'installation dans les pays du Marché Commun.
		1968	Création du Comité 64 de la CEI "installations électriques des bâtiments".
		1973	Le ministère du travail autorise la mise au neutre. Le Cnelcom 100 devient le Comité 64 du Cenelec auquel participent les 18 pays du Marché commun et de la zone de libre échange.
1976	Nouvelle C 15-100 (grenat) avec le plan international et 30% de règles harmonisées. 2 additifs et 103 interprétations.		
1982	Réédition avec les interprétations. 10 guides pratiques. 30 interprétations.	1988	Nouveau décret sur la protection des travailleurs du 14 novembre 1988.
1990	Nouvelle C 15-100 (rouge) avec 80% de règles harmonisées.		
1991	Rectificatif et homologation.		
1995	Amendement n°1 de la NF C 15-100.		

Figure 1.23. L'évolution de la normalisation et de la législation

1.9. Bibliographie

Décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l'exécution des dispositions du livre II du Code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques. *J.O.* du 24/11/1988 p. 14623-14633.

Arrêté du 13 décembre 1988 fixant des dispositions particulières applicables à certains laboratoires, plates-formes d'essais et ateliers pilotes. *J.O.* du 30/12/1988 p. 16672-16673.

NF C 15100 : Installations électriques basse tension.

NF C 18510 : Recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique

NF EN 61010-1 : Règles de sécurité pour appareils électriques de mesurage, de régulation et de laboratoire.

Carnet de prescriptions au personnel. Prévention du risque électrique EDF-GDF janvier 1991.

N° 83

Conseils de sécurité pour interventions et travaux sur les équipements et installations électriques du domaine basse tension, I.N.R.S 1990 ED 539.

Consignation et déconsignation, I.N.R.S 1993 ED 754.

[REM 92] Claude REMOND, « Les effets du courant électrique sur les animaux » J3E, n° 626, 2 novembre 1992

Chapitre 2

La protection des personnes et les différents régimes du neutre

2.1. L'évolution historique de la sécurité

L'évolution des normes, des décrets et arrêtés s'est toujours faite dans le sens de l'augmentation de la sécurité des personnes et des biens. Mais cette évolution ne peut avoir lieu que si les améliorations technologiques permettent d'offrir de la sécurité à un prix abordable.

- 1882 : Première recommandation sur l'exécution et l'entretien des installations électriques à l'intérieur des maisons.
- 1892 : Recommandation sur la prévention des risques d'incendie émanant de l'éclairage électrique.
- 1921 : Première véritable norme portant le n° 137.
- 1923 : La prise de terre est imposée pour les parties métalliques accessibles et susceptibles d'être mise sous tension par un défaut d'isolement.
- 1927 : Apparition des régimes du neutre par les notions de neutre à la terre et de neutre isolé.
- 1935 : Mise à la terre des masses métalliques.
- 1962 : Notion de contact direct et de contact indirect et apparition des premiers différentiels.
- 1970 : Définition des régimes de neutre TT et IT.
- 1973 : Le régime TN est autorisé.
- 1990 : Protection différentielle 30 mA obligatoire pour les prises de courant et les circuits de salles de bains. Sectionnement simultané de la phase et du neutre des circuits par l'appareillage.

2.2. La protection contre les contacts directs

Le contact direct avec un conducteur et les pièces normalement sous tension demeure toujours dangereux du fait que le courant qui s'écoule vers la terre n'est limité que par la résistance corporelle et par l'impédance de boucle du circuit de terre, qui est dans la plupart des cas négligeable. Il convient donc de s'en prévenir par des dispositifs préventifs mais aussi de le contrôler par un système actif.

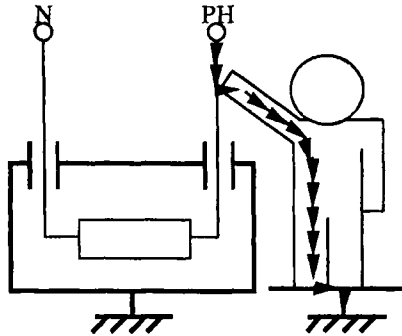


Figure 2.1. Le contact direct

2.2.1. Les dispositifs préventifs (protection en tension)

Un système alimenté sous très basse tension permet d'éviter tout risque d'électrisation (en général 12 V, 24 V ou 48 V). Les courants d'électrisation seront faibles du fait des faibles valeurs de la tension. Nous devons distinguer trois classes de très basse tension : T.B.T.S, T.B.T.P et T.B.T.F.

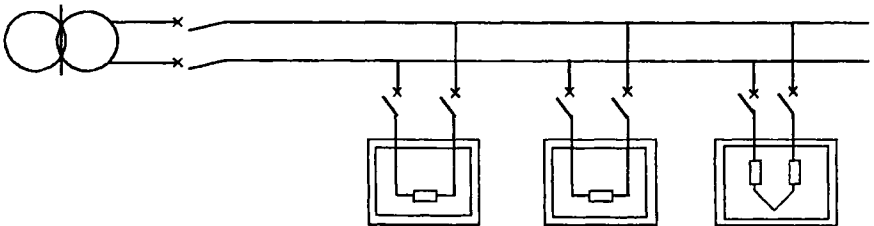


Figure 2.2. Exemple d'installation T.B.T.S

T.B.T.S : Très Basse Tension de Sécurité, elle assure par elle-même la véritable sécurité. Ses caractéristiques essentielles sont :

- la source d'alimentation doit être conçue de manière qu'en toutes circonstances la tension ne puisse dépasser la tension limite ;
- aucune liaison ne doit exister entre le circuit T.B.T et tout élément pouvant compromettre la sécurité comme un conducteur relié à la terre mais susceptible d'apporter une tension en cas de défaut ;
- séparation du circuit T.B.T de tout autre circuit par une isolation telle que tout défaut entre les deux circuits soit improbable (isolation classe II double isolation).

T.B.T.P : Très Basse Tension de Protection, elle diffère seulement de la T.B.T.S par la possibilité de mettre à la terre un point du circuit à très basse tension. Toutes les autres dispositions relatives à la T.B.T.S doivent être respectées.

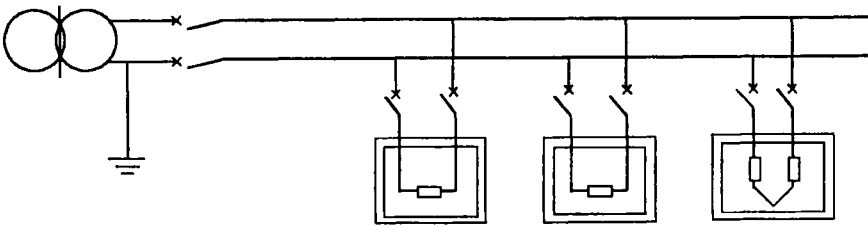


Figure 2.3. Exemple d'installation T.B.T.P

Du fait de la liaison d'un point du circuit T.B.T.P à la prise de terre, le potentiel de ce circuit peut s'élever par rapport au potentiel lointain en cas de défaut de l'installation principale. C'est pourquoi les contacts directs ne sont pas admis, sauf si le matériel se trouve dans la zone d'influence de la prise de terre. La T.B.T.P est utilisée pour des raisons fonctionnelles lorsque la mise à la terre des circuits est nécessaire, notamment en électronique et en informatique pour des raisons de compatibilité électromagnétique.

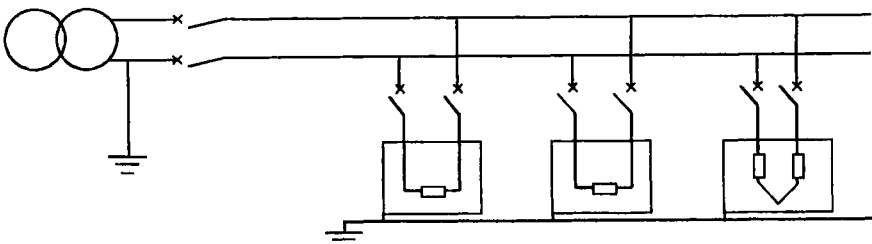


Figure 2.4. Exemple d'installation T.B.T.F

T.B.T.F : Très Basse Tension Fonctionnelle. Elle ne constitue pas une mesure de protection contre les contacts directs ni contre les contacts indirects dans la mesure où les conditions imposées, soit par la **T.B.T.S** soit par la **T.B.T.P**, ne sont pas satisfaites. C'est le cas lorsque l'on alimente des circuits de relayage en 24 V ou 48 V.

2.2.2. Les dispositifs actifs (protection en courant)

Ce type de protection est réalisable par un dispositif à courant différentiel : disjoncteurs ou interrupteurs à haute sensibilité (H.S) ≤ 30 mA (NF C 15-100 art. 412).

De manière pratique, seule la protection différentielle haute sensibilité offre une chance réelle de rester en vie en cas de contact direct.

2.3. La protection contre les contacts indirects (différents régimes du neutre)

Elle intervient lors du contact des personnes avec des matériaux conducteurs mis accidentellement sous tension par suite d'un défaut d'isolement. Le contact indirect devient dangereux lorsque le potentiel de masse dépasse le seuil de la très basse tension (en général 12 V, 24 V ou 48 V).

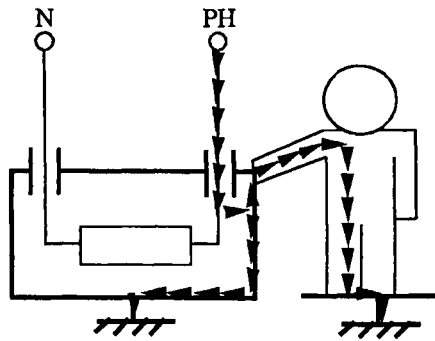


Figure 2.5. Le contact indirect

2.3.1. La protection en tension

Un système alimenté sous très basse tension permet d'éviter tout risque d'électrisation (12 V, 24 V, 48 V) et permet dans ce cas une protection sans coupure de l'alimentation. Les puissances disponibles sont faibles du fait des faibles valeurs de la tension.

2.3.2. La protection par coupure automatique de l'alimentation

Dans le cas où la tension de service des installations est supérieure à la tension de sécurité, on coupe impérativement le secteur de l'alimentation en défaut. Cette protection par coupure automatique n'est réelle que si les deux conditions suivantes sont réalisées :

- toutes les masses et éléments conducteurs accessibles doivent être interconnectés et reliés à la terre. Deux masses conductrices simultanément accessibles doivent être reliées à une même prise de terre ;
- la coupure doit s'effectuer par la mise hors tension automatique de la partie de l'installation où se produit un défaut d'isolement, de manière à ne pas mettre sous tension une personne pendant une durée telle qu'elle soit dangereuse. Cette mise hors tension de l'installation se fait différemment selon les régimes du neutre.

2.3.3. Les différents régimes du neutre

Pour différencier les installations, on considère le courant qui s'écoule entre la phase en défaut et le point neutre du transformateur. Les connexions des masses des récepteurs et celle du point neutre du transformateur sont normalisées et portent le nom plus général de régime du neutre de l'installation. La classification s'effectue par un repère de deux lettres indiquant :

- pour la première lettre la situation du point neutre du transformateur par rapport à la terre repère T pour une liaison directe à la terre, repère I pour une absence de liaison ou une liaison par impédance ;
- pour la deuxième lettre la situation des masses des récepteurs qui sont soit reliées à la terre (repère T) soit reliées au neutre (repère N).

Une troisième lettre peut indiquer les liaisons entre les masses du poste électrique et le point neutre du transformateur :

- la lettre R si toutes les masses sont reliées à la prise de terre du neutre du transformateur ;
- la lettre N si les masses du poste sont reliées à la prise de terre du neutre du transformateur ;
- la lettre S si les masses du poste sont reliées à une prise de terre différente de celle du neutre du transformateur.

Les trois régimes normalisés sont :

- TT neutre à la terre, masses à la terre, avec les variantes TTN et TTS ;

- TN neutre à la terre, masses au neutre, ce régime existe en deux variantes TNC (4 fils) et TNS (5 fils) ;
- IT neutre isolé ou impédant, masses à la terre, avec les variantes ITR, ITN et ITS.

A chaque dispositif correspond un type et des dispositifs de protections appropriés.

2.3.4. Le régime TT

Un tel régime comprend :

- le neutre du transformateur relié directement à la terre ;
- les masses d'utilisation interconnectées et reliées en un point de la terre (différent de celui du transformateur) ;
- le déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement, éliminé par un dispositif différentiel à courant résiduel situé en tête de l'exploitation (et/ou éventuellement sur chaque départ pour améliorer la sélectivité).

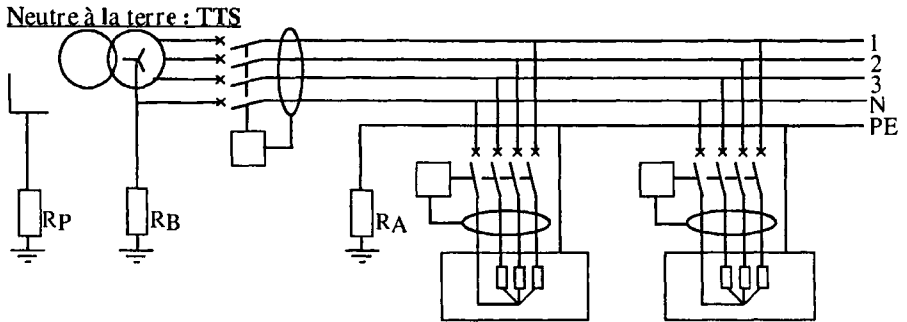


Figure 2.6. Le schéma de principe du régime TT

C'est la solution la plus simple à étudier et à installer, elle ne nécessite pas une permanence de surveillance en exploitation (seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels résiduels et des prises de terre est nécessaire). Les modifications et extensions de l'installation sont possibles sans effectuer de calculs pour les protections en cas de défaut d'isolation.

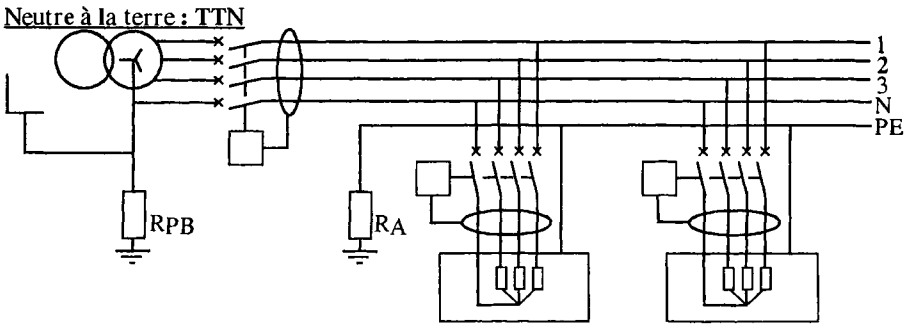


Figure 2.7. Le schéma de principe du régime TTN

2.3.5. Le régime TN

Un tel régime signifie que :

- le neutre du transformateur et le neutre de l'installation sont reliés directement à la même terre ;
- dans le schéma TNC le conducteur neutre (N) et le conducteur de protection (PE) sont confondus (PEN). Dans le schéma TNS le conducteur neutre (N) et le conducteur de protection (PE) sont séparés ;
- les masses des utilisations sont reliées aux conducteurs PE ou PEN, eux-mêmes reliés à la terre en de très nombreux points ;
- le déclenchement est obligatoire au premier défaut d'isolement, et est éliminé par les dispositifs de protection contre les surintensités de court-circuit.

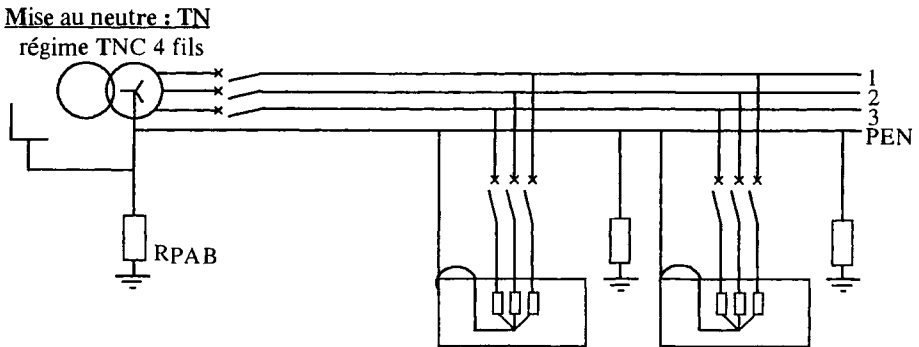


Figure 2.8. Le schéma de principe du régime TNC (4 fils)

Le schéma TNC peut faire apparaître une économie à l'installation (suppression d'un pôle d'appareillage et d'un conducteur). Cependant il nécessite un personnel d'entretien compétent, en cas de modifications. De plus il peut accentuer les risques d'incendie du fait des forts courants de défaut.

Mise au neutre : TN
régime TNS 5 fils

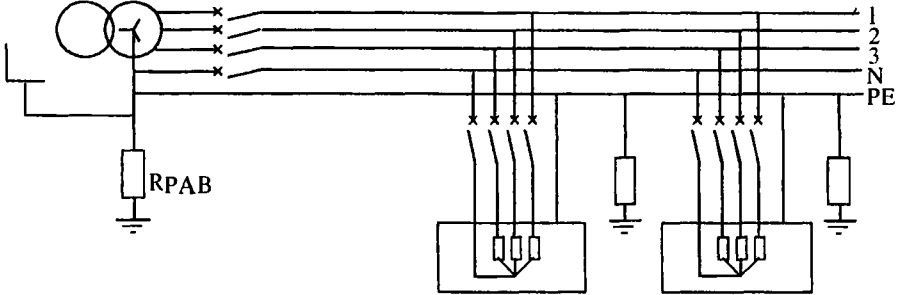


Figure 2.9. Le schéma de principe du régime TNS (5 fils)

Le schéma TNS est obligatoire pour des sections de câbles $< 10 \text{ mm}^2$ en C_u
ou $< 16 \text{ mm}^2$ en Al, ou pour des câbles souples.

Les schémas TNC et TNS peuvent être utilisés dans une même installation, mais le schéma TNC doit obligatoirement être en amont du schéma TNS. La vérification des déclenchements doit être effectuée théoriquement, et obligatoirement à la mise en service par des mesures. Cette vérification est la seule garantie de fonctionnement aussi bien au moment de la réception qu'en exploitation et après toute intervention (modification, extension) sur le réseau. La méthode de calcul consiste à appliquer la loi d'Ohm pour le départ considéré et protégé par un disjoncteur magnétothermique.

Les hypothèses de calcul à prendre en compte sont les suivantes :

- le conducteur de protection PE est mis à la terre en différents points de l'installation et maillé pour pouvoir évacuer les courants de défaut sans subir d'élévation de potentiel ;
- la tension entre la phase en défaut et le conducteur de protection PE est prise égale à 80 % de la tension simple nominale (prise en compte de la chute de tension en amont de l'installation due au défaut) ;
- les réactances des conducteurs sont négligées devant leurs résistances.

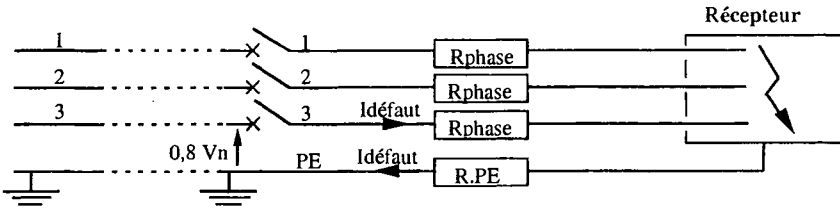


Figure 2.10. Les résistances limitant le courant de défaut d'isolation simple dans le cas du régime TN

La valeur du courant de défaut

Du schéma de la figure 2.10 nous pouvons établir le calcul du courant de défaut.

$$I_{\text{défaut}} = \frac{0,8 \times V_N}{R_{\text{Phase}} + R_{\text{PE}}}$$

La longueur maximale protégée

Si on connaît la section des câbles, alors on peut calculer la longueur maximale de la canalisation qui sera protégée par le disjoncteur magnétique réglé pour I_{mag} .
 Notons : $m = S_{\text{phase}} / S_{\text{PE}}$ $R_{\text{phase}} + R_{\text{PE}} = \rho \cdot L_{\text{max}} \cdot (1 + m) / S_{\text{phase}}$

$$L_{\text{max}} = \frac{0,8 \times V_N \times S_{\text{Phase}}}{\rho \times (1 + m) \times I_{\text{mag}}}$$

Si la longueur de la canalisation est supérieure à la longueur maximale protégée, il sera nécessaire soit d'augmenter la section des conducteurs, soit d'utiliser une protection différentielle. Il est nécessaire d'utiliser des protections différentielles avec le schéma TN dans les cas où l'installation comporte :

- des prises de courant, où peuvent se brancher des câbles de longueur et de section inconnues, et pouvant comporter des risques de coupure du conducteur de protection ;
- de grandes longueurs de câbles de faible section limitant le courant de défaut ;
- des risques d'incendie, dans ce cas le courant de défaut sera limité au calibre de la protection différentielle ;
- des prises de terre éloignées et non interconnectées avec le maillage général des conducteurs de protection.

2.3.6. Le régime IT

Un tel régime comprend :

- le neutre du transformateur isolé de la terre ou impédant ;
- les masses d'utilisation interconnectées et reliées à la même prise de terre ;
- la signalisation obligatoire au premier défaut d'isolement suivie de sa recherche et de son élimination réalisée par un Contrôleur Permanent d'Isolation installé entre le neutre et la terre ;
- le déclenchement obligatoire au deuxième défaut d'isolement par les dispositifs de protection contre les surintensités.

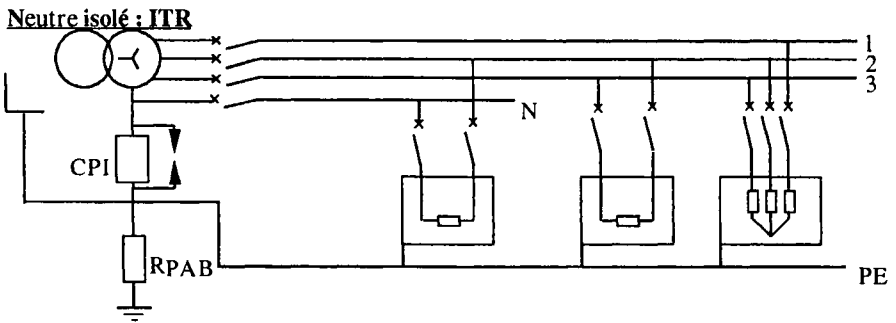


Figure 2.11. Le schéma de principe du régime ITR

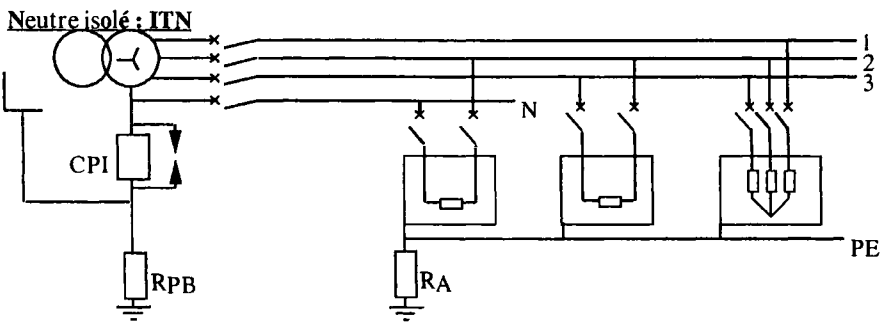


Figure 2.12. Le schéma de principe du régime ITN

C'est la solution assurant la meilleure continuité de service en exploitation, mais elle nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance en exploitation. De plus, elle nécessite un bon niveau d'isolement du réseau, ce qui implique sa fragmentation, si celui-ci est très répandu. En cas d'utilisation de récepteurs à courant de fuite important, il sera nécessaire de prévoir des transformateurs de séparation.

La vérification des déclenchements au 2^e défaut doit être effectuée théoriquement, et obligatoirement à la mise en service par des mesures.

Le principe de calcul est le même qu'en régime TN, mais le calcul consiste à appliquer la loi d'Ohm pour deux départs protégés par des disjoncteurs magnétothermiques.

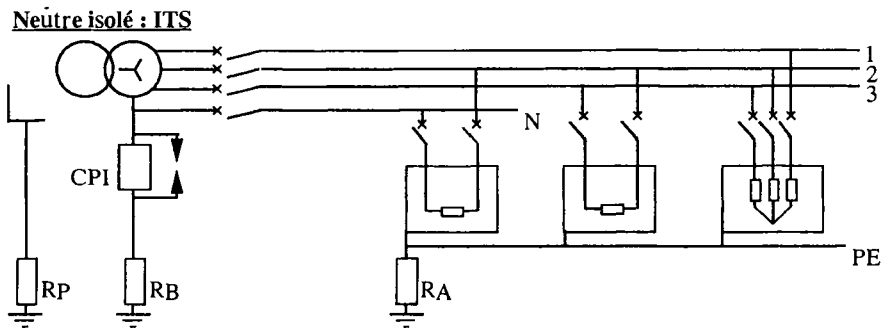


Figure 2.13. Le schéma de principe du régime ITS

Les hypothèses de calcul à prendre en compte sont les suivantes :

- la tension entre chaque phase en défaut et le conducteur de protection PE est égale à 80 % de la tension simple nominale (prise en compte de la chute de tension en amont de l'installation due au défaut). En fait, devant l'impossibilité pratique d'effectuer une vérification pour toutes les configurations de double défaut, les calculs sont effectués en supposant l'existence d'une canalisation symétrique également en défaut, c'est en général le cas le plus défavorable ;
- les réactances des conducteurs sont négligées devant leurs résistances.

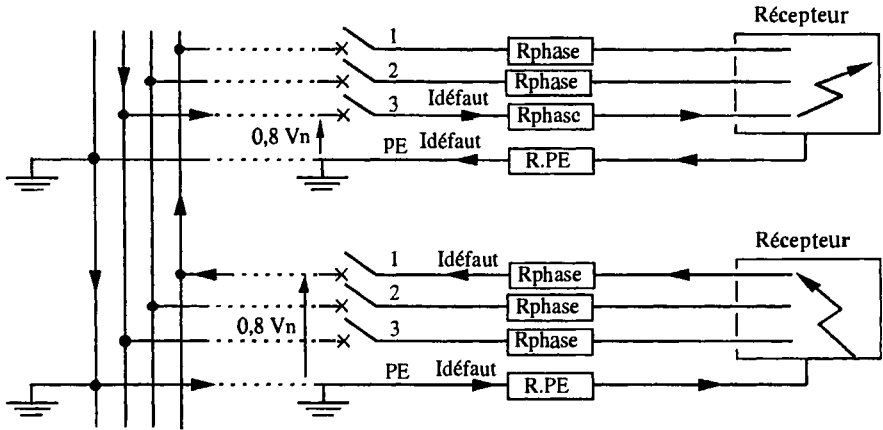


Figure 2.14. Les résistances limitant le courant de défaut d'isolation double dans le cas du régime IT

La valeur du courant de défaut

Du schéma de la figure 2.14 nous pouvons établir le calcul du courant de défaut.

$$I_{\text{défaut}} = \frac{0,8 \times U_N}{2 \times (R_{\text{Phase}} + R_{\text{PE}})}$$

La longueur maximale protégée

Si on connaît la section des câbles, alors on peut calculer la longueur maximale de la canalisation qui sera protégée par le disjoncteur magnétique réglé pour $I_{\text{magnétique}}$.

Notons : $m = S_{\text{PE}} / S_{\text{Phase}}$ $R_{\text{PE}} + R_{\text{Phase}} = \rho \cdot L_{\text{max}} \cdot (1 + m) / S_{\text{Phase}}$

$$L_{\text{max}} = \frac{0,8 \times U_N \times S_{\text{Phase}}}{2 \times \rho \times (1 + m) \times I_{\text{mag}}}$$

Si la longueur de la canalisation est supérieure à la longueur maximale protégée, il sera nécessaire soit d'augmenter la section des conducteurs, soit d'utiliser une protection différentielle. Si la prise de terre des masses du poste est séparée des masses d'utilisation, il faut installer un dispositif différentiel à courant résiduel en tête de l'installation.

2.3.7. La comparaison des différents régimes du neutre

Le tableau 2.1 fait une synthèse des différents régimes du neutre.

	Avantages	Inconvénients
TT	Mise en œuvre simple et modifications aisées. Exploitation très facile.	Cher : nécessite un disjoncteur différentiel. Déclenchement au premier défaut.
TN	Bon marché. Exploitation très facile.	Nombreux calculs. Modifications difficiles. Déclenchement au premier défaut. Intensité de court-circuit très élevée.
IT	Intensité de défaut très faible. Continuité de service.	Nombreux calculs. Personnel très qualifié donc très cher. Neutre exclu.

Tableau 2.1. La comparaison des différents régimes de neutre

2.3.8. Le choix d'un régime de neutre

- 1 - Vérifier que le régime du neutre n'est pas imposé.
- 2 - Rechercher les exigences de continuité de service.
- 3 - S'assurer de la compétence du service d'entretien.
- 4 - Envisager les possibilités d'extensions et de modifications.
- 5 - Vérifier la compatibilité avec les caractéristiques particulières des installations (récepteurs sensibles, informatique...).
- 6 - Penser à la possibilité de mixer les régimes.

2.4. Exemples d'installations en fonction des différents régimes du neutre

2.4.1. L'exemple d'une installation électrique domestique

Les installations domestiques se caractérisent par :

- de faibles puissances installées ;
- de faibles longueurs de câbles ;
- une faible puissance de court-circuit en tête d'installation (3 000 A) ;
- un régime de neutre TT imposé par la norme ;

- la valeur de la prise de terre doit être inférieure à 100Ω , ce qui correspond à une élévation maximum de 50 V des potentiels des masses métalliques accessibles pour une protection différentielle de 500 mA ;
- des mises à la terre pour raison de sécurité :
 - des canalisations en cuivre de l'eau courante,
 - des canalisations en cuivre du gaz,
 - des huisseries métalliques (portes et fenêtres) des salles de bains,
 - des radiateurs de chauffage des salles de bains (s'ils ne sont pas de classe II).

Autres règles

- Parafoudre obligatoire dans certaines zones géographiques.
- 5 convecteurs maximum par circuit de chauffage.
- 5 points d'éclairage fixe par circuit d'éclairage.
- 5 prises de courant 10/16 A maximum par circuit de prises.
- Disjoncteur ou interrupteur différentiel 30 mA obligatoire pour protéger les circuits salles de bains (éclairage, chauffage, prises).

La section et la couleur des conducteurs

Il n'y a pas calcul à faire, mais l'application des normes et des règles de l'art :

- les conducteurs d'un même circuit (phase, neutre et terre) doivent avoir la même section ;
- pour une plus grande sécurité de l'installation la norme NF C 61-910 impose le sectionnement simultané de tous les conducteurs actifs (phase et neutre) d'un même circuit ;
- les conducteurs de neutre doivent être de couleur bleu clair ;
- les conducteurs de protection doivent être de couleur vert/jaune, et les conducteurs de couleur vert/jaune ne doivent être utilisés que comme conducteurs de protection ;
- en pratique : mettre la phase systématiquement de couleur rouge, et réserver les autres couleurs (orange, noir, brun... sauf bleu clair et vert/jaune) aux navettes ;
- le conducteur de protection doit être de section égale ou supérieure aux conducteurs du circuit à protéger ;
- les conducteurs d'énergie électrique ne doivent pas être dans les mêmes canalisations que les fluides et services (eau, gaz, téléphone, télévision).

Norme NF C 15 100	Conducteur (sections minimales)		Fusibles calibre maxi	Disjoncteurs calibre maxi
	Cu en mm ²	Al en mm ²		
éclairage	1,5	2,5	10 A	16 A
Prise 10/16 A	2,5	4	20 A	25 A
Chauffe-eau non instantané	2,5	4	20 A	25 A
Lave-linge	2,5	4	20 A	25 A
Lave-vaisselle	2,5	4	20 A	25 A
Appareils de cuisson				
– monophasé	6	10	32 A	32 A
– triphasé	4	6	20 A	32 A
Chauffage électrique	1,5	2,5	10 A	16 A

Tableau 2.2. La section des conducteurs et les calibres des protections

L'équipement électrique d'une salle d'eau

Les salles d'eau sont des lieux à grands risques liés à la présence d'eau et d'humidité. Les prescriptions de la norme sont très contraignantes. La figure 2.15 donne les différents volumes des salles d'eau définis en fonction des risques potentiels.

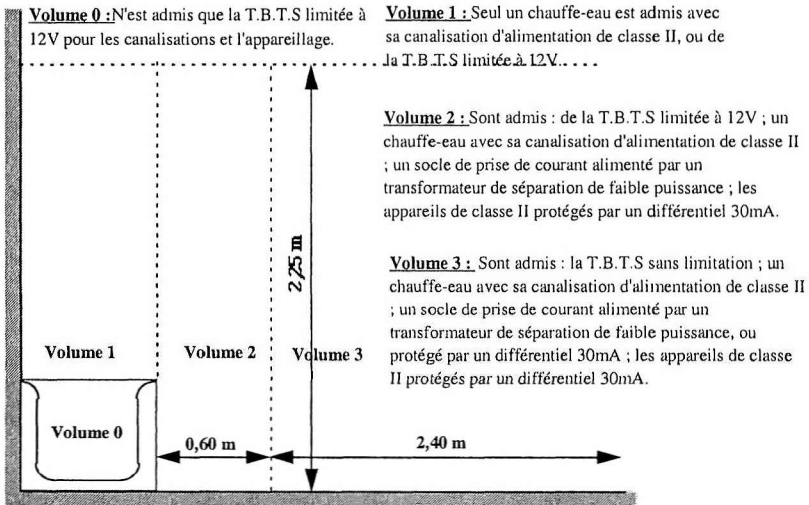


Figure 2.15. Les différents volumes d'une salle d'eau (Doc. Legrand)

La figure 2.16 présente un exemple d'installation électrique domestique économique avec protection par fusibles.

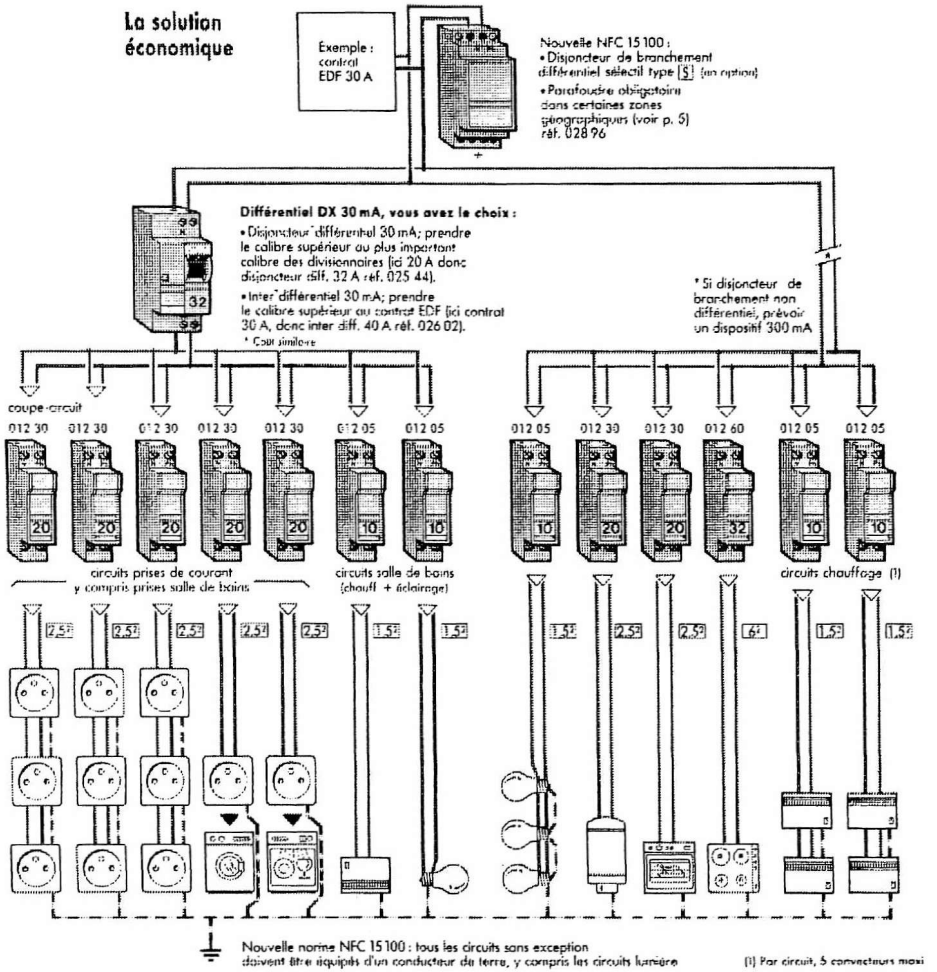


Figure 2.16. Structure d'une installation électrique domestique économique (Doc. Legrand)

La figure 2.17 présente un exemple d'installation électrique domestique de haute sécurité avec protection par minidisjoncteurs et sélectivité des protections différentielles.

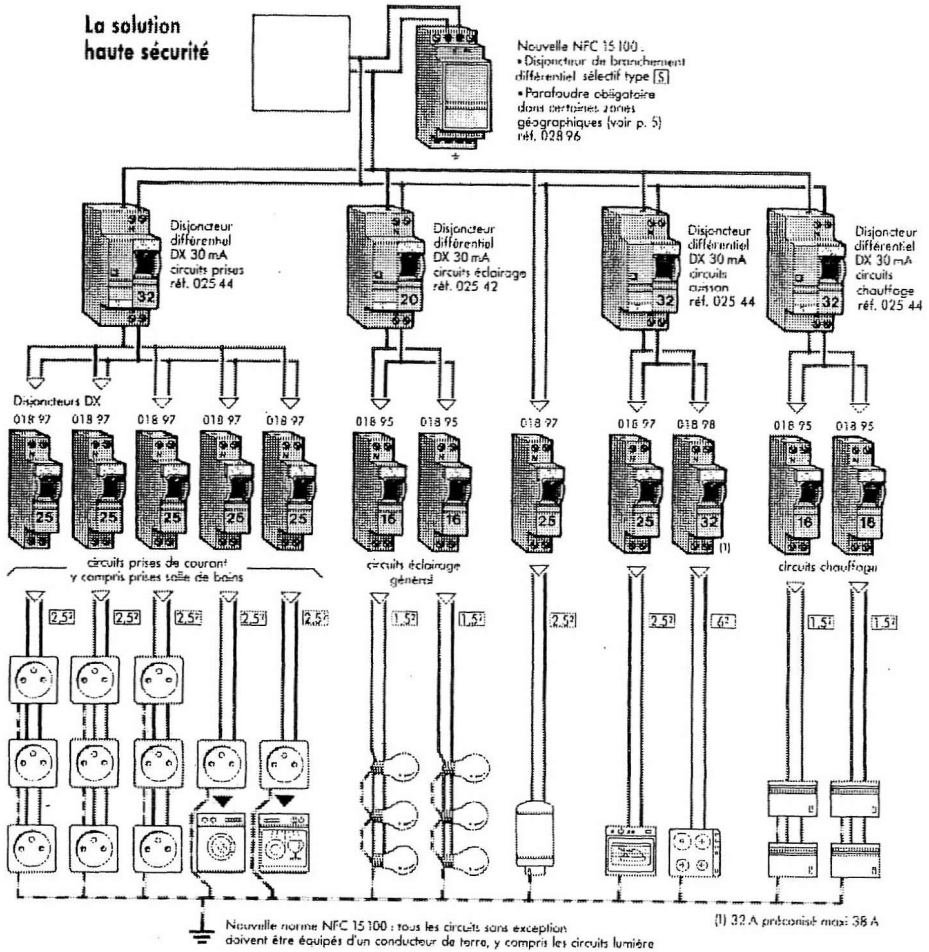
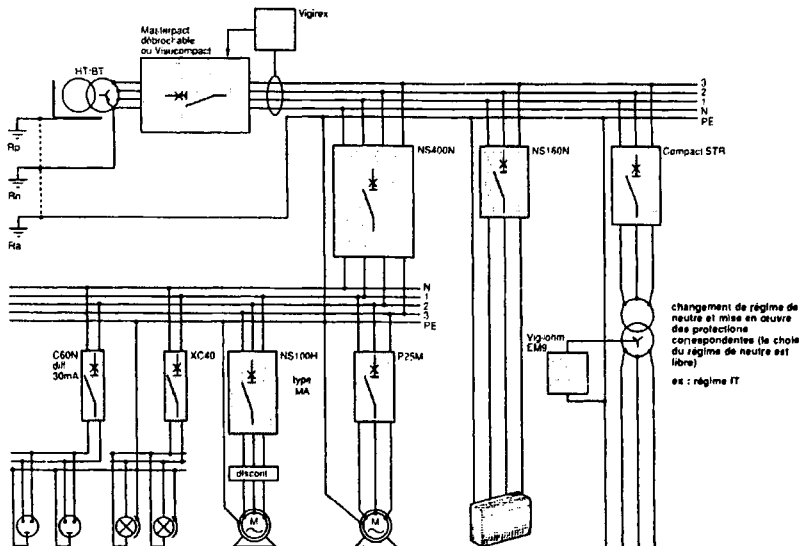


Figure 2.17. Exemples d'une installation électrique domestique haute sécurité (Doc. Legrand)

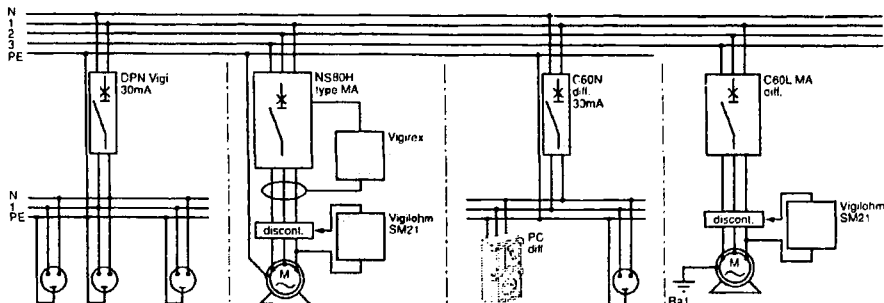
2.4.2. Exemples d'installations industrielles en régime TT

La figure 2.18 présente le schéma d'une installation industrielle au régime de neutre TT économique, répondant aux exigences de la norme NF C 15-100, mais ayant pour inconvénient de déclencher globalement au premier défaut.

Déclenchement au défaut simple



Mesures particulières nécessaires (dans certaines conditions d'installation)



- a) dispositif différentiel haute sensibilité ≤ 30 mA obligatoire pour :
 - les circuits de socles de prises de courant assigné ≤ 32 A (NF C 15100 chap. 53 § 532.26)
 - les circuits alimentant les salles d'eau et les piscines
 - l'alimentation de certaines installations telles que les chantiers etc. comportant un risque de coupure du PE
 - etc.
- b) locaux présentant un risque d'incendie
 Un relais Vigirex, ou disjoncteur Vigicompat ou un disjoncteur Multi 9 avec bloc Vigi (seuil réglé à 300 mA), empêche le maintien d'un courant de défaut supérieur à 300 mA.
- c) cas où un dispositif à très haute sensibilité est demandé
 Dispositif différentiel seuil 10 mA.
- d) masse éloignée non interconnectée
 La tension de défaut risque d'être dangereuse. Un relais Vigirex ou un disjoncteur Vigicompat ou un disjoncteur différentiel Multi 9, seuil $\leq U_0/R_{A1}$, empêche cette tension de persister au-delà du temps imposé par la courbe de sécurité.

Figure 2.18. Exemple d'installation électrique industrielle en régime TT (Doc. Schneider)

Une amélioration de la sûreté d'exploitation est obtenue par une sélectivité des protections différentielles qui coupe seulement la partie de l'installation en défaut (figure 2.19).

Sélectivité différentielle verticale

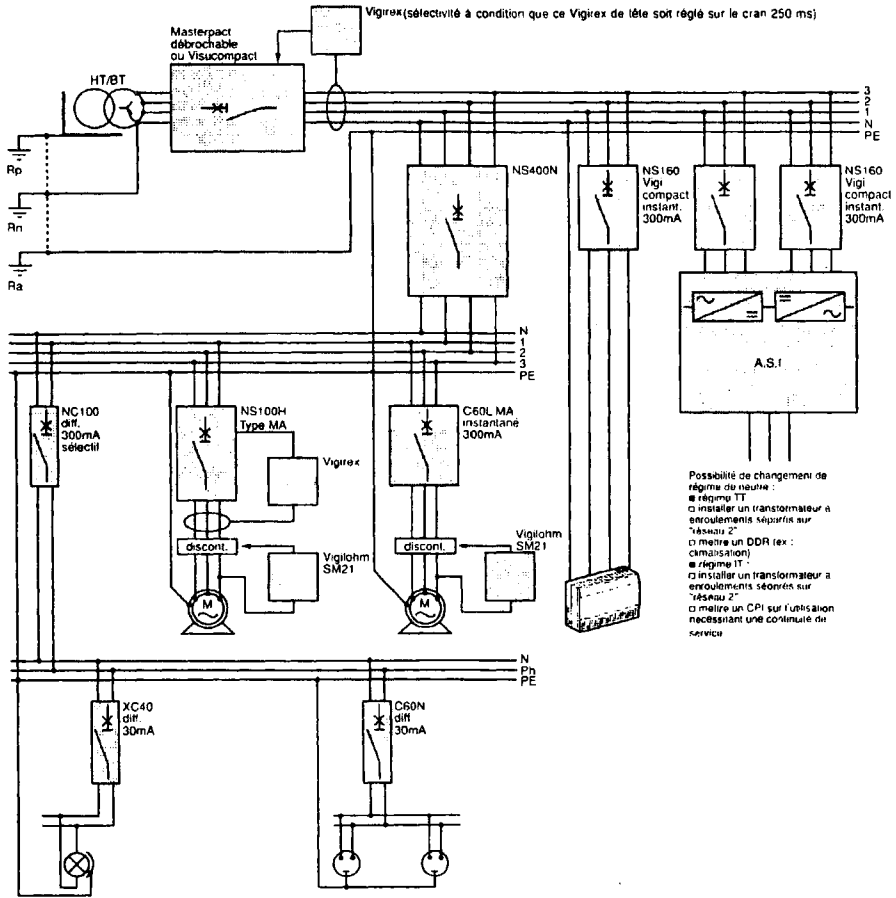


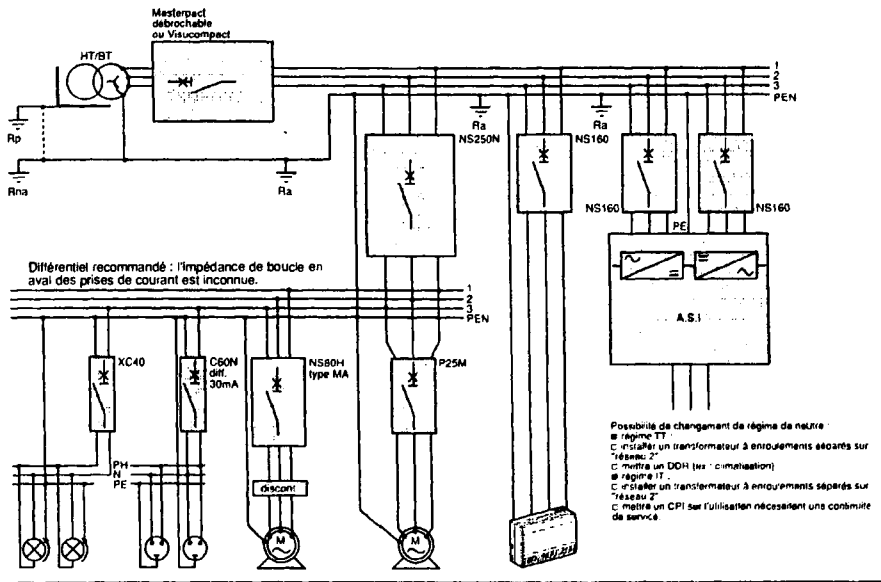
Figure 2.19. Exemple d'installation électrique industrielle en régime TT avec amélioration des conditions d'exploitation (Doc. Schneider)

2.4.3. L'exemple d'installation industrielle en régime TN

La figure 2.20 présente le schéma d'une installation industrielle au régime de neutre TN, répondant aux exigences de la norme NF C 15-100. Le maillage du

circuit PEN augmente l'intensités des défauts qui sont éliminés par les disjoncteurs magnétiques.

Déclenchement au défaut simple



Mesures particulières nécessaires

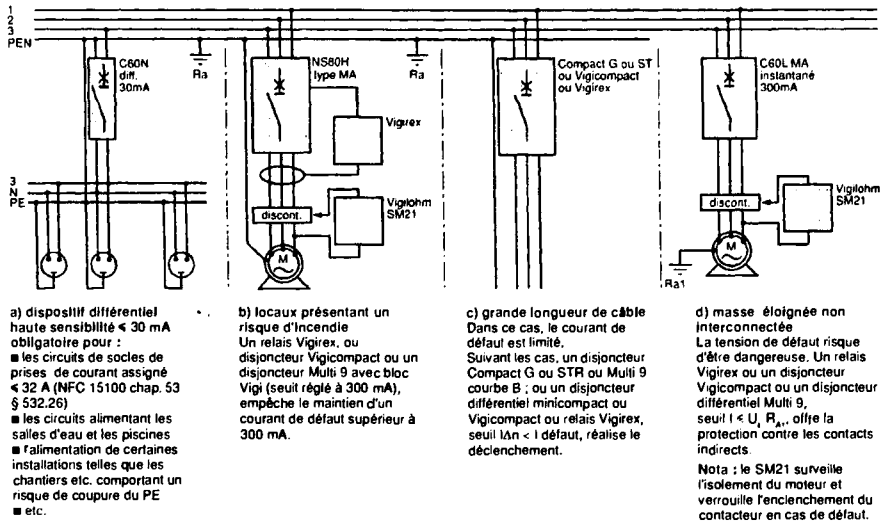
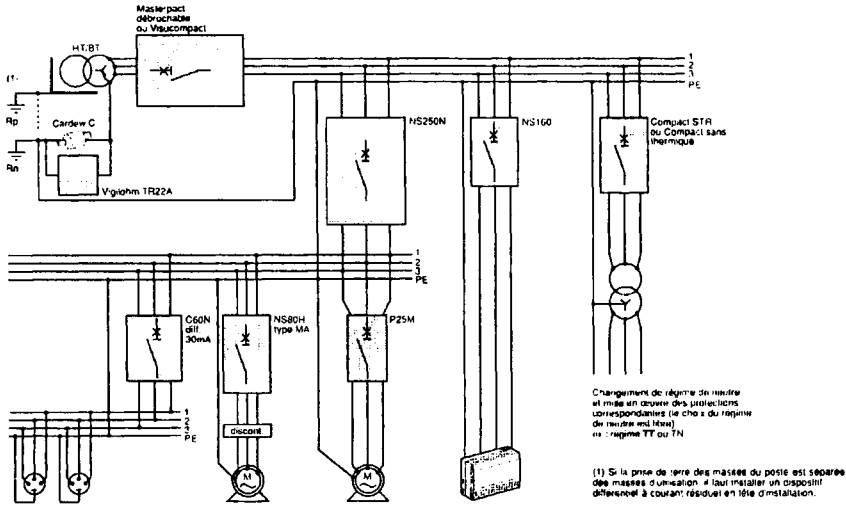


Figure 2.20. Exemple d'installation électrique industrielle en régime TN (Doc. Schneider)

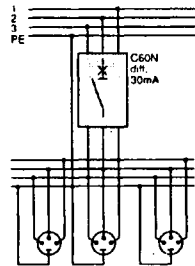
2.4.4. Exemples d'installations industrielles en régime IT

La figure 2.21 présente le schéma d'une installation industrielle au régime de neutre IT économique, répondant aux exigences de la norme NF C 15-100, mais ayant pour inconvénient de déclencher globalement au premier défaut.



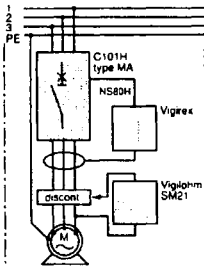
Mesures particulières nécessaires

Permanent

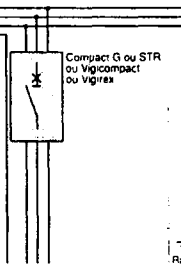


- a) dispositif différentiel haute sensibilité $\leq 30\text{ mA}$ obligatoire pour
 - les circuits de socles de prises de courant assigné $\leq 32\text{ A}$ (NF C 15-100 chap. 53 § 532.26)
 - les circuits alimentant les salles d'eau et les piscines
 - l'alimentation de certaines installations telles que les chantiers etc. comportant un risque de coupure du PE
 - etc.

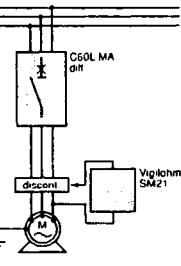
Pour réaliser le déclenchement au défaut double dans certaines conditions d'installation



- b) locaux présentant un risque d'incendie
Un relais Vigiex, ou disjoncteur VigiCompact ou un disjoncteur Multi 9 avec bloc Vigi (seuil réglé à 300 mA), empêche le maintien d'un courant de défaut supérieur à 300 mA.



- c) grande longueur de câble
Dans ce cas, le courant de défaut est limité
Suivant les cas, un disjoncteur Compact G ou STR ou VigiCompact ou Vigiex, seul $I_{\Delta n} < I_{\Delta n} < 1$ défaut, réalise le déclenchement.



- d) masse éloignée non interconnectée
La tension de défaut risque d'être dangereuse. Un relais Vigiex ou un disjoncteur VigiCompact ou un disjoncteur différentiel Multi 9, seuil $I_{\Delta n} \leq U_0/R_{A1}$, offre la protection contre les contacts indirects.
Nota : le SM21 surveille l'isolement du moteur et verrouille l'enclenchement du contacteur en cas de défaut.

Figure 2.21. Exemple d'installation électrique industrielle en régime IT (Doc. Schneider)

Une amélioration de l'exploitation est obtenue par l'équipement du système de capteurs indiquant le départ en défaut l'installation. La localisation finale du défaut pouvant se faire à l'aide d'une pince ampèremétrique spéciale (figure 2.22).

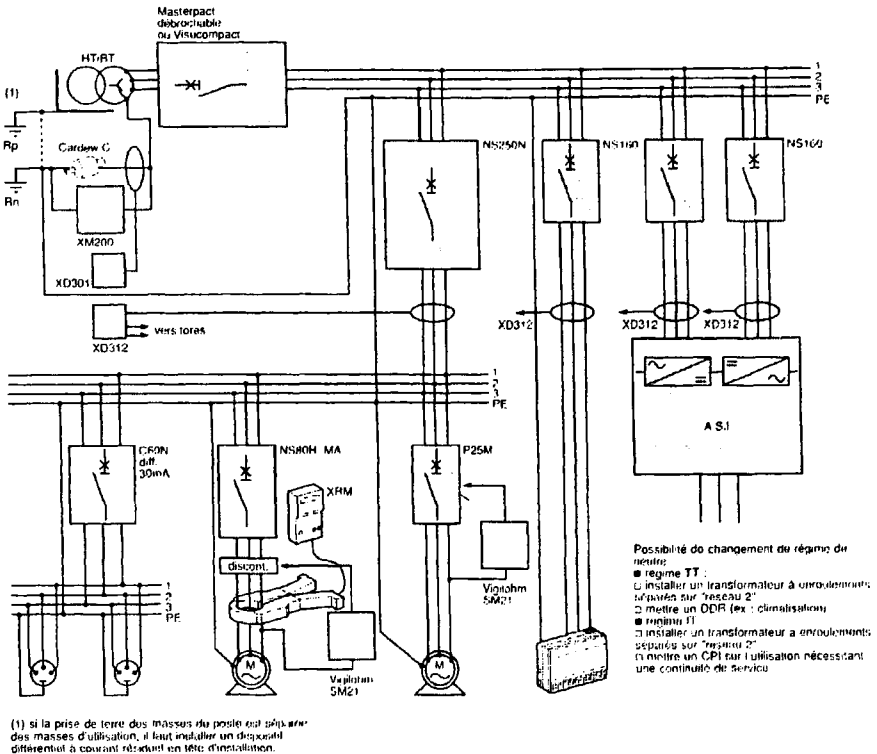


Figure 2.22. Exemple d'installation électrique industrielle en régime IT avec amélioration des conditions d'exploitation (Doc. Schneider)

2.5. Le nombre de pôles des disjoncteurs et les différents régimes du neutre (NF C 15-100, 473)

Les disjoncteurs peuvent comporter 2, 3 ou 4 pôles avec une nuance entre le nombre de pôles protégés et le nombre de pôles coupés. Le nombre de pôles d'un disjoncteur dépend :

- du type de la liaison (monophasée ou triphasée) ;
- de la nature des conducteurs (conducteur de phase ou de neutre) ;
- du régime du neutre utilisé (TT, TNC, TNS, IT).

En aucun cas le conducteur de terre noté PE (Protection Electrique) et le conducteur PEN (Protection Electrique et Neutre) ne doivent être coupés.

2.5.1. La protection des conducteurs d'un circuit monophasé

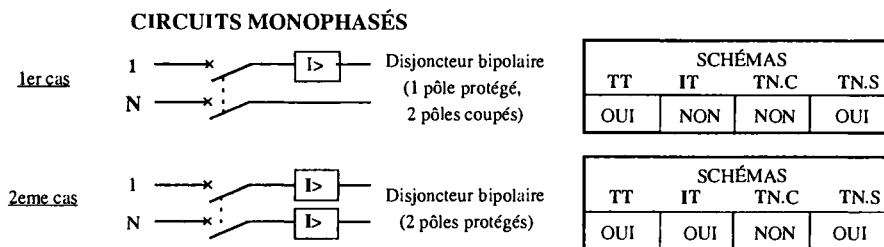


Figure 2.23. La protection des conducteurs d'un circuit monophasé

2.5.2. La protection des conducteurs de phase

En général, la détection des surintensités et leurs coupures doivent être assurées sur chacun des conducteurs de phase. Toutefois, dans le cas schémas TT et TN, il est admis de ne pas prévoir de détection de surintensités sur une des phases si le circuit ne dispose pas de conducteur de neutre et s'il est protégé en amont par un dispositif différentiel.

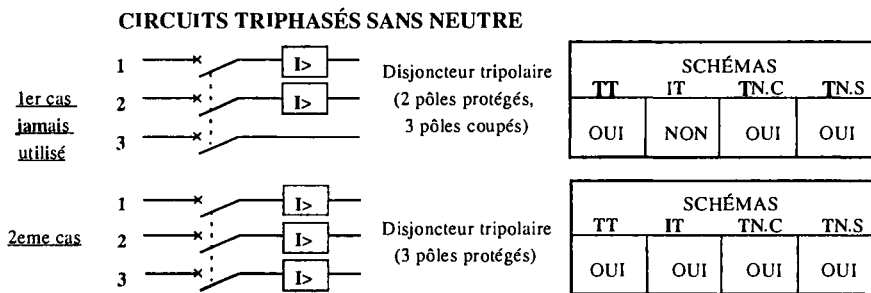


Figure 2.24. La protection des conducteurs d'un circuit triphasé sans neutre

2.5.3. La protection du conducteur neutre

Dans les schémas TT et TN, le conducteur neutre peut ne comporter ni détection de surintensité ni coupure si la section est au moins égale à celle des conducteurs de

phase. Il en est de même si le conducteur neutre a une section inférieure à celle des conducteurs de phase mais n'est pas susceptible d'être parcouru par des courants de surcharge (charges équilibrées entre les phases) et est effectivement protégé contre les courts-circuits. Si les conditions précédentes ne sont pas remplies, le conducteur neutre doit être muni d'une détection de surintensité qui provoque la coupure des conducteurs de phase mais pas nécessairement celle du conducteur neutre.

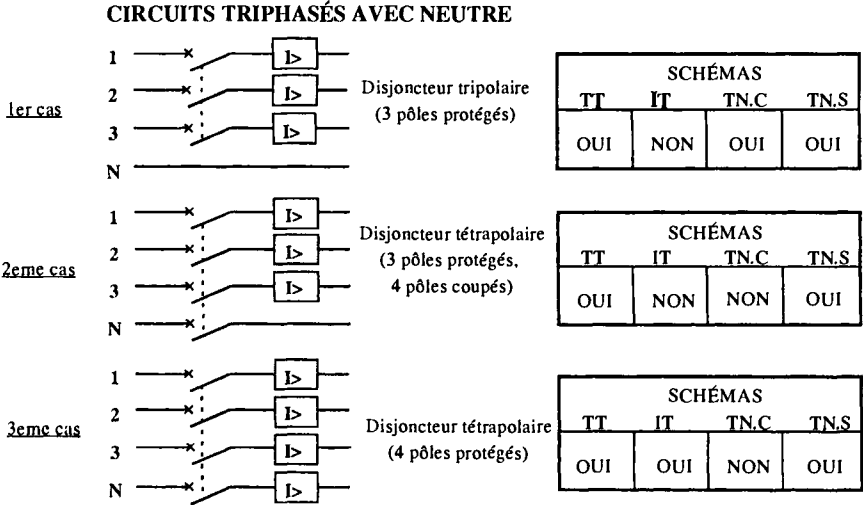


Figure 2.25. La protection des conducteurs d'un circuit triphasé avec neutre

Dans le schéma IT, le conducteur neutre doit être muni, quelle que soit sa section, d'une détection de surintensité qui provoque la coupure des conducteurs de phase et du conducteur neutre.

2.6. La protection des réseaux à courant continu

Dans le cas des réseaux à courant continu la législation impose un dispositif de signalisation ou de déclenchement au défaut simple. Le déclenchement est rarement utilisé, car des raisons impérieuses d'exploitation le rendent très souvent impossible.

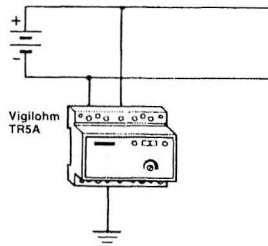


Figure 2.26. Détection de défauts par un contrôleur d'isolation (Doc. Schneider)

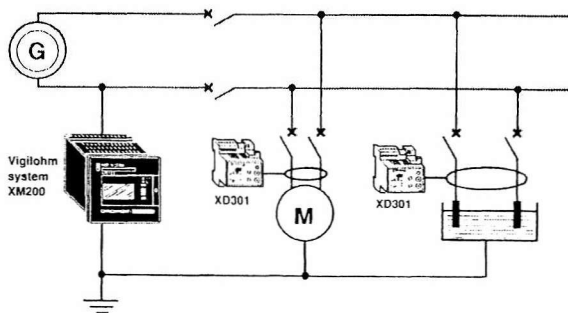


Figure 2.27. La protection des réseaux à courant continu (Doc. Schneider)

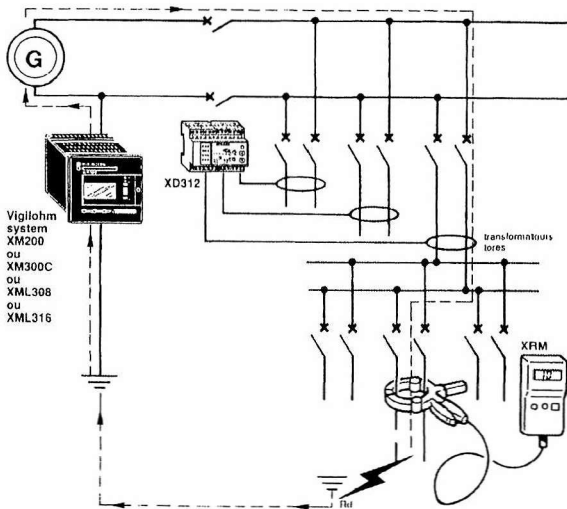


Figure 2.28. L'amélioration de la localisation des défauts (Doc. Schneider)

2.7. Bibliographie

[LAC 95] B. LACROIX et R. CALVAS, « Les schémas des liaisons à la terre en BT » (régimes du neutre), *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 172, mai 1995.

[LAC 95] B. LACROIX et R. CALVAS, « Les schémas des liaisons à la terre dans le monde et évolutions », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 173, juillet 1995.

Guide de la distribution électrique, Catalogue de la distribution BT 98, Schneider.

Les 5 points-clés de la nouvelle NFC 15100, Legrand octobre 1993.

Chapitre 3

Le système triphasé et les réseaux électriques

3.1. L'intérêt du système triphasé sinusoïdal

3.1.1. L'intérêt des tensions et des courants sinusoïdaux

Les émissions électromagnétiques des réseaux de transport de l'énergie électrique à 50 Hz ou 60 Hz encombrant très peu le spectre des fréquences radioélectriques dans la mesure où les tensions et les courants sont purement sinusoïdaux. Par les impédances linéaires des lignes d'alimentation ou des charges, les tensions et courants sinusoïdaux sont déphasés, atténués ou amplifiés, mais restent toujours sinusoïdaux et sans déformation spectrale de l'onde sinusoïdale. Ce n'est pas le cas pour une onde non sinusoïdale qui est déformée (le cas d'une onde carrée est présenté figure 3.1).

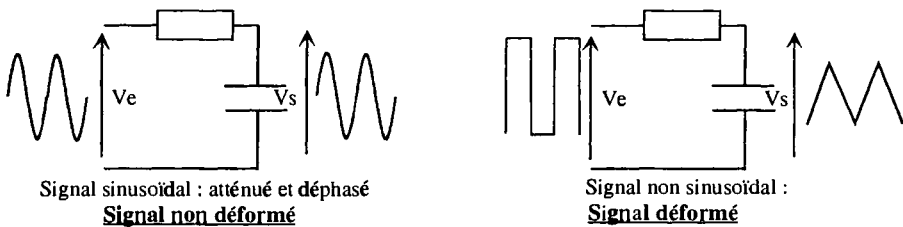


Figure 3.1. La déformation des signaux non sinusoïdaux

Par l'intermédiaire de transformateurs, les tensions et courants peuvent être élevés ou abaissés également sans déformation spectrale de l'onde sinusoïdale.

3.1.2. La fréquence des réseaux

Au début du siècle, le choix de la fréquence des réseaux s'est fait par rapport à deux critères principaux :

- la fréquence devait être suffisamment élevée pour éviter des oscillations visibles de l'éclairage ;
- la fréquence devait être suffisamment basse pour ne pas avoir des vitesses de rotation ou des nombres de paires de pôles trop grands pour les alternateurs et les moteurs.

Le compromis entre ces deux critères permet d'arriver aux deux standards mondiaux dont les fréquences sont très voisines, l'un à **50 Hz**, l'autre à **60 Hz**. Cependant d'autres fréquences peuvent subsister ou exister :

- le 16 Hz $2/3$ pour la traction ferroviaire en Suisse ;
- le 400 Hz pour les réseaux de bord des avions par souci de légèreté ;
- le courant continu pour la sûreté d'alimentation à partir d'accumulateurs électrochimiques, mais également pour le transport d'énergie à longue distance.

3.1.3. Le système triphasé : un optimum économique

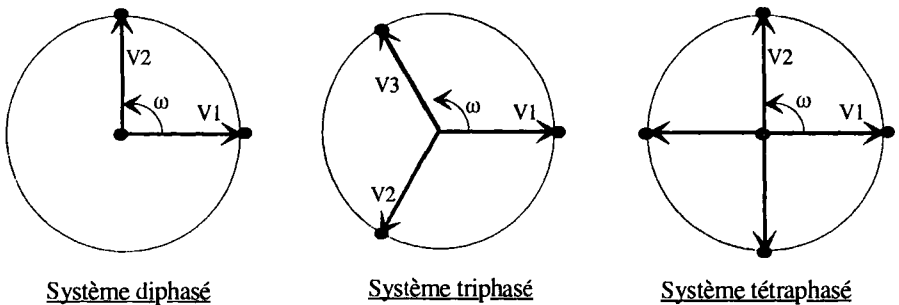


Figure 3.2. Les systèmes diphasé, triphasé et tétraphasé

Pour imposer un sens de rotation des machines électriques, il est nécessaire de créer un champ tournant. La décomposition des systèmes en rotation sur deux axes en quadrature laissant apparaître les fonctions sinus et cosinus, nous conduit naturellement au système de tensions diphasées. Le système de tensions diphasées nécessite un minimum de 3 fils, et fut développé au début du siècle (figure 3.2).

Cependant le système de tensions triphasées permet avec trois fils de transporter 50 % de puissance en plus à courants équivalents que le système

diphase. Le système triphasé offre des tensions maximum entre les trois phases, et est de ce fait optimum (figure 3.2). Si la charge est triphasée en étoile est équilibrée, le potentiel du point milieu correspond au potentiel neutre de l'alimentation.

Le potentiel du neutre n'est pas toujours matérialisé par un fil, mais il est omniprésent en correspondant au potentiel de la terre. Seulement, pour de très faibles puissances terminales appelées en monophasé, un conducteur neutre est nécessaire.

3.2. Les mesures des puissances en triphasé

3.2.1. Les mesures en triphasé de la puissance active

Diverses méthodes sont utilisées pour effectuer la mesure de la puissance active en triphasé. Elles se différencient entre elles par :

- l'utilisation ou non du fil neutre ou d'un neutre artificiel ;
- leur validité dans le cas de tensions et de courants équilibrés ou quelconques.

En pratique aucun système n'est équilibré, et il serait juste de parler de « l'approximation équilibrée » très souvent utilisée pour simplifier les calculs en triphasé.

La méthode à 1 wattmètre avec ou sans neutre

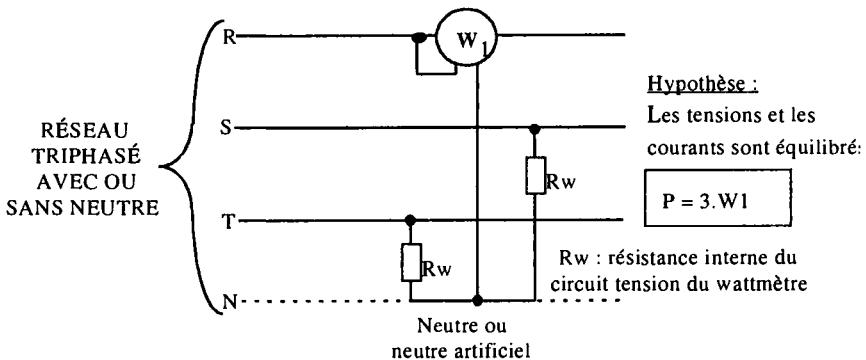


Figure 3.3. La mesure de puissance active avec 1 wattmètre avec ou sans neutre

Avantages :

- méthode très simple si on dispose du neutre ;
- lecture presque directe de la puissance active.

Inconvénients :

- le récepteur doit être équilibré ;
- si on ne dispose pas du neutre, difficulté pour réaliser un neutre artificiel équilibré.

La méthode des deux wattmètres

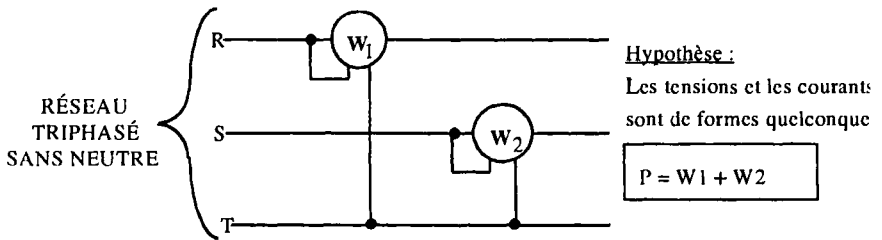


Figure 3.4. La mesure de puissance active avec 2 wattmètres sans neutre

$$P = I_r \cdot V_r + I_s \cdot V_s - (I_r + I_s) \cdot V_t$$

or $I_r + I_s + I_t = 0$, s'il n'y a pas de courant de neutre

$$W_1 = I_r \cdot (V_r - V_t) \text{ et } W_2 = I_s \cdot (V_s - V_t)$$

donc : $P = I_r \cdot V_r + I_s \cdot V_s + I_t \cdot V_t = W_1 + W_2$

REMARQUE.— La méthode des deux wattmètres reste juste en présence d'un fil neutre si le courant dans ce dernier ne contient pas de fréquence commune avec la tension entre le fil neutre et le fil de ligne où sont connectés les circuits tension des wattmètres. Pour remplir cette condition dans le cas où les tensions sont équilibrées, la charge doit aussi être équilibrée.

Avantages :

- nombre réduit d'appareils de mesures ;
- lecture presque directe de la puissance active ;
- estimation de la puissance réactive.

Inconvénients :

- la mesure de P n'est juste avec fil neutre que dans certaines conditions ;
- la mesure de Q n'est juste que si les fondamentaux des courants sont équilibrés.

La méthode des trois wattmètres avec ou sans neutre

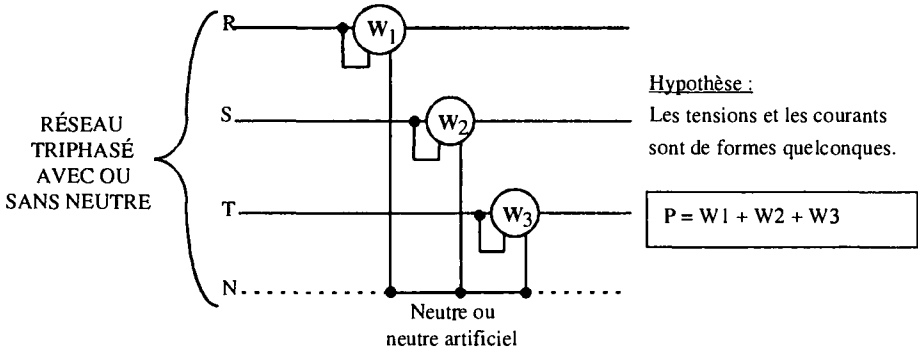


Figure 3.5. La mesure de puissance active avec 3 wattmètres avec ou sans neutre

Avantages :

- lecture presque directe de la puissance active ;
- le récepteur peut être déséquilibré ;
- cette méthode peut être utilisée si le neutre du réseau n'est pas accessible ;
- les wattmètres indiquent les puissances actives sur chaque phase.

Inconvénient :

- montage plus compliqué, et nombre important de wattmètres.

Autre méthode à 2 wattmètres

Plus compliquée et moins performante que la méthode des deux wattmètres.

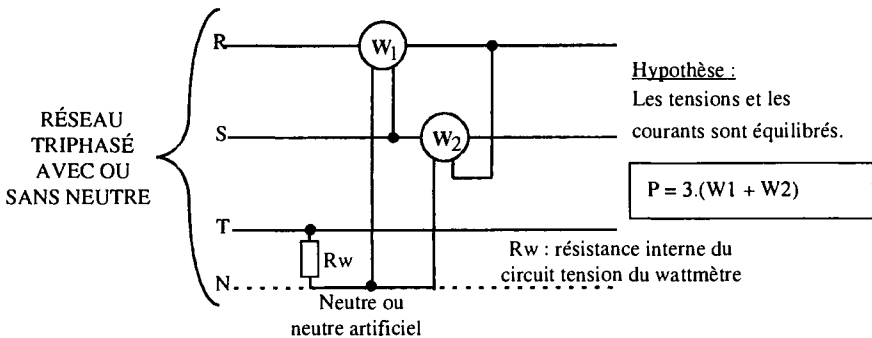


Figure 3.6. La mesure de puissance active avec 2 wattmètres avec ou sans neutre

$$W_1 = I_r \cdot V_s = I.V.\cos(\varphi_r - 2\pi/3)$$

$$W_2 = I_s \cdot V_r = I.V.\cos(\varphi_s + 2\pi/3)$$

$$P = 3.(W_1 + W_2) = 3.V.I[\cos(\varphi_r - 2\pi/3) + \cos(\varphi_s + 2\pi/3)]$$

Si le récepteur est équilibré, alors $\varphi_r = \varphi_s = \varphi$

$$P = 3.(W_1 + W_2) = 3.V.I[2.\cos(\varphi).\cos(-2\pi/3)] = 3.V.I\cos(\varphi).$$

Avantages :

- nombre réduit d'appareils de mesure ;
- lecture presque directe de la puissance active.

Inconvénients :

- le récepteur doit être équilibré ;
- si on ne dispose pas du neutre, difficulté pour réaliser un neutre artificiel équilibré.

Conclusion sur la mesure de la puissance active

D'un point de vue métrologique, seule la méthode des trois wattmètres est satisfaisante car c'est la seule qui soit toujours juste. La méthode des deux wattmètres offre une simplicité d'utilisation attrayante, mais il est toujours nécessaire de faire attention à sa validité (voir paragraphe 3.2.3).

3.2.2. Les mesures en triphasé de la puissance réactive

Diverses méthodes sont utilisées pour effectuer la mesure de la puissance réactive en triphasé. Leur principe réside toujours dans le fait de trouver une tension en quadrature avec la tension de la phase considérée : l'hypothèse fondamentale est que le réseau constitue un système de tensions sinusoïdales équilibrées. Le neutre n'est qu'exceptionnellement utilisé.

Ces diverses méthodes se différencient entre elles par :

- le nombre de wattmètres utilisés ;
- leur validité dans le cas de tensions et de courants équilibrés ou quelconques.

La méthode à 1 wattmètre avec ou sans neutre

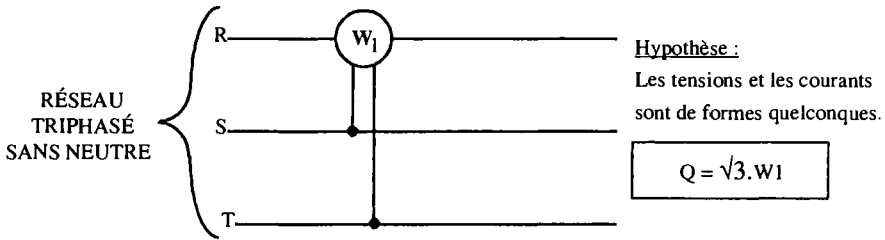


Figure 3.7. La mesure de puissance active avec 1 wattmètre avec ou sans neutre

Avantages :

- méthode très simple avec ou sans neutre ;
- lecture presque directe de la puissance réactive.

Inconvénient :

- le récepteur doit être équilibré.

La méthode des deux wattmètres

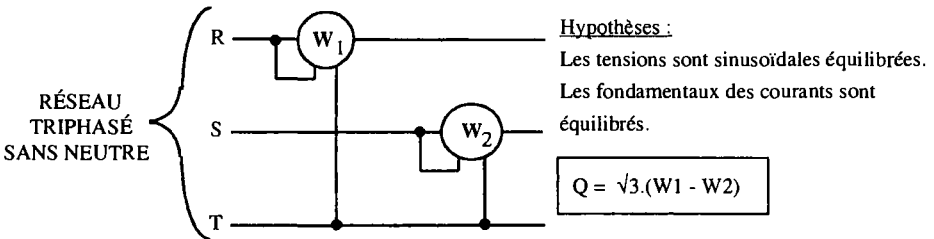


Figure 3.8. La mesure de puissance réactive avec 2 wattmètres sans neutre

$$W_1 = I_r \cdot (V_r - V_s) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_r + \pi/6) \text{ et } W_2 = I_s \cdot (V_s - V_t) =$$

$$W_1 = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_r - \pi/6)$$

$$\sqrt{3} \cdot (W_1 - W_2) = 3 \cdot |I| \cdot |V| \cdot [\cos(-\varphi_r + \pi/6) - \cos(-\varphi_r - \pi/6)]$$

Si le récepteur est équilibré, alors $\varphi_r = \varphi_s = \varphi$

$$\sqrt{3} \cdot (W_1 - W_2) = 3 \cdot |I| \cdot |V| \cdot [-2 \cdot \sin(-\varphi) \cdot \sin(\pi/6)]$$

$$\sqrt{3} \cdot (W_1 - W_2) = 3 \cdot |I| \cdot |V| \cdot \sin(\varphi) = Q$$

REMARQUE.— La méthode des deux wattmètres reste juste en présence d'un fil neutre si le courant dans ce dernier ne contient pas de fréquence commune avec la tension entre le fil neutre et le fil de ligne où sont connectés les circuits tension des wattmètres. Pour remplir cette condition dans le cas où les tensions sont équilibrées, la charge doit aussi être équilibrée.

Avantages :

- nombre réduit d'appareils de mesure ;
- lecture presque directe de la puissance réactive ;
- estimation de la puissance active.

Inconvénients :

- la mesure de Q n'est juste que si les fondamentaux des courants sont équilibrés ;
- la mesure de P n'est juste avec fil neutre que dans certaines conditions.

La méthode des deux wattmètres avec neutre artificiel

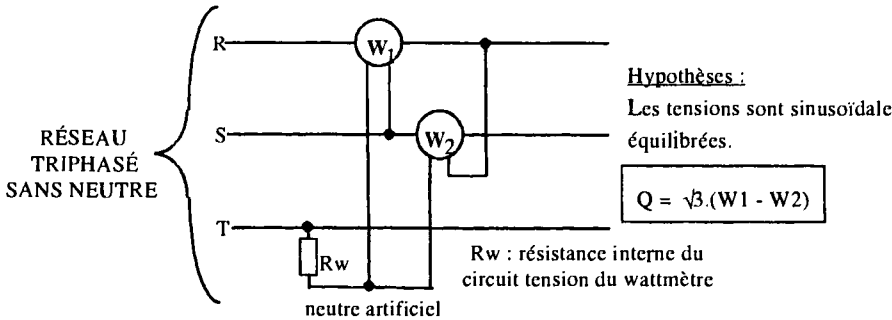


Figure 3.9. La mesure de puissance réactive avec 2 wattmètres avec ou sans neutre

$$W_1 = I_r \cdot V_s = |I_r| \cdot |V_s| \cdot \cos(-\varphi_r + 2\pi/3) \text{ et } W_2 = I_s \cdot V_r = |I_s| \cdot |V_r| \cdot \cos(-\varphi_s - 2\pi/3)$$

$$\sqrt{3} \cdot (W_1 - W_2) = \sqrt{3} \cdot |I_r| \cdot |V_s| \cdot [\cos(-\varphi_r + 2\pi/3) - \cos(-\varphi_s - 2\pi/3)]$$

Si le récepteur est équilibré, alors $\varphi_r = \varphi_s = \varphi$

$$\sqrt{3} \cdot (W_1 - W_2) = \sqrt{3} \cdot |I_r| \cdot |V_s| \cdot [-2 \cdot \sin(-\varphi) \cdot \sin(2\pi/3)] = 3 \cdot |I_r| \cdot |V_s| \cdot \sin(\varphi) = Q$$

Avantages :

- nombre réduit d'appareils de mesure ;
- lecture presque directe de la puissance réactive ;
- récepteur déséquilibré sans neutre ;
- estimation de la puissance active.

Inconvénient :

- si on ne dispose pas du neutre difficulté pour réaliser un neutre artificiel équilibré.

La méthode des trois wattmètres avec ou sans neutre

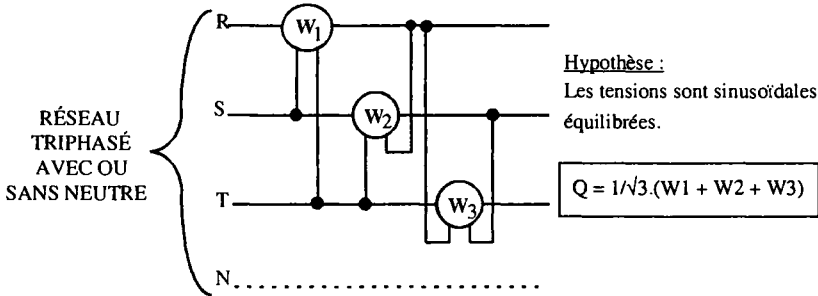


Figure 3.10. La mesure de puissance réactive avec 3 wattmètres avec ou sans neutre

$$W_1 = I_r \cdot (V_s - V_r) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_r + \pi/2)$$

$$W_2 = I_s \cdot (V_r - V_t) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_s - \pi/2)$$

$$W_3 = I_t \cdot (V_r - V_s) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_t - \pi/2)$$

Si le récepteur est équilibré, alors $\varphi_r = \varphi_s = \varphi_t = \varphi$

$$Q = 1/\sqrt{3} \cdot (W_1 + W_2 + W_3) = 3 \cdot |I| \cdot |V| \cdot \sin(\varphi)$$

Avantages :

- lecture presque directe de la puissance réactive ;
- récepteur déséquilibré avec ou sans neutre.

Inconvénient :

- pas d'estimation de la puissance active.

Autre méthode des trois wattmètres avec ou sans neutre

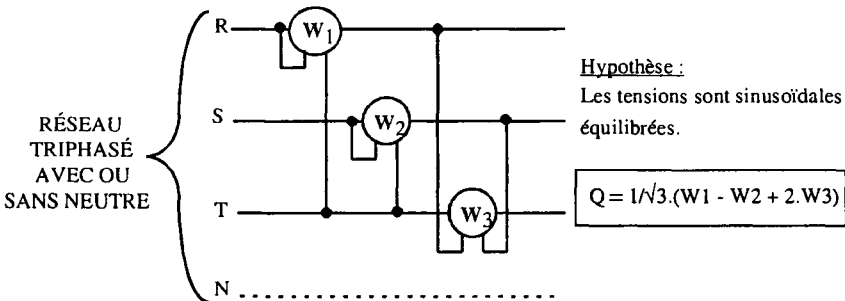


Figure 3.11. La mesure de puissance réactive avec 3 wattmètres avec ou sans neutre

$$\begin{aligned}
 W_1 &= I_r \cdot (V_r - V_i) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_r + \pi/6) \\
 W_2 &= I_s \cdot (V_s - V_i) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_s - \pi/6) \\
 W_3 &= I_r \cdot (V_r - V_s) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_r - \pi/2) \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot (W_1 - W_2 + 2 \cdot W_3) \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [I_r \cdot (V_r - V_i) - I_s \cdot (V_s - V_i) + 2 \cdot I_r \cdot (V_r - V_s)] \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [I_r \cdot V_r - I_r \cdot V_i - I_s \cdot V_s + I_s \cdot V_i + 2 \cdot I_r \cdot V_r - 2 \cdot I_r \cdot V_s] \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [-I_r \cdot V_i + I_s \cdot V_i + I_r \cdot V_r - I_r \cdot V_s - V_s \cdot (I_s + I_r) + V_r \cdot (I_r + I_s)] \\
 &\text{comme } I_r + I_s + I_i = 0, \text{ s'il n'y a pas de courant de neutre} \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [-I_r \cdot V_i + I_s \cdot V_i + I_r \cdot V_r - I_r \cdot V_s - V_s \cdot I_r + V_r \cdot I_r] \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [I_r \cdot (V_s - V_i) + I_s \cdot (V_i - V_r) + I_r \cdot (V_r - V_s)] = 3 \cdot |I| \cdot |V| \cdot \sin(\varphi)
 \end{aligned}$$

Avantages :

- récepteur déséquilibré avec ou sans neutre ;
- estimation de la puissance active.

Inconvénient :

- calcul moins direct de la puissance réactive.

La méthode des quatre lectures de Barbagelata

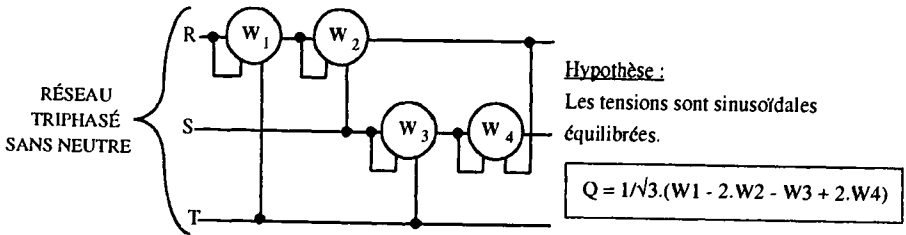


Figure 3.12. La mesure de puissance réactive avec 4 wattmètres sans neutre

$$\begin{aligned}
 W_1 &= I_r \cdot (V_r - V_i) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_r + \pi/6) \\
 W_2 &= I_r \cdot (V_r - V_s) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_r - \pi/6) \\
 W_3 &= I_s \cdot (V_s - V_i) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_s - \pi/6) \\
 W_4 &= I_s \cdot (V_s - V_r) = \sqrt{3} \cdot |I| \cdot |V| \cdot \cos(-\varphi_s + \pi/6) \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot (W_1 - 2 \cdot W_2 - W_3 + 2 \cdot W_4) \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [I_r \cdot (V_r - V_i) - 2 \cdot I_r \cdot (V_r - V_s) - I_s \cdot (V_s - V_i) + 2 \cdot I_s \cdot (V_s - V_r)] \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [I_r \cdot V_r - I_r \cdot V_i - 2 \cdot I_r \cdot V_r + 2 \cdot I_r \cdot V_s - I_s \cdot V_s + I_s \cdot V_i + 2 \cdot I_s \cdot V_s - 2 \cdot I_s \cdot V_r] \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [-I_r \cdot V_r - I_r \cdot V_i + 2 \cdot I_r \cdot V_s + I_s \cdot V_i + I_s \cdot V_s - 2 \cdot I_s \cdot V_r] \\
 Q &= 1/\sqrt{3} \cdot [I_r \cdot (V_s - V_i) + I_s \cdot (V_i - V_r) + (I_r + I_s) \cdot (V_s - V_r)]
 \end{aligned}$$

comme $I_r + I_s + I_t = 0$, s'il n'y a pas de courant de neutre

$$Q = 1/\sqrt{3} \cdot [I_r \cdot (V_s - V_t) + I_s \cdot (V_t - V_r) + I_t \cdot (V_r - V_s)] = 3 \cdot |I| \cdot |V| \cdot \sin(\varphi)$$

Avantages :

- récepteur déséquilibré sans neutre ;
- estimation de la puissance active.

Inconvénient :

- calcul compliqué de la puissance réactive.

Conclusion sur la mesure de la puissance réactive

D'un point de vue métrologique, seule la méthode des trois wattmètres est satisfaisante car c'est la seule qui soit toujours juste. La méthode des deux wattmètres offre une simplicité d'utilisation attrayante, mais toujours faire attention à sa validité (courants fondamentaux équilibrés) voir paragraphe 3.2.3.

REMARQUE.- Le signe de la puissance réactive dépend du déphasage avant ou arrière du courant sur la tension, et donc de l'ordre de succession des phases. L'inversion de l'ordre des phases inverse le signe de la puissance réactive mesurée. Par convention, les bobines consomment de la puissance réactive et les condensateurs en produisent.

3.2.3. La critique de la méthode des deux wattmètres

Pour illustrer les défauts de la méthode des deux wattmètres nous présentons les montages avec les charges non prises en compte.

La méthode sans fil neutre

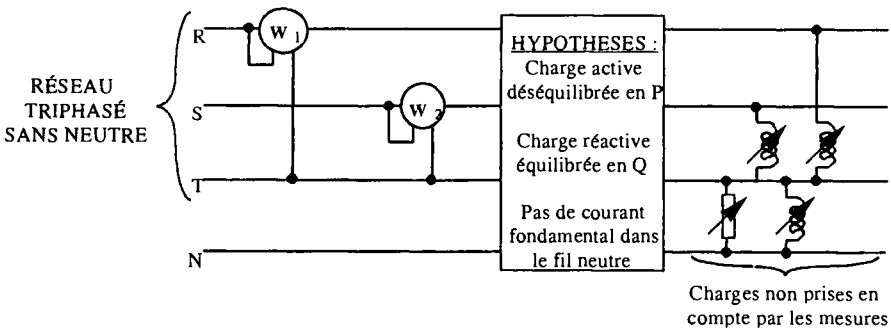


Figure 3.13. Les défauts de la méthode des 2 wattmètres

Economie d'un wattmètre par l'utilisation d'un commutateur de courants

L'utilisation d'un commutateur de courant permet l'économie d'un wattmètre. Le branchement d'un wattmètre avec un commutateur de courant est présenté ci-dessous.

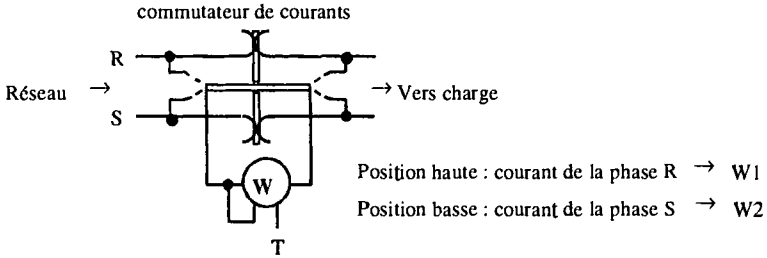


Figure 3.14. Le branchement du commutateur de courants

La méthode avec fil neutre

Cette méthode ne mesure en fait que les puissances active et réactive dans une seule phase, dans notre cas R. L'hypothèse de mesure est donc que les puissances active et réactive sont équilibrées sur toutes les phases. Les variations de puissances sur les autres phases que celle où est mesuré le courant ne sont donc pas prises en compte.

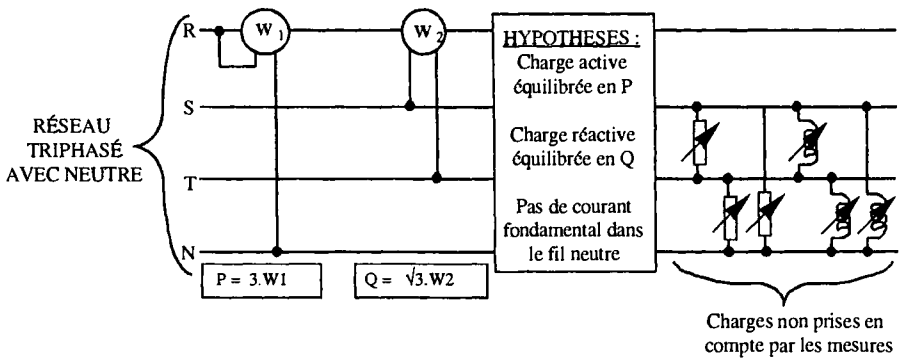


Figure 3.15. Les défauts de la méthode des 2 wattmètres

Economie d'un wattmètre par l'utilisation d'un commutateur de tension

L'utilisation d'un commutateur de tensions permet l'économie d'un wattmètre. Le branchement d'un wattmètre avec un commutateur de tensions est présenté ci-dessous.

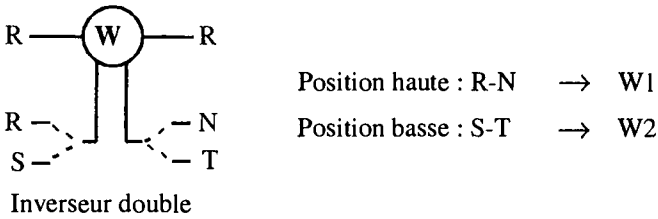


Figure 3.16. Le branchement du commutateur de tensions

3.3. Les courants harmoniques et la puissance déformante

3.3.1. La circulation des courants harmoniques multiples de trois

La saturation d'un circuit magnétique se traduit par une déformation des courants ou des tensions. Les courants appelés par des systèmes comportant des redresseurs sont également déformés et non sinusoïdaux. Si les systèmes sont alimentés sous des tensions sinusoïdales, nous obtenons une déformation des courants et donc une génération de courants harmoniques. Si ces mêmes systèmes sont alimentés par des courants sinusoïdaux, nous obtenons une déformation des tensions à leurs bornes, et donc une génération de tensions harmoniques. De plus, ces phénomènes se traduisent différemment suivant le branchement des récepteurs triphasés.

Les propriétés des signaux harmoniques

Les harmoniques paires ne permettent pas d'avoir une symétrie entre les alternances positives et négatives (figure 3.17). Le cas de signaux dissymétriques, et donc la présence d'harmoniques paires se rencontre uniquement dans le cas des montages redresseurs et gradateurs mixtes (diodes et thyristors).

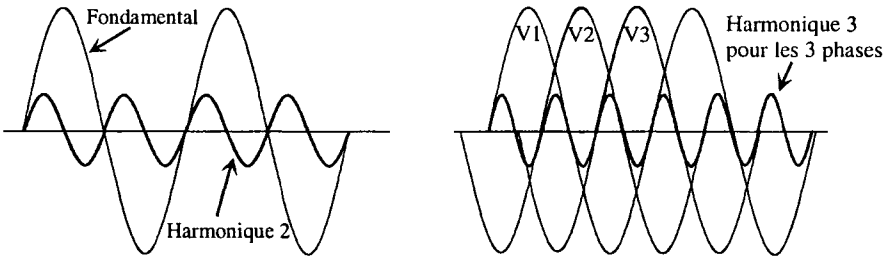


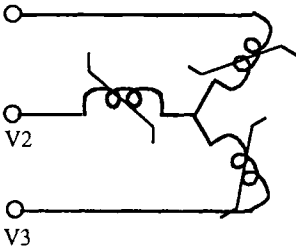
Figure 3.17. Les propriétés des signaux harmoniques

S'il existe dans les trois phases des harmoniques 3 ou multiple de 3, alors ces harmoniques sont en phase (figure 3.17).

Le cas du montage étoile sans neutre

Si les courants harmoniques 3 ou multiples de 3 sont en phase, alors ils ne peuvent circuler dans le même montage. Pour compenser cette absence de courant, il y a une génération de tensions harmoniques en phase qui créent alors un déplacement du point neutre.

Montage étoile sans neutre



Le schéma équivalent pour les harmoniques 3

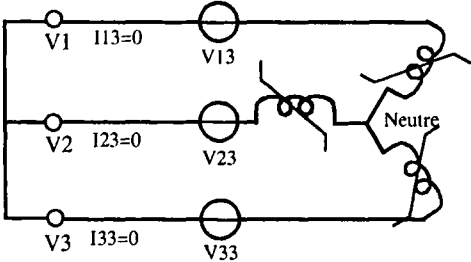


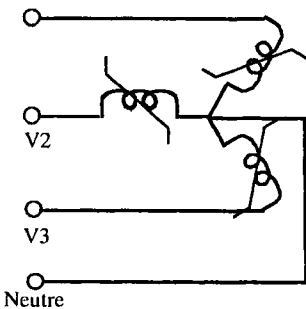
Figure 3.18. La circulation des courants harmoniques et le montage étoile sans neutre

De la même manière, les courants alimentant un pont redresseur sont dépourvus de courants harmoniques 3 et multiples de 3. Par contre la tension redressée a des oscillations dont la période est trois fois celle du réseau.

Le cas du montage étoile avec neutre

Si nous connectons le fil neutre, une tension sinusoïdale est alors imposée par le réseau aux bornes de chaque bobine. La saturation se traduit par la présence d'un courant harmonique 3 et multiple de 3 dans chaque phase et se refermant par le fil neutre.

Montage étoile avec neutre



Le schéma équivalent pour les harmoniques 3

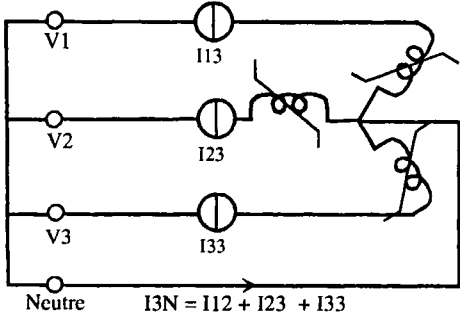


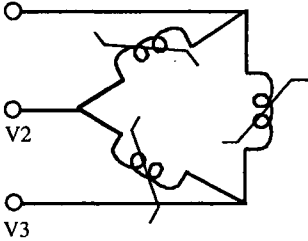
Figure 3.19. La circulation des courants harmoniques et le montage étoile avec neutre

Le fil neutre permet la circulation des courants harmoniques 3 ou multiples de 3. C'est pour cela qu'il est déconseillé de brancher le point neutre d'une machine couplée en étoile au neutre du réseau.

Le cas du montage triangle

Si les courants harmoniques 3 ou multiples de 3 sont en phase, alors ils ne peuvent circuler dans le réseau faute d'un fil neutre. Par contre, les courants harmoniques peuvent circuler en tournant dans le triangle créant ainsi quelques pertes supplémentaires.

Montage triangle



Le schéma équivalent pour les harmoniques 3

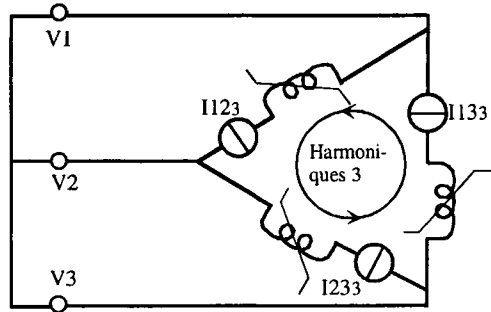


Figure 3.20. La circulation des courants harmoniques et le montage triangle

3.3.2. La mesure en triphasé de la puissance déformante

La définition de la puissance déformante

En courant sinusoïdal, nous avons :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

En courant non sinusoïdal, nous avons :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}$$

Puissance	Puissance	Puissance	Puissance
apparente	active	réactive	déformante

La puissance déformante correspond à la composante de la puissance apparente due aux courants harmoniques.

Nous pouvons écrire l'expression de la puissance apparente sous la forme suivante :

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{eff} \cdot I_{eff} = \sqrt{3} \cdot U_{eff} \cdot \sqrt{I_{eff}^2 \text{actif} + I_{eff}^2 \text{réactif} + I_{eff}^2 \text{harmonique}}$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{eff} \cdot I_{eff} = \sqrt{3} \cdot U_{eff} \cdot \sqrt{I_{eff}^2 \text{fondamental} + I_{eff}^2 \text{harmonique}}$$

En moyenne, seule la puissance active apporte de l'énergie au récepteur. Les puissances réactive et déformante ne font qu'augmenter le courant efficace sur la ligne électrique d'alimentation. La puissance déformante peut s'exprimer en fonction des autres puissances :

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 + Q^2}$$

Mais elle peut aussi s'exprimer en fonction de la valeur efficace des courants harmoniques :

$$D = \sqrt{3} \cdot U_{eff} \cdot I_{eff} \text{harmonique} = 3 \cdot V_{eff} \cdot I_{eff} \text{harmonique}$$

La mesure pratique de la puissance déformante sur réseau triphasé sans fil neutre

C'est la méthode des deux wattmètres sans fil neutre complétée par une mesure de la tension et du courant.

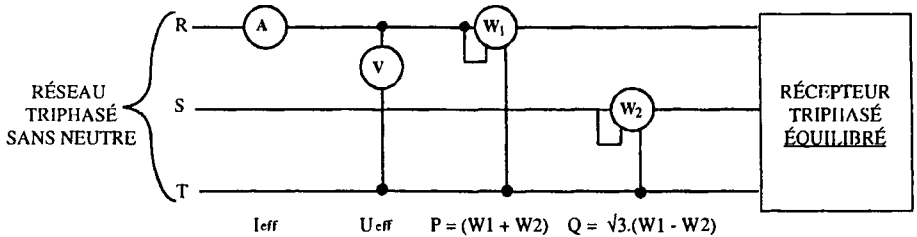


Figure 3.21. La mesure de la puissance déformante avec 2 wattmètres sans fil neutre

La formule à appliquer est :

$$D = \sqrt{3 \cdot I_{eff}^2 \cdot U_{eff}^2 - (W1 + W2)^2 - 3 \cdot (W1 - W2)^2}$$

La mesure pratique de la puissance déformante sur réseau triphasé avec fil neutre

C'est la méthode des deux wattmètres avec fil neutre complétée par une mesure de la tension et du courant.

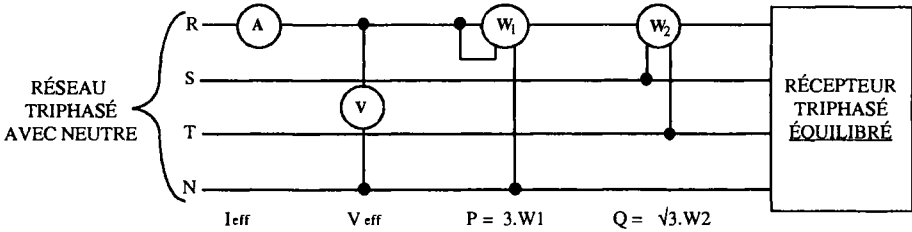


Figure 3.22. La mesure de la puissance déformante avec 2 wattmètres avec fil neutre

La formule à appliquer est :

$$D = \sqrt{9.I_{eff}^2.V_{eff}^2 - 9.(W1)^2 - 3.(W2)^2}$$

3.4. Les composantes symétriques

Dans un système triphasé, les sources de tension ou les charges peuvent être non équilibrées (amplitudes différentes, déphasages différents). La méthode utilisée pour étudier les régimes déséquilibrés consiste en l'utilisation de la méthode des composantes symétriques, également connue sous le nom de la méthode de Fortescue qui a été le premier à la mettre en œuvre. Cette méthode repose sur le principe suivant (cf. figure 3.23).

Un système de 3 vecteurs quelconques peut être considéré comme la superposition de 3 systèmes symétriques de trois vecteurs.

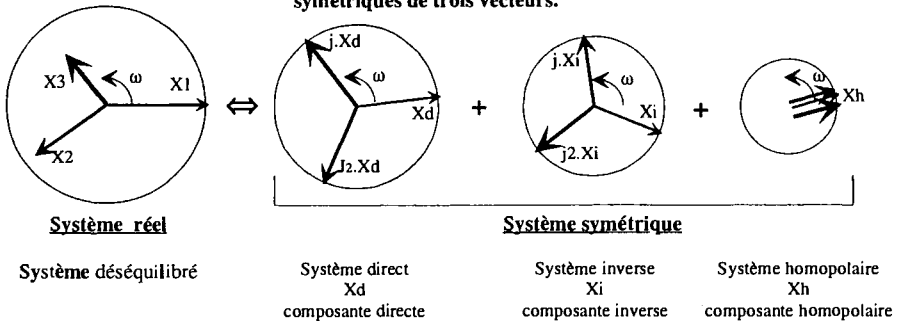


Figure 3.23. La décomposition d'un système déséquilibré en composantes symétriques

3.4.1. Le passage des composantes symétriques au système réel triphasé

Les formules ci-dessous permettent de passer du système symétrique au système réel :

$$\begin{cases} X_1 = X_h + X_i + X_d \\ X_2 = X_h + j.X_i + j^2.X_d \\ X_3 = X_h + j^2.X_i + j.X_d \end{cases} \text{ soit sous forme matricielle } \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & j & j^2 \\ 1 & j^2 & j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_h \\ X_i \\ X_d \end{bmatrix}$$

3.4.2. Le passage du système réel triphasé aux composantes symétriques

Les formules ci-dessous permettent de passer du système réel au système symétrique :

$$\begin{cases} X_h = \frac{1}{3}(X_1 + X_2 + X_3) \\ X_i = \frac{1}{3}(X_1 + j^2 X_2 + j X_3) \\ X_d = \frac{1}{3}(X_1 + j X_2 + j^2 X_3) \end{cases} \text{ soit matriciellement : } \begin{bmatrix} X_h \\ X_i \\ X_d \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & j^2 & j \\ 1 & j & j^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix}$$

- X peut être : le système des courants triphasés ;
- le système des tensions simples ;
- le système des tensions composées.

Les composantes symétriques ne sont utilisables que pour un système de tensions triphasées sinusoïdales. Dans le cas où les tensions ou les courants ne sont pas sinusoïdaux et comportent des harmoniques de tension ou de courant, il faut considérer le système à la fréquence fondamentale et les systèmes harmoniques fréquence par fréquence.

3.4.3. Les particularités du système homopolaire

Dans le cas d'un système triphasé déséquilibré de tension simple, la composante homopolaire correspond à une alimentation en monophasé d'un système triphasé de tensions : c'est-à-dire les trois phases à la même tension.

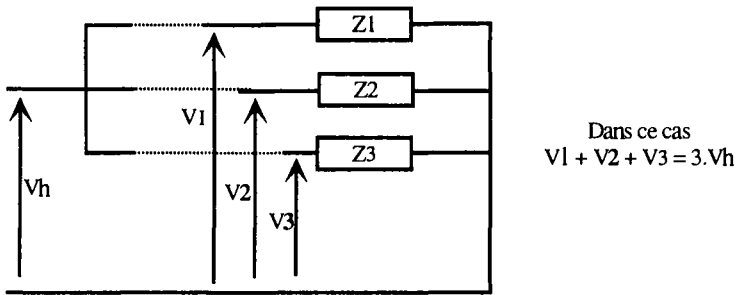


Figure 3.24. La particularité du système homopolaire

Dans le cas où le point neutre n'est pas relié au neutre du système des tensions d'alimentation, la tension du point neutre correspond à la tension homopolaire. Dans le cas d'un système triphasé déséquilibré de courants, la composante homopolaire d'un courant correspond au tiers du courant de neutre d'un système triphasé de courants.

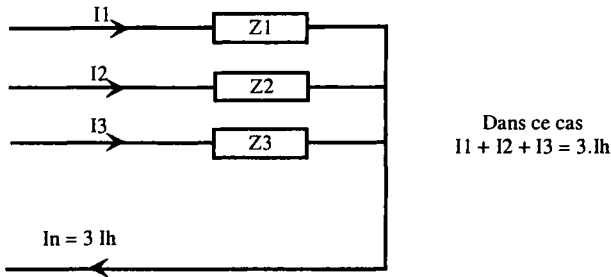


Figure 3.25. La particularité du système homopolaire dans le cas d'un système avec fil neutre

Dans le cas où il n'y a pas de fil neutre pour assurer le retour du courant, le courant homopolaire est nul. Dans le cas d'un système triphasé déséquilibré de tensions composées, la composante homopolaire est nulle.

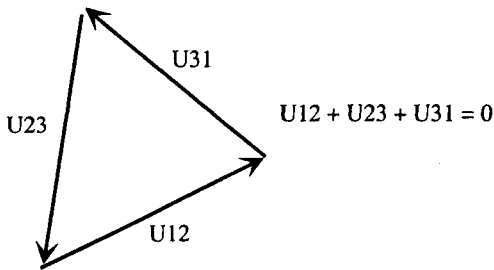


Figure 3.26. La particularité du système homopolaire dans le cas d'un système sans fil neutre

3.4.4. Les puissances et les composantes symétriques

La puissance apparente totale complexe est la somme des puissances apparentes complexes correspondant aux trois phases : $S = P + i.Q = V_1 \cdot I_1^* + V_2 \cdot I_2^* + V_3 \cdot I_3^*$

Si nous remplaçons les tensions et les courants par leur expression en fonction des composantes symétriques, nous avons les expressions suivantes :

$$\begin{aligned} V_1 \cdot I_1^* &= (V_h + V_i + V_d) \cdot (I_h^* + I_i^* + I_d^*) \\ V_2 \cdot I_2^* &= (V_h + j \cdot V_i + j^2 \cdot V_d) \cdot (I_h^* + j^2 \cdot I_i^* + j \cdot I_d^*) \\ V_3 \cdot I_3^* &= (V_h + j^2 \cdot V_i + j \cdot V_d) \cdot (I_h^* + j \cdot I_i^* + j^2 \cdot I_d^*) \end{aligned}$$

En additionnant membre à membre et en tenant compte que $1 + j + j^2 = 0$, nous obtenons:

$$S = P + i.Q = 3 \cdot V_h \cdot I_h^* + 3 \cdot V_i \cdot I_i^* + 3 \cdot V_d \cdot I_d^*$$

En notant :

$$S_h = P_h + i.Q_h = 3 \cdot V_h \cdot I_h^*$$

$$S_i = P_i + i.Q_i = 3 \cdot V_i \cdot I_i^*$$

$$S_d = P_d + i.Q_d = 3 \cdot V_d \cdot I_d^*$$

Nous obtenons :

$$S = P + i.Q = S_h + S_i + S_d = (P_h + P_i + P_d) + i.(Q_h + Q_i + Q_d)$$

où S, S_h, S_i, S_d sont des grandeurs complexes, et $P, P_h, P_i, P_d, Q_h, Q_i$ et Q_d sont des grandeurs réelles. Dans un système triphasé déséquilibré la puissance apparente totale complexe est la somme vectorielle de la puissance apparente homopolaire, de la puissance apparente inverse et de la puissance apparente directe. Les puissances active et réactive totales correspondent à la somme algébrique des puissances actives et réactives homopolaires inverses et directes.

3.5. La topologie des réseaux de transport et de distribution

Dès la conception d'un réseau ou d'une installation, la sûreté de fonctionnement et la continuité de l'alimentation des récepteurs électriques doivent être recherchées.

3.5.1. Les réseaux « en simple alimentation » ou « en antenne »

La structure la plus économique pour alimenter un ensemble de point de distribution est la structure « arborescente », ou « en simple alimentation » ou encore « réseaux en antenne ».

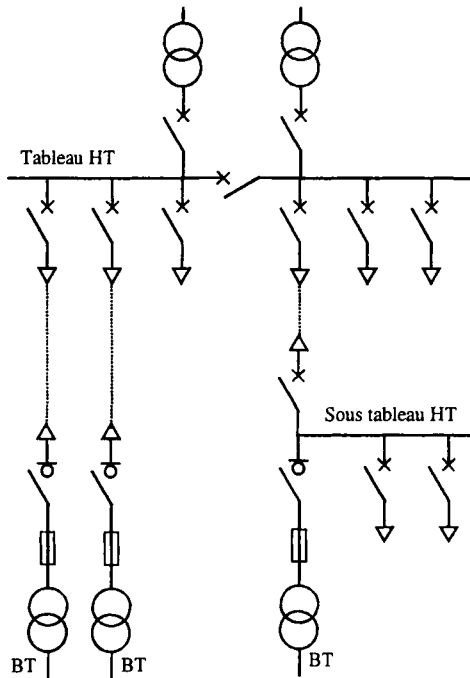


Figure 3.27. La structure des réseaux « en simple alimentation » ou « en antenne »

L'inconvénient de cette structure est que toute défaillance du matériel se traduit par une rupture de l'alimentation pouvant être fort longue. De même toute maintenance nécessitant un travail hors tension implique également une coupure d'alimentation, qui doit être programmée pour minimiser la gêne des utilisateurs.

3.5.2. Les réseaux en boucle

La structure en boucle permet d'assurer la continuité d'alimentation de tous les points de distribution en cas de défaillance ou de travaux de maintenance sur un seul élément. En effet, chaque point d'alimentation peut être alimenté par deux arrivées différentes.

En pratique, l'installation est exploitée en boucle ouverte, et chaque point n'est alimenté que par une seule arrivée. Cela assure une diminution de la puissance de court-circuit, et un déclenchement plus simple des protections.

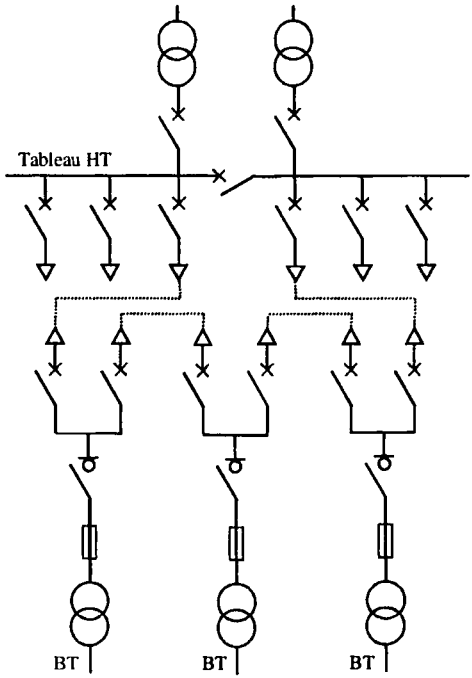


Figure 3.28. La structure des réseaux en boucle

3.5.3. Les réseaux en double dérivation

La structure en double dérivation permet d'augmenter encore la continuité d'alimentation de tous les points de distribution en cas de défaillance ou de travaux de maintenance d'un élément.

En pratique, chaque point n'est alimenté que par une seule ligne. Cela permet de passer d'une ligne sur une autre avec la minimum de perturbation, et d'obtenir un déclenchement des protections sur un départ B.T sans la coupure des autres départs.

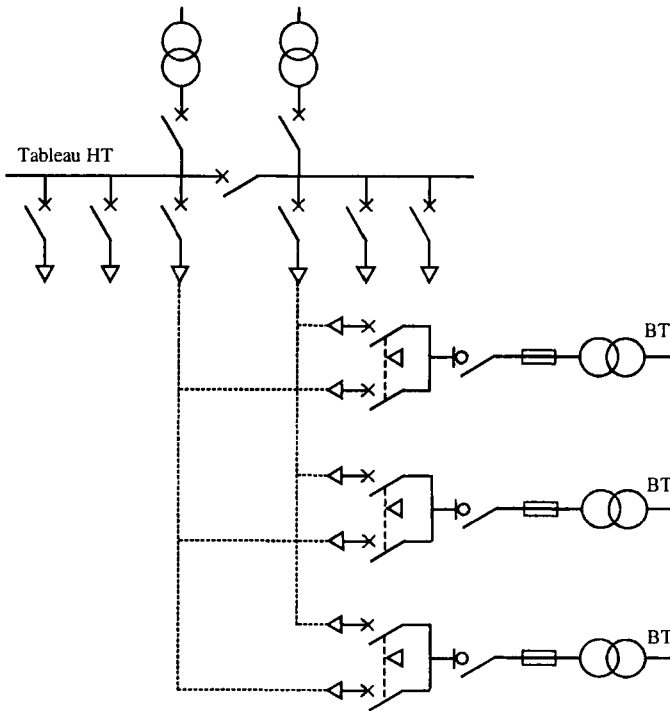


Figure 3.29. La structure des réseaux en double dérivation

3.5.4. Les réseaux maillés

Pour augmenter encore la sûreté de fonctionnement, la structure maillée permet, après une étude des différentes configurations d'exploitation, d'assurer les travaux de maintenance et de pouvoir faire face à toute perte d'ouvrage due à une défaillance supplémentaire.

Ce type de structure est réservé aux niveaux des tension 230 kV et 400 kV et nécessite des protections très sophistiquées.

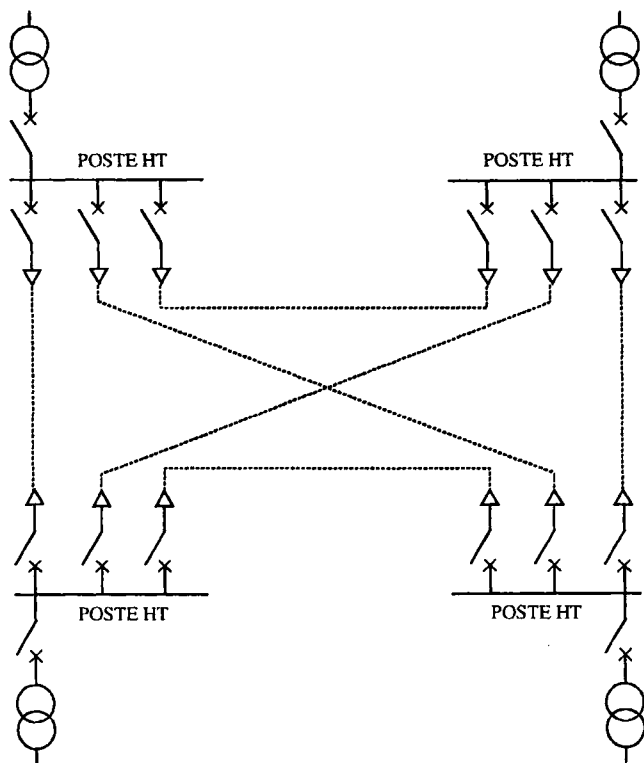


Figure 3.30. La structure des réseaux maillés

3.6. Bibliographie

- [JOL 78] P. JOLY et A. NORTIER, « L'analyse des réseaux triphasés en régimes perturbés à l'aide des composantes symétriques », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 18, mai 1978.
- [LOG 96] S. LOGIACO, « Etudes de sûreté des installations électrique », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 184, décembre 1996.
- [MET 90] B. de METZ-NOBLAT, « L'analyse des réseaux triphasés en régimes perturbés à l'aide des composantes symétriques », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 18, décembre 1990.
- [PER 84] H. PERSOZ, *La planification des réseaux électriques*, Collection de la direction des études et recherches d'Electricité de France n° 50, Editions Eyrolles, 1984.
- [THO 93] G. THOMASSET, « La conception des réseaux industriels en HT », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 169, octobre 1993.

Chapitre 4

Les transformateurs d'alimentation

4.1. Les différents types de transformateurs

Les transformateurs sont les sources d'énergie des installations, leurs caractéristiques ont donc un rôle essentiel dans le dimensionnement des installations.

Nous devons distinguer les différents types suivants :

- les transformateurs H.T-B.T qui sont les sources d'énergie d'une installation électrique ;
- les transformateurs B.T-B.T de séparation des circuits permettant de changer de régime de neutre ;
- les transformateurs B.T-T.B.T pour alimenter un automatisme de commande (voyants, contacteurs, relais) ;
- les transformateurs B.T-T.B.T qui alimentent une partie de l'installation en T.B.T de sécurité ;
- les transformateurs B.T-T.B.T qui alimentent une carte ou un appareil électronique.

Les transformateurs de sécurité ou de séparation des circuits sont pourvus d'un écran électrostatique relié à la terre entre les enroulements primaire et secondaire.

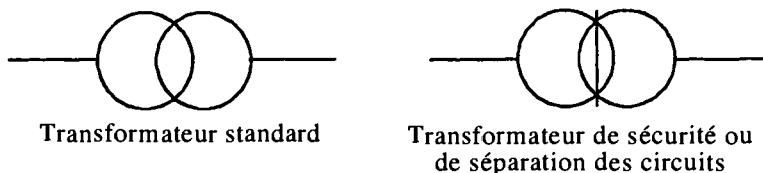


Figure 4.1. La symbolisation des transformateurs

Il existe différentes technologies de transformateurs, et il faut distinguer :

- les transformateurs qui sont immergés soit :
 - dans l'huile classique,
 - dans une huile de silicone,
 - dans un diélectrique chloré ;
- les transformateurs qui sont à isolement sec soit :
 - imprégnés de résine avec une classe d'isolation,
 - enrobés d'une résine époxy.

4.2. Les caractéristiques des transformateurs

Les caractéristiques des transformateurs varient en fonction de leur puissance et de leur technologie.

4.2.1. Les transformateurs H.T - B.T

L'huile contenue dans les transformateurs immergés a trois fonctions :

- refroidir les enroulements et le circuit magnétique pour permettre une meilleure utilisation des matériaux, et un niveau de pertes plus important ;
- augmenter l'isolation électrique par rapport à l'air ;
- effectuer une isolation phonique du bruit engendré par les contraintes de magnétostriction.

Transformateurs triphasés : H.T/410 V immergé dans l'huile												
S(kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
I _n (A)	70	141	225	352	563	887	1127	1408	1760	2253	2816	3520
I _{cc} (kA)	1,76	3,50	5,59	8,69	13,81	21,5	18,29	22,71	28,16	35,65	44,01	54,16
U _{cc} (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
P _α (kW)	1,35	2,15	2,35	3,25	4,6	6,5	10,7	13	16	20	25,5	32

Tableau 4.1. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs H.T/410 V immergés dans l'huile

Transformateurs triphasés : H.T/237 V Immergés dans l'huile								
S(kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1 000
In(A)	122	244	390	609	974	1 535	1 949	2 436
Icc(kA)	3,04	6,06	9,67	15,04	23,88	37,20	31,64	39,29
Ucc(%)	4	4	4	4	4	4	4	4
Pcu(kW)	1,35	2,15	2,35	3,25	4,6	6,5	10,7	13

Tableau 4.2. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs H.T/237 V immergés dans l'huile

Les transformateurs secs enrobés sont moins bien refroidis par l'air que par de l'huile, les pertes doivent être limitées (la section du cuivre plus importante, et la résistance plus faible). Les transformateurs secs enrobés sont moins bien isolés par l'air que par l'huile diélectrique, les distances d'isolation doivent être augmentées, ce qui a pour effet d'augmenter les inductances de fuite du transformateur.

Transformateurs triphasés : H.T/410 V Sec enrobé trihal													
S (kVA)	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
In(A)	141	225	352	444	563	704	887	1127	1408	1760	2253	2816	3520
Icc (kA)	2,34	3,74	5,82	7,32	9,26	11,5	14,5	18,3	22,7	28,2	35,6	44,0	54,2
Ucc (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Pcu (kW)	2,05	2,7	3,8	4,6	5,5	6,5	7,8	9,4	11	13,1	16	20	23

Tableau 4.3. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs H.T/410V secs enrobés trihal

Transformateurs triphasés : H.T/237 V Sec enrobé trihal										
S(kVA)	100	160	250	315	400	500	630	800	1 000	
In(A)	244	390	609	767	974	1218	1535	1949	2436	
Icc(kA)	4,05	6,46	10,07	12,66	16,03	19,97	25,05	31,64	39,29	
Ucc(%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Pcu(kW)	2,05	2,7	3,38	4,6	5,5	6,5	7,8	9,4	11	

Tableau 4.4. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs H.T/237V secs enrobés trihal

Les petits transformateurs ont une impédance de sortie très résistive. Les très gros transformateurs ont une impédance de sortie très inductive pour limiter les courts-circuits.

4.2.2. Les transformateurs triphasés B.T-B.T

De petite puissance, ces transformateurs ont pour intérêt d'adapter localement les niveaux de tension ou d'effectuer des changements de régime du neutre.

Transformateurs triphasés : primaire 400 V											
S(kVA)	5	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50
In(A)	7,9	9	11,5	14,4	18	23	29	36	45,4	57,7	72,5
Ucc(%)	4,9	4,9	4,3	5,9	5,2	4,9	5,6	5,3	5	5	5

Tableau 4.5. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs triphasés 400 V

Transformateurs triphasés : primaire 230 V								
S(kVA)	5	6,3	8	10	12,5	16	20	25
In(A)	12,5	15,8	20	25	31	40	50,2	62,7
Ucc(%)	4,9	4,9	4,3	5,9	5,2	4,9	5,6	5,3

Tableau 4.6. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs triphasés 230 V

4.2.3. Les transformateurs monophasés B.T-B.T

De très faible puissance, les transformateurs monophasés servent à réaliser l'alimentation de circuits de commande ou à l'alimentation d'installations de sécurité (12 V, 24 V et 48 V).

Transformateurs monophasés : B.T-B.T											
S(kVA)	1	1,6	2,5	4	5	6,3	8	10	12,5	16	20
In(A)	5	4	6,25	10	12,5	15,7	20	25	31,2	40	50
Ucc(%)	5,2	4	3	2,1	1,9	5	5	5	5	4,5	4,5

Tableau 4.7. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs monophasés 400 V

Transformateurs monophasés : primaire 230 V														
S(kVA)	0,1	0,16	0,25	0,4	0,63	1	1,6	2,5	4	5	6,3	8	10	12,5
In(A)	0,4	0,7	1,1	1,8	2,8	4,5	7	11	18	22	27,4	34,8	43,5	54,3
Ucc(%)	13	10,5	9,5	7,5	7	5,2	4	3	2,1	5	5	5	5	5

Tableau 4.8. Les grandeurs caractéristiques des transformateurs monophasés 230 V

4.3. Le régime transitoire de mise sous tension des transformateurs

A la mise sous tension des transformateurs B.T-B.T, il se produit des appels de courant très importants dont il faut tenir compte lors du choix du dispositif de protection contre les surintensités.

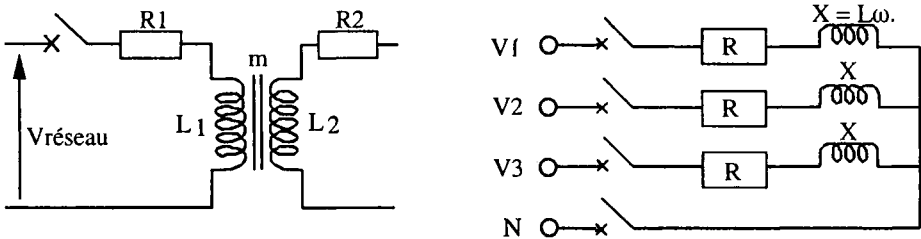


Figure 4.2. La modélisation du transformateur lors de sa mise sous tension

A l'instant de la fermeture ($t = 0$) de l'appareillage de mise sous tension, la phase de la tension simple V_1 est notée α .

Nous notons l'impédance $Z = R + j.X$ avec $X = L\omega$ et l'angle de la charge :

$$\varphi = \text{artg}\left(\frac{X}{R}\right) \tag{4.1}$$

Le courant i_1 dans la phase 1 est alors solution de l'équation différentielle :

$$R.i_1 + L\frac{di_1}{dt} = v_1 = V_{\max} \text{Cos}(\omega t + \alpha) \tag{4.2}$$

La solution de cette équation différentielle comprend le terme transitoire, solution de l'équation sans second membre, et la solution particulière correspondant au régime permanent sinusoïdal, soit :

$$i_1(t) = i_{\text{Libre}}(t) + i_{\text{Particulière}}(t) = A.e^{-t.R/L} + \frac{V_{\text{Max}}}{\sqrt{R^2 + X^2}} . \text{cos}(\omega.t + \alpha - \varphi)$$

La condition initiale est : $i(0) = 0$ et donc :

$$A = -\frac{V_{Max}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \cdot \cos(\alpha - \varphi) \quad (4.3)$$

La solution générale est donc :

$$i_1(t) = \frac{V_{Max}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \left[\cos(\omega t + \alpha - \varphi) - \cos(\alpha - \varphi) \cdot e^{-t.R/L} \right] \quad (4.4)$$

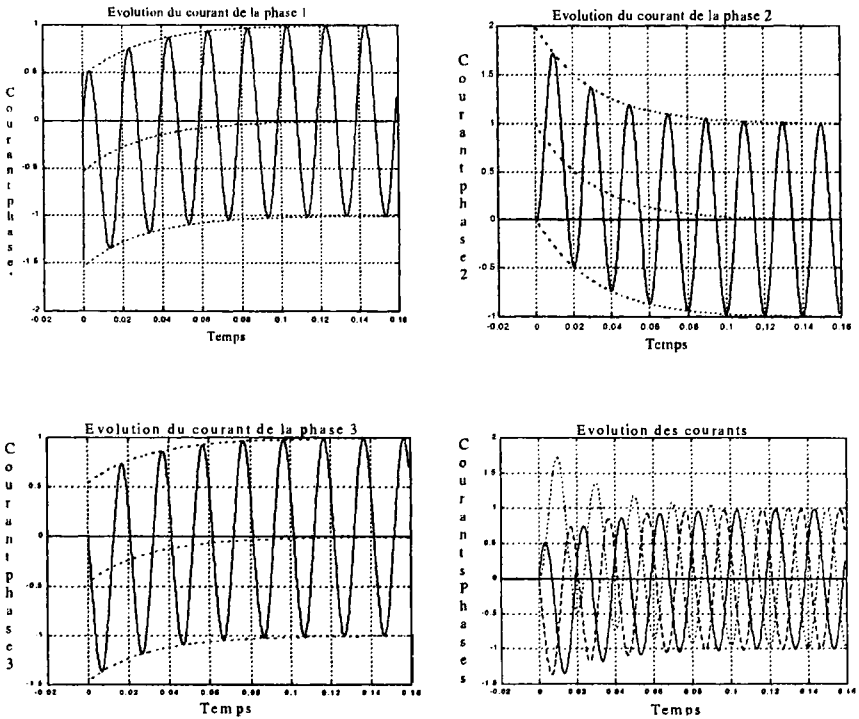


Figure 4.3. Les courants transitoires de mise sous tension d'un circuit R-L

Pour les autres phases, il suffit de remplacer α par $\alpha - \frac{2\pi}{3}$ (phase 2) et $\alpha - \frac{4\pi}{3}$ (phase 3), il vient :

$$i_1(t) = \frac{V_{Max}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \left[\cos(\omega t + \alpha - \varphi) - \cos(\alpha - \varphi) \cdot e^{-t.R/L} \right] \quad (4.5)$$

$$i_2(t) = \frac{V_{Max}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \left[\cos(\omega t + \alpha - 2\pi/3 - \varphi) - \cos(\alpha - 2\pi/3 - \varphi) \cdot e^{-t.R/L} \right] \quad (4.6)$$

$$i_3(t) = \frac{V_{Max}}{\sqrt{R^2 + X^2}} \left[\cos(\omega t + \alpha - 4\pi/3 - \varphi) - \cos(\alpha - 4\pi/3 - \varphi) \cdot e^{-t.R/L} \right] \quad (4.7)$$

REMARQUES.-

- Suivant l'instant de mise sous tension, le courant de court-circuit peut atteindre en régime transitoire le double de la valeur maximale en régime permanent.
 - Calculons le courant dans le fil neutre : $i_{neutre}(t) = i_1(t) + i_2(t) + i_3(t) = 0$.
- Le fil neutre peut être supprimé car il ne sert à rien.

A cause de la saturation du circuit magnétique, la valeur crête de la première onde de courant atteint fréquemment 10 à 15 fois le courant efficace nominal du transformateur, et peut même pour des puissances inférieures à 50 kVA atteindre des valeurs de 20 à 25 fois le courant nominal. Ce courant transitoire d'enclenchement s'amortit très rapidement en quelques millisecondes.

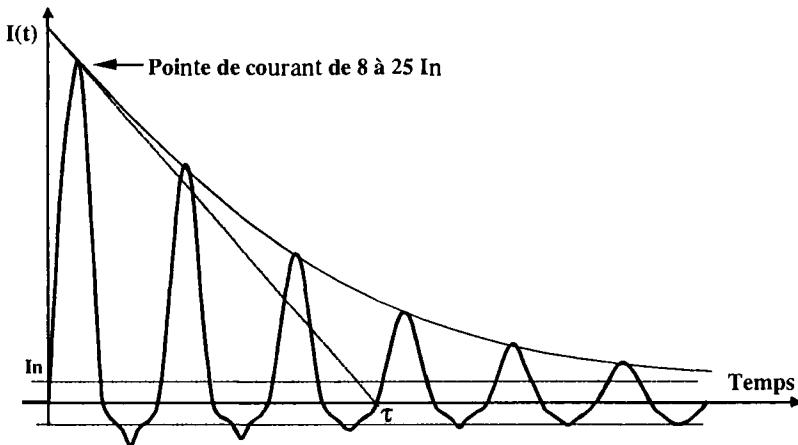


Figure 4.4. Le courant transitoire à la mise sous tension d'un transformateur (avec saturation)

Le tableau 4.9 donne en fonction de la taille du transformateur la valeur maximum du courant d'enclenchement ainsi que la constante de temps d'amortissement.

S	I d'enclenchement crête/ I_n	τ (secondes)
50 kVA	15	0,10
100 kVA	14	0,15
160 kVA	12	0,20
400 kVA	12	0,25
630 kVA	11	0,30
800 kVA	10	0,30
1 000 kVA	10	0,35
1 250 kVA	9	0,35
1 600 kVA	9	0,40
2 500 kVA	8	0,45

Tableau 4.9. *Les surintensités et l'amortissement des courants transitoires d'enclenchement*

Pour les transformateurs d'isolement dont le rapport de transformation est égal à 1, l'enroulement primaire est enroulé à l'extérieur et le secondaire à l'intérieur. Le courant transitoire d'enclenchement peut varier du simple au double suivant que le primaire est bobiné à l'intérieur ou à l'extérieur. Car l'inductance de fuite qui est supérieure dans le bobinage extérieur limite ainsi l'importance du courant transitoire.

4.4. La protection des transformateurs

4.4.1. La protection des transformateurs *B.T-T.B.T*

Les protections au primaire

Il apparaît lors de la mise sous tension d'un transformateur, un très important courant d'appel. La protection de la ligne d'alimentation du transformateur doit être en mesure de supporter ce courant d'appel sans déclencher l'ouverture de l'alimentation. Des fusibles de type aM seront utilisés. La protection du primaire est calculée contre le risque de court-circuit interne au transformateur ; la protection contre les surcharges se situe au secondaire du transformateur.

Les protections au secondaire

Les transformateurs sont soumis à deux risques : les surcharges et les courts-circuits. Pour protéger contre les risques de court-circuit, des fusibles de type gG

seront utilisés sur les différents départs. L'impédance du transformateur limite les courants de court-circuit qui sont généralement faibles, ce système de protection doit alors fonctionner en moins de 5 secondes. Pour limiter les risques de surcharge, il faut que le calibre de la protection ou la somme des calibres des protections soit inférieure ou égale au courant secondaire nominal du transformateur.

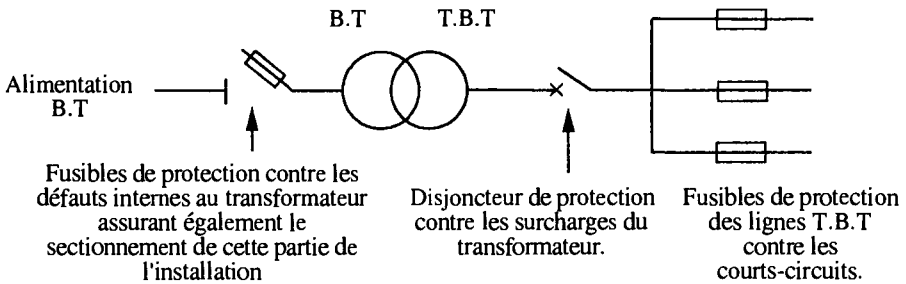


Figure 4.5. La protection d'un transformateur B.T-T.B.T.

4.4.2. La protection des transformateurs H.T.A-B.T.

Un transformateur H.T.A-B.T associé à ses protections constitue un poste de transformation qui peut être de trois types :

- le poste sur poteau ;
- le poste préfabriqué ;
- le poste à l'intérieur d'un immeuble.

Plus une installation est de forte puissance, plus les conséquences économiques d'une défaillance du matériel seront importantes, par l'importance de la puissance non distribuée, mais aussi par la difficulté de remise en service rapide d'un matériel très spécifique.

Les arrivées aériennes sont soumises aux surtensions atmosphériques dues à la foudre ; le transformateur sera protégé par des éclateurs ou mieux des écrêteurs à l'oxyde de zinc. Pour tous travaux d'entretien ou de maintenance, l'intervention du personnel qualifié doit répondre à différentes règles de sécurité comme la mise à la terre systématique des parties de l'installation hors tension. Pour faciliter cette tâche les postes de transformation H.T-B.T seront pourvus d'un certain nombre de sectionneurs de mise à la terre.

Pour de faibles puissances de l'ordre de 25 kVA à 100 kVA avec une arrivée aérienne la solution du poste sur poteau est généralement la plus économique.

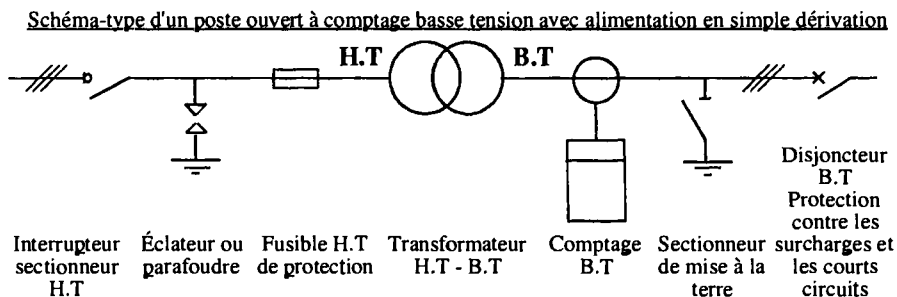


Figure 4.6. Les protections des postes de transformation H.T.-B.T.

Pour les transformateurs de forte puissance des éléments de surveillance supplémentaires sont ajoutés, et peuvent couper l'alimentation en cas de nécessité :

- thermostat pour détecter une élévation anormale de la température ;
- pressostat ou relais Buchholz pour détecter des dégagements gazeux ;
- détection des défauts d'isolation interne par la mesure des courants entre la cuve et la terre.

Pour des intensités supérieures à 45 A au primaire (1,5 MW en 20 kV), on utilise obligatoirement un disjoncteur de protection en HTA.

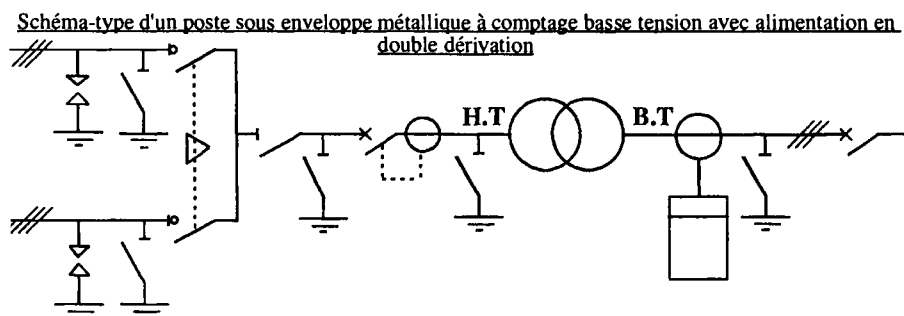


Figure 4.7. Les protections des postes de transformation H.T.-B.T.

4.5. La mise en parallèle des transformateurs

Le principal intérêt de la mise en parallèle des transformateurs est de réaliser une augmentation de puissance mais il permet également d'assurer la maintenance de l'installation avec une continuité de service. Pour effectuer le couplage en parallèle de plusieurs transformateurs, ceux-ci doivent avoir :

- même rapport de transformation ;
- même couplage ;
- même U_{cc} (ou des impédances de sortie en rapport inverse de leur puissance pour que la charge globale s'équilibre entre les différents transformateurs).

En pratique, le rapport des puissances apparentes entre deux transformateurs en parallèle est au maximum de 2, et il est vivement recommandé de ne mettre en parallèle que des transformateurs identiques.

EXEMPLE.-

L'alimentation B.T d'une usine est effectuée par un poste comportant 3 transformateurs identiques de manière à pouvoir assurer la maintenance des installations tout en assurant une continuité de service.

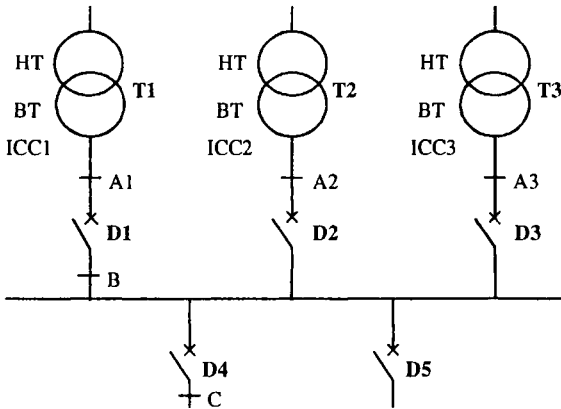


Figure 4.8. Le schéma unifilaire d'un poste H.T.-B.T avec trois transformateurs mis en parallèle

Pour bien dimensionner l'appareillage, il est alors nécessaire de calculer les I_{cc} aux différents points de l'installation.

DISJONCTEUR	CC en A1	CC en B	CC en C	DIMENSIONNEMENT
D1	$I_{cc2} + I_{cc3}$	I_{cc1}	I_{cc1}	$I_{cc2} + I_{cc3}$
D2	I_{cc2}	I_{cc2}	I_{cc2}	$I_{cc1} + I_{cc3}$
D3	I_{cc3}	I_{cc3}	I_{cc3}	$I_{cc1} + I_{cc2}$
D4	-	-	$I_{cc1} + I_{cc2} + I_{cc3}$	$I_{cc1} + I_{cc2} + I_{cc3}$
D5	-	-	-	$I_{cc1} + I_{cc2} + I_{cc3}$

Tableau 4.10. Les courants de court-circuit en tête d'une installation basse tension

REMARQUE.—

L'augmentation de la puissance d'une installation nécessite de rajouter un transformateur en parallèle sur le transformateur déjà existant. Cet ajout présente les inconvénients suivants :

- un possible déséquilibre au niveau des puissances fournies par les transformateurs,
- l'augmentation de l'intensité de court-circuit au niveau de l'ancienne installation,
- l'augmentation des efforts électrodynamiques de l'ancienne installation.

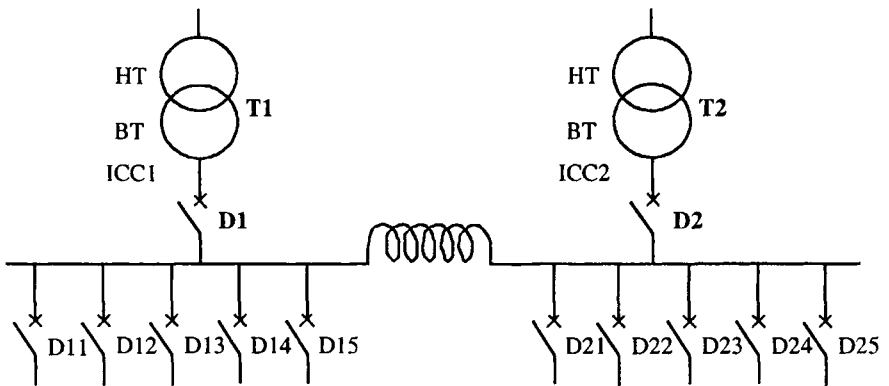


Figure 4.9. La limitation des courants de court-circuit par une inductance

L'installation d'une inductance triphasée entre les deux installations permet de limiter les courants de court-circuit, tout en assurant la maintenance des installations avec une certaine continuité de service.

REMARQUE.—

Certaines charges pouvant fonctionner de manière transitoire en générateur comme les machines asynchrones, machines synchrones, condensateurs de compensation de la puissance réactive, peuvent en cas de court-circuit contribuer à l'augmentation du courant de court-circuit. Dans ce dernier cas il est nécessaire d'avoir recours à un programme de simulation tenant compte de toutes les caractéristiques du réseau (l'alimentation, transformateur, longueur des câbles, caractéristiques des machines) pour pouvoir déterminer les courants transitoires lors d'un court-circuit.

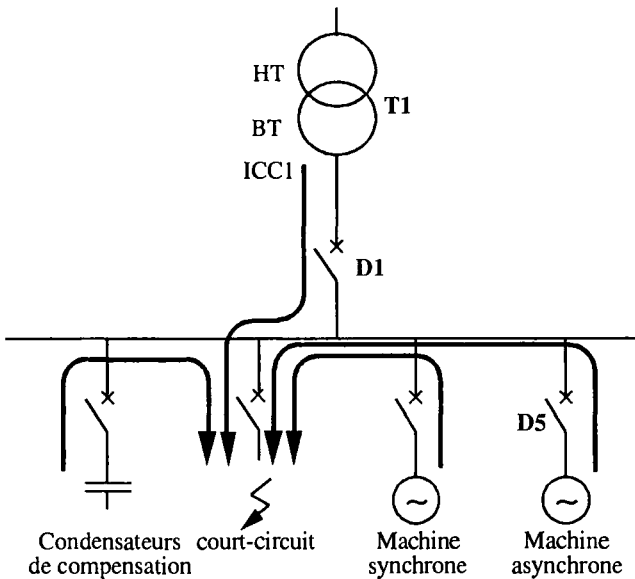


Figure 4.10. La participation au court-circuit de différents éléments de l'installation

4.6. Le couplage des transformateurs et l'impédance homopolaire

Un système homopolaire de courants ne peut exister dans une partie d'un réseau que si celui-ci est placé entre deux neutres reliés par un conducteur ou par la terre. Il ne peut y avoir de courants homopolaires dans un enroulement de transformateur que si celui-ci est couplé en étoile ou en zigzag. C'est par le choix des couplages primaires et secondaires que l'on peut éviter de transmettre d'un côté à l'autre du transformateur les courants homopolaires. Et c'est par le choix du circuit magnétique qu'on peut donner une valeur plus ou moins élevée de l'impédance présentée par le transformateur aux courants homopolaires.

4.6.1. L'influence du couplage

Appliquons au primaire d'un transformateur disposant d'une borne de neutre un système triphasé homopolaire de tension, et regardons l'influence sur le circuit secondaire.

Le couplage : étoile avec neutre-étoile sans neutre

Il ne peut pas y avoir de circulation d'un système homopolaire de courants au secondaire, le secondaire n'a donc aucune influence sur le système homopolaire du

primaire. L'impédance homopolaire dépendra du circuit magnétique du transformateur (impédance à vide ou impédance magnétisante du transformateur alimenté par un système homopolaire de tensions).

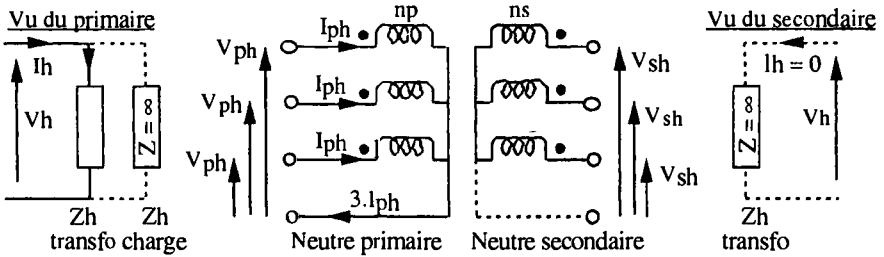


Figure 4.11. Le couplage : étoile avec neutre-étoile sans neutre

Le couplage : étoile avec neutre-étoile avec neutre

Dans ce cas nous pouvons avoir la circulation d'un système homopolaire de courants au secondaire ; ces courants secondaires vont être compensés par un système homopolaire de courants au primaire (il y a toujours la compensation des ampères.tours primaires et secondaires au niveau de chaque colonne du transformateur). L'impédance homopolaire du transformateur vu du primaire sera l'impédance homopolaire du secondaire ramenée au primaire avec en parallèle l'impédance magnétisante du transformateur alimenté par un système homopolaire de tensions (dépendant du circuit magnétique du transformateur).

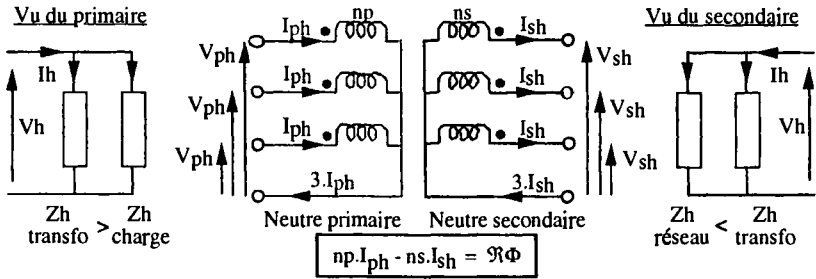


Figure 4.12. Le couplage : étoile avec neutre-étoile avec neutre

Le couplage : étoile avec neutre-triangle

Il ne peut pas y avoir de circulation d'un système homopolaire de courants de ligne au secondaire, par contre il peut y avoir la circulation d'un système homopolaire de courants dans le triangle du secondaire. Toutes les tensions induites au secondaire par le

système homopolaire primaire sont en phase et leur somme est nulle. Le secondaire se comporte donc comme un court-circuit vis-à-vis du système homopolaire du primaire. L'impédance homopolaire du transformateur vu du primaire sera donc très faible.

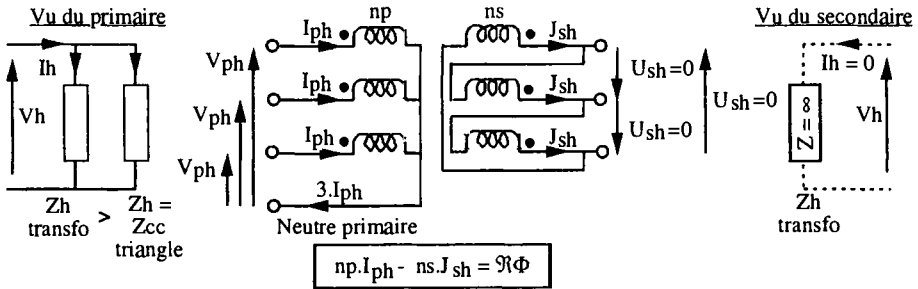


Figure 4.13. Le couplage : étoile avec neutre-triangle

Le couplage : étoile avec neutre-zigzag avec ou sans neutre

Toutes les tensions induites au secondaire par le système homopolaire primaire sont en phase et étant données les connexions du montage zigzag leur somme est nulle. Il ne peut pas y avoir de circulation d'un système homopolaire de courants au secondaire, le secondaire n'a donc aucune influence sur le système homopolaire du primaire. L'impédance homopolaire dépendra du circuit magnétique du transformateur (impédance à vide ou impédance magnétisante du transformateur alimenté par un système homopolaire de tensions).

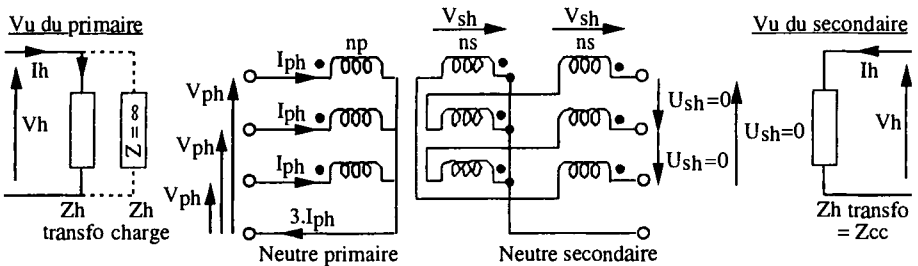


Figure 4.14. Le couplage : étoile avec neutre-zigzag avec ou sans neutre

Le couplage : zigzag avec neutre

Dans ce cas, si nous appliquons un système homopolaire de tensions au primaire du transformateur, alors nous pouvons avoir la circulation d'un système homopolaire de courants. Cependant, sur chaque colonne du transformateur, les

forces magnétomotrices s'annulent, il ne peut pas y avoir de forces magnétomotrices secondaires et de courants au secondaire quel que soit le couplage. L'impédance homopolaire du transformateur vu du primaire sera donc très faible et équivalente à un court-circuit.

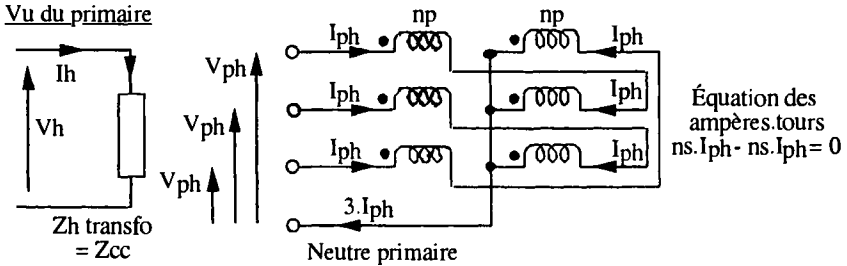


Figure 4.15. Le couplage : zigzag avec neutre

4.6.2. L'influence d'un troisième enroulement

Reprenons le cas d'un transformateur à couplage double étoile avec neutre, et considérons la charge très déséquilibrée comme présenté figure 4.16.

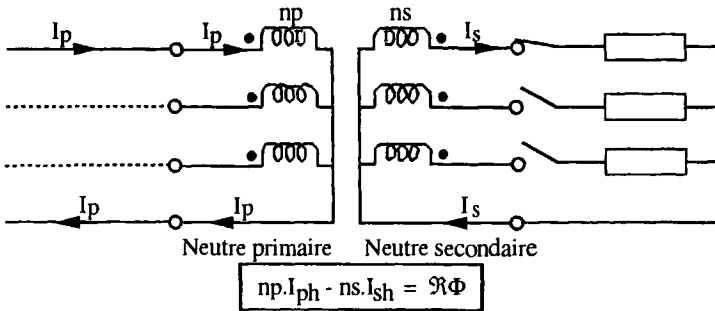


Figure 4.16. La répartition des courants dans le cas d'un couplage double étoile avec neutre

Le courant de neutre au secondaire appelé un courant de neutre au primaire pour vérifier la loi des ampères.tours sur les différentes colonnes, le déséquilibre est transmis par le transformateur.

Considérons maintenant le montage de la figure 4.17 d'un couplage double étoile avec neutre et un tertiaire en triangle.

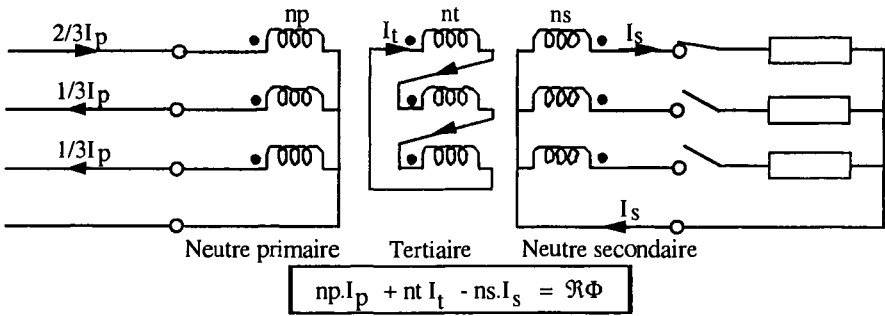


Figure 4.17. La répartition des courants dans le cas d'un couplage double étoile avec neutre et un tertiaire en triangle

En cas de charge déséquilibrée, un courant peut circuler dans l'enroulement tertiaire du transformateur. La loi d'Opkinson doit être vérifiée au niveau de chaque colonne. Si le neutre primaire est suffisamment impédant nous obtenons la répartition des courants présentée figure 4.18. Le circuit tertiaire doit être calculé de manière à supporter des courants de circulation dus à une charge déséquilibrée.

4.6.3. L'influence du circuit magnétique

Dans le cas des montages étoile-étoile avec ou sans neutre ou étoile-zigzag l'impédance homopolaire est élevée et dépend du circuit magnétique du transformateur. Nous nous intéresserons alors à l'impédance magnétisante d'un transformateur triphasé alimenté en homopolaire ou en monophasé.

Le cas d'un circuit magnétique constitué par trois carcasses monophasées (à flux extrêmement libre)

Chaque transformateur monophasé fonctionne normalement, le courant homopolaire est égal au courant magnétisant et l'impédance homopolaire a pour valeur l'impédance magnétisante.

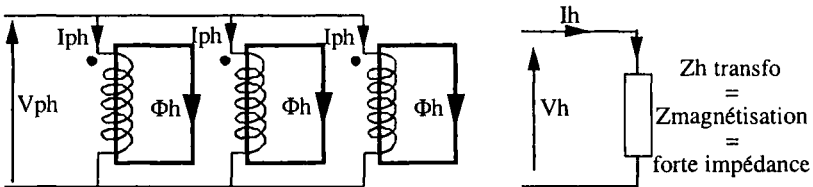


Figure 4.18. L'alimentation en homopolaire d'un transformateur à 3 carcasses

Le cas d'un circuit magnétique à flux libre

Les trois courants homopolaires créent trois flux qui ne peuvent se refermer que par les deux colonnes extérieures. Le flux magnétique circule moins bien et l'impédance homopolaire est plus faible que dans le cas précédent.

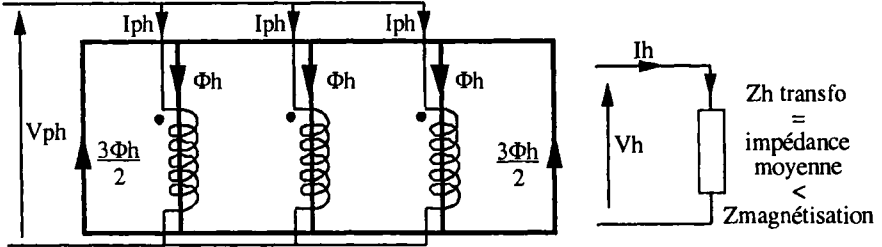


Figure 4.19. L'alimentation en homopolaire d'un transformateur à flux libre

Le cas d'un circuit magnétique à flux forcé

Les trois courants homopolaires créent trois flux qui ne peuvent pas se refermer par le circuit magnétique.

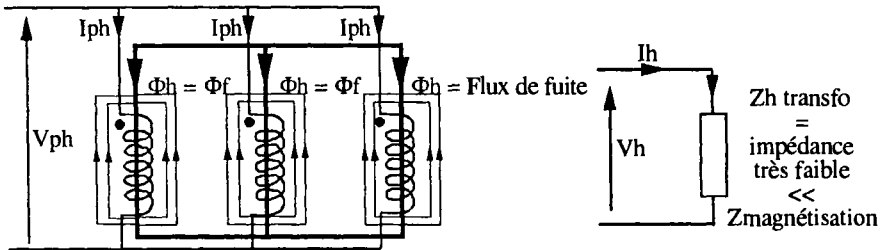


Figure 4.20. L'alimentation en homopolaire d'un transformateur à flux forcé

Le flux magnétique circule très difficilement et l'impédance homopolaire est très faible de l'ordre de l'inductance de fuite du transformateur.

4.7. La maintenance des transformateurs

Du fait de l'absence de pièce en mouvement, les transformateurs ont une durée de vie importante. Cependant, sans que nul ne se préoccupe de leur état, une défaillance subite peut toujours arriver. Les défauts internes sont détectés par les

protections amont, qui mettent hors tension les transformateurs. Dans le cas où l'installation est alimentée par plusieurs sources de tension (autres transformateurs ou groupes électrogènes), la mise hors tension du transformateur doit s'effectuer par l'ouverture simultanée des circuits amont et aval.

4.7.1. Les différents défauts possibles

Les surtensions du réseau peuvent entraîner un vieillissement accéléré du transformateur. Nous pouvons distinguer :

- les défauts d'étanchéité sur les transformateurs immergés au niveau :
 - des traversées,
 - des joints,
 - des soudures ;
- les défauts d'isolement ou de claquage des bobinages sur les transformateurs secs ou immergés :
 - dus aux surtensions du réseau,
 - dus au vieillissement du diélectrique liquide.

4.7.2. Le diagnostic en cas de défauts

Les opérations de diagnostic comportent essentiellement les opérations de vérifications suivantes :

- sur site :
 - la vérification des dispositifs de protection (réglage et fonctionnement),
 - la vérification de l'état des accessoires (traversées, assécheurs),
 - la vérification du niveau du diélectrique liquide,
 - la vérification de l'étanchéité de la cuve,
 - les mesures d'isolement des bobinages,
 - les mesures du couplage et du rapport de transformation,
 - le prélèvement de diélectrique liquide pour diverses analyses ;
- en atelier chez le constructeur :
 - le décuvage du transformateur,
 - le rebobinage des enroulements,
 - la vidage puis le remplissage sous vide en diélectrique pour éviter l'emprisonnement de bulles d'air,
 - les essais électriques complets.

4.7.3. Les opérations de maintenance préventive

Pour éviter l'apparition de défauts, des vérifications périodiques doivent être effectuées (cf. tableau 4.11).

Transformateurs immergés	Transformateurs secs enrobés
<p>Une fois par an sur le site d'installation du transformateur :</p> <ul style="list-style-type: none"> - nettoyage des traversées ; - contrôle des connexions (serrage) ; - vérification des dispositifs de protection (réglage) ; - vérification de l'assécheur pour transformateur non étanches (respirants) ; - vérification de l'étanchéité des joints. 	<p>Une fois par an sur le site d'installation du transformateur :</p> <ul style="list-style-type: none"> - dépoussiérage, si nécessaire, du transformateur ; - contrôle des connexions (serrage) ; - vérification des dispositifs de protection, notamment de la protection thermique.
<p>Tous les dix ans : vérification du diélectrique liquide par des analyses en laboratoire :</p> <ul style="list-style-type: none"> - détermination de la rigidité diélectrique suivant la norme NF C 27-221 ; - mesure de la teneur en eau ; - mesure de l'indice de neutralisation ; - analyse chromatographique en phase gazeuse. 	

Tableau 4.11. Les opérations de maintenance des transformateurs

4.8. Bibliographie

[DEL 84] E. DELEGLISE & R. TOUCHET, « Le transformateur et ses protections », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 94, janvier 1984.

[HOC 87] B. HOCHART, *Power transformer handbook*, Butterworths 1989.

Chapitre 5

Les effets des forts courants électriques

5.1. Le champ d'induction magnétique

Les intensités qui circulent dans les conducteurs créent un champ d'induction magnétique qui peut avoir des effets indésirables sur son environnement. A une distance d d'un conducteur parcouru par un courant d'intensité I , il y a dans l'air une induction magnétique B de valeur.

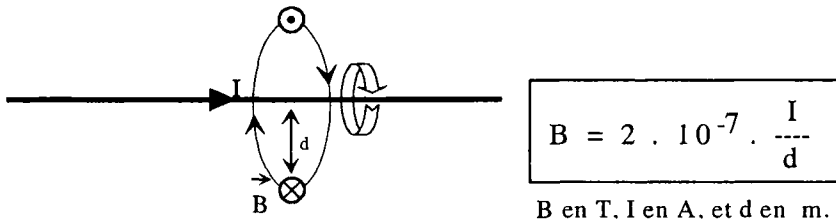


Figure 5.1. *Le champ d'induction magnétique*

Application

L'effet électromagnétique induit des tensions et peut perturber des appareils de mesure ou des systèmes informatiques contrôlant des processus industriels. Quelle induction électromagnétique existe-il à 10 cm d'un conducteur parcouru par un courant crête $I_{cc} = 50$ kA lors d'un court-circuit ?

Réponse : 0,1 T.

5.2. L'influence de l'environnement sur le champ d'induction magnétique

Les courants électriques qui circulent dans les conducteurs créent un champ d'induction magnétique. Les matériaux ferromagnétiques situés à proximité canalisent les champs d'induction magnétique en les aidant à circuler. L'augmentation du flux entraîne l'augmentation de l'inductance propre du circuit électrique. De plus les matériaux ferromagnétiques soumis à un champ magnétique variable sont également le siège d'échauffements et donc de pertes.

Application 1

Problème de la pose des câbles aux abords d'ouvrages métalliques. Les conducteurs d'une même ligne doivent passer ensemble du même côté d'un ouvrage métallique, pour que les pièces métalliques ne servent pas de noyau magnétique. Il est fortement recommandé d'incorporer le conducteur de protection dans la même canalisation que les conducteurs actifs du circuit correspondant, ou de le placer à proximité très immédiate ?

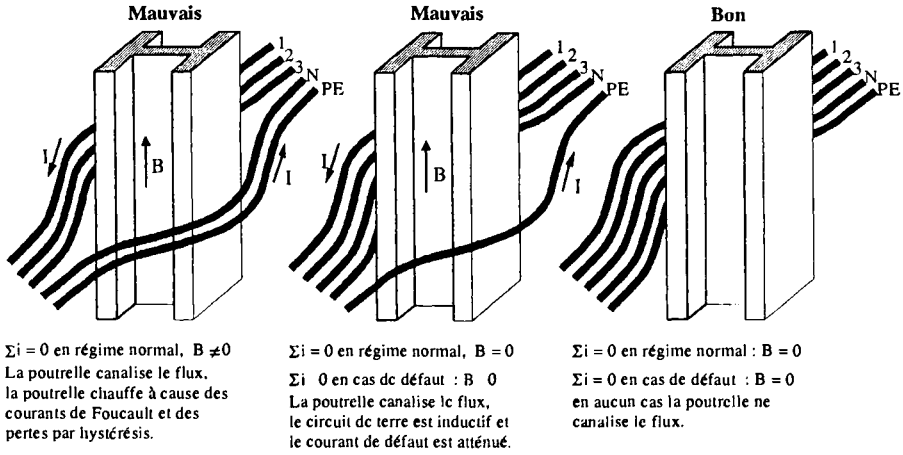


Figure 5.2. La pose des câbles et les ouvrages métalliques

Application 2

Pour la même raison, il est interdit de fixer par des colliers en acier ou des crochets dit « à gaz » des câbles monoconducteurs (figure 5.3).

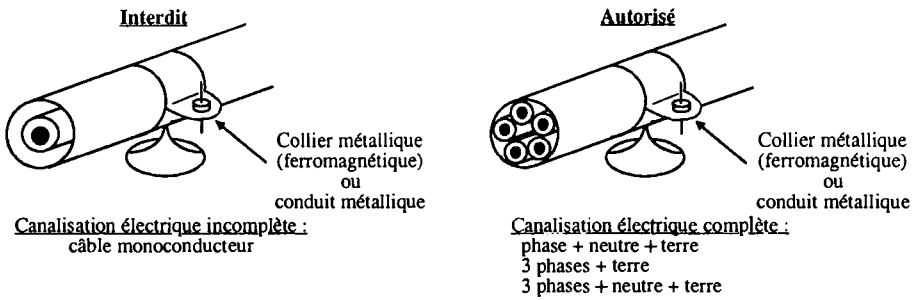


Figure 5.3. La pose des câbles et les colliers et canalisations métalliques

De même, il est interdit de faire passer par des conduits métalliques différents des câbles monoconducteurs d'une même canalisation électrique. Le conducteur P.E de Protection Electrique fait partie de la canalisation (figure 5.4).

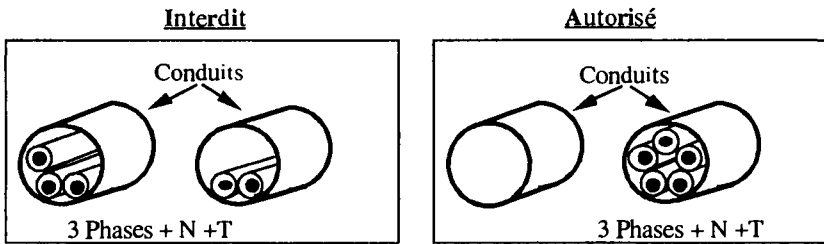


Figure 5.4. La pose des câbles et les conduits

Application 3

La figure 5.5 présente le problème de répartition des conducteurs sur les chemins de câbles et les pertes et échauffements par des courants induits.

Dans la première répartition des conducteurs les courants électriques par canalisation se compensent. Il n'y a pas de champ magnétique alternatif dans l'environnement de la canalisation donc pas de courants induits dans le chemin de câbles. Le chemin de câble ne s'échauffe pas, et la transmission de l'énergie est optimum.

Dans la seconde répartition des conducteurs, les courants électriques ne se compensent pas, et il y a présence d'un champ magnétique alternatif dans l'environnement des canalisations, et la présence de courants induits qui créent des échauffements dans le chemin de câbles. La transmission de l'énergie est sujette à des pertes supplémentaires.

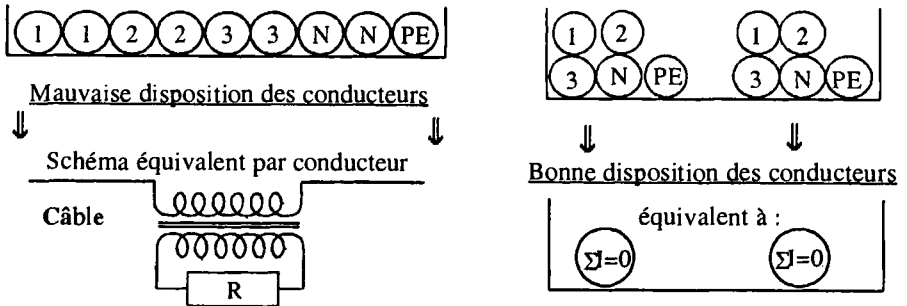


Figure 5.5. La pose de câbles dans des chemins de câbles

Application 4

Egalement et pour la même raison, le passage d'une canalisation triphasée constituée de câbles monoconducteurs au travers d'une paroi métallique (comme une armoire électrique), il est préférable d'effectuer des ouvertures dans la paroi afin de limiter le champ d'induction magnétique circulant dans celle-ci et l'échauffement qui pourrait en résulter.

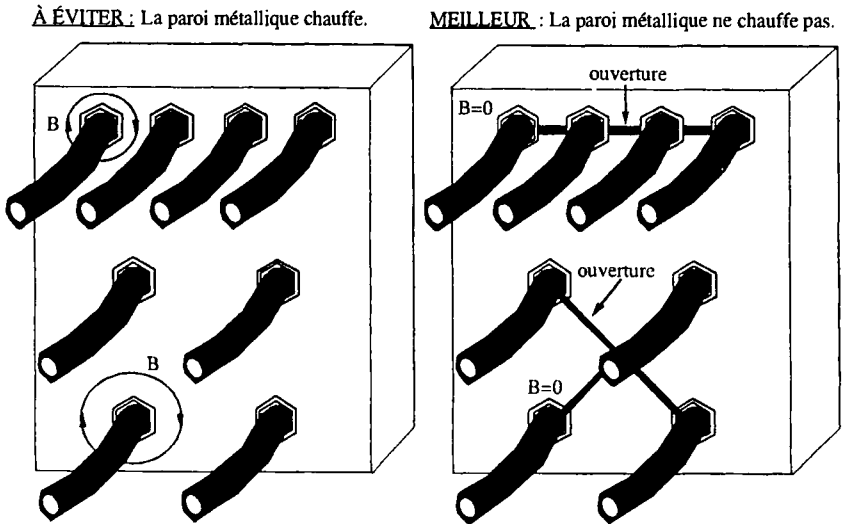


Figure 5.6. Le passage de câbles monoconducteurs et la paroi d'une armoire électrique

Le principal inconvénient de ces ouvertures est de diminuer l'étanchéité des armoires. Mais ce problème peut être facilement résolu par la disposition d'une contreplaque en matériau non ferromagnétique, comme un isolant.

Conclusion

La pose des conducteurs doit être effectuée en respectant les règles de l'art.

5.3. Les efforts entre les conducteurs

Les intensités très élevées qui circulent sous l'effet d'un court-circuit dans les divers conducteurs d'une installation (barres, câbles, appareillages) engendrent des efforts considérables : les efforts électrodynamiques. Leur calcul est parfois nécessaire pour déterminer la résistance mécanique des conducteurs eux-mêmes, et celles des structures qui les supportent.

Si à la distance d d'un conducteur parcouru par un courant I se trouve un autre conducteur parallèle au premier de longueur L , parcouru par un courant I' , ces conducteurs sont soumis à un effort F (d'attraction si I et I' sont de même sens, de répulsion dans le cas contraire).

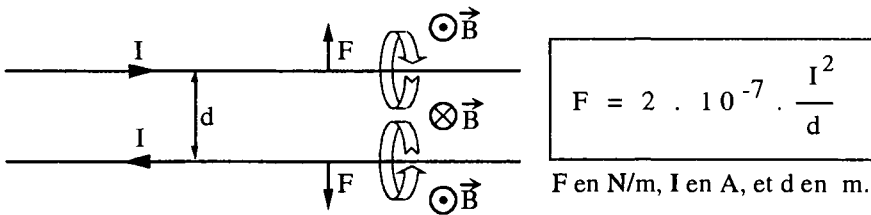


Figure 5.7. Les efforts entre les conducteurs

Application 1

Si les deux conducteurs distants de 5 cm sont parcourus par le même courant crête $I_{cc} = 50$ kA lors d'un court-circuit. A quelle force sont soumis ces conducteurs ?

Réponse : une répulsion de $F = 10\,000$ N/m ≈ 1 tonne/m.

Conséquence

Les conducteurs doivent être solidement attachés dans les chemins de câbles.

Application 2

La fixation des jeux de barres en cuivre à l'intérieur des armoires électriques doit être en mesure de supporter sans dommage les contraintes mécaniques en cas de court-circuit. Des courbes donnent en fonction du courant de court-circuit crête et de

la distance entre les barres, l'espacement maximum entre les supports de fixation à respecter (figure 5.8).

En pratique, il est nécessaire de consulter les documentations des constructeurs pour déterminer l'espacement des supports en fonction du type de support, de la section et de l'entraxe des barres de cuivre, et du courant de court-circuit crête.

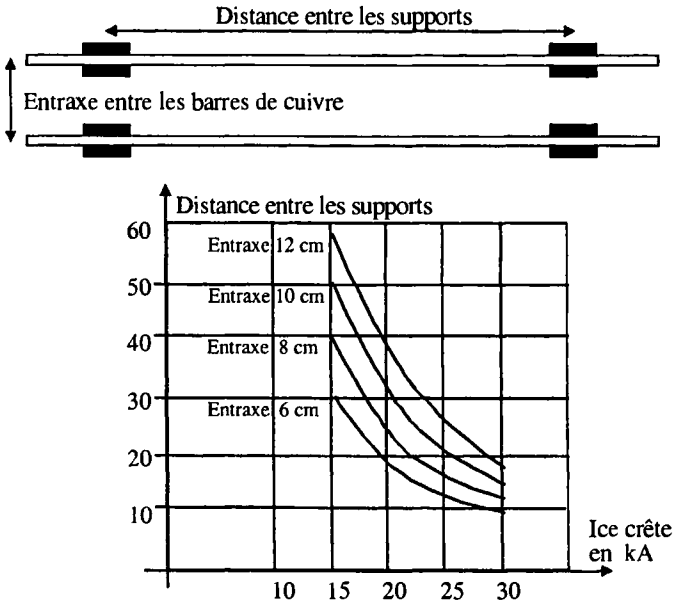


Figure 5.8. La prise en compte du courant de court-circuit pour déterminer la fixation des conducteurs (Doc. Legrand)

5.4. Les efforts de répulsion des contacts

Deux conducteurs pressés l'un contre l'autre avec un certain effort, ne sont réellement en contact que par quelques points, même si le contact théorique se fait sur une surface ou une ligne. Les filets de courant, passant d'un conducteur à l'autre, se trouvent resserrés dans un très petit volume au voisinage de la tache de contact (figure 5.9).

Il en résulte un effort électrodynamique global au niveau du contact qui tend à repousser les deux conducteurs. Pour minimiser les efforts une solution technique consiste à mettre des contacts en parallèle.

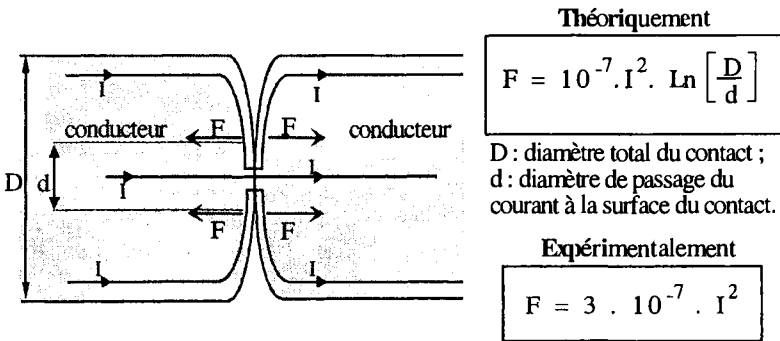


Figure 5.9. Les efforts de répulsion des contacts électriques

Application

Si un courant $I_{cc} = 50 \text{ kA}$ lors d'un court-circuit circule à travers un sectionneur.

A quelle force sont soumis ces contacts ?

Réponse : $F = 750 \text{ N}$.

Conséquence

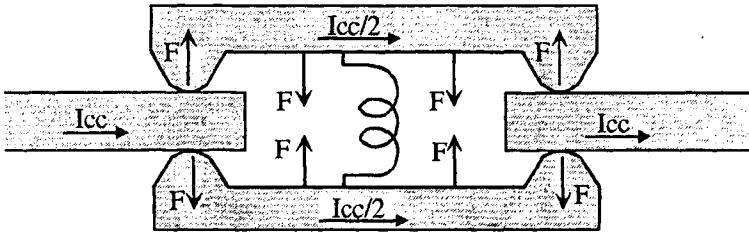
Pour éviter l'apparition d'arcs électriques et la détérioration des contacts lors de courts-circuits, les pôles de tout appareillage doivent être maintenus en position fermée par efforts exercés au niveau des contacts.

Par contre, en cas de court-circuit, les pôles d'un disjoncteur-limiteur (spécialement conçus à cet effet) s'ouvriront sous les efforts de répulsion des contacts, et contribueront ainsi à la limitation du courant de court-circuit.

5.5. Application des efforts électrodynamiques

5.5.1. Pince autocompensée

Pour assurer la connexion amovible entre jeu de barres, on peut disposer de pinces composées de deux pièces reliées par un ressort (figure 5.10).



Efforts de répulsion au niveau des contacts.
Efforts d'attraction au niveau des pinces (courants parallèles).

Figure 5.10. Pince autocompensée

En cas de court-circuit, la pression due au ressort sur les contacts est renforcée par l'effort d'attraction entre les deux pièces de la pince.

Cet effort d'attraction doit être en mesure de compenser les efforts de répulsion au point de contact quelle que soit l'intensité.

5.5.2. Pince à pantographe

Pour assurer la connexion amovible entre jeu de barres, on peut disposer d'un pantographe muni d'une pince à son extrémité (figure 5.11). En cas de court-circuit, la pression sur les contacts est renforcée par l'effort d'attraction entre les différentes pièces du pantographe.

Cet effort d'attraction doit être en mesure de compenser les efforts de répulsion au point de contact quelle que soit l'intensité.

Là aussi, nous avons des efforts de répulsion au niveau des contacts, et des efforts de serrage au niveau de différents éléments de la pince à pantographe dus à des courants parallèles.

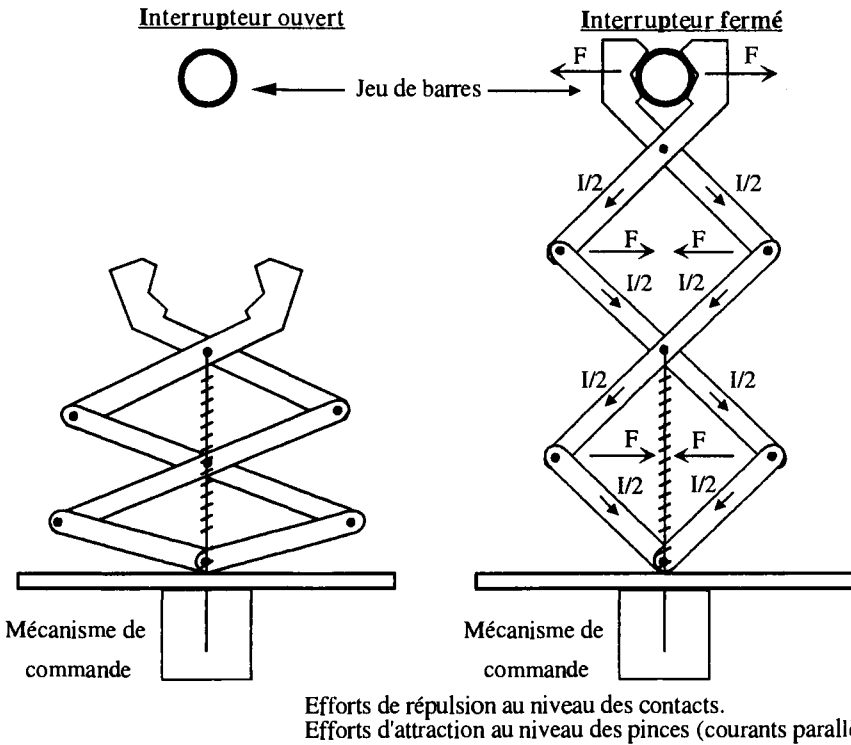


Figure 5.11. Pince à pantographe

5.5.3. Les propulseurs électrodynamiques de contacts

La répulsion naturelle des contacts sous l'effet des efforts électrodynamiques peut être amplifiée par certaines configurations spatiales (figure 5.12).

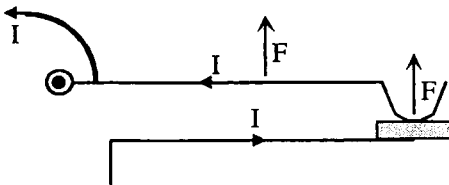
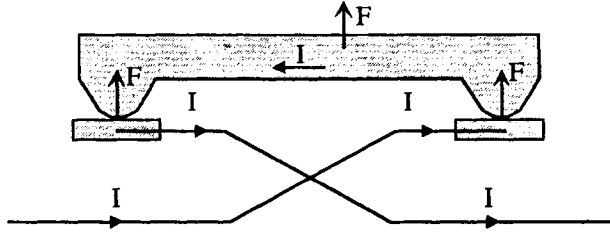


Figure 5.12. Propulseur électrodynamique de contact

Une amélioration du système peut être obtenue par la création d'une boucle de courant comme présenté figure 5.13.



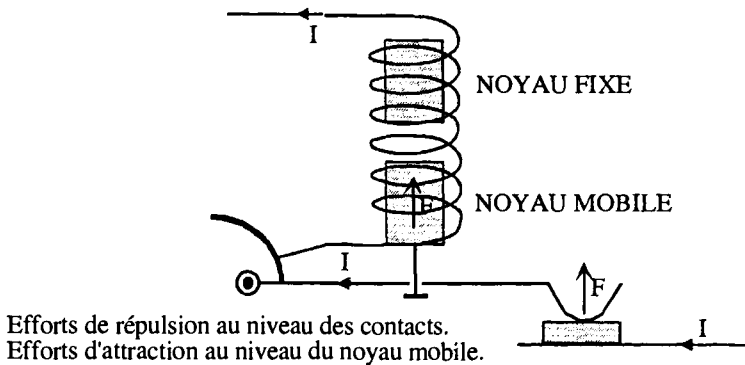
Efforts de répulsion au niveau des contacts.
Efforts de répulsion au niveau de la partie mobile
(double boucle de courant).

Figure 5.13. Propulseur électrodynamique de contact amélioré

Dans ces deux cas, il y a association de forces dues à la répulsion au niveau des contacts et d'effort ayant tendance à ouvrir les boucles de courant.

5.5.4. Propulseurs électromagnétiques de contacts

C'est le système utilisé dans les mini-disjoncteurs pour le déclenchement magnétique où un noyau magnétique à l'intérieur d'un solénoïde vient percuter et ouvrir le contact mobile. L'effort développé pour ouvrir le contact et l'instant de son entrée en action dépend du courant de défaut.



Efforts de répulsion au niveau des contacts.
Efforts d'attraction au niveau du noyau mobile.

Figure 5.14. Propulseur électromagnétique de contact

Dans le cas d'appareils de plus fortes intensités nominales, le système est composé par un transformateur d'intensité, dont le circuit secondaire en court-circuit passe dans l'entrefer du circuit magnétique.

L'interaction du courant secondaire et du champ magnétique dans l'entrefer provoquant un effort qui peut propulser un contact mobile.

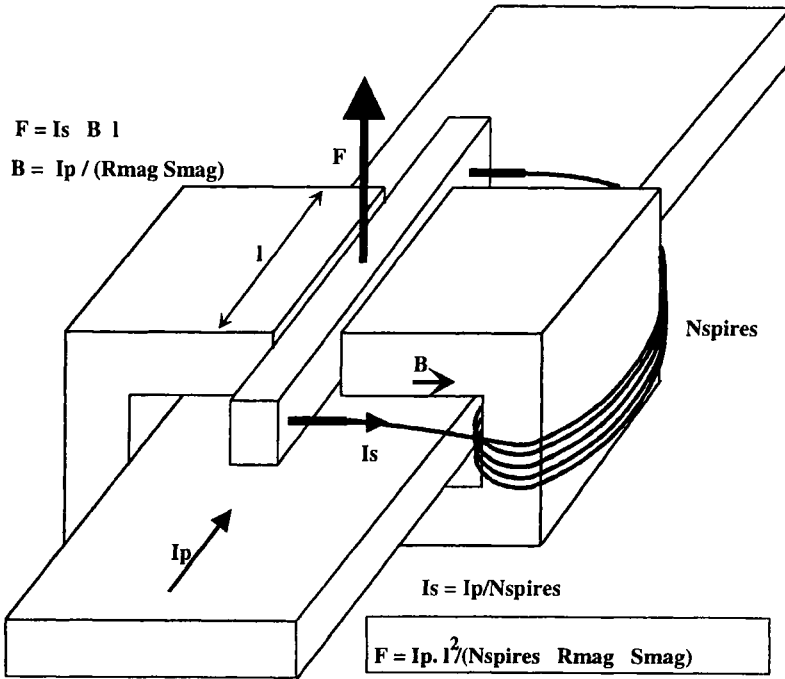


Figure 5.15. Propulseur électromagnétique de contact amélioré

5.6. L'effet de peau

Ce phénomène devient particulièrement sensible pour des courants supérieurs à 1 000 A et donc de fortes sections de conducteur qui ne se rencontre que dans le milieu industriel. C'est la propriété des courants alternatifs de circuler de préférence à la périphérie des conducteurs massifs.

En conséquence, pour un conducteur massif en matière de pertes et d'échauffement, tout se passe comme si la résistance effective en courant alternatif était supérieure à la résistance réelle en courant continu.

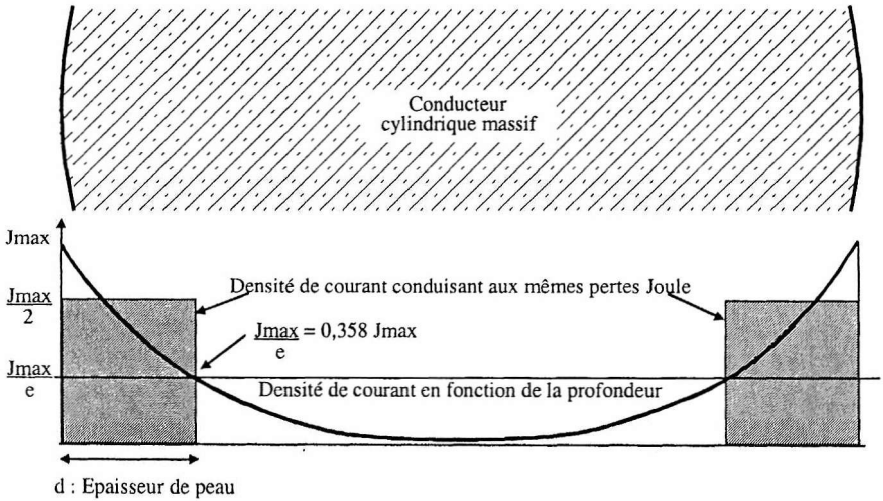


Figure 5.16. La répartition des densités de courant dans un conducteur massif

Cette augmentation de la résistance a pour principaux inconvénients :

- un gaspillage d'énergie électrique entraînant un surcoût financier d'exploitation et un problème thermique de refroidissement ;
- un gaspillage de matière conductrice entraînant un surcoût financier d'investissement.

La valeur de l'épaisseur de peau (définie pour un conducteur cylindrique et pour une atténuation de la densité de courant maximum) a pour expression :

$$\delta = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{10.r}{m.F}}$$

δ : l'épaisseur de peau exprimée en m ;

r : la résistance du conducteur en $\Omega.m$;

m : la perméabilité magnétique du milieu ($4\pi.10^{-7}$ pour le vide) ;

F : la fréquence du courant exprimée en hertz.

REMARQUE.-

Le phénomène d'effet de peau est d'autant plus important que l'épaisseur de peau est faible, c'est-à-dire que la résistivité du matériau conducteur sera faible et que la fréquence du courant sera élevée.

Application

Calcul de l'épaisseur de peau dans le cuivre et dans l'aluminium :

Résistivité du cuivre : $\rho = 21,983 \cdot 10^{-9} \Omega.m$

Épaisseur de peau à 50 Hz : $\delta = 9,4 \text{ mm}$

Résistivité de l'aluminium : $\rho = 36,232 \cdot 10^{-9} \Omega.m$

Épaisseur de peau à 50 Hz : $\delta = 12 \text{ mm}$

Application

Calcul de l'épaisseur de peau dans des matériaux ferromagnétiques. Il existe trois matériaux ferromagnétiques : le fer, le nickel et le cobalt dont les propriétés ferromagnétiques disparaissent à la température de Curie, et qui ont les caractéristiques suivantes :

Matériaux	T Curie	B saturation
Fer	780 °C	2,136 T
Cobalt	1 075 °C	1,760 T
Nickel	365 °C	0,603 T

Tableau 5.1. Les caractéristiques magnétiques des matériaux ferromagnétiques

Dans des conducteurs électriques ou les contacts, le champ d'induction dû au courant est généralement faible et correspond pour le fer et le nickel à un μ_{relatif} de l'ordre de 320. La perte des propriétés ferromagnétiques est assez lente à l'approche du point de Curie et devient perceptible à partir de 620 °C pour le fer et de 270 °C pour le nickel. Pour les conducteurs en nickel utilisés dans des applications à haute température, comme le raccordement des résistances d'un four, il est nécessaire de tenir compte de ces phénomènes.

Résistivité du Nickel : $\rho_0 = 5,9 \cdot 10^{-8} \Omega.m$

avec α du nickel : $6,9 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ et $\rho_T = \rho_0 \cdot (1 + \alpha \cdot T)$

Pour T = 200 °C : $\rho_{200} = 14,0 \cdot 10^{-8} \Omega.m$ $\mu_r = 320$

l'épaisseur de peau à 50 Hz : $\delta = 1,49 \text{ mm}$

Pour T = 365 °C : $\rho_{365} = 20,75 \cdot 10^{-8} \Omega.m$ $\mu_r = 1$

l'épaisseur de peau à 50 Hz : $\delta = 32 \text{ mm}$

Ce qui permet d'arriver à l'étonnant résultat que l'impédance du nickel à 50 Hz est beaucoup plus forte à 200 °C qu'à 365 °C.

5.6.1. Le phénomène physique de l'effet de peau

Le phénomène de l'effet de peau est dû aux courants de Foucault auto-induits dans un conducteur massif; nous nous contenterons d'une approche qualitative du phénomène. Décomposons un conducteur cylindrique en une partie centrale et une partie périphérique, comme présenté ci-dessous. Un filet de courant périphérique a pour effet d'induire des courants de Foucault dans l'autre partie du conducteur. Ces courants induits ont toujours pour effet de diminuer la densité de courant dans la partie centrale et d'augmenter la densité de courant à la périphérie. Par symétrie de révolution dans le cas d'un conducteur cylindrique, nous aurons une diminution des densités du courant dans la partie centrale et une augmentation des densités du courant dans la partie périphérique.

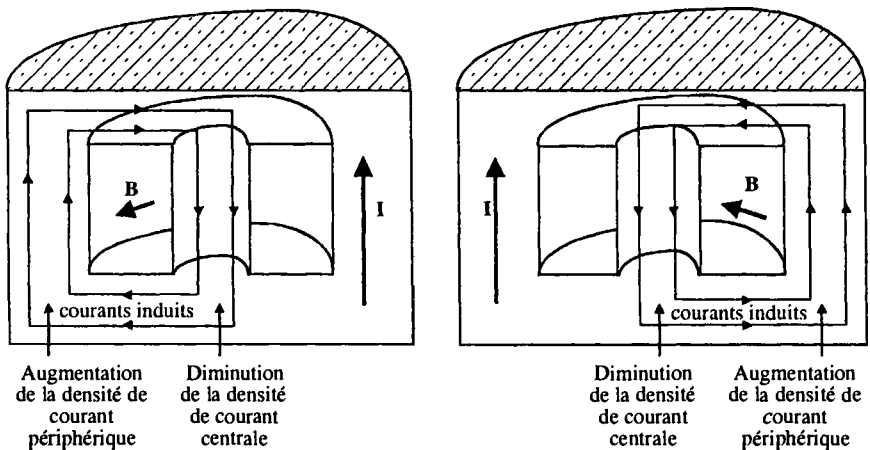


Figure 5.17. Le phénomène d'auto-induction plus connu sous le nom d'effet de peau

Comme les courants de Foucault s'opposent aux variations du flux, les filets de courant périphériques auront un flux plus faible qu'un filet de courant central. Nous aurons donc une diminution des inductances de fuite des filets de courant périphériques par rapport à un filet de courant central.

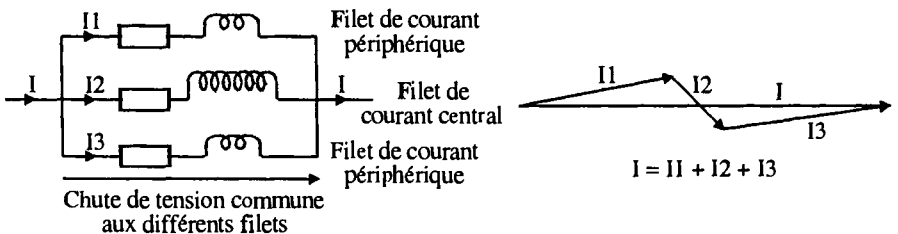


Figure 5.18. Le schéma équivalent d'un conducteur soumis à l'effet de peau

Un conducteur soumis à l'effet de peau peut donc être modélisé par le schéma ci-dessus. On peut dire que les pertes par effet de peau sont produites par la non-uniformité, en amplitude et en phase de la densité de courant, dans les différents filets longitudinaux d'un conducteur.

5.6.2. Les effets de proximité

L'effet de proximité direct

Considérons une barre de conduction du courant. A cause de l'effet de peau la densité du courant est plus élevée sur sa périphérie qu'à l'intérieur. Si pour une facilité d'utilisation nous remplaçons cette barre par deux barres de section équivalente, nous aurons sensiblement la même répartition du courant que pour la barre unique.

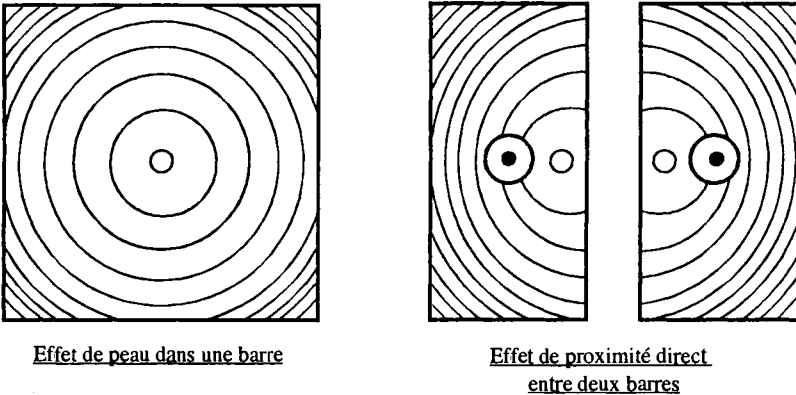
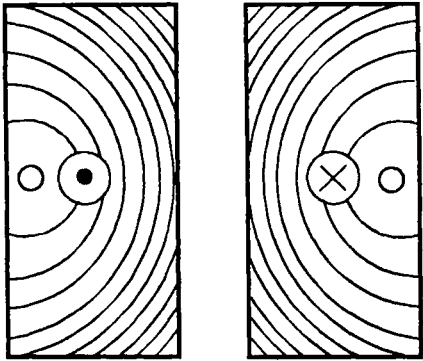


Figure 5.19. La densité de courant dans des conducteurs

L'effet de proximité inverse

Cet effet se manifeste entre deux conducteurs voisins parcourus par de forts courants inverses ; c'est le cas quand les deux conducteurs forment un même circuit ou une boucle.

Ce phénomène est sensiblement analogue à l'effet de proximité direct mais inversé.



Effet de proximité inverse
entre deux barres

Figure 5.20. La densité de courant dans des conducteurs

L'effet de proximité induit

Les pièces métalliques situées à proximité de conducteurs traversés par une intensité alternative élevée sont le siège de courants induits entraînant des pertes supplémentaires, et l'augmentation indirecte de la résistance effective du circuit. Lorsque les pièces métalliques à proximité des conducteurs sont en acier les pertes internes sont majorées par les pertes par hystérésis.

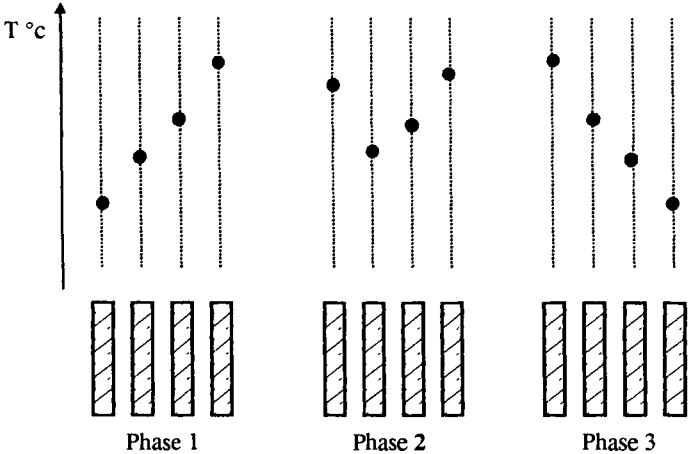


Figure 5.21. L'échauffement d'un jeu de barres triphasé

La disposition dite « sandwich » des jeux de barres permet d'atténuer les effets de proximité et les pertes supplémentaires par effet de peau.

Le second avantage est de pouvoir réduire les efforts électrodynamiques en cas de court-circuit. Le troisième avantage est la diminution de l'inductance par phase et donc de la chute de tension inductive en fonctionnement normal. Par contre, l'inconvénient est un accroissement de la valeur des courants de court-circuit.

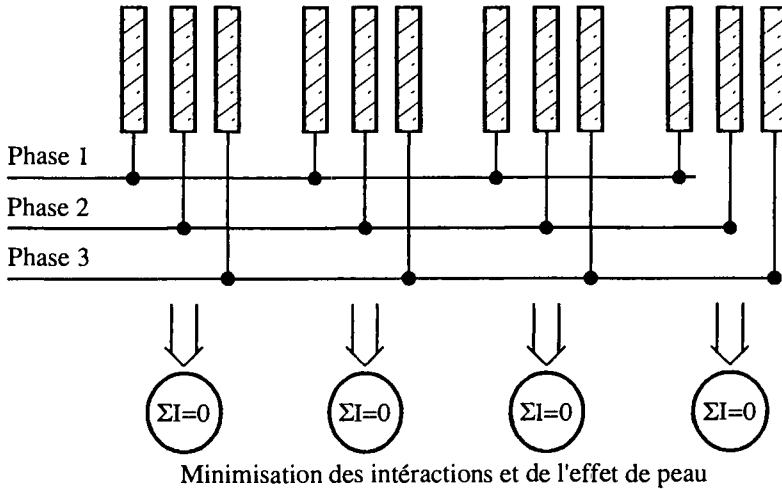


Figure 5.22. La disposition « sandwich » d'un jeu de barres triphasé

L'effet de proximité en présence d'un circuit magnétique (cas d'une machine électrique)

Dans le cas d'une machine de forte puissance, les conducteurs situés dans les encoches du circuit magnétique font circuler de forts courants. Ces conducteurs sont soumis à leur propre champ magnétique d'auto-induction (effet de peau), mais également aux champs de fuites du circuit magnétique qui peuvent induire dans des barres massives d'importants courants de Foucault et d'importantes pertes supplémentaires. Ce phénomène est souvent appelé phénomène de refoulement du courant dans les encoches.

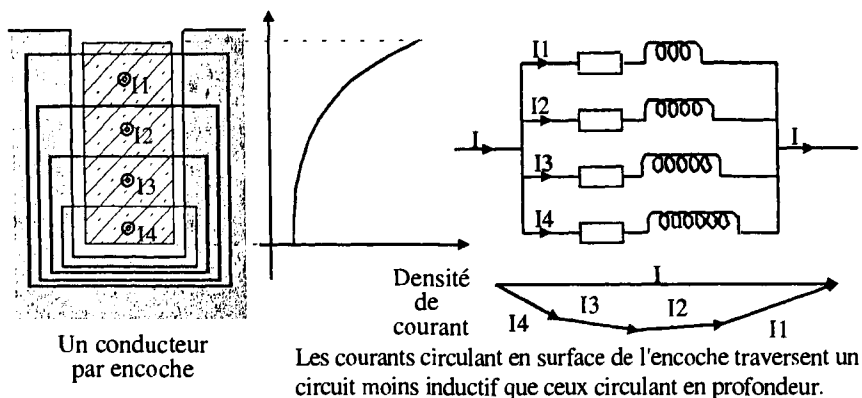


Figure 5.23. La répartition de la densité de courant dans l'encoche d'une machine électrique

Dans le cas où il y a plusieurs circuits dans une même encoche un effet de proximité s'ajoute à l'effet de refoulement du courant.

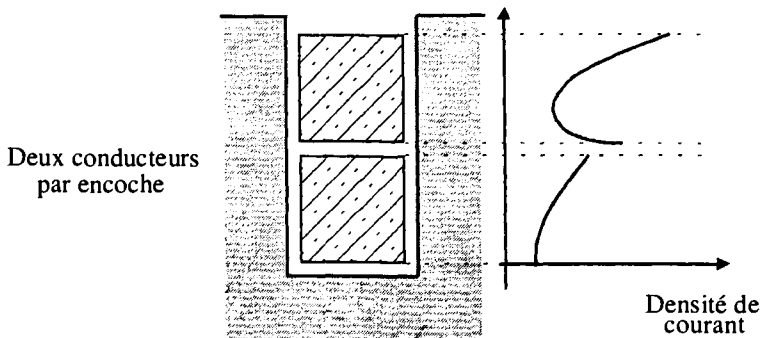


Figure 5.24. La répartition de la densité de courant dans l'encoche d'une machine électrique avec l'effet de proximité entre les conducteurs

On réduit les pertes par la subdivision du conducteur en plusieurs brins élémentaires isolés les uns des autres. Cependant, lorsque l'on subdivise un conducteur en brins élémentaires placés en parallèle dans une même encoche, les F.E.M induites sont différentes pour chaque brin selon sa position dans l'encoche. Les courants de circulation induits peuvent créer des pertes du même ordre de grandeur que celle que l'on a voulu éviter pour un conducteur non divisé. Pour éviter ces courants de circulation, on équilibre les F.E.M en permutant entre eux les conducteurs dans l'encoche de manière à ce que chaque brin occupe à tour de rôle

toutes les positions possibles sur la longueur d'une encoche. Un conducteur est subdivisé en 2×1 lamelles qui sont disposées en deux colonnes dans une encoche et qui constituent ainsi une barre Røebel.

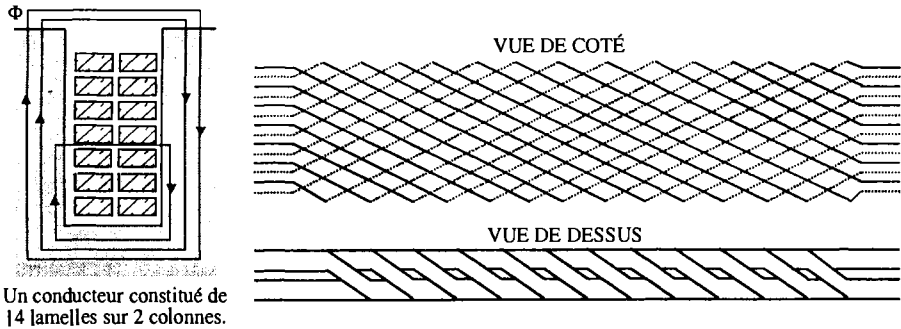


Figure 5.25. La géométrie d'une barre Røebel

L'effet de proximité inverse dans le cas d'un circuit imprimé

Considérons le cas d'une piste d'un circuit imprimé parcouru par un courant à haute fréquence dont le retour s'effectue au travers d'un plan de masse. Le courant de retour circule en vis-à-vis de la piste par effet de proximité inverse. Ce phénomène est d'autant plus important que la fréquence du signal est élevée.

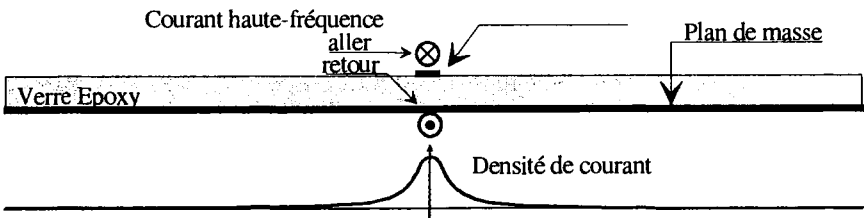


Figure 5.26. L'effet de proximité dans le cas d'un circuit imprimé

5.6.3. Conséquences de l'effet de peau

Les effets de peau et de proximité sont d'autant plus accentués que la résistivité des conducteurs est faible. Un conducteur en cuivre aura donc un coefficient de pertes plus élevé que le même conducteur en aluminium. En pratique, le remplacement du cuivre par de l'aluminium ne se fait pas à résistance ou chute de tension identique, mais à égalité d'échauffement, ce qui revient à multiplier

seulement par 1,4 à 1,5 pour tenir compte d'un refroidissement meilleur par des surfaces de refroidissement plus étendues.

Le choix entre différents profils est un compromis entre :

- l'échauffement,
- la tenue électrodynamique,
- l'encombrement,
- la facilité de raccordement,
- la simplicité des supports isolants,
- les pertes,
- le coût du métal utilisé.

5.7. L'effet thermique

Les âmes en cuivre ou en aluminium offrent une résistance au passage du courant non négligeable. L'énergie calorifique dissipée dans l'âme chauffe le conducteur. Si le courant qui circule est constant, la canalisation atteint sa température d'équilibre au bout d'un temps variant de quelques minutes à une heure suivant sa section et sa nature. A l'équilibre thermique, toute l'énergie calorifique traverse l'isolant et les autres éléments du câble pour être dissipée vers l'extérieur par convection et rayonnement.

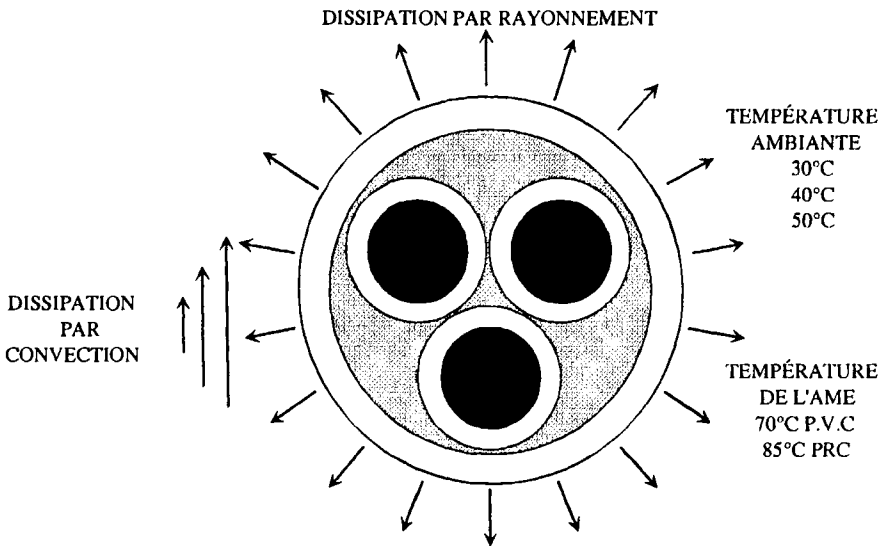


Figure 5.27. L'équilibre thermique des conducteurs

Application

La pose des câbles électriques doit permettre un bon refroidissement de ceux-ci. En cas de mauvaise évacuation de la chaleur, il y a une élévation anormale de la température des conducteurs, ce qui entraîne un vieillissement plus rapide des isolants, ou une détérioration du câble, voire une destruction de la canalisation.

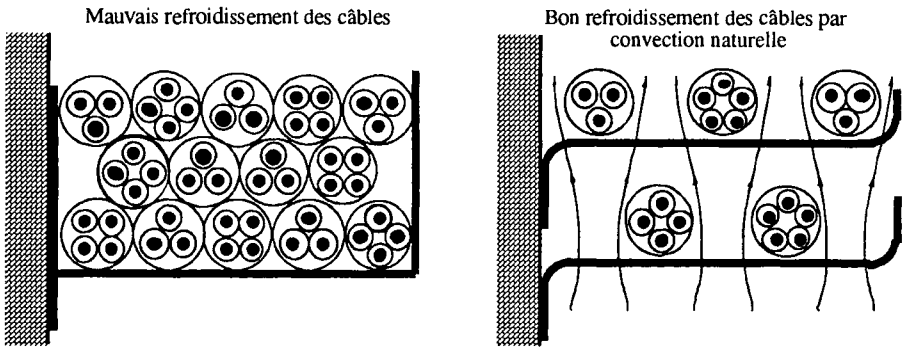
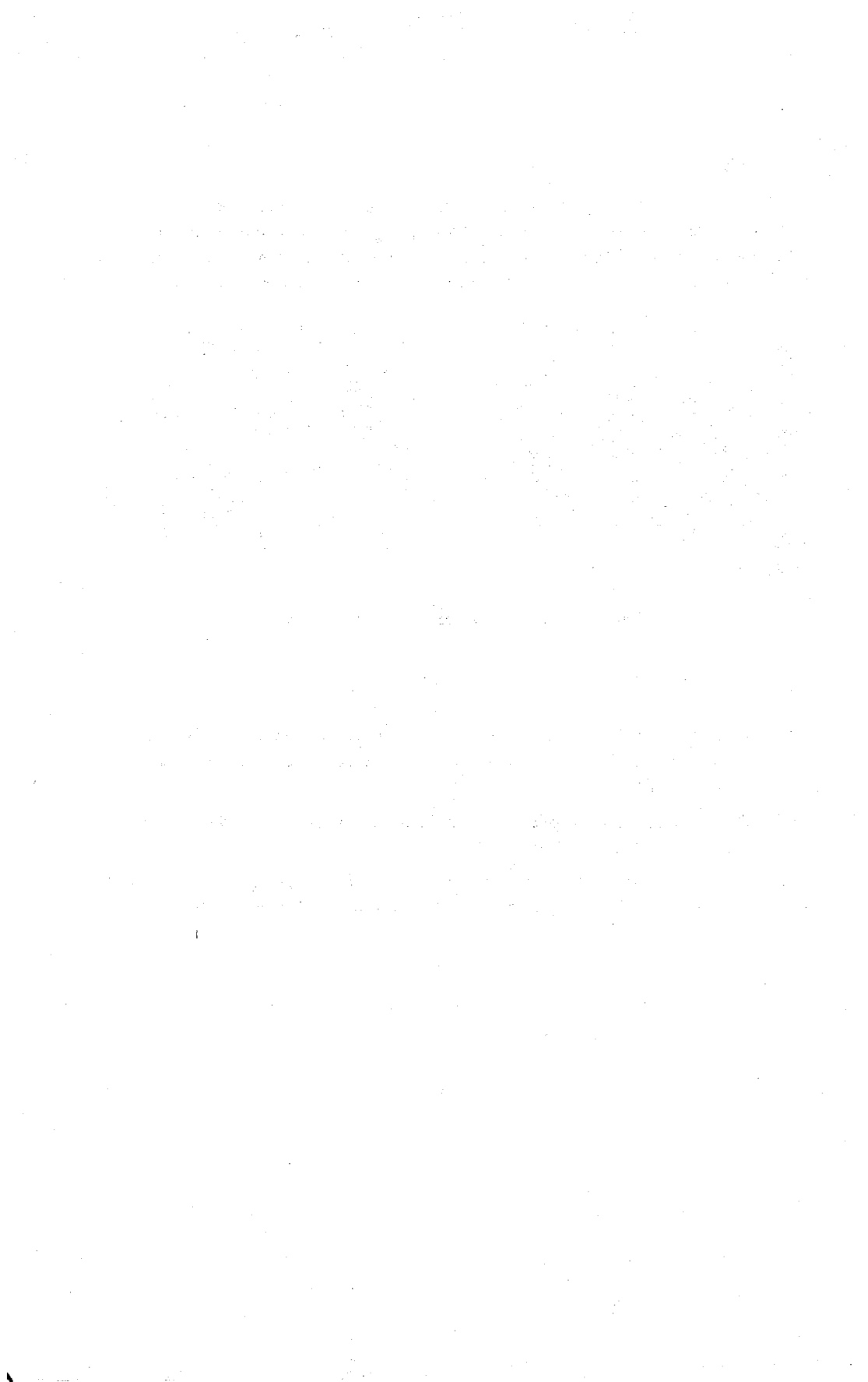


Figure 5.28. *Le refroidissement des conducteurs*

5.8. Bibliographie

- [DUC 76] A. DUCLUZAU, « Pertes supplémentaires dans les conducteurs pour forte intensité par effets de peau et de proximité », *Cahiers Techniques Merlin-Gerin*, n° 83, octobre 1976.
- [SCH 83] P. SCHUELLER, « Coupure en B.T par limitation du courant », *Cahiers Techniques Merlin-Gerin*, n° 103, octobre 1983.
- [THI 93] J.-P. THIERRY & C. KILINDJIAN, « Les efforts électrodynamiques sur les jeux de barres en B.T », *Cahiers Techniques Merlin-Gerin*, n° 162, février 1993.



Chapitre 6

Les contacts électriques

6.1. Généralités

Que ce soit pour de très faibles puissances de l'ordre du watt ou de très fortes puissances de l'ordre de 1 000 MW, la fermeture ou l'ouverture d'un circuit peut être assurée mécaniquement par le déplacement de pièces métalliques conductrices. Ces pièces métalliques qui assurent la continuité ou la discontinuité d'un circuit électrique sont appelées « contacts électriques ». Ces pièces de contact subissent des contraintes physico-chimiques permanentes ou transitoires selon les régimes de fonctionnement des récepteurs. Pour les microcontacts qui doivent faire passer des microampères sous quelques millivolts, les phénomènes de corrosion auront beaucoup d'importance, et on prendra également soin d'éviter les phénomènes de thermocouple ou de réaction électrochimique entre deux corps de natures différentes. Par contre, pour conduire des milliers d'ampères sous des centaines de kilovolts, on cherchera des matériaux à faible soudabilité.

6.1.1. *Différents types de contacts*

On peut considérer trois types de contacts :

- les contacts **fixes** qui assurent une continuité électrique permanente entre deux pièces en immobilité relative ;
- les contacts **glissants** qui assurent la continuité électrique entre deux pièces en mouvement relatif ;
- les contacts de **coupure d'arc** qui assurent l'établissement et la coupure du courant.

6.2. Les métaux conducteurs

6.2.1. Les métaux pour conducteurs électriques

Les matériaux les plus utilisés pour faire des conducteurs électriques sont le cuivre et ses alliages, et l'aluminium et ses alliages.

Cuivre

Densité :	ρ	= 8,8 kg/dm ³
Résistance électrique :	R_{cu}	= 21,983 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ à 90 °C
Conductivité thermique :	λ	= 384 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	Cth	= 0,394 kJ/(kg.K)
Coefficient de dilatation :	α	= 16,5.10 ⁻⁶ 1/K
Température de fusion :	Tf	= 1 083 °C
Température d'ébullition :	Te	= 2 336 °C

L'industrie électrique consomme 42 % de la production mondiale de cuivre.

Aluminium

Densité :	ρ	= 2,6 kg/dm ³
Résistance électrique :	R_{al}	= 36,232 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ à 90 °C
Conductivité thermique :	λ	= 204 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	Cth	= 0,879 kJ/(kg.K)
Coefficient de dilatation :	α	= 23,8.10 ⁻⁶ 1/K
Température de fusion :	Tf	= 658 °C
Température d'ébullition :	Te	= 2 060 °C

L'industrie électrique consomme 15 % de la production mondiale d'aluminium.

A résistance égale, la section d'un câble aluminium est 1,5 fois plus importante que celle d'un câble en cuivre.

A résistance égale, le diamètre d'un câble aluminium est 1,3 fois plus important que celui d'un câble en cuivre.

A résistance égale, le poids d'un câble aluminium est 2 fois plus léger que celui d'un câble en cuivre.

6.2.2. Les alliages pour soudure ou brasure

Les alliages de soudure sont principalement constitués d'étain et de plomb et d'autres éléments additionnels (argent, indium, antimoine, etc.). La température de fusion dépend de la concentration en chaque élément.

L'alliage Sn(62 %) Pb (36 %) Ag (2 %)	: température de fusion de 179 °C
L'alliage Sn(60 %) Pb (40 %)	: température de fusion de 183 °C
L'alliage Sn(63 %) Pb (37 %)	: température de fusion de 181 °C
L'alliage Pb (97,5 %) Sn (1 %) Ag (1,5 %)	: température de fusion de 300 °C
L'alliage Pb (92,5 %) Sn (2,5 %) In (5 %)	: température de fusion de 300 °C

Etain (Sn)

Densité :	ρ	= 7,2 kg/dm ³
Résistance électrique :	R_{sn}	= 120 Ω .mm ² /km à 90 °C
Conductivité thermique :	λ	= 65 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	C _{th}	= 0,24 kJ/(kg.K)
Température de fusion :	T _f	= 232 °C
Température d'ébullition :	T _e	= 2 260 °C

Plomb (Pb)

Densité :	ρ	= 11,4 kg/dm ³
Résistance électrique :	R_{pb}	= 200 Ω .mm ² /km à 90 °C
Conductivité thermique :	λ	= 34 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	C _{th}	= 0,130 kJ/(kg.K)
Température de fusion :	T _f	= 337,5 °C
Température d'ébullition :	T _e	= 1 620 °C

Si la soudure est une technique facile à mettre en œuvre, c'est dans la plupart des cas la méthode de raccordement la moins fiable, et c'est pour cette raison qu'elle est pratiquement bannie dans l'aéronautique, car il est impossible de connaître la qualité d'une soudure par contrôle visuel.

6.2.3. Les métaux pour contacts

L'argent est le meilleur conducteur, mais à cause de son coût élevé par rapport au cuivre et à l'aluminium, il n'est pas employé pour faire des conducteurs. Par

contre, on le retrouvera au niveau des contacts électriques, utilisé sous forme de pastilles comme dans les contacteurs, ou recouvrant les pièces en cuivre au niveau des connexions comme pour les systèmes embrochables.

Argent (Ag)

Densité :	ρ	= 10,5 kg/dm ³
Résistance électrique :	R_{Ag}	= 20,22 Ω .mm ² /km à 90 °C
Conductivité thermique :	λ	= 407 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	Cth	= 0,234 kJ/(kg.K)
Coefficient de dilatation :	α	= 19,7.10 ⁻⁶ 1/K
Température de fusion :	Tf	= 962 °C
Température d'ébullition :	Te	= 1 927 °C

Il a alors l'avantage d'avoir la résistivité et le prix le plus faible des métaux nobles, mais il présente toutefois l'inconvénient de sulfurer (jaunir puis noircir) très facilement. On peut, dans certains cas, être amené à le remplacer par l'or qui, après l'argent, présente le meilleur compromis performance-prix.

Les métaux nobles (leur noblesse vient de la propriété qu'ils sont inoxydables) :

Or (Au)	R_{Au}	= 25 Ω .mm ² /km	ρ_{Au}	= 19,9 kg/dm ³
Platine (Pt)	R_{Pt}	= 106 Ω .mm ² /km	ρ_{Pt}	= 21,5 kg/dm ³
Palladium (Pd)	R_{Pd}	= 100 Ω .mm ² /km	ρ_{Pd}	= 12 kg/dm ³
Rhodium (Rh)	R_{Rh}	= 45 Ω .mm ² /km	ρ_{Rh}	= 10,2 kg/dm ³

Le mercure était utilisé pour établir le contact électrique à l'intérieur d'une ampoule en fonction d'une position mécanique par rapport à la verticale. Son utilisation est progressivement abandonnée à cause de sa toxicité.

Mercure (Hg)

Densité :	ρ	= 13,6 kg/dm ³
Résistance électrique :	R_{Hg}	= 960 Ω .mm ² /km à 20 °C
Conductivité thermique :	λ	= 8,3 W/(m.K)
Coefficient de dilatation :	α	= 181,8.10 ⁻⁶ 1/K
Température de fusion :	Tf	= -38,87 °C
Température d'ébullition :	Te	= 356,6 °C

6.2.4. Les matériaux de contact pour la coupure de l'arc électrique

L'érosion due à l'arc électrique

A l'ouverture des contacts, si la tension et le courant sont supérieurs à des minima (environ 20 volts et 0,5 ampères) le courant continue de passer dans l'espace gazeux intercontact sous l'influence de phénomènes physiques complexes : c'est l'arc électrique. Une des caractéristiques essentielles de l'arc est sa température élevée (5 000 K à 10 000 K) qui porte tous les métaux au-delà de leur point de fusion et d'ébullition. On conçoit dès lors qu'après chaque coupure d'arc, la surface réelle est fortement perturbée. La complexité des phénomènes qui modifient la surface de contact est telle qu'il est impossible de prévoir les variations des résistances de contact après coupures. On remarque la très grande dispersion due essentiellement à la modification aléatoire de l'état de surface. Seule l'expérience peut permettre d'apprécier l'évolution de la résistance après plusieurs manœuvres.

L'érosion due à la fermeture du contact

Le contact électrique lors de la fermeture est soumis à des contraintes mécaniques dues aux percussions de refermeture lors des rebonds. Mais le contact est également soumis à un arc de rebond de très courte longueur, qui reste pratiquement sous la tension minimale d'arc (environ 10 V).

Les matériaux de contact

Les matériaux de contact doivent avoir un point de fusion élevé pour pouvoir résister à l'érosion de l'arc électrique lors de l'ouverture de l'appareil. Mais ils doivent aussi avoir une très faible résistance de contact pour supporter en permanence leur courant nominal sans échauffement excessif. Malheureusement, les matériaux à haut point de fusion ont une forte résistivité et inversement.

Le besoin d'avoir un matériau avec un fort point de fusion et une faible résistivité conduit à l'élaboration de matériaux composites obtenus par frittage dont la matrice est un bon conducteur (cuivre ou argent) avec des inclusions de matériaux réfractaires (tungstène, molybdène, graphite, divers oxydes ou carbures). Les pastilles obtenues sont brasées sur un support généralement en cuivre. Actuellement deux matériaux sont généralement employés : le Ag CdO (90/10) et le Ag SnO₂ (90/10).

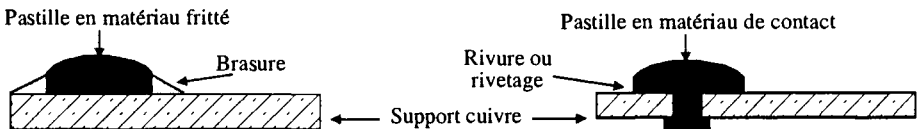


Figure 6.1. Le montage d'une pastille de contact sur support en cuivre

Tungstène (W)

Densité :	ρ	= 19,1 kg/dm ³
Résistance électrique :	Rw	= 53,3 Ω .mm ² /km à 15 °C
Conductivité thermique :	λ	= 160 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	Cth	= 0,134 kJ/(kg.K)
Température de fusion :	Tf	= 3 387 °C
Température d'ébullition :	Te	= 5 900 °C

6.2.5. Les domaines d'utilisation des différents matériaux de contact

La figure 6.2 montre les domaines d'emploi des différents matériaux de contact couramment utilisés, ainsi que leurs limites d'emploi en courant et en tension.

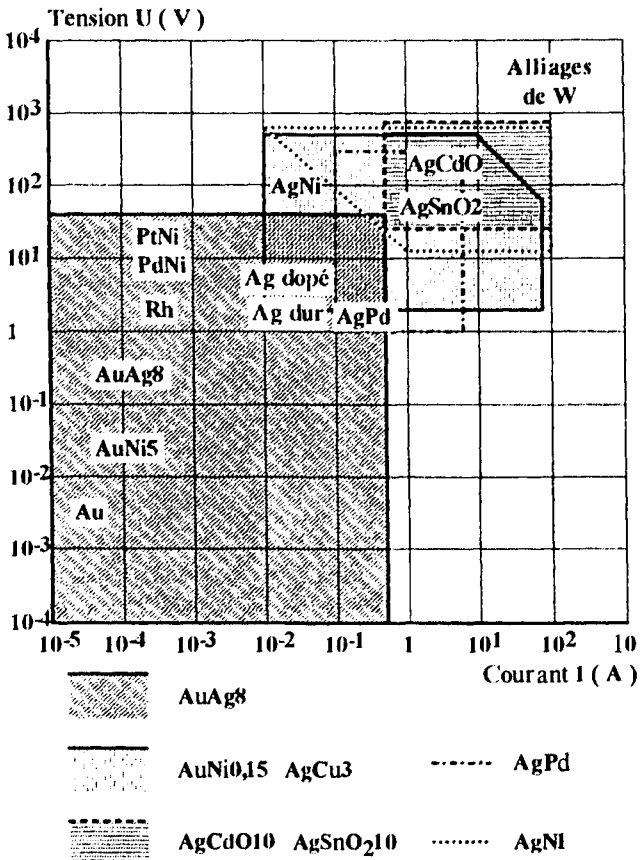


Figure 6.2. Les domaines d'utilisation des différents matériaux de contact

Pour augmenter le domaine d'application d'un contact électrique, il est possible moyennant un surcoût de fabrication de créer un contact s'adaptant automatiquement à la charge.

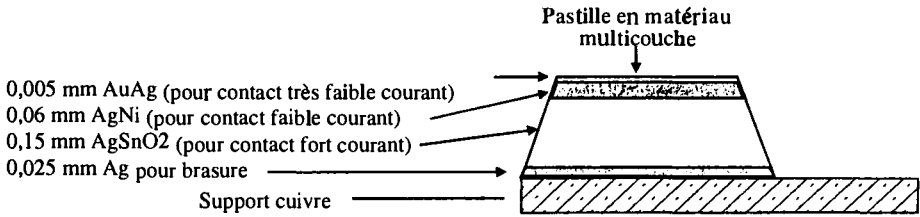


Figure 6.3. Les contacts multicouches pour adaptation à la charge

6.3. La déformation mécanique des métaux

6.3.1. La déformation élastique

Un métal déformé par une force de traction revient à sa forme initiale si on cesse les efforts. C'est le cas des ressorts où l'allongement est proportionnel à la force de traction.

6.3.2. La déformation plastique

Si on franchit la limite élastique, le métal déformé par une force de traction ne revient plus à sa forme initiale si on cesse les efforts, mais garde une trace de la déformation. La déformation est irréversible et on est passés d'une déformation élastique à une déformation plastique. C'est le cas de l'emboutissage et du laminage à froid des métaux.

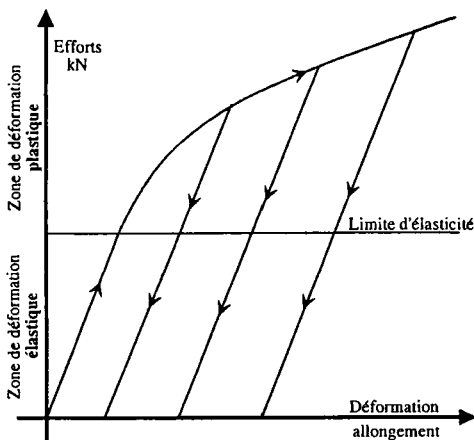


Figure 6.4. Les zones de déformation élastique et plastique d'un métal

6.3.3. L'influence de l'échauffement

L'échauffement d'un métal diminue sa dureté, et permet une plus grande déformation avec moins d'efforts. C'est le cas du forgeage et du laminage à chaud des métaux. Les matériaux de contact ne sont plus utilisables s'il y a un ramollissement du métal constitutif. Pour le cuivre et l'argent cette température est d'environ 180 °C, mais pour l'étain elle est seulement de 100 °C.

6.4. La résistance de contact

La résistance de contact dépendra :

- de la préparation des surfaces de contact,
- de la pression de contact qui augmente la surface réelle de contact,
- de la densité de courant,
- du sens du courant,
- de la température ambiante,
- de la nature et de l'état du milieu ambiant (corrosion),
- de la nature des métaux en contact (dureté résistivité),
- de l'érosion due à l'arc électrique,
- de l'échauffement dû au courant,
- de l'endurance (nombre de manœuvres).

6.4.1. L'ordre de grandeur des résistances de contact

Une résistance maximum de 5 mΩ est communément admise, pour considérer qu'une liaison est equipotentielle entre deux éléments. Les résistances de contact des connexions effectuées par différents moyens sont données dans le tableau 6.1.

Vis avec taraudage d'une plaque peinte	0,2 mΩ à 0,3 mΩ
Vis autotaraudeuse sur plaque pleine	0,3 mΩ à 0,4 mΩ
Contact métal/métal sur plaque galvanisée	0,2 mΩ à 0,25 mΩ
Vis avec rondelle contact sur peinture	0,3 mΩ à 0,5 mΩ
Clips-écrous sur montants peints	0,4 mΩ à 0,6 mΩ
Vis et rondelle plate sur traitement zingué bichromaté	0,6 mΩ à 0,8 mΩ

Tableau 6.1. Les ordres de grandeur des résistances de contact

6.4.2. La surface de contact

L'application de deux surfaces métalliques l'une contre l'autre forme le contact électrique. Mais ces pièces, de par leurs dimensions géométriques (planimétrie, rugosité), ne sont réellement en contact que par quelques points qui forment la surface réelle de contact. La surface réelle est toujours inférieure à la surface apparente de contact. Les surfaces des contacts peuvent évoluer et se modifier dans le temps en fonction des contraintes subies :

- l'arc électrique,
- la corrosion,
- les efforts appliqués et le ramollissement dû à l'échauffement.

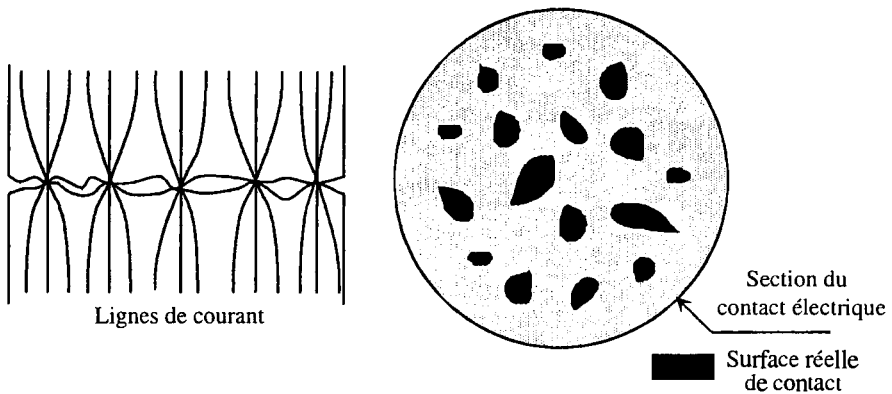


Figure 6.5. La surface apparente et la surface réelle d'un contact électrique

6.4.3. La préparation des surfaces

La surface des métaux conducteurs en contact avec l'atmosphère environnante ou avec des produits chimiques se recouvre d'une fine couche isolante d'oxydes ou de sulfures. La préparation des surfaces revient à éliminer ou réduire localement l'épaisseur des oxydes ou des sulfures et à empêcher qu'ils ne se reforment. Cette préparation revient à :

- nettoyer la surface à la brosse métallique,
- puis à graisser à la vaseline ou avec des graisses neutres.

Ce qui permet de réduire sensiblement la résistance du contact, et de protéger le contact de tout risque d'agression chimique extérieure.

6.4.4. Les efforts appliqués

Tout contact exige un minimum de serrage destiné à :

- disloquer les couches d'oxydes isolantes et à diminuer leur épaisseur en écrasant les aspérités existantes à la surface de contact,
- multiplier les points de contact et accroître la surface de contact.

Ce qui a pour conséquence de diminuer sensiblement la résistance de contact.

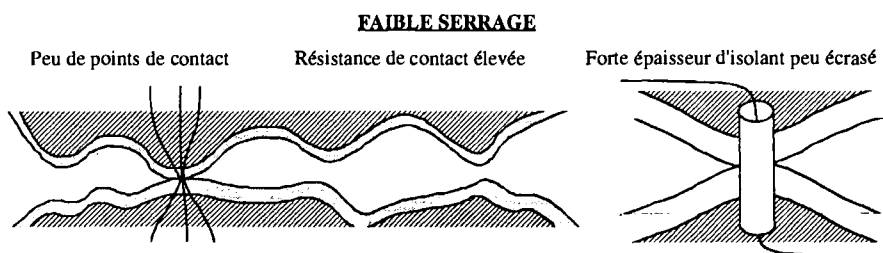


Figure 6.6. L'évolution de la surface de contact pour un faible serrage

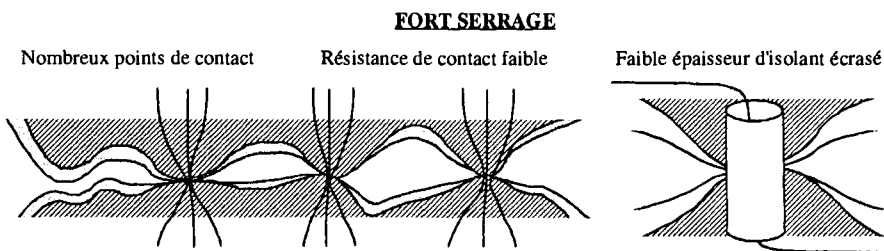


Figure 6.7. L'évolution de la surface de contact pour un fort serrage

Cependant, des efforts de serrage trop importants entraînent des déformations excessives des fils du câble ainsi qu'un vieillissement rapide de la connexion. La principale cause de vieillissement est due aux coefficients de dilatation double pour le cuivre et l'aluminium que pour l'acier (coefficients de dilatation de l'aluminium $23.10^{-6} K^{-1}$; coefficients de dilatation de l'acier $12.10^{-6} K^{-1}$). En cas d'échauffement, l'aluminium ou le cuivre des conducteurs se dilatent plus que l'acier des boulons de serrage. De plus, pour éviter tous problèmes de corrosion électrolytique, l'acier doit être inoxydable, galvanisé ou cadmié.

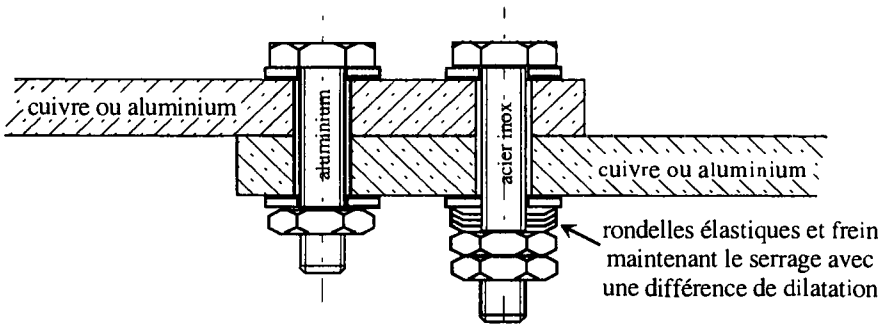


Figure 6.8. Les différents matériaux constituant une liaison entre deux pièces conductrices

Les boulons en acier peuvent être alors trop sollicités et s'allongent définitivement par dépassement de leur limite élastique, et lors du refroidissement il sera impossible de retrouver les pressions de serrage initiales. Elles seront plus faibles et la résistance de contact plus grande, les échauffements suivants plus importants entraîneront une dégradation progressive du contact.

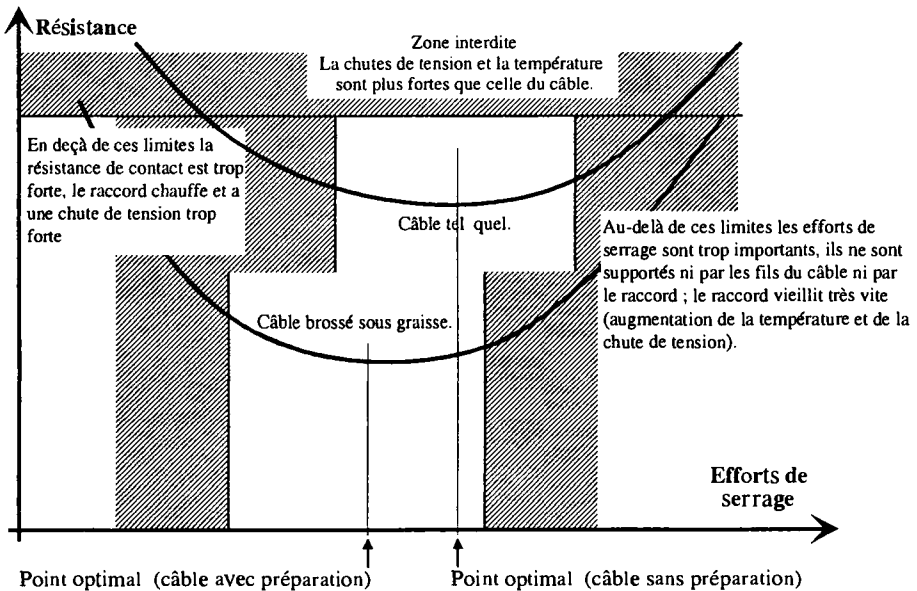


Figure 6.9. L'évolution de la résistance en fonction des efforts de serrage

Un serrage, même élevé, ne suffit pas à lui tout seul à obtenir des résistances de contact assez faibles pour réduire les échauffements locaux ; la préparation des surfaces est indispensable.

6.4.5. Les densités de courant admissibles

La densité de courant admissible varie en fonction de la nature et de la surface des contacts. Les revêtements d'étain ou de nickel obtenus par dépôt galvanique permettent d'avoir des surfaces moins oxydables que l'aluminium, et donc d'avoir des résistances de contact plus faibles et des densités de courant plus importantes.

La longueur du conducteur comprenant le raccord ne doit pas avoir une chute de tension et une température supérieures à celle de la longueur équivalente de conducteur sans raccord. Nous obtenons de ce fait de faibles densités de courant :

Surface de contact	Surface nickelée ou étamée	Surface broyée et graissée
2 cm ²	75 A/cm ² 20 Mpa	50 A/cm ² 20 Mpa
10 cm ²	55 A/cm ² 12 Mpa	30 A/cm ² 12 Mpa
40 cm ²	30 A/cm ² 8 MPa	-
500 cm ²	-	8 A/cm ² 5 Mpa

Tableau 6.2. Les densités de courant, les pressions et les surfaces de contact

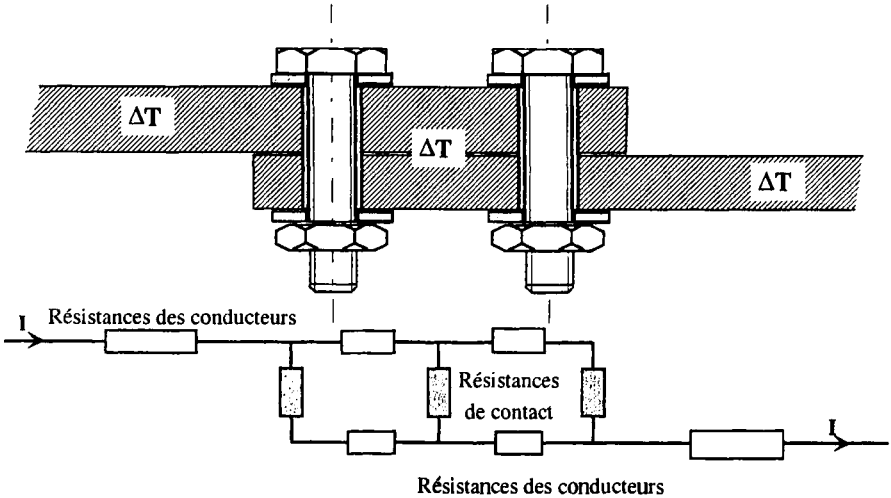
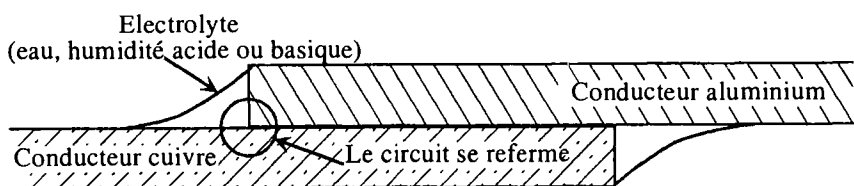


Figure 6.10. L'échauffement homogène d'une liaison entre deux pièces conductrices

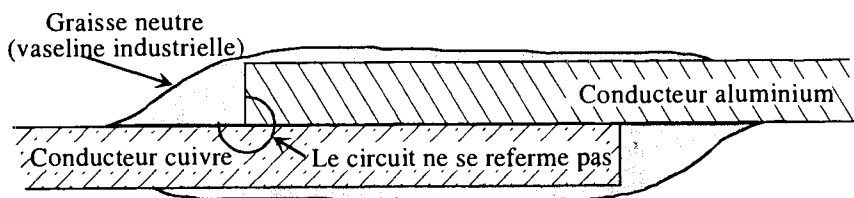
6.4.6. Les contacts hétérogènes (cuivre-aluminium)

Le cuivre est très électropositif (+ 340 mV) et l'aluminium est très électronégatif (-1 660 mV).

Ces deux métaux, mis en présence d'humidité acide ou basique (électrolyte), peuvent constituer une pile qui fonctionnera jusqu'à ce que l'électrode de l'aluminium soit détruite.



Il y a destruction du contact



Il ne peut pas y avoir destruction du contact

Figure 6.11. Le phénomène d'électrolyse au contact cuivre aluminium

A l'intérieur, on procédera au contact direct de l'aluminium sur le cuivre, en protégeant, dans le cas d'une atmosphère humide ou corrosive, le contact Al-Cu par une graisse ou une peinture.

A l'abri des intempéries, les contacts cuivre-aluminium n'exigent aucune disposition particulière s'il sont normalement et complètement traités à des fins électriques (utilisation de réducteurs bimétal) et notamment graissés.

Ils ont alors la même durée de vie que des contacts aluminium-aluminium ou cuivre-cuivre.

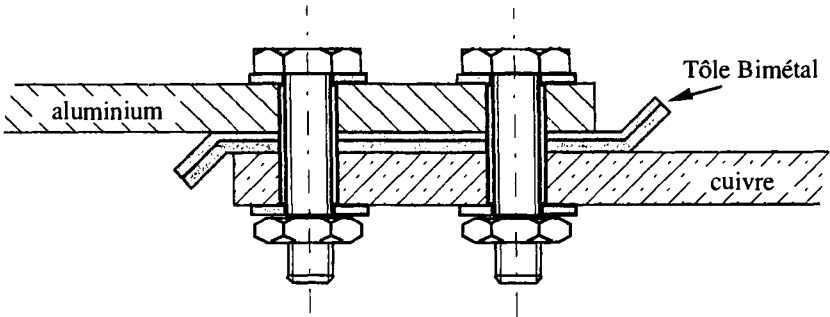


Figure 6.12. La liaison cuivre aluminium avec une tôle bimétal

A l'extérieur, une tôle de bimétal est interposée entre la barre aluminium et la pièce en cuivre ; cela revient à constituer deux contacts en série : un contact cuivre-cuivre et un contact aluminium-aluminium qui seront traités de manière habituelle. La tranche est protégée par une graisse ou une peinture, la jonction cuivre-aluminium est donc très peu en contact avec l'atmosphère évitant ainsi tout phénomène de corrosion électrolytique.

A l'extérieur, une précaution supplémentaire est nécessaire, la partie aluminium du contact doit toujours être située à la partie supérieure. Sinon, les sels de cuivre entraînés inévitablement par l'eau de ruissellement à la partie inférieure viendraient en contact avec l'aluminium et entraîneraient sa corrosion. Inversement, les quelques sels d'aluminium qui peuvent se former normalement n'ont qu'une très faible solubilité dans l'eau et ne provoqueront aucune corrosion du cuivre.

La connexion de deux câbles de nature différente s'effectue à l'aide d'un raccord spécial bimétal. Un sertissage cuivre est effectué sur le câble cuivre et un sertissage aluminium est effectué sur le câble aluminium.

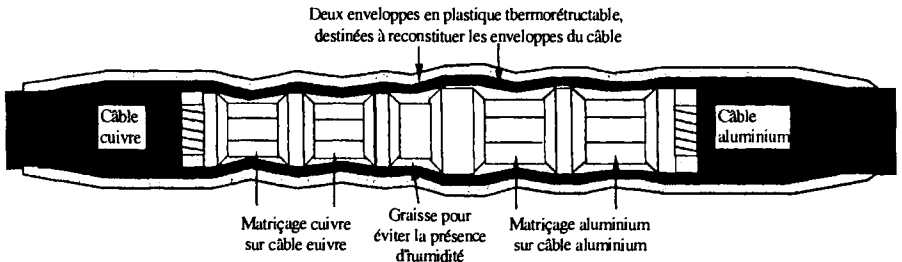


Figure 6.13. La liaison entre un câble cuivre et un câble aluminium avec un raccord bimétal

De même le raccordement d'un câble en aluminium sur une barre en cuivre s'effectue par l'intermédiaire de cosses spéciales bimétal.

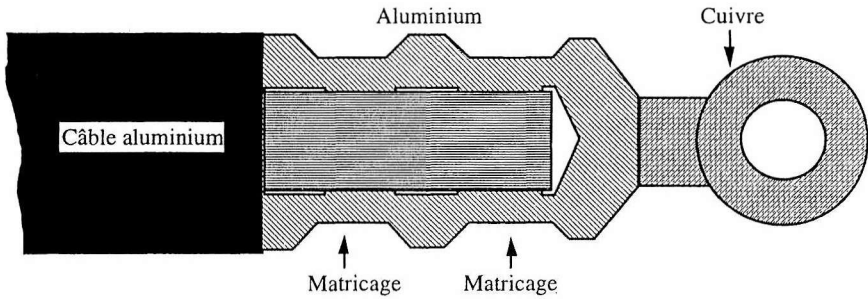


Figure 6.14. *L'utilisation de cosses bimétal en extrémité d'un câble aluminium en vue d'un raccordement*

Les contacts cuivre-aluminium doivent respecter la densité de courant, la pression de serrage et les conditions de préparation de surface compatibles avec l'aluminium. Si la surface en cuivre est insuffisante et conduit à une densité de courant trop élevée pour l'aluminium, on interpose un élément composé d'une plaque bimétal d'aluminium et de cuivre de forte épaisseur, que l'on soude sur la barre aluminium.

6.4.7. L'échauffement

L'échauffement d'un métal accélère son fluage. Si l'on chauffe un contact, la surface de contact augmente amenant ainsi la diminution relative de la résistance de contact malgré un accroissement de la résistivité du métal.

S'il y a un accroissement de la chute de tension au cours des cycles de fonctionnement, il y a un vieillissement du contact. La principale cause du vieillissement est liée aux dilatations qui ne sont pas les mêmes pour l'acier, le cuivre ou l'aluminium.

6.4.8. L'intensité

Les chutes de tension mesurées avec des courants trop faibles vis-à-vis du courant nominal d'un appareil de coupure sont généralement majorées. La mesure doit être effectuée avec un courant voisin du courant nominal de l'appareil.

6.4.9. *Le sens du courant*

Dans le cas de contacts entre matériaux de natures différentes, on rencontre la présence de deux phénomènes faisant intervenir le sens du courant :

- un couple électrolytique dans le cas des contacts placés en atmosphère humide (particulièrement net dans le cas d'une jonction cuivre-aluminium) ;
- un phénomène thermoélectrique dû à l'effet Joule et responsable d'une force électromotrice de même sens ou de sens opposé à la chute de tension, suivant le sens du courant dans le contact ;
- dans le cas d'une machine à courant continu, nous avons une usure dissymétrique des balais. Pour un moteur, le balai positif s'use plus vite que le balai négatif, ce dernier ayant tendance à se charger de cuivre. Pour une génératrice, c'est l'inverse.

6.4.10. *La corrosion*

La corrosion est un ensemble de réactions physico-chimiques complexes qui ramènent les métaux vers leur état d'oxyde naturel. Les surfaces métalliques se recouvrent d'une surface plus ou moins isolante de l'ordre de 30 Å. Ces phénomènes sont accélérés par l'élévation de température. Il existe principalement trois types de corrosion.

La corrosion sèche

C'est la réaction en l'absence d'humidité, entre un gaz et un solide.

La corrosion électrochimique

C'est la plus fréquente, la réaction se produit entre un électrolyte et un solide.

La corrosion par érosion

Les courants alternatifs créent des efforts entre conducteurs et des efforts de répulsion des contacts également variables. Ces efforts variables créent des déplacements de l'ordre du micron qui par abrasion des deux métaux l'un sur l'autre arrachent de fines particules. Cette poudre métallique se transforme en oxyde, sulfure ou chlorure au contact de l'air. Ce phénomène peut s'emballer car la corrosion augmente la résistance de contact et donc l'échauffement, ce qui active d'autant plus les réactions chimiques. On peut arriver dans certains cas à l'encrassement complet des contacts et à leur destruction.

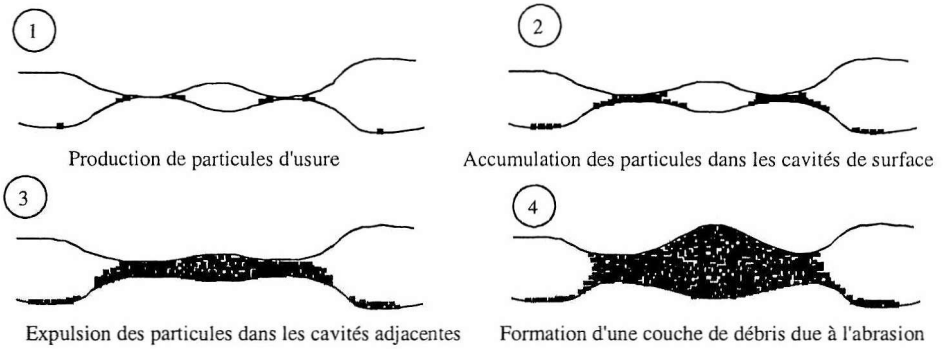


Figure 6.15. *Le mécanisme de dégradation d'un contact par abrasion*

L'étain est particulièrement sensible aux phénomènes de corrosion par abrasion. L'emploi de tout métal étamé est donc totalement à proscrire dans les contacts électriques pouvant subir des microdéplacements. C'est le cas des contacts embrochables soumis à des risques de vibrations liés à des efforts électrodynamiques trop intenses, ou à des déplacements liés à des dilatations différentielles. L'étamage des extrémités de conducteurs en cuivre devant être raccordés par serrage est donc totalement à proscrire.

La lutte contre la corrosion : le brossage et graissage des contacts

Pour éviter les effets de la corrosion, les contacts embrochables ou permanents doivent être nettoyés et graissés périodiquement. Par contre, il est absolument interdit de graisser les contacts devant couper un courant. L'arc électrique fait évaporer la graisse qui va en se redéposant polluer les chambres de coupure. Cette pollution peut entraîner la non-coupure des courants par l'appareillage. Néanmoins, si la lubrification possède des avantages considérables (diminution des efforts d'insertion, réduction de l'usure, protection contre les atmosphères corrosives), elle présente aussi des inconvénients liés essentiellement à des phénomènes de vieillissement pouvant altérer sa pérennité.

Dans la pratique, les deux opérations de brossage et de graissage sont le plus souvent dissociées, ce qui présente l'avantage d'éviter la salissure de la brosse et surtout le maintient dans la zone de contact de particules d'alumine abrasées. L'expérience montre que si l'application de la graisse est effectuée dans les quelques secondes qui suivent un brossage énergique, les qualités du contact obtenu sont satisfaisantes.

Les contacts électriques sont les points faibles de toute installation électrique (connexions et appareillages).

6.5. Bibliographie

Barres de connexion en aluminium. Aluminium Pechiney.

Guide technique (conducteurs, raccordements...) des câbles et fils isolés industriels.
Aluminium Pechiney.

[FEC 94] L. FECHANT, A. CARABALLEIRA, « Les contacts électriques, une décennie de progrès », *RGE*, n° 11/94, décembre 1994, p. 2-6.

[FEC 95] L. FECHANT, *Le contact électrique, Tome 1 : l'appareillage de connexion*, Hermès, Paris.

[FEC 95] L. FECHANT, *Le contact électrique, Tome 2 : phénomènes physiques et matériaux*, Hermès, Paris.

[AMB 79] J. AMBIER, « Les contacts électriques », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 105 et 106, septembre 1979 et mars 1982.

Chapitre 7

L'arc électrique

7.1. Introduction

Le premier arc électrique artificiel fut obtenu en 1813 par le physicien anglais Davy. Les principales propriétés de l'arc furent rapidement exploitées :

- la lampe à arc à haut flux en 1844 (rayonnement lumineux intense) ;
- les plasmas permettant certaines réactions chimiques en 1862 (haute température) ;
- le soudage à l'arc en 1880 (flux localisé de chaleur).

L'apparition d'un arc électrique nécessite la création d'un champ électrique local important. C'est pourquoi nous allons dans un premier temps faire quelques rappels sur l'électrostatique.

7.2. Le champ électrique

7.2.1. La loi de Coulomb

Considérons deux charges ponctuelles q et q' placées dans le vide en deux points A et B. La force exercée par q sur q' est donnée par :

$$\boxed{\vec{F} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \cdot \frac{qq'}{r^2} \cdot \frac{\vec{r}}{r}} \text{ avec } \vec{r} = \overline{AB} \quad (7.1)$$

ϵ_0 est un coefficient caractéristique du milieu qui s'appelle perméabilité du vide et sa valeur dans le système international est donnée par :

$$\frac{1}{4\pi\epsilon_0} = 9.10^9 \tag{7.2}$$

La loi de Coulomb n'est plus valable pour des distances de l'ordre de 10^{-14} mètre ou inférieures à cette valeur ; on ne peut plus dans ce cas considérer les particules chargées comme ponctuelles.

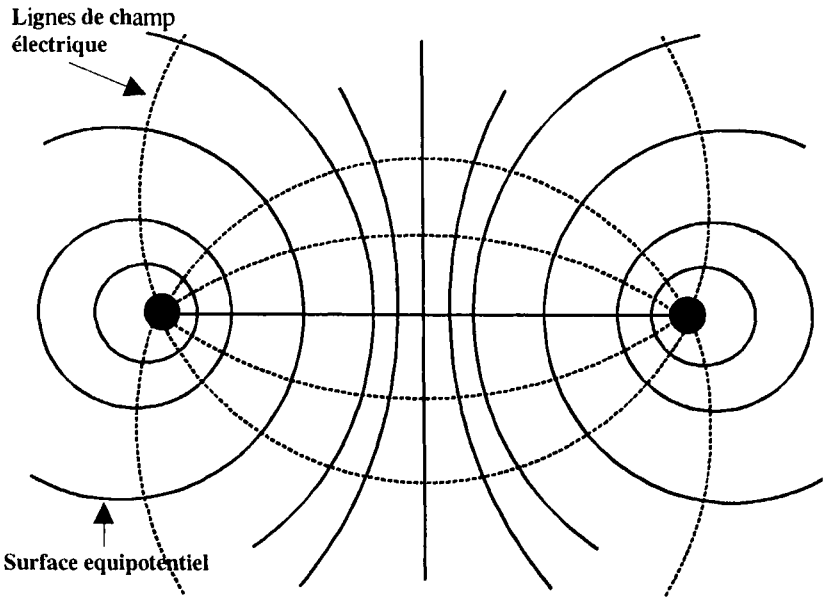


Figure 7.1. Le champ électrique entre deux conducteurs électriques

7.2.2. Le théorème de Gauss

Définition du flux

Soit \vec{n} un vecteur unitaire de la normale à l'élément de surface dS , le flux \vec{E} à travers la surface dS est :

$$d\Phi = \vec{E} \cdot \vec{n} dS = \vec{E} \cdot d\vec{S} \tag{7.3}$$

$$\text{Le flux à travers une surface (S) est : } \Phi = \iint_{(S)} \vec{E} \cdot d\vec{S} \quad (7.4)$$

Enoncé du théorème de Gauss

Soit une surface fermée (S) entourant les charges q_i . Le flux sortant à travers cette surface est :

$$\boxed{\Phi = \iint_{(S)} \vec{E} \cdot \vec{n} dS = \frac{\sum_i q_i}{\epsilon_0}} \quad (7.5)$$

Où \vec{n} est le vecteur unitaire de la normale dirigé vers l'extérieur. La surface fermée (S), appelée surface de Gauss, est quelconque mais pour des calculs aisés on la choisit de façon à ce que le flux qui la traverse soit le plus simple possible à calculer.

7.2.3. Les conducteurs en équilibre électrostatique

On peut montrer que pour un conducteur en équilibre électrostatique nous avons les propriétés suivantes.

Le champ électrostatique

A l'intérieur $\vec{E} = 0$, $V = \text{constante} = V_0$.

A la surface \vec{E} est normale à la surface. La surface d'un conducteur en équilibre est une surface équipotentielle du champ ($V = V_0$).

Les charges électrostatiques

La densité volumique de charges est nulle en tout point intérieur à un conducteur en équilibre électrostatique : les charges sont superficielles.

Pour une cavité creusée dans un conducteur et ne contenant pas de charge, l'expérience montre qu'il n'y a pas de charge à l'intérieur de la cavité.

$$\boxed{\vec{E} = 0 \text{ dans une cavité conductrice.}} \quad (7.6)$$

La figure 7.2 illustre le fait que le champ électrique est normal à toute surface conductrice. Dans le cas d'une cavité, le champ est nul à la surface est nul, car la surface de la cavité est équipotentielle.

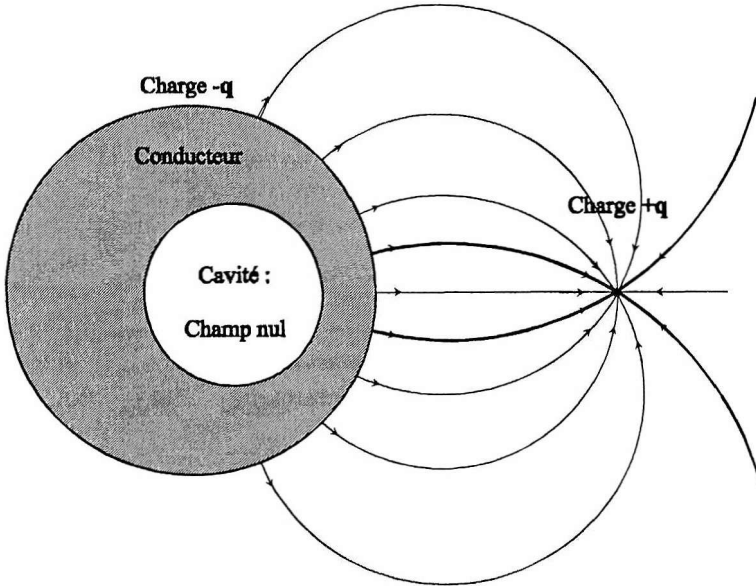


Figure 7.2. Le champ électrique et un conducteur en équilibre électrostatique

7.3. L'effet de bord, l'effet de pointe

Dans le cas de deux plaques conductrices en parallèle (figure 7.3) nous obtenons un condensateur, dont la capacité est donnée en première approximation par la formule (7.7).

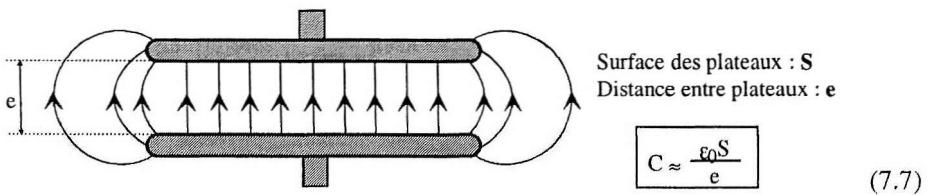


Figure 7.3. Le champ électrique au voisinage des bords de deux plaques parallèles

La formule (7.7) n'est pas exacte, car le champ n'est pas réellement uniforme entre les plaques. Les densités de charges augmentent un peu au voisinage du bord

des plaques, et la capacité des plaques est un peu plus élevée que celle donnée par la formule.

Considérons maintenant un conducteur chargé comportant une pointe, comme présenté figure 7.4. Les forces de répulsion entre les charges font qu'elles se répartissent à la surface en s'accumulant toutefois à la pointe. Le champ à la pointe devient très intense avec un risque d'arc dans le milieu extérieur.

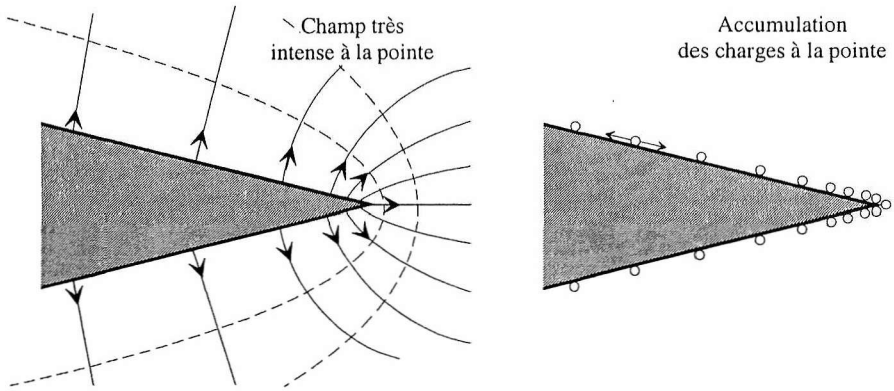
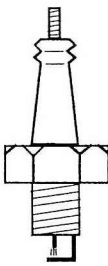


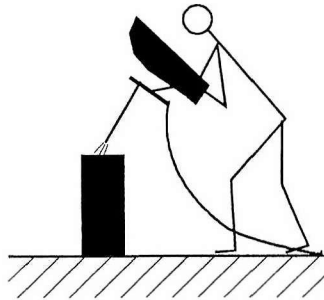
Figure 7.4. Le champ électrique au voisinage de la pointe d'un conducteur

Applications de l'effet de pointe

Si nous désirons créer des arcs électriques ou des décharges, il paraît intéressant de tirer parti de l'effet de pointe. Nous allons donner quelques exemples concrets d'applications.



Bougie d'allumage



Soudage à l'arc

Figure 7.5. Les applications de l'effet de pointe (bougie d'allumage)

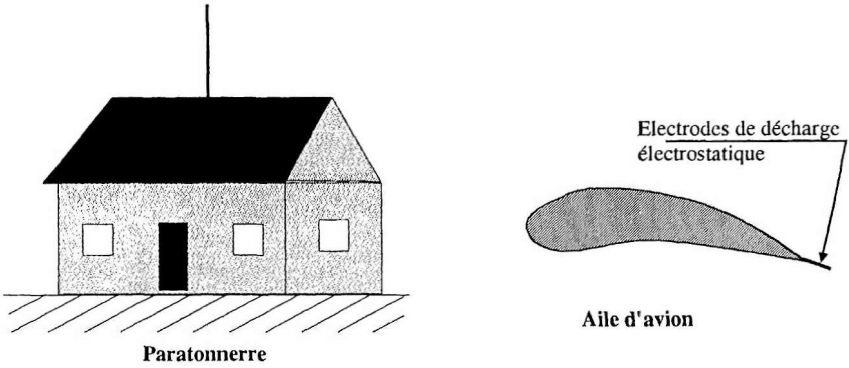


Figure 7.6. Les applications de l'effet de pointe

7.4. L'effet de sphère, l'effet de cylindre

Si nous désirons avec des tensions élevées éviter tout phénomène d'arc dangereux pour les personnes et destructif pour le matériel, alors une solution consiste à utiliser des formes sphériques ou cylindriques. Nous donnerons comme exemple le matériel Très Haute Tension composé d'isolateurs et de sphères conductrices, et un câble Haute Tension dont le blindage permet une équirépartition du champ électrique.

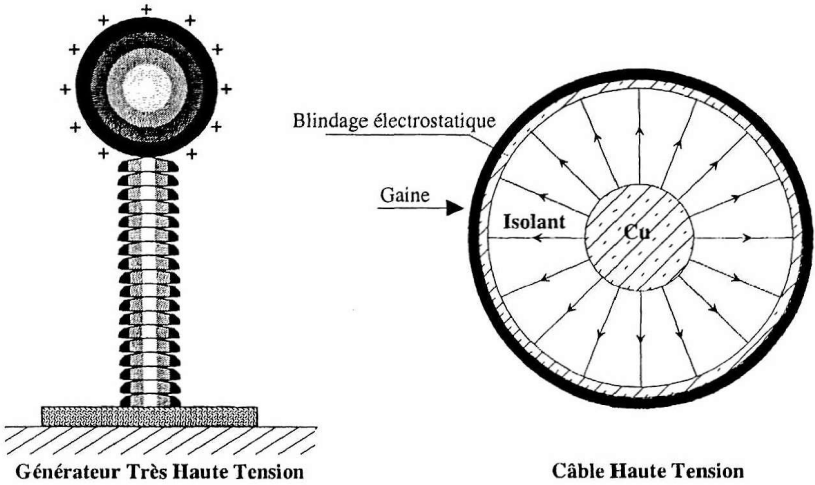


Figure 7.7. Les applications de l'effet de sphère ou de cylindre afin d'éviter tout phénomène d'arc

Le spintermètre ou éclateur à sphère est formé de deux sphères de diamètre D , isolées du sol, dont on peut ajuster l'écartement d . La mesure de la tension s'effectue au seuil de décharge disruptive et est fonction du diamètre des sphères D , la distance entre les sphères d , et les conditions atmosphériques.

Les relations entre les différentes grandeurs physiques sont données dans des abaques.

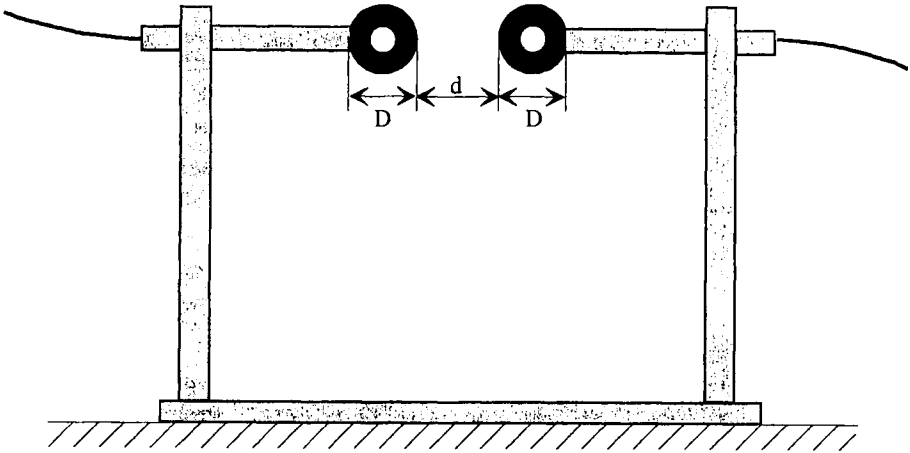


Figure 7.8. Le voltmètre électrostatique haute tension ou spintermètre

7.5. L'arc électrique

7.5.1. La rigidité diélectrique de l'air (Loi de Paschen)

Si on étudie en fonction de la pression d'un gaz la différence de potentiel suffisante pour qu'une étincelle jaillisse entre deux plateaux conducteurs séparés d'une distance d , nous obtenons la loi de Paschen (figure 7.9).

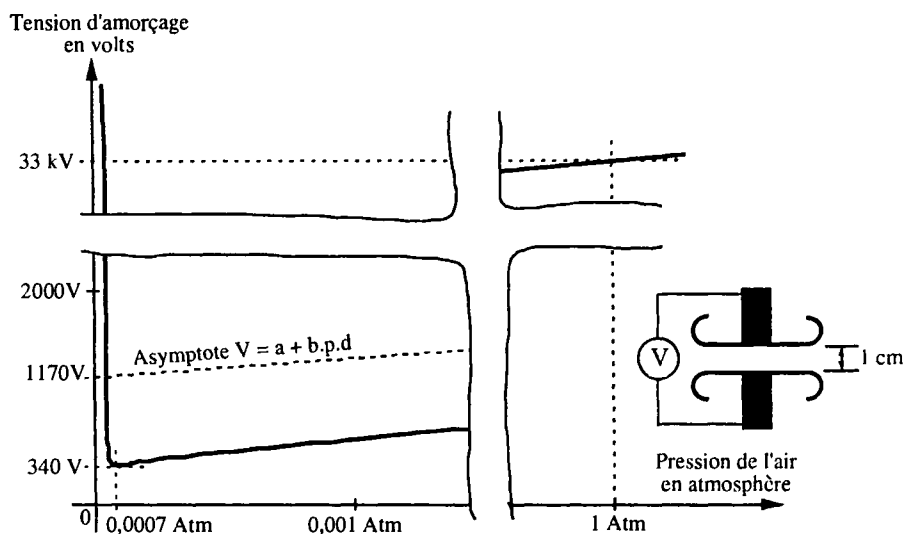


Figure 7.9. L'évolution de la tension d'amorçage en fonction de la pression atmosphérique pour deux plaques distantes d'un centimètre

La tension d'amorçage entre deux plateaux indéfinis ne dépend que de la masse de gaz contenue entre les deux plateaux par unité de surface.

La loi de Paschen s'explique simplement par le fait que pour une distance interélectrodes fixée à très basse pression, étant donné le nombre limité de molécules présentes, l'avalanche ionisante est limitée, entraînant une tension disruptive élevée. Il en est de même pour les pressions élevées où la grande densité moléculaire fait que le libre parcours moyen des particules ionisantes n'est plus suffisant pour déclencher facilement le phénomène d'avalanche.

Dans le cas de l'air, la tension d'amorçage peut être donnée par approximation : $V = a + b.p.d$ avec : $a = 1\ 170$; $b = 3,21.10^6$; d la distance en mètre et p la pression en atmosphère.

Ce qui correspond à une tension d'amorçage entre plateaux de 33 kV pour une distance de 1 centimètre à la pression atmosphérique. Mais attention, la forme des conducteurs peut améliorer l'ionisation de l'air et la distance d'amorçage peut être très inférieure en cas d'effets de pointe.

Donc, si on divise la pression atmosphérique par deux, on divise également la tension d'amorçage par deux. Une telle variation de pression n'est pas exceptionnelle puisque la pression atmosphérique au niveau de la mer est divisée par deux au sommet

du Mont-Blanc à 4 807 m. Il sera donc nécessaire de déclasser l'appareillage électrique et de prendre des mesures d'isolation supplémentaires pour des installations devant fonctionner en altitude supérieure à 2 000 mètres. Le tableau 7.1 donne une idée de la diminution des tensions d'isolation et de service en fonction de l'altitude.

Disjoncteurs/Altitude	2 000 m	3 000 m	4 000 m	5 000 m
jusqu'à 125 A	2 500 V	2 200 V	1 950 V	1 700 V
de 150 A à 1 250 A	3 000 V	2 500 V	2 100 V	1 800 V
800 A à 6 300 A	3 500 V	3 150 V	2 500 V	2 100 V

Tableau 7.1. Tenue diélectrique de disjoncteurs en fonction de l'altitude (Doc. Schneider)

De plus, la pression atmosphérique diminue également à température égale le pouvoir réfrigérant de l'air. Le tableau 7.2 donne une idée de la diminution de la tension d'emploi et du courant d'emploi en fonction de l'altitude.

Contacteurs/Altitude	3 500 m	4 000 m	4 500 m	5 000 m
Tension assignée d'emploi	0,90 Ue	0,80 Ue	0,70 Ue	0,60 Ue
Courant assigné d'emploi	0,92 le	0,90 le	0,88 le	0,86 le

Tableau 7.2. Tenue diélectrique des contacteurs en fonction de l'altitude (Doc. Schneider)

Le tableau 7.3 donne une idée sur les distances d'isolation utilisées entre les pôles des disjoncteurs.

Disjoncteurs	100 A à 250 A	400 A à 630 A	800 A à 1 250 A	1 250 A à 3 200 A
Distance d'isolement entre les contacts des disjoncteurs en position ouverte	15 mm	20 mm	28 mm	34 mm

Tableau 7.3. Distance de sectionnement entre contacts de disjoncteurs en position ouvert (Doc. Schneider)

L'augmentation de la tension d'amorçage lorsque la pression décroît au-dessous d'une certaine pression correspond au fait que le vide est un isolant parfait (figure 7.9). C'est cette propriété qui est utilisée pour certains disjoncteurs dans lesquels la coupure de l'arc électrique est effectuée dans le vide.

7.5.2. La caractéristique tension-courant des décharges électriques

Les gaz constituent l'élément de base de l'isolation dans une protection par éloignement pour les très hautes tensions. Les propriétés isolantes de l'air sont naturellement utilisées, mais dans un souci de réduire l'encombrement et le coût du matériel, d'autres gaz isolants comme l'hexafluorure de soufre (SF6) sont utilisés. D'autre part, malgré des difficultés techniques importantes, les propriétés isolantes du haut vide (10^5 à 10^7 mm de Hg) tentent d'être exploitées. Etudions le graphe tension-courant dans un gaz (figure 7.11) obtenu à l'aide du montage présenté figure 7.10.

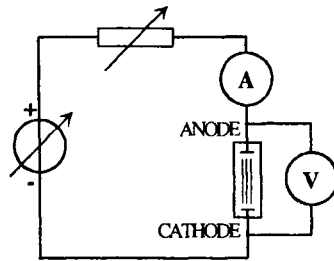


Figure 7.10. La caractéristique courant-tension des décharges électriques

La partie décharge non autonome correspond à un très faible courant sous faible champ électrique. Les gaz étant en général électriquement neutre, une conduction électrique n'apparaît que sous l'effet de radiations ionisantes (rayonnement cosmique, sources radioactives, rayon ionisant, etc.).

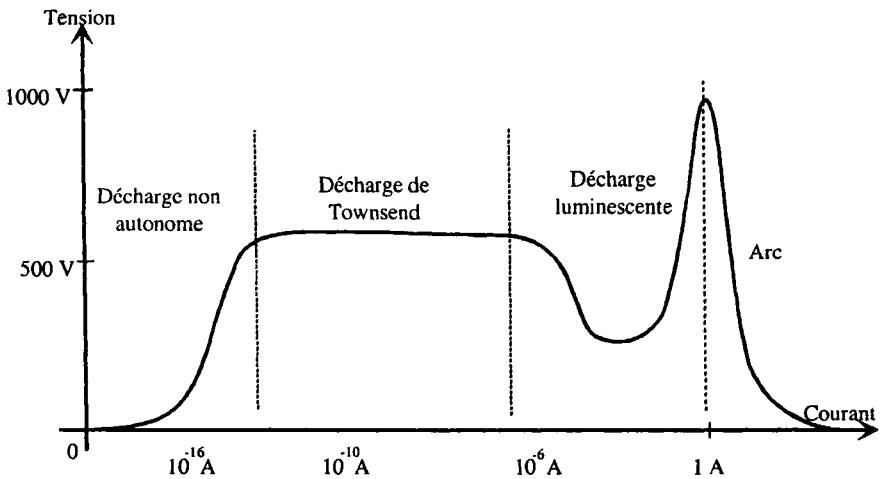


Figure 7.11. La caractéristique courant-tension des décharges électriques

La zone de décharge de Townsend correspond à un phénomène d'avalanche ionique qui se déclenche dès que le champ électrique appliqué aux molécules neutres dépasse la valeur du potentiel ionique.

Dans le cas d'une décharge luminescente, la cathode est totalement recouverte par le plasma de décharge et les électrons sont émis par émission secondaire due au bombardement des ions. Si on augmente le courant, la tension augmente à nouveau et principalement au niveau de la cathode qui s'échauffe et commence à émettre des électrons par effet thermoélectronique. L'épaisseur de la gaine lumineuse diminue.

Enfin, dans la zone d'arc, les sites émissifs se concentrent sur une surface appelée spot cathodique et la densité de courant devient importante (100 A/cm^2 à 100 kA/cm^2). Les électrodes sont portées à incandescence et s'évaporent à un rythme accéléré. La tension entre les électrodes diminue et une tension de plus en plus faible est nécessaire pour maintenir l'arc de décharge (quelques dizaines de volts). Dans ces conditions, l'arc électrique correspond à un court-circuit entretenu.

7.5.3. Tension d'arc dans l'air

La cathode présente une surface de très petite dimension appelée spot cathodique. A l'intérieur du spot se trouvent des sites émissifs qui injectent les électrons dans la décharge. On peut représenter la zone cathodique de manière simple comme un espace limité par deux plans parallèles, l'un émettant des électrons représentant la cathode, l'autre émettant des ions représentant la colonne positive.

La colonne positive est un plasma électriquement neutre qui n'est pas équipotentiel. Elle est soumise à un champ électrique axial sensiblement constant dans l'espace de l'ordre de quelques kV/m assurant le déplacement des électrons et des ions. Le diamètre de la colonne est fonction de la pression, une pression élevée resserre l'arc. La zone anodique réalise la transition entre l'électrode et la zone de plasma électriquement neutre. Cette zone correspond à une zone de charge d'espace où les électrons produisent une électrisation par choc des molécules.

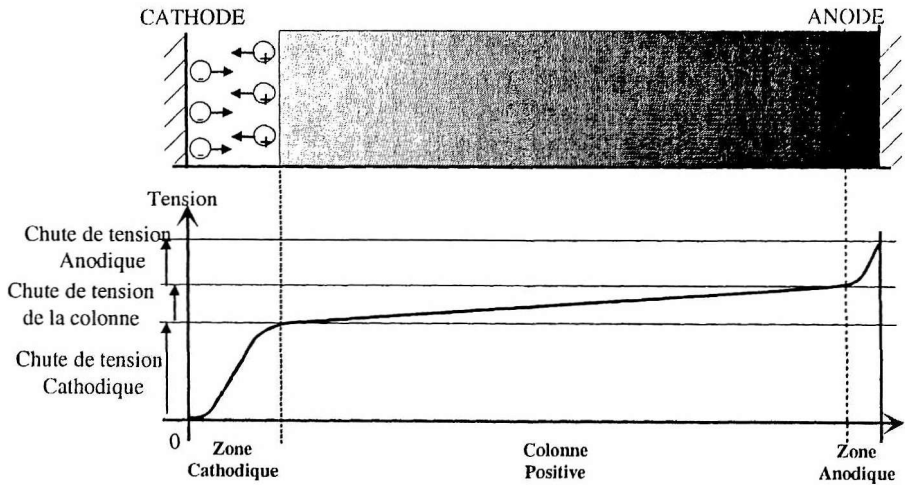


Figure 7.12. La répartition du potentiel dans l'espace interélectrode d'un arc électrique

D'un point de vue énergétique, la zone cathodique d'injection des électrons et la zone anodique de génération des ions sont les lieux de fortes chutes de tension (forte puissance pour un même courant). La colonne positive absorbe l'énergie nécessaire au maintien du plasma.

Les polarités de la tension des réseaux à courant continu peuvent avoir une importance au niveau d'organes de coupure comme les disjoncteurs (voir chapitre 12 sur l'appareillage électrique).

7.5.4. L'influence de la nature des électrodes

En fait la nature des électrodes influence la tension d'arc. Pour de faibles courants, la teneur en vapeurs métalliques est faible. L'influence de ces vapeurs ne se fait sentir qu'au voisinage des électrodes. Cependant, une faible proportion de métal peut contribuer à une forte augmentation de la conductivité électrique du plasma, ou pour une même tension abaisser la température de l'arc.

7.6. La coupure d'un courant

Pour éteindre un arc il faut que la tension nécessaire à son entretien devienne supérieure à la tension fournie par le réseau d'alimentation. Il en découle deux principes d'action : l'**allongement** de l'arc et sa **fragmentation**.

7.6.1. L'allongement de l'arc

L'allongement de l'arc est obtenu sous l'effet simultané de la convection thermique (élévation du plasma chaud) et des efforts électrodynamiques (effort d'ouverture de boucle) (figure 7.13). Mais comme la tension de la colonne augmente peu en fonction de l'allongement, ce phénomène nécessite un certain espace libre.

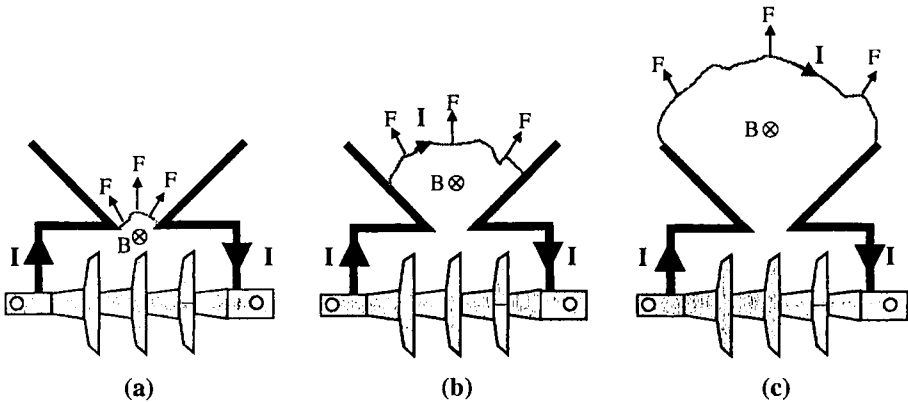


Figure 7.13. L'allongement de l'arc par effets thermique et électrodynamique

7.6.2. La fragmentation d'un arc dans une chambre de coupure

L'augmentation de la tension d'arc peut être obtenue par la multiplication des chutes de tension anodiques et cathodiques (figure 7.14b). L'arc est créé par l'ouverture des contacts (figure 7.14a), puis allongé sous l'effet des forces électrodynamiques, et enfin la fragmentation de l'arc est obtenue entre les plaques conductrices dans le but d'augmenter la tension aux bornes de l'appareil de coupure.

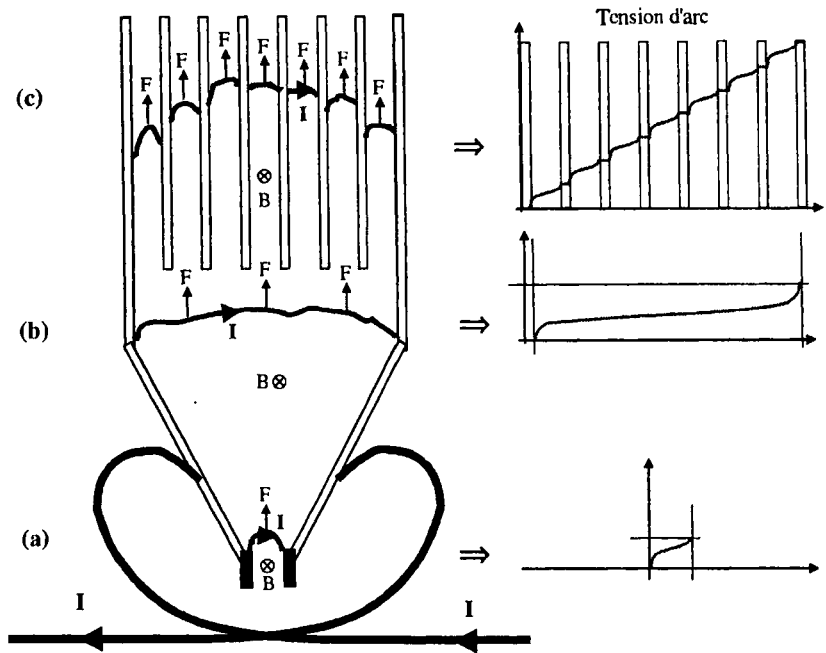


Figure 7.14. Le rôle de la chambre de coupure

7.7. Bibliographie

- [BRU 56] G. BRUHAT, *Cours de physique générale : électricité*, Edition Masson, Paris, 1956, Loi de Paschen p. 750.
- [FEC 95] Louis FECHANT (coordonnateur), *Le contact électrique*, Collection SEE, Hermès, Paris 1995.
- [GAR 84] C. GARY, *Les propriétés diélectriques de l'air et les très hautes tensions*, Collection E.D.F DER, Eyrolles, Paris, 1984.
- [AGU 87] M. AGUET et M. IANOZ, *Haute tension*, Collection Traité d'électricité, d'électronique et d'électrotechnique, Dunod, Paris 1987.
- [DIL] J. DILLON & COBINE, *Gaseous Conductors theory and engineering application*.
- [VAC] S. VACQUIE, « Arc électrique », *Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique*, D 2 870.
- [PEL 88] Y. PELENC, « Appareillage électrique d'interruption à haute tension », *Techniques de l'ingénieur, traité de génie électrique*, D 4700.

Chapitre 8

La protection des installations électriques contre les surtensions

8.1. Les surtensions sur les installations

8.1.1. Les surtensions à fréquence industrielle

Les surtensions provoquées par un défaut

Si le point neutre du transformateur est isolé (non relié à la terre) ou impédant (relié à la terre par l'intermédiaire d'une forte impédance), lors d'un défaut phase-terre des surtensions peuvent apparaître sur les autres phases saines par rapport à la terre (dans un rapport $\sqrt{3}$). Dans le cas où le point neutre du transformateur est relié à la terre, il n'y a pas en théorie de surtensions sur les autres phases, cependant l'impédance de la liaison de terre associée à l'évacuation de l'important courant de défaut peut faire apparaître des surtensions sur les autres phases dans un rapport $\leq 1,25$.

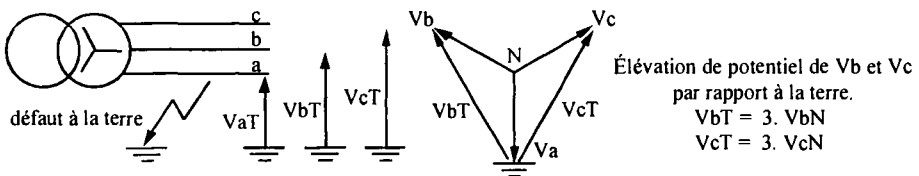


Figure 8.1. Les surtensions par défaut phase-terre sur un réseau à neutre isolé ou impédant

Dans le cas d'un réseau triphasé avec conducteur de neutre comportant des charges déséquilibrées, la rupture du conducteur neutre peut entraîner des surtensions persistantes pouvant détériorer un grand nombre de récepteurs.

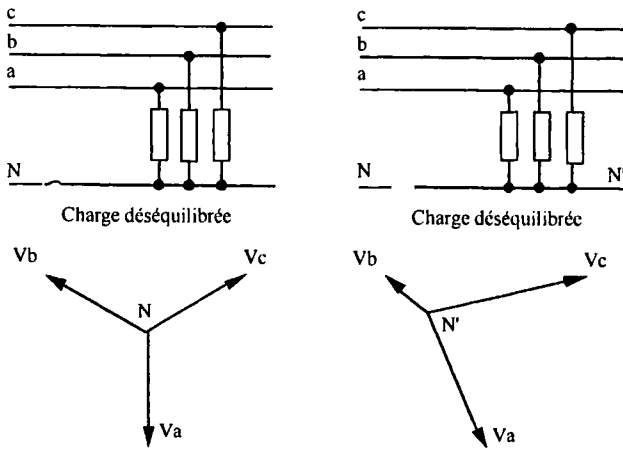


Figure 8.2. Les surtensions par rupture du conducteur de neutre

Les surtensions par effet Ferranti (ligne longue)

Lorsqu'une ligne longue est alimentée à une extrémité et faiblement chargée à l'autre, une surtension peut apparaître due au phénomène de résonance entre l'inductance longitudinale et sa capacité transversale.

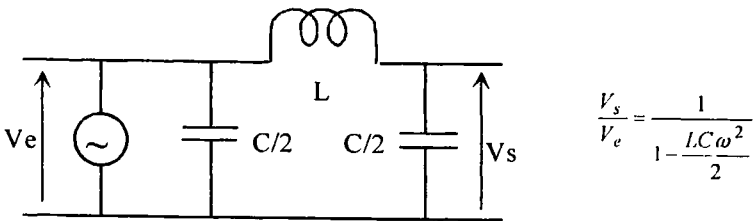


Figure 8.3. Les surtensions par effet Ferranti

Ce phénomène est beaucoup plus important pour le cas de câbles souterrains que pour les lignes aériennes. Les caractéristiques de la ligne sont différentes car les distances entre les conducteurs sont différentes :

- l'inductance longitudinale est plus importante pour une ligne aérienne que pour un câble souterrain ;
- la capacité transversale est plus importante pour un câble souterrain que pour une ligne aérienne.

Les surtensions par ferrorésonance

Un réseau composé de composants linéaires (résistances, bobines, condensateurs) et de générateurs admet toujours une solution stable unique pour la répartition des tensions et des courants. Si dans un réseau il existe des composants non linéaires comme des bobines à noyaux saturables, alors la détermination de la solution peut admettre plusieurs solutions stables et instables pour la répartition des tensions et des courants. Donnons un exemple pour être plus explicite et considérons un circuit **RLC** série, les éléments composant ce circuit étant linéaires. Si la tension d'alimentation est sinusoïdale, alors le courant sera sinusoïdal, et on peut utiliser la représentation de Fresnel des courants et effectuer une représentation graphique de la figure 8.4.

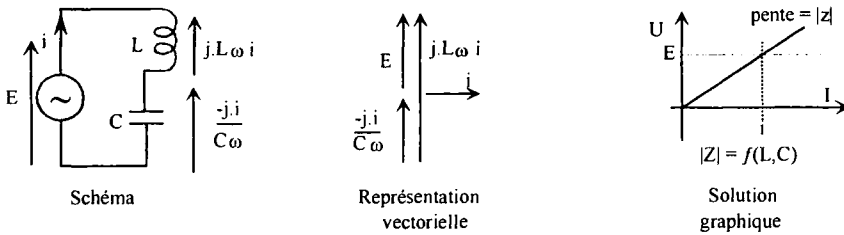


Figure 8.4. Les surtensions par circuit LC série

Considérons maintenant figure 8.5 où la bobine est pourvue d'un circuit magnétique saturable. La tension d'alimentation est sinusoïdale, mais à cause de l'élément non linéaire, le courant n'est pas sinusoïdal ; on peut cependant utiliser la représentation de Fresnel et les déterminations graphiques pour le fondamental du courant. Traçons sur le même graphique les caractéristiques de la tension en fonction du courant pour une bobine saturable L, ainsi que pour le condensateur C linéaire. La différence entre ces deux courbes permet d'obtenir la tension aux bornes du circuit LC qui est également la tension d'alimentation e.

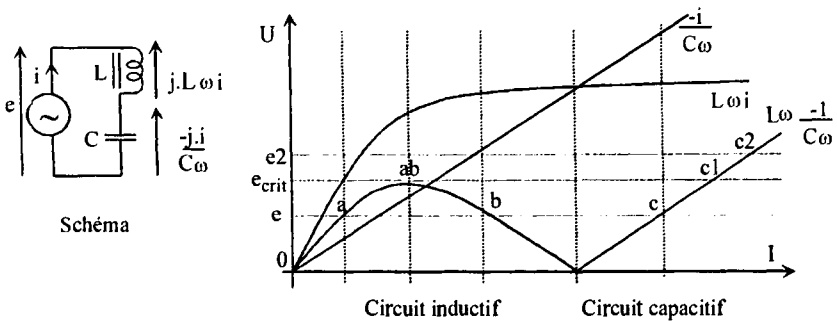


Figure 8.5. Les différentes solutions pour le circuit LC série saturé

Selon la valeur de la tension d'alimentation e , le système admet une, deux ou trois solutions. Dans le cas de trois solutions (a, b, c) deux solutions sont stables (a et c) et une solution instable b.

Cependant, si par suite d'une surtension même transitoire, le système peut se retrouver sur la solution c, alors le système y reste accroché jusqu'à la coupure totale de la tension d'alimentation e .

8.1.2. Les surtensions de manœuvre

La modification brusque de la topologie d'un réseau électrique provoque l'apparition de phénomènes transitoires lors de la fermeture :

- l'enclenchement et le réenclenchement de lignes à vide ou terminées par un transformateur à vide,
- la mise sous tension de transformateurs à vide, d'inductances de compensation ou de transformateurs chargés par des inductances,
- la mise sous tension de batteries de condensateurs,
- le réenclenchement sur défaut permanent,
- l'apparition de défauts.

Mais également lors de l'ouverture de circuits :

- les courants capacitifs dus à des lignes et câbles à vide ou terminés par des batteries de condensateurs,
- les faibles courants inductifs dus à des transformateurs à vide ou chargés par des inductances de compensation,
- les forts courants dus à l'élimination d'un défaut ou une perte de charge.

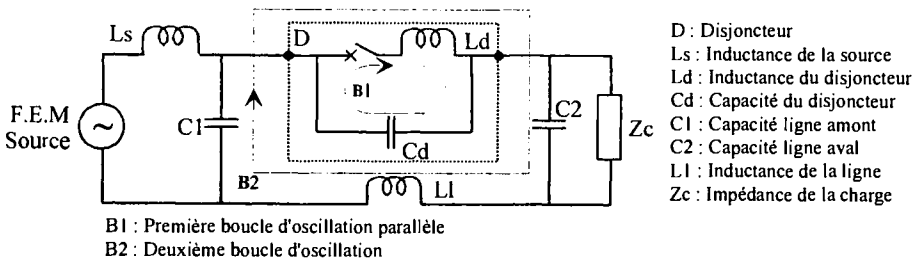


Figure 8.6. Le circuit équivalent pour l'étude des phénomènes liés à l'ouverture d'un disjoncteur

En général, les charges sont essentiellement résistives et permettent un fort amortissement des phénomènes transitoires (disparition rapide et faibles surtensions). Cependant, si la charge est inductive, les énergies contenues dans les éléments inductifs et capacitifs vont s'échanger sans être fortement amortis par des éléments résistifs (figure 8.6).

Les inductances et les capacités intrinsèques aux câbles et à l'appareillage forment des circuits oscillants de fréquences élevées excités par les transitoires d'ouverture ou de fermeture. La figure 8.7 donne un exemple de surtension de manœuvre, ces phénomènes sont très complexes à étudier.

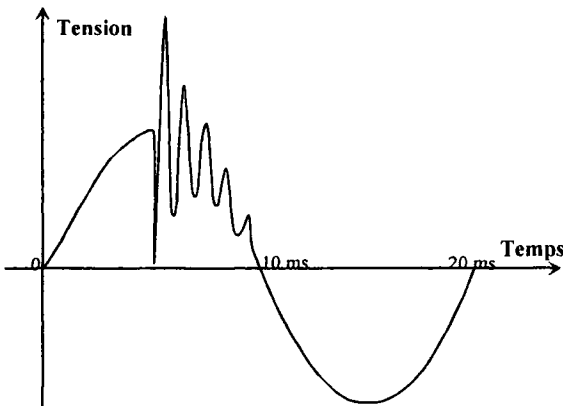


Figure 8.7. Exemple de surtension de manœuvre

8.1.3. Les surtensions atmosphériques

La foudre

L'orage est un phénomène naturel connu de tous, spectaculaire et dangereux. Les orages sont en France la cause de 10 % des incendies, ils causent par an la mort de 40 personnes et de 20 000 animaux, et sont à l'origine de 50 000 coupures d'électricité et de téléphone. Les réseaux aériens sont les plus exposés aux surtensions et aux surintensités d'origine atmosphérique. Les coups de foudre sont généralement négatifs (nuage négatif et terre positive). Environ 10 % sont de polarité inverse, mais ce sont les plus violents. La figure 8.8 donne un exemple de surtension atmosphérique.

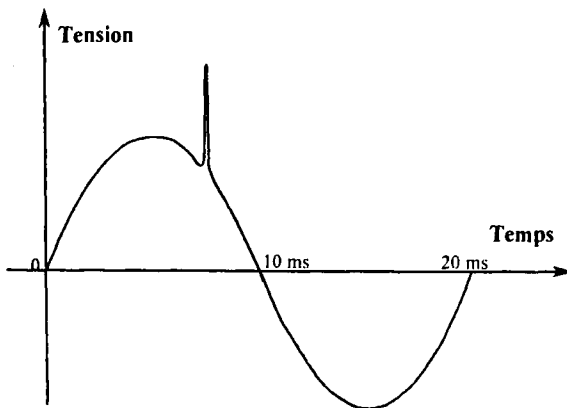


Figure 8.8. Exemple de surtension due à la foudre

La propagation des surtensions

Quelle que soit son origine une surtension va se propager dans un réseau le long des lignes électriques ou des câbles. Les lignes et câbles peuvent se modéliser par unité de longueur par un schéma équivalent suivant (voir également chapitre 10).

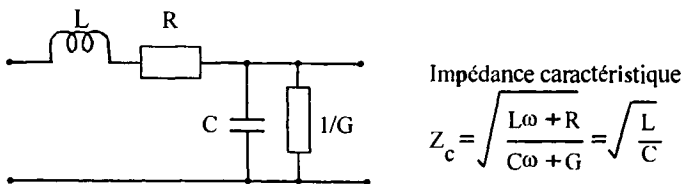
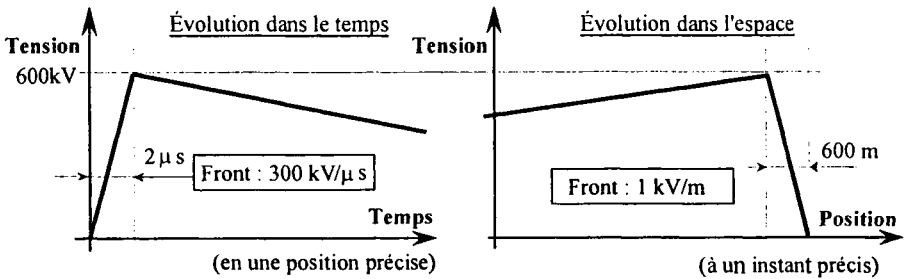


Figure 8.9. La modélisation d'une ligne électrique ou d'un câble

Aux fréquences élevées, correspondant à l'analyse spectrale d'un front d'onde, les éléments inductifs et capacitifs deviennent prépondérants devant les résistances et les conductances, l'impédance caractéristique de la ligne vaut $Z_c = \sqrt{L/C}$. Pour les lignes H.T.B : $Z_c \approx 300 \Omega$ à 500Ω et pour les lignes H.T.A : $Z_c \approx 1000 \Omega$. La vitesse de propagation est proche de celle de la lumière de l'ordre de $300\,000 \text{ km/s}$, soit également 300 m/ms .

Le front de montée des chocs de foudre retenu par les normes est de $1,2 \mu\text{s}$ pour la tension et de 8 ms pour le courant ; suivi d'une descente en $50 \mu\text{s}$ voir figure 8.10.



Pour les coups de foudre la distinction est généralement faite entre les coups de foudre directs touchant directement les conducteurs, et les coups de foudre indirects tombant à proximité des lignes électriques.

Les coups de foudre directs

Ils se caractérisent par une injection d'une onde de courant de plusieurs dizaines de kiloampères, dont la puissance instantanée peut faire fondre les conducteurs. L'impédance homopolaire d'une ligne étant de l'ordre de 300Ω à $1\,000 \Omega$, la tension atteint des valeurs de plusieurs millions de volts, qui ne peuvent être supportés par les isolateurs ou l'appareillage. Il y a claquage de la distance d'isolation et amorçage d'un défaut à la terre.

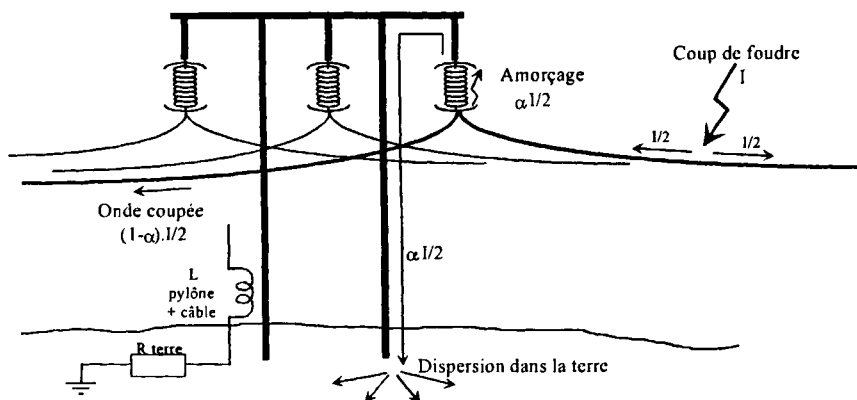


Figure 8.11. La propagation d'un coup de foudre sur une ligne électrique

Du fait de l'atténuation de l'onde de tension au cours de sa propagation sur la ligne, les amorçages dus à des surtensions supérieures à 150 kV sont très rares à l'entrée des postes électriques 20 kV. Toutefois, les lignes électriques aériennes sont pourvues de câbles de garde à proximité des postes électriques, de manière à ne subir que des coups de foudre indirects.

Les coups de foudre indirects

Lorsqu'un coup de foudre a lieu sur un support ou à proximité d'une ligne, il peut provoquer d'importantes surtensions par conduction ou par induction :

- si le coup de foudre a lieu sur le pylône ou le câble de garde, la résistance de la prise de terre du pylône et l'inductance propre du pylône et du câble limitent l'évacuation du front d'onde du courant. Il s'ensuit une importante élévation de potentiel au point d'accrochage des isolateurs par rapport à la terre et aux phases du réseau. Il peut alors survenir le claquage de la distance d'isolation et un amorçage possible en retour ;
- si le coup de foudre a lieu à proximité de la ligne, l'éclair provoque une variation extrêmement rapide du champ électromagnétique induisant des surtensions. Les fronts d'ondes sont similaires en forme et en amplitude à ceux obtenus lors d'un coup de foudre direct.

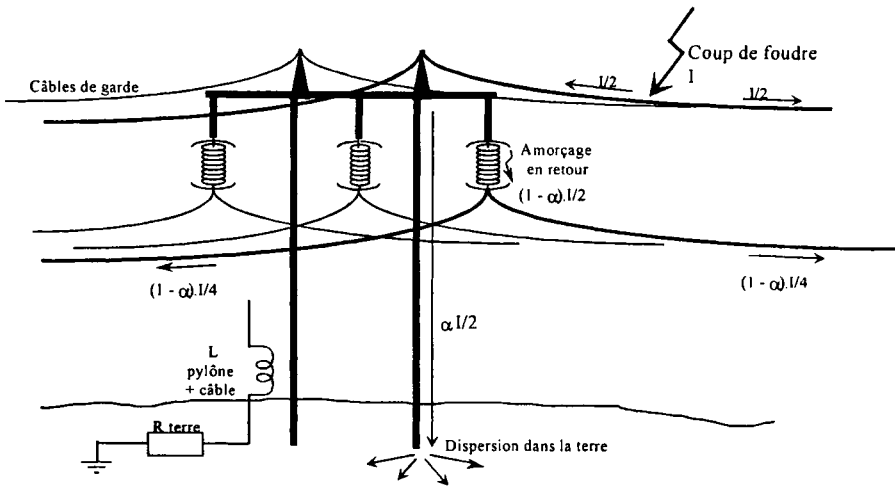


Figure 8.12. La propagation d'un coup de foudre sur une ligne électrique

8.2. La coordination d'isolement

8.2.1. Définition

La coordination de l'isolement a pour but de déterminer les caractéristiques d'isolement nécessaires et suffisantes des divers constituants d'un réseau en vue d'obtenir une tenue homogène aux tensions normales, ainsi qu'aux surtensions de diverses origines. Son but est donc de s'assurer de la fiabilité des installations vis-à-vis des surtensions tout en minimisant les coups financiers d'investissement et de fonctionnement.

8.2.2. Principe

Etudier la coordination de l'isolement d'une installation électrique c'est donc définir, à partir des niveaux de tension et surtensions susceptibles d'être présents sur cette installation, un ou des niveaux de protection contre les surtensions. Les matériels de l'installation et les dispositifs de protection sont alors choisis en conséquence, comme le montre la figure 8.13.

Le niveau de protection est déduit des conditions d'installation, d'environnement et d'utilisation du matériel. L'étude de ces conditions permet de déterminer le niveau de surtension qui pourra solliciter le matériel durant son utilisation. Le choix du niveau d'isolement adapté permettra de s'assurer que pour les surtensions à fréquence industrielle et les surtensions de manœuvre, le niveau d'isolement ne sera jamais

dépassé ; et que, pour les surtensions atmosphériques, un compromis doit être fait entre le niveau d'isolement, le niveau de protection des parafoudres et le risque de défaillance admissible. Pour bien comprendre les niveaux de protection apportés par les éléments de protection contre les surtensions il convient de bien connaître leurs caractéristiques.

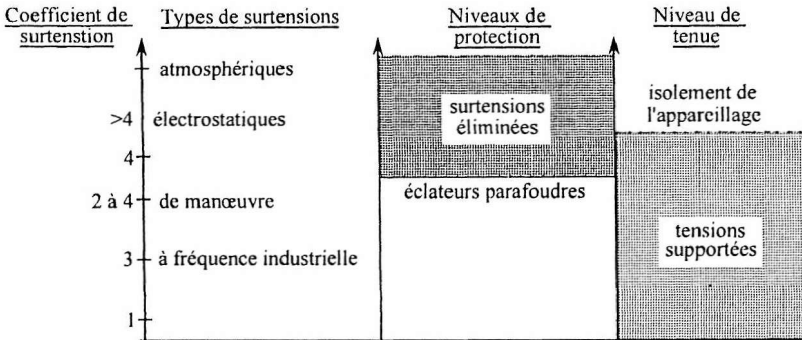


Figure 8.13. Le niveau de protection et la tenue de l'appareillage en fonction des surtensions probables

8.2.3. La séparation des différents niveaux de tension

Le défaut d'isolement d'un câble peut créer par contact un niveau de surtension très important sur des canalisations électriques de tension inférieure, et dont le niveau d'isolement n'est pas prévu pour supporter une telle contrainte. C'est pourquoi il est interdit de faire passer dans un même conduit des câbles de niveaux d'isolement différents. En pratique, il est nécessaire d'installer les différentes canalisations électriques dans des conduits différents. De plus, cette disposition a l'avantage d'atténuer les éventuels problèmes de compatibilité électromagnétique.

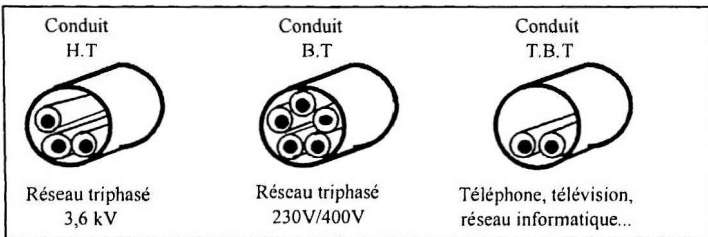


Figure 8.14. La séparation des canalisations en fonction des niveaux d'isolation

8.3. La protection contre les surtensions

Les éclateurs et parafoudres sont les dispositifs utilisés pour écrêter, limiter les surtensions transitoires de forte amplitude. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de foudre.

8.3.1. Les éclateurs

Utilisés en H.T.A et en H.T.B, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des transformateurs H.T-B.T. Leur rôle est de constituer un point dont le niveau d'isolation est faible mais maîtrisé, afin qu'un amorçage éventuel, s'il doit apparaître, s'y produise systématiquement.

Les éclateurs actuels comportent deux « cornes » permettant d'allonger l'arc, de faciliter le rétablissement des qualités diélectriques par désionisation de l'intervalle d'amorçage, et d'aboutir dans certains cas à l'extinction. La distance entre les deux électrodes permet d'ajuster le niveau de protection.

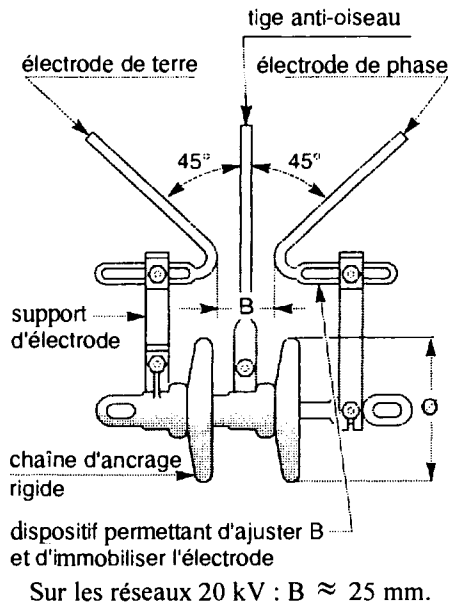


Figure 8.15. Un éclateur H.T.A avec tige anti-oiseaux (Doc. Schneider)

Ce dispositif est simple, économique et efficace, mais les inconvénients sont nombreux :

- la tension d'amorçage présente une dispersion importante. En effet, elle dépend fortement des conditions atmosphériques ; des variations de plus de 40 % ont pu être observées ;
- le niveau d'amorçage dépend aussi de l'amplitude de la surtension ;
- le retard à l'amorçage est d'autant plus long que la surtension est faible. Dans ces conditions il est possible qu'une onde de choc provoque l'amorçage d'un appareil dont la tension de tenue est supérieure à celle de l'éclateur pour peu que cet appareil présente un retard à l'amorçage plus faible figure 8.16 ;
- après amorçage, l'ionisation entre les électrodes maintient l'arc qui est alors alimenté par la tension du réseau et peut donner lieu à un courant de fuite à fréquence industrielle. Ce courant de défaut correspond à un défaut franc à la terre qui est systématiquement éliminé par les protections prévues et calculées à cette effet ;
- l'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements de transformateurs ou de moteurs situés à proximité.

Encore en place sur les réseaux, les éclateurs sont aujourd'hui de plus en plus remplacés par des parafoudres.

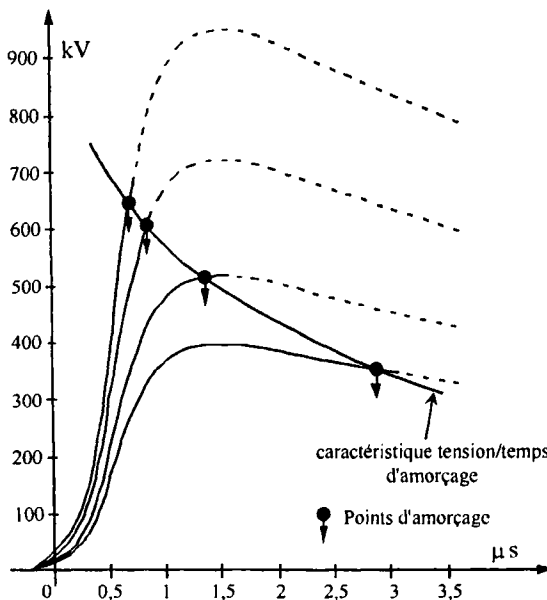


Figure 8.16. Le comportement d'un éclateur à pointes en fonction de la valeur crête pour un choc de foudre normalisé

8.3.2. Définition de l'effet varistance

L'effet varistance est défini comme étant la propriété de tout corps dont la résistance électrique varie d'une façon non linéaire avec la tension appliquée à ses bornes. En d'autres termes, la relation courant tension peut être exprimée dans un intervalle de courant donné par la relation : $I = K.V^\alpha$, où K représente une constante dépendant de la géométrie de la pièce et de la technologie utilisée et α le coefficient de non-linéarité. L'effet est d'autant plus prononcé que la valeur du coefficient est élevée. Le cas idéal (et théorique) est représenté sur la figure 8.17 où $\alpha = \infty$ alors qu'un matériau linéaire possède une relation $I = f(V)$ correspondant à la loi d'Ohm bien connue pour $\alpha = 1$.

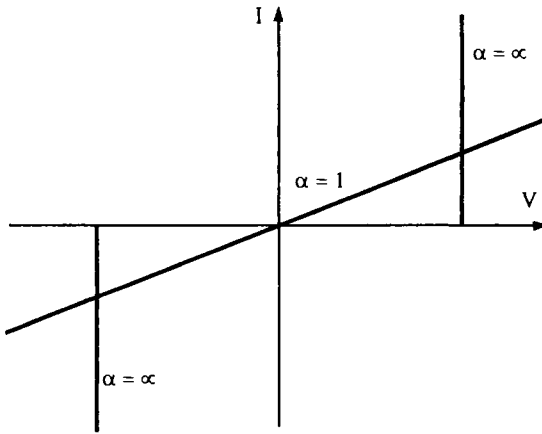


Figure 8.17. L'évolution des caractéristiques en fonction du coefficient de non-linéarité

Le cas réel est compris entre ces deux cas extrêmes et se trouve représenté figure 8.18. Nous pouvons remarquer que dans le cas de varistances à base d'oxyde de zinc la courbe $I = f(V)$ est symétrique par rapport à l'origine.

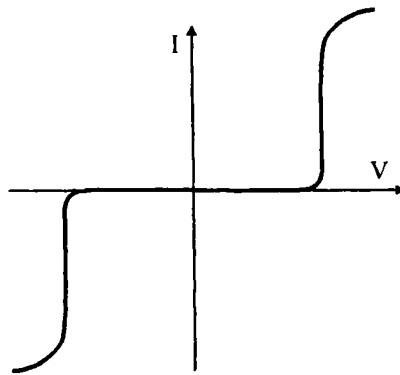


Figure 8.18. Les caractéristiques réelles d'une varistance

8.3.3. Varistances à base d'oxyde de zinc

La constitution du matériau

Les varistances à base d'oxyde de zinc sont des matériaux céramiques constitués de cristaux semi-conducteurs à base d'oxyde de zinc (de faible résistivité) liés entre eux par des oxydes métalliques (Bi_2O_3 , MnO , Sb_2O_3 , etc.). Cette liaison de différents matériaux est le cœur de l'effet varistance dont le principal effet est que sa résistivité électrique est une fonction non linéaire de la tension appliquée. La figure 8.19 montre l'état macroscopique du matériau ainsi obtenu. Les joints entre les grains (plusieurs millions) forment un réseau série-parallèle de résistances et de capacités, et apparaissent globalement comme un semi-conducteur multijonction.

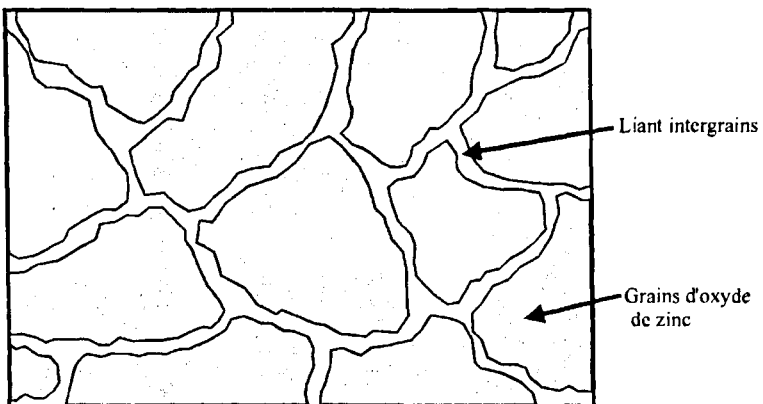


Figure 8.19. La constitution d'une varistance

On observe expérimentalement que la chute de tension (sous 1 mA) est de **3 volts** environ au niveau du joint entre les grains. La chute de tension totale pour l'épaisseur du matériau sera proportionnelle au nombre **N** de joints entre les grains.

$V_{1mA} \approx 3N$ avec $N = e/L$, où L représente la dimension moyenne d'un grain d'oxyde de zinc et e l'épaisseur du matériau. Soit en définitive :

$$V_{1mA} \approx 3e/L$$

Ainsi avec une épaisseur de 1 mm et une dimension moyenne des grains d'oxyde de zinc de $L = 20$ mm, nous obtenons une tension de 150 V pour un courant de 1 mA. La valeur désirée de la tension sous 1 mA peut donc être obtenue soit en agissant sur l'épaisseur du disque, soit en contrôlant la dimension moyenne des grains d'oxyde de zinc.

Le schéma électrique équivalent

Le comportement d'une varistance à base d'oxyde de zinc peut être modélisé par le schéma figure 8.20. La résistance r représente la résistance équivalente à l'ensemble des grains d'oxyde de zinc, et la résistance ρ correspond à celle du liant et dont la valeur varie essentiellement avec la tension appliquée. La capacité C_p correspond à la capacité équivalente de l'ensemble des microcapacités intergrains.

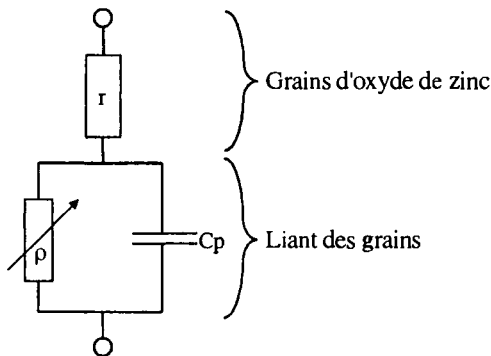


Figure 8.20. *Le schéma équivalent d'une varistance*

Lorsque la tension appliquée est faible, la résistivité de la couche de liant est très élevée, et le courant traversant la céramique est très faible (zone **I**). Lorsque la tension croît, la résistance ρ diminue, la varistance commence à conduire (zone **II**). Enfin, à partir d'une certaine valeur de la tension, la résistance ρ devient inférieure à r et la varistance à un comportement ohmique (zone **III**).

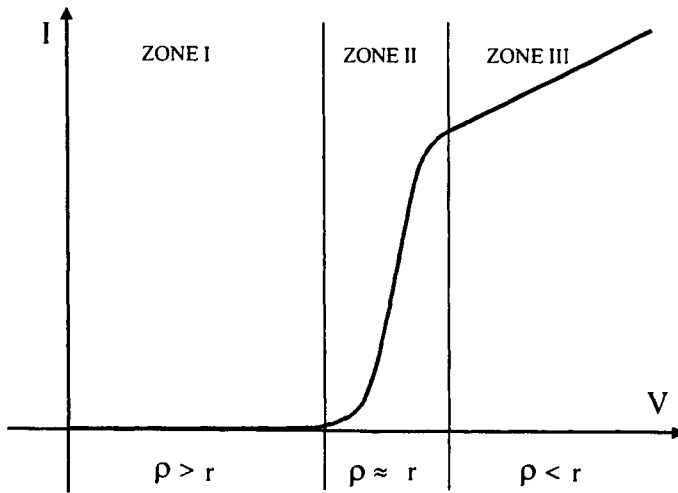


Figure 8.21. Les différentes zones de fonctionnement d'une varistance

L'influence de la température sur la caractéristique $I = f(V)$

Les courbes $I = f(V)$ en fonction de la température sont représentées sur la figure 8.22. Pour de faibles tensions appliquées, les courants de fuite de l'ordre du microampère sont très sensibles à la température et augmentent avec elle.

Pour des tensions plus élevées correspondant à la zone normale d'utilisation, le courant est très peu dépendant de la température. Le coefficient de température de la tension mesurée sous 1 mA est $K = (\Delta V/V)/\Delta T$, sa valeur est négative et généralement inférieure à $-5.10^{-4}/^{\circ}\text{C}$.

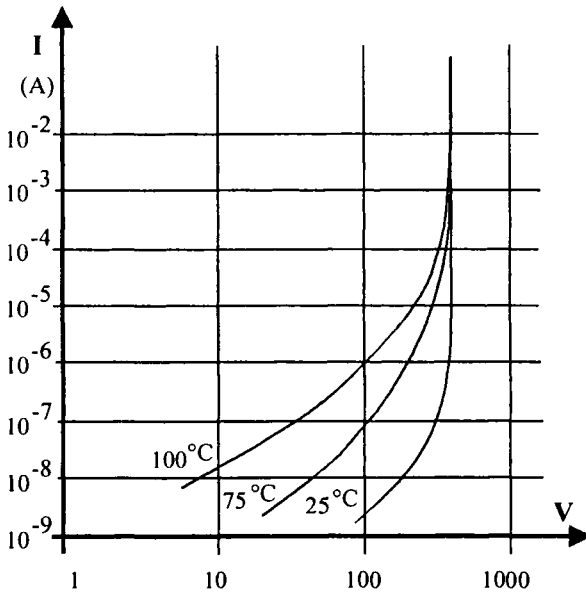


Figure 8.22. L'influence de la température sur une varistance

Les caractéristiques d'une varistance

Le choix d'une varistance pour une application spécifique doit être guidé par la prise en compte des caractéristiques :

- la tension d'utilisation alternative ou continue,
- le courant de fuite sous la tension d'utilisation,
- la valeur d'écrtage de la tension pour un courant donné,
- le courant maximum admissible par la varistance,
- la puissance instantanée maximum dissipée par la varistance,
- la puissance moyenne à dissiper.

La tension nominale d'utilisation

La tension nominale d'utilisation correspond à l'état de repos de la varistance. A cette tension de repos correspond un courant de repos qui doit être faible afin de limiter la consommation de l'élément protecteur et de ne pas perturber le circuit à protéger. Généralement les courants de repos ont des valeurs de l'ordre de quelques micro-ampères ou moins.

Si nous comparons la puissance dissipée P_A dans le cas d'une tension sinusoïdale de valeur crête V_p , à celle dissipée P_c pour une tension appliquée continue de même valeur V_p , nous savons que la puissance dissipée en continu est environ sept fois plus élevée que celle dissipée par un signal sinusoïdal de même valeur crête.

La tension d'écrêtage

C'est la tension résiduelle maximum V_p qui s'établit aux bornes d'une varistance lorsque celle-ci est traversée par un courant I_p . Elle constitue une indication sur l'aptitude de la varistance à la fonction de protection.

Le courant crête admissible

La valeur nominale de ce courant doit être définie pour une utilisation en protection. Les surtensions que doivent éliminer les varistances sont de deux types :

- les surtensions de manœuvre dues aux modifications de topologie d'exploitation du réseau, ou au fonctionnement de ses protections ;
- les surtensions atmosphériques dues à la foudre.

De tels phénomènes sont très complexes à étudier, aussi pour connaître les caractéristiques exactes des varistances et normaliser les essais, les constructeurs ont recours à des ondes de chocs bien précises. Voir, pour exemple, les courbes de la figure 8.23.

C'est pour cela que la valeur du courant crête admissible pour une varistance est définie aussi pour un type d'onde donné (8 x 20 μ s, 10 x 1 000 μ s, etc.). Le courant crête correspond alors à une variation maximum de 10 % de la tension mesurée sous 1 mA continu après un choc de courant. Ceci correspond à une utilisation maximale du composant sans destruction.

Le courant crête admissible est en première approximation proportionnel à la surface des électrodes de la varistance. Il dépend également du nombre de chocs de courant que subit la varistance, le courant crête admissible sera d'autant plus élevé que le nombre de chocs sera faible.

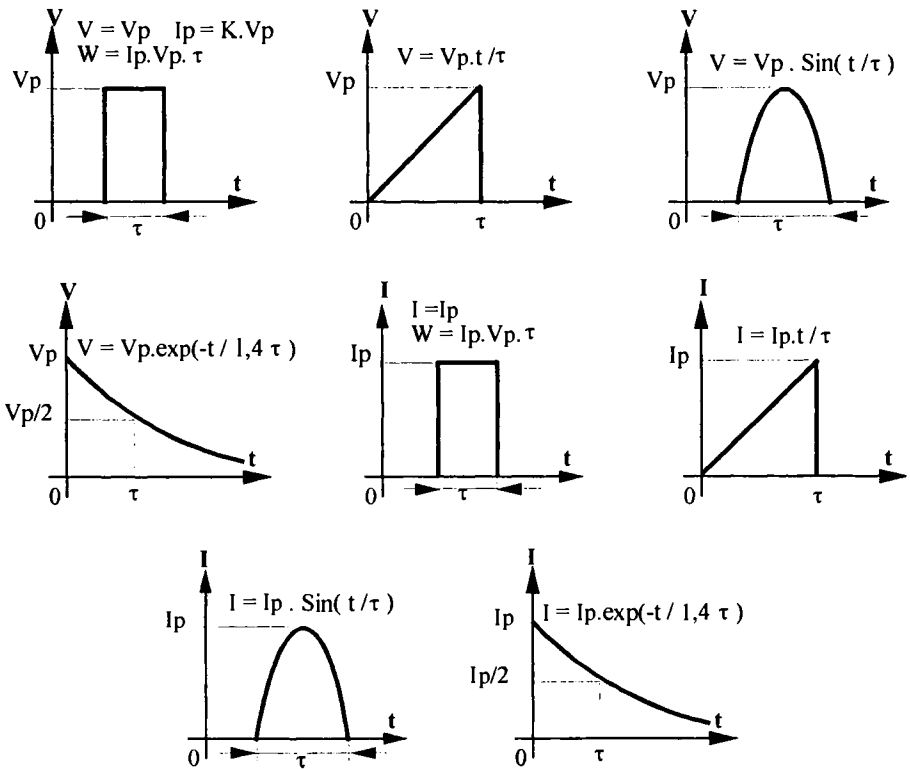


Figure 8.23. Les différentes ondes de chocs

La puissance crête admissible

La notion de puissance crête admissible concerne beaucoup plus l'état de « fonctionnement » de la varistance que son état de « repos » où la puissance moyenne est la notion dominante. Sauf cas particulier, les surtensions se produisent d'une manière aléatoire et non à une fréquence de répétition élevée. Le vieillissement de la varistance sera, par conséquent, lié à l'énergie du transitoire définie par les valeurs du courant et de la tension crête ainsi que la forme de l'impulsion. Si la varistance absorbe une puissance crête supérieure à la valeur maximale admissible, on peut observer les modifications suivantes :

- le courant de fuite est plus élevé,
- la tension sous 1 mA a diminué,
- le coefficient α de non-linéarité a diminué.

Si la puissance crête croît bien au-delà de la valeur maximale, les caractéristiques se dégradent de façon telle que la varistance présente une résistance très faible même sous la tension nominale. La puissance crête admissible pour une varistance donnée est principalement liée au volume du composant.

La puissance moyenne admissible dissipée à l'état de repos

Compte tenu des valeurs élevées du coefficient α , une attention particulière doit être portée sur la puissance dissipée en fonction d'une variation possible de la tension de repos. En effet, si nous partons de la relation : $I = K.V^\alpha$, la puissance moyenne dissipée par la varistance est donnée par la relation : $P = V.I = K.V^{\alpha+1}$. Dans le cas où la tension sinusoïdale appliquée est de valeur crête identique à la valeur de la tension continue, nous avons alors $P_{\text{Alternatif}} = \alpha.P_{\text{Continue}}$. Une faible variation de la tension de repos peut entraîner une variation d'autant plus forte de la puissance dissipée que l'exposant α est élevé.

Pratiquement, une variation de 10 % de la tension nominale accroît la puissance dissipée d'un facteur 20 pour un coefficient α de 30, et d'un facteur 150 pour un facteur α de 50.

La puissance moyenne admissible dissipée durant l'état de repos

Si les transitoires auxquels est soumise la varistance sont répétés à une fréquence suffisamment élevée, il s'ensuivra une élévation ΔT de la température moyenne de la pièce qui est donnée par l'expression : $\Delta T = P/\delta$ où P représente la puissance moyenne dissipée qui est fonction de l'énergie de l'impulsion et de sa fréquence de répétition, et δ représente le facteur de dissipation de la pièce dans l'air. Cette élévation de la température doit rester inférieure à un seuil donné par le constructeur sous peine de dégradation de la résine d'enrobage du composant ou même d'emballage thermique de la céramique.

Le temps de réponse des varistances à oxyde de zinc

Ce temps de réponse est celui correspondant aux mécanismes de conduction propres aux semi-conducteurs, en conséquence sa valeur est très faible et inférieure à la nanoseconde. Cependant le temps de réponse se trouve modifié pour plusieurs raisons :

- il existe des capacités parasites dues aux joints entre les grains d'oxyde de zinc ;
- il apparaît un phénomène de « dépassement » de la tension lorsque la varistance est soumise à une tension présentant un front de montée très rapide ; ce qui entraîne une pointe de tension dynamique supérieure de quelques points à la tension statique ;
- l'impédance du circuit extérieur peut influencer sur le temps de réponse.

En général, le temps de réponse d'une varistance à base d'oxyde de zinc reste inférieur à 50 nanosecondes.

8.3.4. Les applications des varistances

Le principe de fonctionnement

Les varistances à base d'oxyde de zinc sont principalement utilisées comme élément de protection des composants ou d'équipements soumis à des perturbations électriques d'origine accidentelle ou non. Plus précisément, on distingue deux types de perturbations : celles qui sont contrôlables (commutation de circuits inductifs ou capacitifs) et celles qui sont aléatoires (coup de foudre, variation du réseau d'alimentation, élimination d'un défaut, etc.).

La fonction « protection » est liée à la caractéristique non linéaire $I = f(V)$ de la varistance. Cet élément est toujours monté en parallèle sur l'ensemble E à protéger.

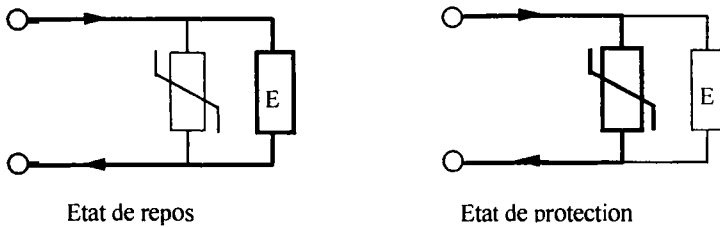


Figure 8.24. La protection d'un ensemble par une varistance

A l'état de repos, la varistance présente une impédance très élevée (plusieurs dizaines de mégohms) vis-à-vis de l'élément à protéger et ne modifie pas les caractéristiques du circuit électrique. En présence d'un transitoire, la varistance présente alors une impédance très faible (quelques ohms) et court-circuite l'élément à protéger E . Dans le cas d'un choc de courant de valeur crête I_p , la tension aux bornes de l'élément E à protéger est d'autant plus faible que le coefficient non linéaire α est élevé. En cas de choc de tension V_s , la varistance limitera la tension à une valeur V_p aux bornes de l'élément E par l'intermédiaire de la résistance R_t du générateur de Thévenin équivalent à la source.

Afin d'illustrer la fonction « protection » des varistances à base d'oxyde de zinc, nous donnerons deux exemples typiques d'applications.

La protection d'un relais

Il est bien connu que la coupure brusque d'un circuit inductif provoque une surtension pouvant entraîner une détérioration prononcée des contacts d'un relais due à l'apparition d'un arc. Des surtensions de plusieurs milliers de volts peuvent apparaître aux bornes des contacts de relais non protégés. Cet inconvénient peut être éliminé en limitant la surtension due à l'ouverture du circuit inductif à un niveau tel qu'elle ne puisse générer un arc. Cette limitation est réalisée par la mise en parallèle d'une varistance à base d'oxyde de zinc aux bornes du relais caractérisé par son inductance L et sa résistance R .

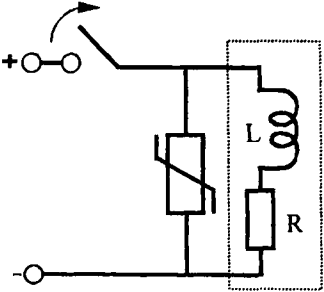


Figure 8.25. *La protection d'un relais ou d'une charge RL*

La protection d'un pont de diodes redresseur

Les éléments redresseurs semi-conducteurs (diodes au silicium, thyristors, GTO, etc.) sont particulièrement sensibles aux transitoires et doivent être protégés de façon à ce que la valeur des surtensions soit limitée à des niveaux tels qu'elles ne présentent aucun danger pour de tels composants. Un exemple de protection d'un pont de diodes redresseur est représenté schématiquement à la figure 8.26. La varistance est montée au secondaire du transformateur et à l'entrée du pont redresseur.

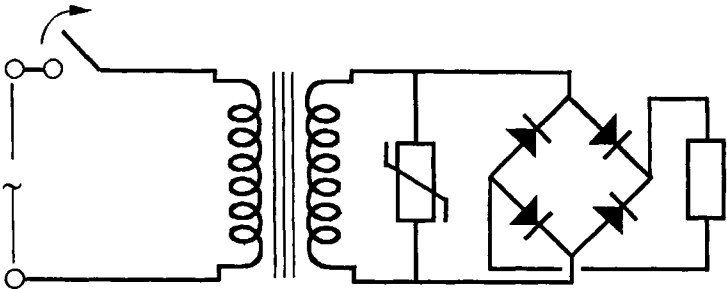


Figure 8.26. *La protection d'un pont de diodes*

Si le courant magnétisant du transformateur est coupé à l'instant où sa valeur est maximum, en cas de l'absence d'une charge, une tension dix fois supérieure à la valeur nominale crête peut apparaître aux bornes secondaires du transformateur. Cette surtension prohibitive pour les semi-conducteurs sera limitée par la présence de la varistance qui absorbera l'énergie magnétique correspondante. La même varistance peut également protéger le pont redresseur contre les surtensions provenant du réseau, et se propager au secondaire à travers les capacités parasites du transformateur.

Un autre cas pratique à considérer concerne la fermeture du circuit primaire. Si le circuit est fermé à l'instant où la tension primaire est maximum, la tension secondaire peut alors être deux fois supérieure à sa valeur en régime normal. Bien que ce cas soit moins dangereux que le précédent, il peut cependant conduire à la détérioration des diodes. Le montage en parallèle d'une varistance permet de limiter cette surtension à une valeur telle qu'elle n'entraîne aucune dégradation des semi-conducteurs.

Le parafoudre en tête d'installation pour limiter les surtensions

Destiné à protéger les installations alimentées par des lignes aériennes immédiatement après le disjoncteur d'abonné, le parafoudre protège les installations de catégorie II ayant un niveau d'isolation de 2 500 V. En effet, pour un courant de décharge de 5 kA pour une onde de 8/20 μ s, la tension résiduelle est inférieure à 2 500 V par rapport à la terre. Pour pouvoir fonctionner, le parafoudre doit être raccordé au bornier de terre du tableau électrique ; et pour pouvoir être efficace vis à vis de fronts d'ondes raides, les longueurs de raccords doivent être les plus petites possibles (1 mètre de câble présente une inductance de 1 μ H). Le parafoudre peut absorber une puissance instantanée de $5 \text{ kA} \times 2\,500 \text{ V} = 12,5 \text{ MW}$ pendant le front d'onde de 8/20 μ s. Alors que le courant de fuite sous tension nominale 220 V_{efficace} est inférieur à 1 mA.

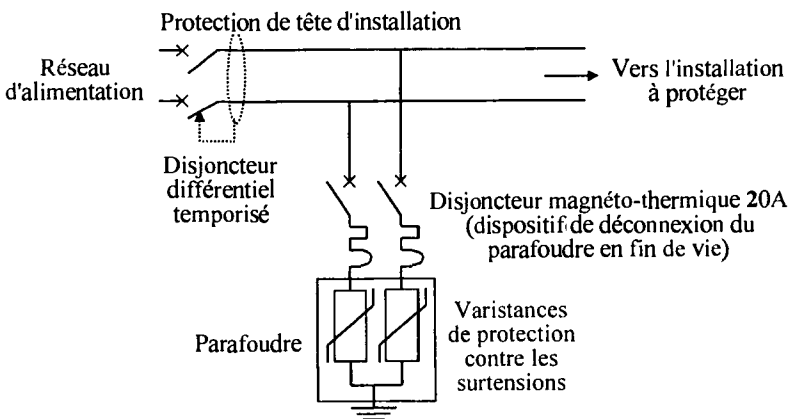


Figure 8.27. La protection d'une installation monophasée par un parafoudre

Le disjoncteur de tête d'installation ainsi que le disjoncteur de protection du parafoudre n'ont pas le temps de s'ouvrir pendant le passage du front d'onde. Le disjoncteur de protection du parafoudre protège le montage contre un défaut persistant sur les varistances après limitation d'une surtension.

Dans le cas d'une installation triphasée l'installation d'un parafoudre dépend du régime du neutre, comme présenté figure 8.28 à figure 8.31.

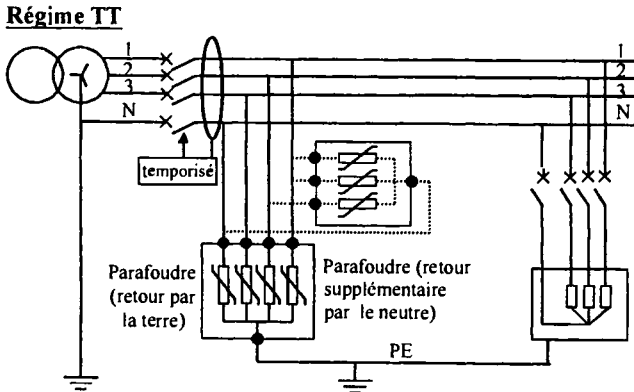


Figure 8.28. La protection des installations triphasées en régime TT par parafoudres

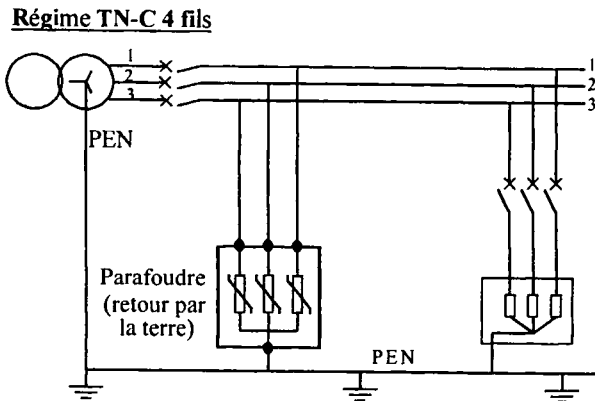


Figure 8.29. La protection des installations triphasées en régime TN-C par parafoudres

Régime TN-S 5 fils

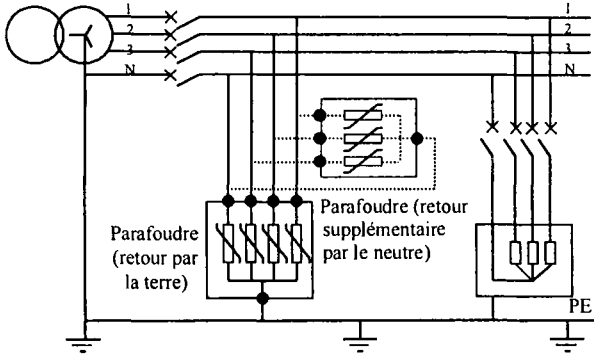


Figure 8.30. La protection des installations triphasées en régime TN-S par parafoudres

Régime IT

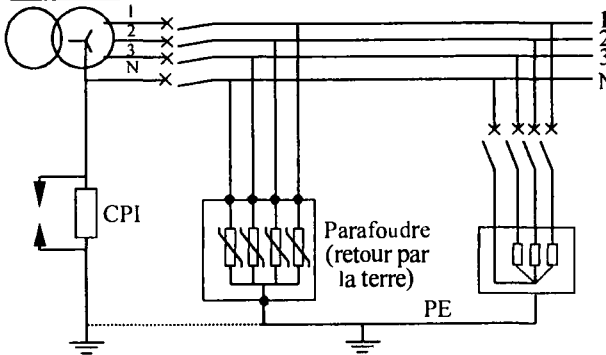


Figure 8.31. La protection des installations triphasées en régime IT par parafoudres

La protection de matériels très sensibles, protection en cascade

En fait, sur une installation de qualité de nombreux parafoudres sont installés :

- en protection du transformateur d'alimentation ;
- en tête d'installation B.T (parafoudre principal) ;
- sur les départs alimentants des appareils sensibles (parafoudre secondaire) ;
- à l'entrée des appareils électriques et surtout électroniques.

Tous ces éléments contribuent à l'élimination des surtensions.

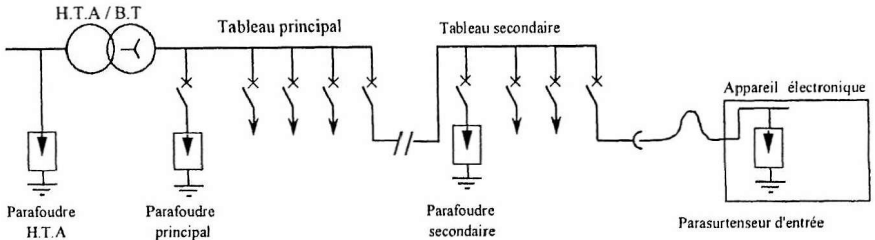


Figure 8.32. La cascade des protections d'une installation

Le parafoudre haute-tension pour protéger l'appareillage H.T

Utilisés en H.T.A et en H.T.B, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés, particulièrement à l'entrée des transformateurs H.T-B.T et des câbles H.T. Leur rôle est de constituer un point dont le niveau d'isolation est faible mais maîtrisé, afin qu'un amorçage éventuel s'il doit apparaître s'y produise systématiquement. La figure 8.33 présente la structure interne d'un parafoudre H.T, où l'on peut distinguer les différents blocs d'oxyde de zinc, l'enveloppe porcelaine et les conduits d'évacuation des dégagements gazeux en cas de défaut interne.

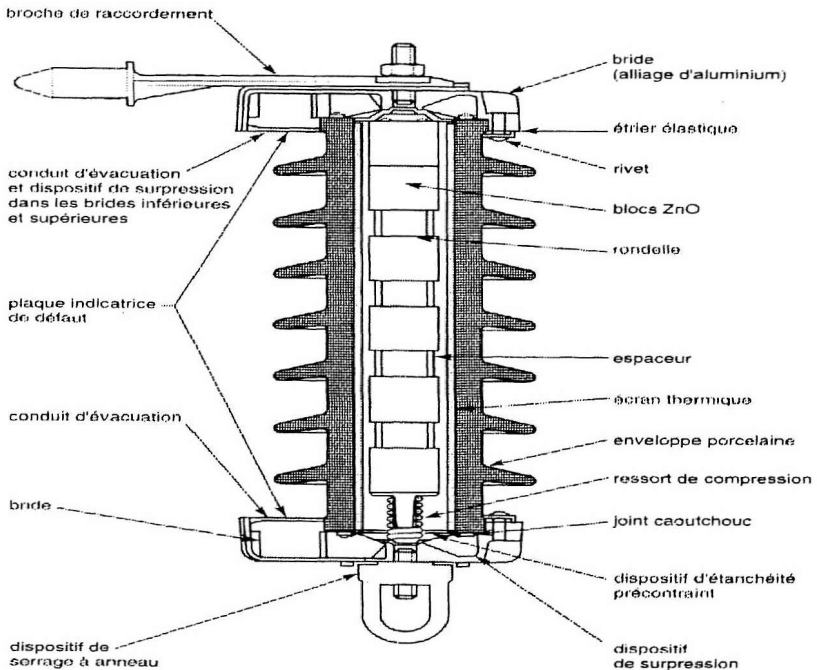


Figure 8.33. Exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour un réseau 20 kV (Doc. Schneider)

8.4. Les différentes catégories d'installations vis-à-vis des surtensions

La catégorie de surtension d'une installation (appelée aussi catégorie d'installation) est définie par le niveau de protection contre les surtensions. Ces surtensions peuvent être produites par des phénomènes transitoires tels que la foudre, l'arrêt d'un moteur ou d'un transformateur. Les niveaux de surtensions dépendent de la catégorie d'installation et de la tension assignée phase-terre. Les appareils doivent d'autant plus protéger les utilisateurs contre les surtensions transitoires que la tension phase-terre du réseau et la catégorie d'installation sont élevées.

- Catégorie I :** Appareils alimentés par un transformateur d'isolement.
Catégorie II : Appareils domestiques ou de laboratoire à brancher sur les prises électriques 230 V.
Catégorie III : Appareils de tests et de mesures pour les installations domestiques ou industrielles.
Catégorie IV : Appareils utilisés dans les postes de distribution EDF.

Tensions alternatives ou continues	Tensions de tenue aux chocs			
	CAT. I	CAT. II	CAT. III	CAT. IV
50 V	300 V	500 V	800 V	1 500 V
100 V	500 V	800 V	1 500 V	2 500 V
150 V	800 V	1 500 V	2 500 V	4 000 V
300 V	1 500 V	2 500 V	4 000 V	6 000 V
600 V	2 500 V	4 000 V	6 000 V	8 000 V
1 000 V	4 000 V	6 000 V	8 000 V	12 000 V

Tableau 8.1. Les tensions de tenue aux chocs en basse-tension

La figure 8.34 donne une illustration des différentes catégories d'isolation des installations. Lorsqu'une onde de tension résultant d'un coup de foudre traverse un transformateur, elle se transmet essentiellement par couplage capacitif et se trouve très atténuée du côté B.T. En général les surtensions induites en B.T sont inférieures à 7 kV. Des tests montrent que sur un réseau B.T, 91 % des surtensions ne dépassaient pas 4 kV et 98 % des surtensions ne dépassaient pas 6 kV.

Le tableau 8.2 donne les niveaux d'isolement normalisés auxquels sont éprouvés les matériels pour les réseaux dont les tensions efficaces sont comprises entre 1 et 765 kV.

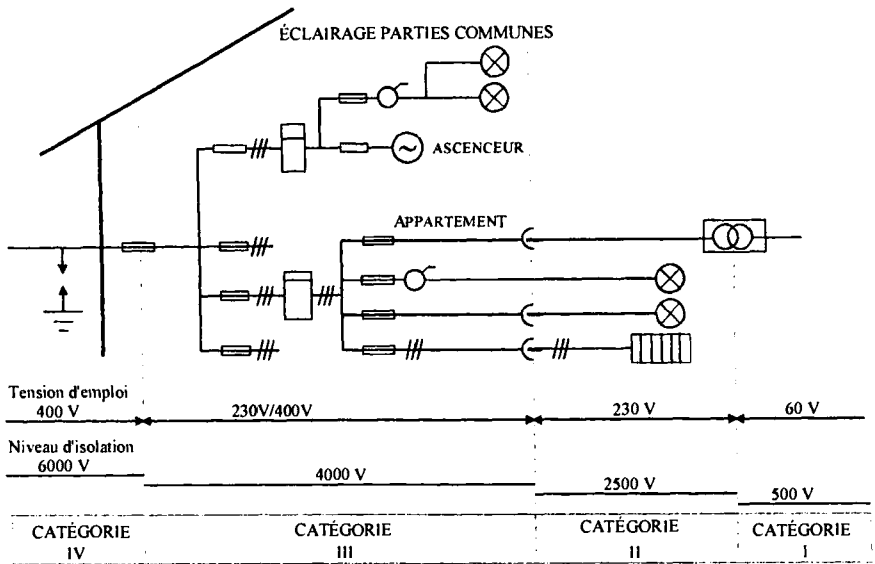


Figure 8.34. Exemple de catégories d'installations rencontrées dans un immeuble d'habitation

Tensions alternatives unominal maximum en kV efficace	Tensions de tenue à 50 Hz en kV efficace	Tensions de tenue aux chocs de foudre
3,6 kV	10 kV	20 kV/40 kV
7,2 kV	20 kV	40 kV/60 kV
12 kV	28 kV	60 kV/75 kV/95 kV
17,5 kV	38 kV	75 kV/95 kV
24 kV	50 kV	95 kV/125 kV/145 kV
36 kV	70 kV	145 kV/170 kV
52 kV	95 kV	250 kV
72,5 kV	140 kV	325 kV
123 kV	230 kV	450 kV/550 kV
145 kV	250 kV/275 kV	550 kV/650 kV
170 kV	275 kV/325 kV	650 kV/750 kV
245 kV	360 kV/395 kV/460 kV	850 kV/950 kV/1050 kV
300 kV	460 kV	1 050 kV
362 kV	510 kV	1 175 kV
420 kV	1 050 kV	1 300 kV
525 kV	680 kV	1 425 kV
765 kV	460 kV	1 800 kV

Tableau 8.2. Les tensions de tenue aux chocs (H.T)

8.5. Les différentes classes d'isolation du matériel électrique (thermiques)

Pour lever une ambiguïté, il est de coutume d'appeler classe d'isolation la tenue en température de certains isolants. Ces classes sont présentées dans le tableau 8.3.

Classe	Y	A	E	B	F	H	C
Température maximale	95 °C	105 °C	120 °C	130 °C	155 °C	180 °C	>180 °C

Tableau 8.3. Les différentes isolations du matériel électrique

En sachant que la température ambiante de référence a pour caractéristiques :

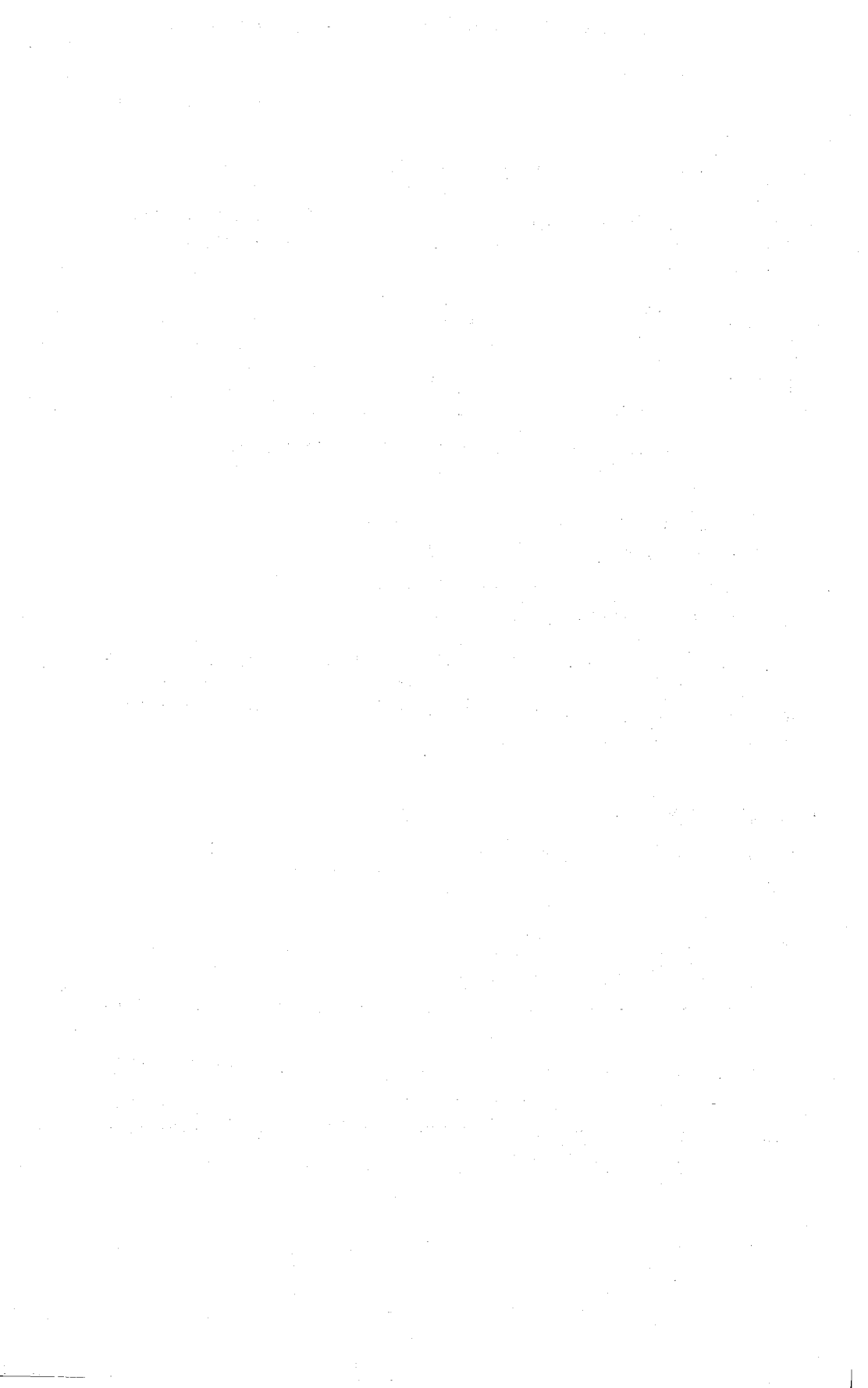
- température moyenne annuelle : 20 °C ;
- température moyenne journalière : 30 °C ;
- température instantanée maximale : 40 °C.

Les isolants employés pour la construction d'un appareil électrique sont choisis en fonction de la température qu'ils devront supporter. L'échauffement d'un appareil est la différence entre la température interne en fonctionnement normal et la température ambiante du lieu d'utilisation.

8.6. Bibliographie

Thomson composants LCC Généralités sur les varistances à base d'oxyde de zinc.

- [AMA 81] J. AMALRIC, « La ferorésonnance », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 31, octobre 1981.
- [FUL 92] D. FULCHIRON, « Surtensions et coordination de l'isolement », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 151, décembre 1992.
- [HEN 84] J.-C. HENRY, « Les Réseaux THT », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 40, août 1984.
- [MET 93] B. de METZ-NOBLAT, « La foudre et les installations électriques HT », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 168, juillet 1993.
- [SER 95] C. SERAUDIE, « Surtensions et parafoudres en B.T », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 179, septembre 1995.



Chapitre 9

Les contraintes supportées par les installations électriques et les conditions d'utilisation du matériel

9.1. Les contraintes internes

Pour assurer au cours du temps un bon fonctionnement, les installations électriques doivent être en mesure de supporter diverses contraintes aussi bien en régime permanent qu'en court-circuit, ce dernier devant être éliminé automatiquement et rapidement avant qu'il y ait détérioration de l'installation électrique.

9.1.1. *La tension*

Rappelons que la tension nominale se rapporte aux pouvoirs de coupure et de fermeture de l'appareillage. La valeur réelle de la tension peut différer de la tension nominale dans les limites de tolérances normales. La tension de tenue à la fréquence industrielle de l'élément le plus faible d'une installation fixe son niveau d'isolement.

9.1.2. *Le courant nominal*

C'est la valeur maximale du courant que l'appareillage est capable de supporter dans des conditions d'essais spécifiées en respectant les limites d'échauffements prescrites.

9.1.3. Le courant de court-circuit

C'est la valeur la plus élevée que peut prendre le courant dans un réseau pour un défaut d'impédance nulle en un point donné. Sa valeur s'exprime en kA efficace.

9.1.4. Les contraintes thermiques

Elles sont principalement dues à l'effet Joule, qui crée un échauffement permanent par I_n ou transitoire par I_{cc} . Elles doivent être prise en compte pour le choix du matériel, détermination de la section des câbles.

9.1.5. Les contraintes mécaniques

Elles sont principalement dues aux efforts électrodynamiques lors des courants de court-circuit. Elles impliquent lors du montage de l'installation la fixation mécanique des câbles et de l'appareillage.

9.2. Les contraintes externes dues aux conditions d'environnement

Le choix des caractéristiques des matériels en fonction des influences externes est nécessaire, non seulement pour leur fonctionnement correct, mais aussi pour garantir la fiabilité des protections et pour assurer la sécurité. Les conditions d'environnement ont été normalisées et classifiées par la norme NF C 15-100 :

9.2.1. Conditions de température AA 1 à 8

	température de l'air	
AA1	frigorigique	- 60 °C + 5 °C
AA2	très froide	- 40 °C + 5 °C
AA3	froide	- 25 °C + 5 °C
AA4	tempérée	- 5 °C + 40 °C
AA5	chaude	+ 5 °C + 40 °C
AA6	très chaude	+ 5 °C + 60 °C
AA7	extérieur abrité	- 25 °C + 55 °C
AA8	extérieur non abrité	- 50 °C + 40 °C

9.2.2. Conditions climatiques AB 1 à 8

		Température de l'air	Humidité relative	Humidité absolue
AB1	frigorifique	- 60 °C + 5 °C	3 % << 100 %	0,003 % << 7 %
AB2	très froide	- 40 °C + 5 °C	10 % << 100 %	0,1 % << 7 %
AB3	froide	- 25 °C + 5 °C	10 % << 100 %	0,5 % << 7 %
AB4	tempérée	- 5 °C + 40 °C	5 % << 95 %	1 % << 29 %
AB5	chaude	+ 5 °C + 40 °C	5 % << 85 %	1 % << 25 %
AB6	très chaude	+ 5 °C + 60 °C	10 % << 100 %	1 % << 35 %
AB7	extérieur abrité	- 25 °C + 55 °C	10 % << 100 %	0,5 % << 29 %
AB8	extérieur non abrité-	50 °C + 40 °C	15 % << 100 %	0,04 % << 36 %

9.2.3. Altitude AC 1 à 2

AC1 altitude basse ≤ 2 000 m
 AC2 altitude haute > 2 000 m

9.2.4. Présence d'eau AD 1 à 8

AD1	négligeable	tension de contact < 50 V	(IPx0x)
AD2	chute de gouttes d'eau	tension de contact < 50 V	(IPx1x)
AD3	aspersion d'eau jusqu'à 60 °C	tension de contact < 50 V	(IPx3x)
AD4	projection d'eau dans toutes les directions	tension de contact < 25V(IPx4x)	
AD5	jets d'eau dans toutes les directions	tension de contact < 25 V	(IPx5x)
AD6	paquets d'eau, vagues	tension de contact < 25 V	(IPx6x)
AD7	immersion (h ≤ 1m)	tension de contact < 12 V	(IPx7x)
AD8	submersion (h > 1m)	tension de contact < 12 V	(IPx8x)

9.2.5. Présence de corps solides AE 1 à 4

AE1	négligeable		(IP0xx)
AE2	petits objets	présence de corps solide $\leq 2,5$ mm	(IP3xx)
AE3	très petits objets	présence de corps solide ≤ 1 mm	(IP4xx)
AE4	poussière		(IP5xx) ou (IP6xx)

9.2.6. Présence de substances corrosives ou polluantes AF 1 à 4

AF1	négligeable
AF2	atmosphérique
AF3	intermittente ou accidentelle
AF4	permanente

9.2.7. Chocs mécaniques AG 1 à 4

AG1	faibles	chocs dont l'énergie $< 0,225$ J	(IPxx1)
AG2	moyens	chocs dont l'énergie < 2 J	(IPxx5)
AG3	importants	chocs dont l'énergie < 6 J	(IPxx7)
AG4	très importants	chocs dont l'énergie < 20 J	(IPxx9)

9.2.8. Vibrations AH 1 à 3

AH1	faibles	-
AH2	moyennes	entre 10 et 50 Hz et d'amplitude $< 0,15$ mm
AH3	importantes	entre 10 et 150 Hz et d'amplitude $< 0,35$ mm

9.2.9. Autres contraintes mécaniques AJ

AJ à l'étude

9.2.10. Présence de flore AK 1 à 2

AK1	absence de risques nuisibles dus à la flore ou aux moisissures
AK2	présence de risques nuisibles dus à la flore ou aux moisissures

9.2.11. Présence de la faune AL 1 à 2

- AL1 absence de risques nuisibles dus à la faune
 AL2 présence de risques nuisibles dus à la faune

9.2.12. Influences électromagnétiques, électrostatiques ou ionisantes AM 1 à 6

- AM1 absence d'effets nuisibles
 AM2 présence nuisible de courants vagabonds
 AM3 présence nuisible de radiations électromagnétiques
 AM4 présence nuisible de rayonnements ionisants
 AM5 présence nuisible d'influences électrostatiques
 AM6 présence nuisible de courants induits

9.2.13. Rayonnements solaires AN1 à 2

- AN1 négligeables
 AN2 rayonnement solaire d'intensité et de durée significative

9.2.14. Effets sismiques AP 1 à 4

- | | | |
|-----|--------------|---|
| AP1 | négligeables | $S < 30 \text{ cm/s}^2$ |
| AP2 | faibles | $30 \text{ cm/s}^2 < S < 300 \text{ cm/s}^2$ |
| AP3 | moyens | $300 \text{ cm/s}^2 < S < 600 \text{ cm/s}^2$ |
| AP4 | forts | $600 \text{ cm/s}^2 < S$ |

9.2.15. Foudre AQ 1 à 3

- | | | |
|-----|--------------|---|
| AQ1 | négligeables | niveau kénautique $N < 25$ jours par an |
| AQ2 | indirects | niveau kénautique $N > 25$ jours par an |
| AQ3 | directs | risques provenant de l'exposition des bâtiments |

9.2.16. Mouvements de l'air AR 1 à 3

- | | | |
|-----|---------|--------------------------------------|
| AR1 | faibles | $R < 1 \text{ m/s}$ |
| AR2 | moyens | $1 \text{ m/s} < R < 5 \text{ m/s}$ |
| AR3 | forts | $5 \text{ m/s} < R < 10 \text{ m/s}$ |

9.2.17. Vent AS 1 à 3

AR1	faible	$V < 20 \text{ m/s}$
AR2	moyen	$20 \text{ m/s} < V < 30 \text{ m/s}$
AR3	fort	$30 \text{ m/s} < V < 50 \text{ m/s}$

9.3. Les contraintes externes dues aux conditions d'utilisation

9.3.1. Compétence des personnes BA 1 à 5

BA1	ordinaires	personnes non averties
BA2	enfants	locaux destinés à des enfants
BA3	handicapés	locaux destinés à des handicapés physiques ou intellectuels
BA4	averties	locaux de service électrique
BA5	qualifiées	locaux de service électrique

9.3.2. Résistance du corps humain BB 1 à 3

BB1	conditions sèches ou humides	tension de contact $< 50 \text{ V}$
BB2	conditions mouillées	tension de contact $< 25 \text{ V}$
BB3	conditions immergées	tension de contact 12 V

9.3.3. Contacts des personnes avec le potentiel de la terre BC 1 à 4

BC1	nuls	emplacements non conducteurs	$U_c < 50 \text{ V}$
BC2	faibles	conditions habituelles	$U_c < 50 \text{ V}$
BC3	fréquents	contacts avec des surfaces conductrices	$U_c < 25 \text{ V}$
BC4	continus	contact permanent avec des surfaces métalliques	$U_c < 12 \text{ V}$

9.3.4. Evacuation des personnes en cas d'urgence BD 1 à 4

BD1	normales	occupation faible et évacuation facile
BD2	longues	occupation faible et évacuation difficile
BD3	encombrées	occupation importante et évacuation facile
BD4	longues et encombrées	occupation importante et évacuation difficile

9.3.5. Nature des matières traitées ou entreposées BE 1 à 4

- BE1 risques négligeables
- BE2 risques d'incendie
- BE3 risques d'explosion
- BE4 risques de contamination

9.4. Les contraintes externes dues à la construction des bâtiments

9.4.1. Matériaux de construction CA 1 à 2

- CA1 risques négligeables
- CA2 bâtiments construits principalement en matériaux combustibles

9.4.2. Structure des bâtiments CB 1 à 4

- CB1 risques négligeables
- CB2 propagation d'incendie
- CB3 tassement entre deux parties possibles
- CB4 flexibles ou instables

9.5. Les conditions d'utilisation des conducteurs et des câbles

Le choix d'un câble en fonction des influences externes est nécessaire, non seulement pour leur fonctionnement correct, mais aussi pour garantir la fiabilité et pour assurer la sécurité. Les différents câbles ont été classifiés selon les conditions d'environnement par la norme NF C 15-100.

	AA	AD	AE	AF	AG	AH	AK	AL	BB	BC	BD	BE	CA	CB
CÂBLES PVC H-05 VV-U R	4-6	→5	→4	1-3	→2	→1	→1	→1	→3	→4	→4	1, 2	→2	1
CÂBLES PR U-1000 R12N	4-6	→7	→4	1-3	→3	→1	→1	→1	→3	→4	→4	1, 2, 3	→2	1
U-1000 R2V	4-6	→7	→4	1-3	→3	→1	→1	→1	→3	→4	→4	1, 2, 3	→2	1
U-1000 RVFV	4-6	→7	→4	1-3	→4	→1	→2	→2	→2	→3	→4	1, 2, 3	→2	1
U-1000 RGPFV	4-6	→8	→4	1-3	→4	→1	→2	→2	→2	→3	→4	1, 2, 3	→2	1
H-07 RNF	3-6	→7	→4	1-3	→4	→3	→1	→1	→3	→4	→4	1, 2, 3	→2	1, 3
Torsade	1-6	→6	→4	1-3	→1	→1	→1	→1	→3	→3	→4	1	→2	1
ISOLANT MINÉRAL 500 X, XV	4-6	→8	→4	1-3	→4	→1	→2	→2	→3	→3	→4	1, 2, 3	→2	1, 2
1000 X, XV	3-6	→8	→4	1-3	→4	→1	→2	→2	→3	→3	→4	1, 2, 3	→2	1, 2

Tableau 9.1. Les conditions d'utilisation des conducteurs et des câbles

9.6. Les conditions d'utilisation des moulures, conduits et goulottes

Le choix d'un conduit en fonction des influences externes est nécessaire, non seulement pour leur fonctionnement correct, mais aussi pour garantir la fiabilité et pour assurer la sécurité. Les différents conduits ont été classifiés selon les conditions d'environnement par la norme NF C 15-100.

	AA	AD	AE	AF	AG	AH	AK	AL	BB	BC	BD	BE	CA	CB
Moulures														
- bois	4, 5, 6	→ 1	→ 3	1	→ 1	→ 1	→ 1	→ 1	→ 1	→ 2	→ 1	1	→ 1	→ 1
- plastique	4, 5, 6	→ 3	→ 3	1, 2, 3	→ 1	→ 1	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	1, 2	→ 2	→ 1
Conduits														
- MRB	1-6	→ 2	→ 4	1	→ 4	→ 1	→ 2	→ 2	→ 1	→ 2	→ 4	1, 2, 3	→ 2	→ 1
- MSB-PE	1-6	→ 2	→ 4	1, 2, 3	→ 3	→ 3	→ 2	→ 2	→ 1	→ 2	→ 4	1, 2, 3	→ 2	→ 1
- ICD	4, 5, 6	→ 6	→ 4	1, 2, 3	→ 2	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2	→ 2	→ 1
- ICO	4, 5, 6	→ 6	→ 4	1, 2, 3	→ 2	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2	→ 2	→ 1
- IRO	4, 5, 6	→ 6	→ 4	1, 2, 3	→ 2	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2	→ 2	→ 1
- ICT	4, 5, 6	→ 6	→ 4	1, 2, 3	→ 2	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2	→ 2	→ 1
Goulottes	4, 5, 6	→ 3	→ 3	1, 2, 3	→ 2	→ 1	→ 1	→ 1	→ 2	→ 3	→ 4	1, 2	→ 2	→ 1

Tableau 9.2. Les conditions d'utilisation des moulures, conduits et goulottes

9.7. Les indices de protection

La norme NF C 15-100 a répertorié et codifié un grand nombre d'influences externes auxquelles une installation électrique peut être soumise : présence d'eau, présence de corps solides, risques de chocs, vibrations, présence de substances corrosives, etc.

La norme NF C 20-010 définit un degré de protection IP caractérisant l'aptitude d'un matériel à supporter les trois influences externes caractéristiques (présence de corps solides, présence d'eau, risques de chocs mécaniques).

Le matériel doit être en mesure d'assurer les fonctions pour lesquelles il a été prévu en supportant les influences externes du lieu où il a été installé.

Degré de protection : IP






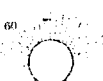








1 ^{er} chiffre Protection contre les corps solides		2 ^e chiffre Protection contre les corps liquides	
1	 $\varnothing 50\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 50 mm	1	 protégé contre les chutes verticales de gouttes d'eau (condensation)
2	 $\varnothing 12,5\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 12,5 mm	2	 protégé contre les chutes de gouttes d'eau jusqu'à 15° de la verticale
3	 $\varnothing 2,5\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 2,5 mm	3	 60° protégé contre l'eau de pluie jusqu'à 60° de la verticale
4	 $\varnothing 1\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 1 mm	4	 protégé contre les projection d'eau de toutes directions
5	 lance protégé contre les poussières (pas de dépôt nuisible)	5	 protégé contre les jets d'eau de toutes directions à la
6	 totalement protégé contre les poussières	6	 protégé contre les projections d'eau assimilables aux paquets de mer
Exemple		7	 protégé contre les effets de l'immersion temporaire
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> <p>IP 30.D</p> <p>protégé contre les corps solides supérieurs à 2,5 mm pas de protection</p> <p>protégé contre l'accès d'un outil $\varnothing 1\text{mm}$</p> </div>		8	 protégé contre les effets de l'immersion permanente

Tableau 9.3. Les indices de protection

9.8. Exemples de classifications

La norme NF C 15-100 classe les locaux en fonction des influences externes et de l'indice de protection minimum à employer, lors de la construction ou de la maintenance des installations :

9.8.1. Locaux ou emplacements*Locaux ou emplacements domestiques ou analogues*

Buanderies	:	AA4	AD4	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP231
Caves-celliers	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP211
Chambres	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC1	BD1	BE1	IP201
Cours	:	AA4	AD5	AE1	AF2	AG1	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP251
Cuisines	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP211
Greniers	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC1	BD1	BE2	IP445
Jardins	:	AA5	AD5	AE1	AF2	AG1	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP251
Lieux d'aisance	:	AA4	AD2	AE1	AF3	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP211
Local à poubelles	:	AA4	AD3	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP255
Lingerie	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP211
Salles d'eau													
Volume 0	:	AA4	AD7	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB3	BC3	BD1	BE1	IP271
Volume 1	:	AA4	AD4	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB3	BC3	BD1	BE1	IP241
Volume 2	:	AA4	AD3	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP231
Volume 3	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP211
Salles de séjour	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP201
Séchoirs	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP211
Sous-sols	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP215
Terrasses couvertes	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP211
Véranda	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP211

Locaux techniques

Salle d'accumulateurs:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA5	BB1	BC3	BD1	BE3	IP035	
Chambres													
frigorifiques :	AA3	AD4	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP355	
Service électrique	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH2	BA5	BB1	BC3	BD1	BE1	IP005
Salle de commande	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA5	BB1	BC3	BD1	BE1	IP205
Ateliers	:	AA4	AD3	AE1	AF1	AG3	AH2	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP237
Laboratoires	:	AA4	AD2	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP235
Conditionnement													
d'air	:	AA4	AD4	AE1	AF1	AG2	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP245
Garages $\leq 100 \text{ m}^2$:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP215
Salle de machines	:	AA4	AD2	AE2	AF3	AG3	AH3	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP317
Surpresseurs d'eau	:	AA4	AD4	AE1	AF1	AG3	AH3	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP237

Chaufferies et locaux annexes

Chaufferies au

charbon : AA6 AD2 AE4 AF1 AG3 AH2 BA1 BB1 BC3 BD1 BE2 IP617

Chaufferies à

autres combustibles : AA6 AD2 AE1 AF3 AG3 AH2 BA1 BB1 BC3 BD1 BE2 IP217

Soute à charbon : AA4 AD1 AE4 AF1 AG3 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE2 IP607

Soute à fuel : AA4 AD1 AE1 AF3 AG3 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE2 IP207

Soute à gaz liquéfié : AA4 AD1 AE1 AF1 AG3 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE3 IP207

Soute à scories : AA4 AD1 AE4 AF1 AG3 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE2 IP607

Local de pompes : AA4 AD3 AE1 AF1 AG3 AH2 BA1 BB1 BC3 BD1 BE1 IP237

Local de détente (gaz) : AA4 AD1 AE1 AF1 AG3 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE3 IP207

Station de vapeur : AA4 AD3 AE1 AF1 AG3 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE1 IP237

Local de vase

d'expansion : AA4 AD2 AE1 AF1 AG1 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE1 IP211

Garages et parcs de stationnement couvert

Airs de stationnement : AA4 AD2 AE1 AF1 AG4 AH1 BA1 BB1 BC3 BD3 BE2 IP219

Zone de lavage : AA4 AD5 AE1 AF1 AG2 AH1 BA1 BB2 BC3 BD1 BE1 IP255

Zone de sécurité

intérieure : AA4 AD2 AE1 AF1 AG2 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE3 IP215

extérieure : AA4 AD4 AE1 AF1 AG2 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE3 IP245

Zone de graissage : AA4 AD3 AE1 AF3 AG3 AH2 BA1 BB1 BC3 BD1 BE1 IP235

Local de recharge

de batterie : AA4 AD3 AE1 AF3 AG2 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE1 IP235

Atelier : AA4 AD2 AE1 AF1 AG3 AH2 BA1 BB1 BC3 BD1 BE1 IP217

Locaux sanitaires à usage collectif

Lavabos individuels

W.C Urinoirs : AA4 AD2 AE1 AF1 AG2 AH1 BA1 BB1 BC1 BD1 BE1 IP215

Lavabos collectifs

W.C à la turque : AA4 AD3 AE1 AF1 AG2 AH1 BA1 BB1 BC3 BD1 BE1 IP235

Douches volume 1 : AA4 AD7 AE1 AF1 AG2 AH1 BA1 BB3 BC3 BD1 BE1 IP275

Douches volume 2 : AA4 AD3 AE1 AF1 AG2 AH1 BA1 BB3 BC3 BD1 BE1 IP235

Douches volume 3 : AA4 AD3 AE1 AF1 AG3 AH1 BA1 BB2 BC3 BD1 BE1 IP235

Bâtiments à usages collectif

Bureaux	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP201
Bibliothèques	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP201
Salles d'archives	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP201
Salles													
de reprographie	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP205
Salles de dessin	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP201
Salles de guichets	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205
Salles de tris	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP205
Salles													
d'enseignement	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP215
Salles de restaurants													
de cantines	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP215
Chambres collectives													
Dortoirs	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205
Salles de sports	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP217
Centres de vacances													
et de loisirs	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP215
Locaux													
de casernement	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP215
Salles de bal	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205
Salles de réunions	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205
Salles d'attente	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP205
Salles de consultations													
médicales	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205
Salles d'expositions	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205

Locaux ou emplacements dans les exploitations agricoles

Entrepôts d'alcool	:	AA4	AD3	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP235
Bergeries	:	AA4	AD4	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP245
Buanderies	:	AA4	AD4	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP245
Bûcher	:	AA4	AD1	AE2	AF1	AG4	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP309
Battage des céréales	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP605
Caves de distillation	:	AA4	AD3	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP235
Chais	:	AA4	AD3	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP235
Cours	:	AA5	AD5	AE1	AF2	AG2	AH1	BA1	BB2	BC3	BD3	BE1	IP255
Elevages de volailles	:	AA4	AD4	AE3	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP455
Dépôts d'engrais	:	AA4	AD1	AE4	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP605
Ecuries, étables	:	AA4	AD5	AE3	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP455
Fumières	:	AA4	AD4	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP245
Entrepôts de													
fourrage, fenils	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP605

Granges, greniers	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP605
Entrepôts de paille	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP605
Serres	:	AA6	AD4	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP235
Salles de traite	:	AA4	AD5	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP255
Poulaillers	:	AA4	AD5	AE3	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP455
Porcheries	:	AA4	AD2	AE3	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP455

Installations diverses

Terrains de camping	:	AA4	AD4	AE2	AF2	AG2	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP235
Quais	:	AA4	AD6	AE2	AF2	AG2	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP245
Chantiers	:	AA4	AD5	AE2	AF2	AG3	AH3	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP245
Rues, cours, jardins	:	AA4	AD5	AE2	AF2	AG2	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP309
Etablissements													
forains	:	AA6	AD3	AE2	AF1	AG3	AH1	BA1	BB2	BC3	BD3	BE1	IP605
Piscines volume 0	:	AA4	AD8	AE2	AF1	AG1	AH1	BA1	BB3	BC3	BD1	BE1	IP381
volume 1	:	AA4	AD5	AE2	AF1	AG1	AH1	BA1	BB3	BC3	BD1	BE1	IP351
volume 2	:	AA4	AD5	AE2	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP351
Saunas	:	AA6	AD4	AE2	AF1	AG1	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP341

Etablissements industriels

Abattoirs	:	AA4	AD5	AE4	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP557
Fabrication													
d'accumulateurs	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP335
Fabrication d'acides et dépôts	:	AA4	AD3	AE2	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP335
Fabrication d'alcools et dépôts	:	AA4	AD3	AE2	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP335
Fabrique d'aluminium	:	AA4	AD3	AE4	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP637
Animaux													
(élevage, vente)	:	AA4	AD5	AE3	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP455
Dépôts d'asphaltes et bitume	:	AA4	AD3	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP635
Battage, cardage													
de laines	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP607
Blanchisseries	:	AA4	AD4	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP245
Travail du bois	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP607
Boucheries	:	AA4	AD5	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE4	IP255
Boulangeries	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE4	IP605
Brasseries	:	AA4	AD5	AE1	AF2	AG2	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE4	IP245
Briqueterie	:	AA4	AD4	AE4	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP647
Travail du caoutchouc:	AA4	AD3	AE4	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP645	

Fabrication et dépôts

de carbure	:	AA4	AD2	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP615
Cartoucherie	:	AA4	AD4	AE4	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP637
Fabrication de carton	:	AA4	AD4	AE2	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP335
Carrières	:	AA4	AD5	AE4	AF2	AG3	AH1	BA1	BB2	BC3	BD1	BE1	IP557
Fabrication celluloïd	:	AA4	AD1	AE2	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP307
Fabrication cellulose	:	AA4	AD4	AE2	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP347
Entrepôts de charbon	:	AA4	AD3	AE4	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP637
Charcuteries	:	AA4	AD5	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE4	IP255
Chaudronneries	:	AA4	AD1	AE2	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP307
Fours à chaux	:	AA6	AD1	AE4	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP607
Entrepôts de chiffons	:	AA4	AD1	AE2	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP305

Fabrication et dépôts

de chlore	:	AA4	AD3	AE2	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP335
Chromage	:	AA4	AD3	AE2	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP335
Fours à chaux	:	AA4	AD1	AE4	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP607
Cokerie	:	AA6	AD3	AE4	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP637
Fabrication de colles	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP335

Combustibles

liquides	:	AA4	AD3	AE2	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP337
----------	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

Traitement des

corps gras	:	AA4	AD3	AE4	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP615
------------	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

Fabrication et

dépôts de cuirs	:	AA4	AD2	AE2	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP317
Traitement du cuivre	:	AA4	AD2	AE2	AF4	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP317
Décapage	:	AA4	AD4	AE2	AF4	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP647

Fabrication

de détergents	:	AA4	AD4	AE4	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP635
Distilleries	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP335
Electrolyse	:	AA4	AD3	AE1	AF4	AG3	AH1	BA5	BB1	BC3	BD1	BE3	IP037
Fabrication d'encre	:	AA4	AD2	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP315
Fabrication d'explosifs	:	AA4	AD5	AE4	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP657
Traitement du fer	:	AA4	AD2	AE4	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP617
Filatures	:	AA4	AD1	AE4	AF2	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP605
Battage de fourrures	:	AA4	AD1	AE4	AF2	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP605
Fromagerie	:	AA4	AD5	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE4	IP255
Usines à gaz	:	AA4	AD2	AE2	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP317

Traitement

de goudrons	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP335
Graineteries	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP605
Gravures sur métaux	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP335
Extraction d'huiles	:	AA4	AD2	AE2	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP315

Fabrication												
d'hydrocarbures	: AA4	AD4	AE2	AF4	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP347
Imprimeries	: AA4	AD1	AE1	AF1	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP207
Laiteries	: AA4	AD5	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE4	IP255
Laveries, lavoirs publics	: AA4	AD5	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP255
Fabrication												
de liqueurs	: AA4	AD2	AE1	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP215
Emploi de liquides halogénés	: AA4	AD2	AE1	AF4	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP217
Dépôts de liquides inflammables	: AA4	AD2	AE1	AF4	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP217
Dépôts et travail de magnésium	: AA4	AD2	AE2	AF1	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP317
Salle de machines	: AA4	AD1	AE1	AF1	AG3	AH3	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP207
Fabrication de												
matières plastiques	: AA4	AD2	AE4	AF4	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP617
Menuiseries	: AA4	AD1	AE4	AF1	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP607
Traitement												
des métaux	: AA4	AD3	AE2	AF3	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP337
Essais de moteurs												
thermiques	: AA4	AD1	AE2	AF1	AG3	AH3	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP307
Dépôts de munitions	: AA4	AD3	AE2	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP337
Traitement des												
minerais de nickel	: AA4	AD3	AE2	AF3	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP337
Traitement des												
ordures ménagères	: AA4	AD5	AE4	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP645
Fabrique de papiers	: AA4	AD4	AE2	AF1	AG2	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP345
Entrepôts de papiers	: AA4	AD2	AE2	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD	BE2	IP315
fabrications												
de parfums	: AA4	AD2	AE2	AF3	AG2	AH3	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP315
Préparation de												
pâte à papier	: AA4	AD4	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP345
Fabrication de												
peintures	: AA4	AD4	AE2	AF3	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP337
Plâtres broyage												
et dépôts	: AA4	AD1	AE4	AF3	AG2	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP605
Poudreries	: AA4	AD5	AE4	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP657
Fabrication de												
produits chimiques	: AA4	AD1	AE4	AF4	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP607
Raffinerie de pétrole	: AA4	AD4	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP345
Salaisons	: AA4	AD3	AE2	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE4	IP335

224 Les installations électriques

fabrication de savons	:	AA4	AD2	AE2	AF4	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP315
Scieries	:	AA4	AD1	AE4	AF1	AG3	AH3	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP607
Serrureries	:	AA4	AD1	AE2	AF1	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP307
Soieries	:	AA4	AD1	AE4	AF3	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP607
Fabrication de soude	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP335
Traitement du soufre	:	AA4	AD2	AE4	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP615
Entrepôt													
de spiritueux	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP335
Sucreries	:	AA4	AD5	AE4	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP655
Tanneries	:	AA4	AD4	AE2	AF3	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE1	IP355
Fabrication													
de textiles	:	AA4	AD2	AE4	AF1	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP617
Fabrication de vernis	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG2	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP337
Verreries	:	AA4	AD3	AE2	AF3	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP337
Travail du zinc	:	AA4	AD2	AE2	AF3	AG3	AH2	BA1	BB1	BC3	BD1	BE3	IP317

9.8.2. Etablissements recevant du public (E.R.P)

Etablissements de spectacle

Salles de spectacle	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205
Aménagements													
scéniques	:	AA4AD1		AE1	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP207
Local de projection													
de cinéma	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP201
Ateliers													loges
d'artistes	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP207

9.8.3. Autres établissements

Magasins de vente	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	IP207
Réserves ateliers													
garages	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG3	AH1	BA1	BB1	BC3	BD1	BE2	IP207
Restaurants, café													
Brasseries, bars	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP201
Hôtels, pensions													
de famille	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP201
Bals, dancing,													
salles de jeux	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP205
Etablissements													
d'enseignement	:	AA4	AD2	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	IP201

Bibliothèques													
archives musées	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE2	1P201
Halls et salles													
d'exposition	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	1P205
Etablissements													
sanitaires	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA3	BB1	BC3	BD3	BE1	1P201
Blocs opératoires	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG2	AH1	BA3	BB1	BC3	BD1	BE3	1P205
Etablissements													
de cultes	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	1P201
Banques													
Administrations	:	AA4	AD1	AE1	AF1	AG1	AH1	BA1	BB1	BC3	BD3	BE1	1P201
Etablissements													
sportifs couverts	:	AA4	AD2	AE1		AG3	AH1		BB3			BE2	

9.7. Bibliographie

NF C 15-103 Installations électriques à basse tension. Guide pratique.

[MEL 95] E. MELMOUX, « Secousses sismiques et équipements électriques », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 180, décembre 1995.

[PY 77] P. PY, « Tenue de l'appareillage électrique aux secousses sismiques », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 85, mars 1977.

[PAS 92] J. PASTEAU, « Enveloppes et degrés de protection », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 166, décembre 1992.

[ROS 79] A. ROSSI, « Le matériel électrique confronté aux ambiances climatiques », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 104, mars 1979.

Chapitre 10

Les lignes et les câbles électriques

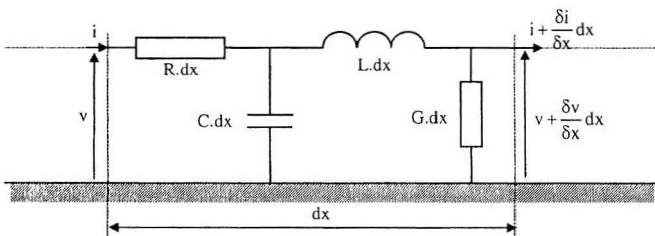
10.1. Présentation

Les lignes à haute tension sont des éléments importants des réseaux électriques. De même les câbles sont également les éléments prépondérants des installations électriques basse tension. Il paraît donc important de bien connaître ces éléments et leurs caractéristiques.

10.2. La modélisation des lignes et des câbles électriques

10.2.1. La détermination de l'équation analytique exacte des lignes et des câbles électriques

Les lignes électriques et les câbles sont des systèmes à constantes réparties, c'est-à-dire que les grandeurs physiques (résistances, inductances, capacités) sont réparties sur toute la longueur de la ligne et ne sont donc pas localisées.



Equations aux dérivées partielles de la ligne à constantes réparties

$$-\frac{\delta v}{\delta x} = Ri + L \frac{\delta i}{\delta t} \quad (10.1)$$

$$-\frac{\delta i}{\delta x} = Gv + C \frac{\delta v}{\delta t}$$

Figure 10.1. La variation du courant et de la tension pour une ligne à constantes réparties

Les résistances, les pertes, la capacité et l'inductance caractéristiques du type de ligne ou de câble sont données respectivement en Ω/m , F/m et H/m . Dans le cas où la tension et le courant sont sinusoïdaux les équations (10.1) deviennent :

$$-\frac{dV(x)}{dx} = (R + jL\omega)I(x) \text{ et } -\frac{dI(x)}{dx} = (G + jC\omega)V(x) \quad (10.2)$$

Si nous notons Z_1 l'impédance longitudinale par unité de longueur, et Y_1 l'admittance transversale par unité de longueur, les équations (10.2) deviennent :

$$-\frac{dV(x)}{dx} = Z_1 \cdot I(x) \text{ et } -\frac{dI(x)}{dx} = Y_1 \cdot V(x) \quad (10.3)$$

Par séparation des variables, nous obtenons deux équations différentielles du second ordre indépendantes :

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = Z_1 \cdot Y_1 \cdot V(x) \text{ et } \frac{d^2I(x)}{dx^2} = Z_1 \cdot Y_1 \cdot I(x) \quad (10.4)$$

Notons maintenant Z_ω l'impédance caractéristique et γ la constante de propagation définies par les expressions suivantes :

$$Z_\omega = \sqrt{\frac{R + jL\omega}{G + jC\omega}} = \sqrt{\frac{Z_1}{Y_1}} \text{ unité} = \Omega \text{ et}$$

$$\gamma_\omega = \sqrt{(R + jL\omega)(G + jC\omega)} = \sqrt{Z_1 Y_1} \text{ unité sans dimension} \quad (10.5)$$

Les deux équations différentielles indépendantes (10.2) deviennent alors :

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = \gamma^2 V(x) \text{ et } \frac{d^2I(x)}{dx^2} = \gamma^2 I(x) \quad (6)$$

Ces équations différentielles s'intègrent en donnant un système d'équations couplées :

$$\begin{bmatrix} V(x) \\ I(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma x) & -Z_0 \sinh(\gamma x) \\ \frac{-1}{Z_0} \sinh(\gamma x) & \cosh(\gamma x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V(0) \\ I(0) \end{bmatrix} \quad (10.7)$$

En inversant cette dernière équation, nous obtenons une matrice où tous les termes sont positifs, appelée également matrice de transfert du quadripôle.

$$\begin{bmatrix} V(0) \\ I(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma x) & Z_0 \sinh(\gamma x) \\ \frac{1}{Z_0} \sinh(\gamma x) & \cosh(\gamma x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V(x) \\ I(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V(x) \\ I(x) \end{bmatrix} \quad (10.8)$$

La modélisation des lignes longues

Considérons le modèle en Π de la figure 10.2. Les équations qui correspondent à ce montage sont :

$$\begin{cases} V(x) = V(0) - Z_s (I(0) - Y_1 V(0)) \\ I(x) = I(0) - Y_1 V(0) - Y_2 V(x) \end{cases} \quad (10.9)$$

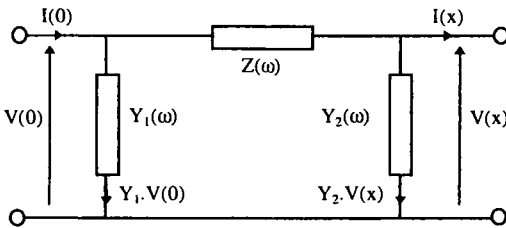
que nous pouvons écrire sous la forme :

$$\begin{cases} V(x) = V(0) \cdot (1 - Z_s Y_1) - Z_s I(0) \\ I(x) = I(0) \cdot (1 - Z_s Y_2) - (Y_1 + Y_2 + Z_s Y_1 Y_2) V(0) \end{cases} \quad (10.10)$$

En identifiant les termes à la solution analytique de l'équation (10.7), nous obtenons que :

$$\begin{cases} Z = Z_\omega \cdot \sinh(\gamma \cdot x) \\ Y_1 = Y_2 = \frac{1}{Z_\omega} \tanh\left(\frac{\gamma \cdot x}{2}\right) \end{cases} \quad (10.12)$$

Ce qui correspond au schéma de la figure 10.2 où les valeurs complexes de ces éléments varient en fonction de la fréquence.



Avec :

$$Z(\omega) = Z_\omega \cdot \sinh(\gamma \cdot x)$$

$$Y_1(\omega) = Y_2(\omega) = \frac{1}{Z_\omega} \cdot \tanh\left(\frac{\gamma \cdot x}{2}\right)$$

Figure 10.2. Le modèle équivalent des lignes longues avec formules exactes de correction hyperboliques

La modélisation des lignes courtes

Si on ne tient pas compte de la propagation (lignes courtes et avec des déphasages faibles), nous pouvons simplifier les formules hyperboliques et faire l'approximation suivante :

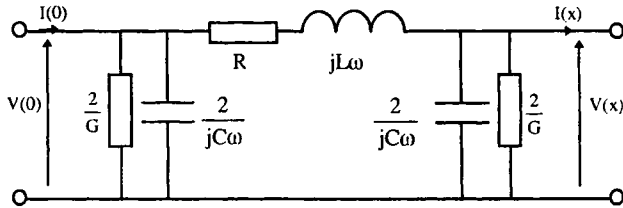


Figure 10.3. Le modèle équivalent des lignes courtes

10.2.2. La résistance des lignes et des câbles électriques

Les deux matériaux de constitution des conducteurs électriques sont des alliages de cuivre ou d'aluminium. Cependant, pour les lignes aériennes, les conducteurs peuvent être renforcés par une âme centrale en acier de manière à assurer une solidité mécanique, l'aluminium (bonne conduction électrique et légèreté) étant disposé à la périphérie. Les caractéristiques physiques du cuivre et de l'aluminium sont données ci-dessous.

Cuivre

Densité :	ρ	= 8,8 kg/dm ³
Résistivité électrique :	r_{cu}	= 21,983 Ω .mm ² /km à 90 °C
Conductivité thermique :	λ	= 384 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	C_{th}	= 0,394 kJ/(kg.K)
Coefficient de dilatation :	α	= 16,5.10 ⁻⁶ 1/K
Température de fusion :	T_f	= 1 083 °C

Aluminium

Densité :	ρ	= 2,6 kg/dm ³
Résistivité électrique :	r_{al}	= 36,232 Ω .mm ² /km à 90 °C
Conductivité thermique :	λ	= 204 W/(m.K)
Capacité thermique massique :	C_{th}	= 0,879 kJ/(kg.K)
Coefficient de dilatation :	α	= 23,8.10 ⁻⁶ 1/K
Température de fusion :	T_f	= 658 °C

La résistance électrique d'un conducteur est donnée par la formule suivante :

$$R = \frac{r \cdot l}{s}$$

Avec :

- R** : la résistance électrique en ohm ;
- r** : la résistivité électrique en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$;
- l** : la longueur du câble en km ;
- s** : la section du câble en mm^2 .

Cependant, cette formule n'est valable que pour un courant continu, et, pour les câbles de fortes sections, il est nécessaire de tenir compte de l'effet de peau. Pour les fortes sections, l'aluminium est préféré au cuivre car ce dernier est à la fois moins lourd et moins cher. Pour les faibles sections, le cuivre offre une résistance mécanique plus importante que l'aluminium, ce dernier n'étant pas utilisé pour des sections inférieures à 4 mm^2 .

- A résistance égale la section d'un câble aluminium est **1,5** fois plus importante que celle d'un câble en cuivre.
- A résistance égale le diamètre d'un câble aluminium est **1,3** fois plus important que celui d'un câble en cuivre.
- A résistance égale le poids d'un câble aluminium est de **2** fois plus léger que celui d'un câble en cuivre.

10.2.3. L'inductance des lignes et des câbles électriques

Cas d'un fil seul

Un fil seul dans le vide a une réactance de **0,3 Ω/km** à 50 Hz. Le fait de placer à proximité les conducteurs de retour diminue l'inductance linéique.

Cas d'une liaison monophasée

Considérons une liaison monophasée constituée de 2 conducteurs de rayon **r** et distant de **d**, comme présenté figure 10.4.

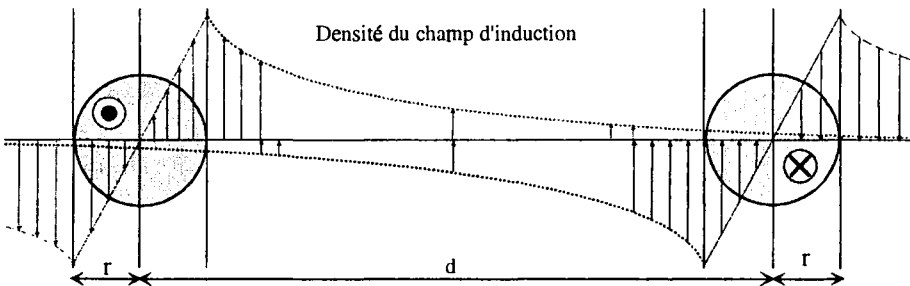


Figure 10.4. L'inductance des câbles en fonction de la géométrie des liaisons

En appliquant le théorème d'Ampère $\oint H \cdot dl = \sum i$ à l'intérieur du premier conducteur créé par un courant I, nous avons : $\oint H \cdot dl = \left(\frac{x}{r}\right)^2 I$; nous obtenons que

$$B = \mu_0 H = \mu_0 \cdot \frac{x}{2\pi \cdot r^2} I . \text{ C'est-à-dire que l'induction magnétique varie de manière}$$

linéaire à l'intérieur des conducteurs. L'énergie électromagnétique contenue dans le conducteur est $W_{1int} = \frac{1}{2} \int_{\text{volume}} H \cdot B \cdot dv = \frac{1}{2\mu_0} \int_{\text{volume}} B^2 \cdot dv$ soit : $W_{1int} = \frac{\mu_0}{16\pi} I^2$ avec μ_0

= $4\pi \cdot 10^{-9}$. En appliquant le théorème d'Ampère $\oint H \cdot dl = I$ à l'extérieur du conducteur créé par le premier courant, nous obtenons que $B = \mu_0 H = \mu_0 \cdot \frac{I}{2\pi \cdot x}$.

Le flux entre les deux conducteurs a pour valeur $\Phi = \int_r^d B(x) \cdot dx = \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi} \ln\left(\frac{d}{r}\right)$. Et

$$\text{l'énergie électromagnétique a pour valeur : } W_{1ext} = \frac{\mu_0 \cdot I^2}{4\pi} \ln\left(\frac{d}{r}\right)$$

Calculons l'énergie électromagnétique W_{totale} due aux 2 conducteurs à l'intérieur puis à l'extérieur des conducteurs : $W_{totale} = W_{1int} + W_{2int} + W_{1ext} + W_{2ext}$

$$\text{soit : } W_{totale} = \frac{\mu_0 \cdot I^2}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + L \ln\left(\frac{d}{r}\right) \right) = \frac{1}{2} L \cdot I^2$$

$$\text{Nous obtenons la valeur de l'inductance totale : } L_{totale} = \frac{\mu_0}{\pi} \left(\frac{1}{4} + L \ln\left(\frac{d}{r}\right) \right)$$

Cette dernière expression peut se mettre sous la forme suivante :

$$L_{totale} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\left(\frac{1}{4} + L \ln\left(\frac{1}{r}\right) \right) + \left(\frac{1}{4} + L \ln\left(\frac{1}{r}\right) \right) - 2 \cdot L \ln\left(\frac{1}{d}\right) \right]$$

que l'on peut identifier à $L_{totale} = L_1 + L_2 - 2 \cdot M_{12}$

$$\text{Soit : } L_1 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + L \ln\left(\frac{1}{r}\right) \right), L_2 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + L \ln\left(\frac{1}{r}\right) \right), M_{12} = \frac{-\mu_0}{2\pi} \left(2 \cdot L \ln\left(\frac{1}{d}\right) \right)$$

Cas d'une liaison triphasée

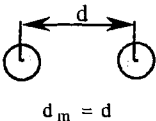
Pour une liaison symétrique formée de conducteurs non magnétiques, le coefficient moyen d'auto-induction apparent est le même pour tous les conducteurs, et est donné par la formule suivante :

$$L = \left[0,05 + \ln \left(\frac{d_m}{r} \right) \right] \text{ en } \mu\text{H/m}$$

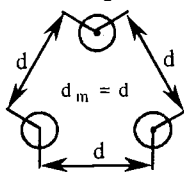
r : le rayon moyen de l'âme conductrice en mm.

d_m : la moyenne géométrique des distances entre les axes de conducteurs en mm.

Liaison Monophasée



Liaison Triphasée en triangle



Liaison Triphasée en nappe

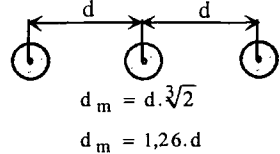


Figure 10.5. L'inductance des câbles triphasés en fonction de la géométrie des liaisons

Les câbles tripolaires

La réactance varie de 0,107 Ω/km (pour les petites sections 1,5 mm^2) à 0,071 Ω/km (pour les grosses sections 240 mm^2). La valeur approximative de 0,08 Ω/km peut être prise pour effectuer des calculs sans gros risque d'erreur.

Les câbles monopolaires

La réactance est fonction de la disposition des câbles, et elle peut varier de 0,2 Ω/km (pour les petites sections 1,5 mm^2) à 0,076 Ω/km (pour les grosses sections 630 mm^2). La valeur approximative de 0,12 Ω/km peut être prise pour effectuer des calculs sans gros risque d'erreur.

Les jeux de barres

Les barres étant disposées à une distance compatible avec l'écartement des pôles des disjoncteurs basse tension, la valeur approximative de 0,15 Ω/km peut être prise pour effectuer des calculs.

REMARQUE.- S'il y a plusieurs conducteurs en parallèle par phase, il est alors nécessaire de diviser la résistance et la réactance par le nombre de conducteurs (addition des impédances en parallèles).

10.2.4. La capacité des lignes et des câbles électriques

La capacité intervient dans les modèles des lignes électriques. Cette capacité peut être négligée pour les câbles basse tension, par contre elle devient importante pour les lignes à haute tension ainsi que pour les câbles pourvus d'un écran métallique.

Capacité d'une ligne monophasée et d'une ligne triphasée

La capacité d'une ligne est très influencée par son environnement (hauteur par rapport au sol, existence de plans de masse, conduits métalliques, etc.).

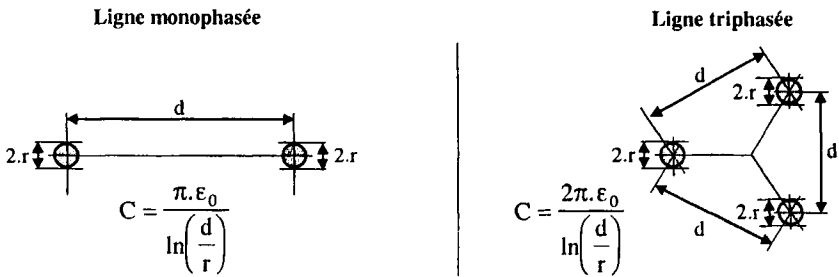


Figure 10.6. La capacité de lignes monophasées et triphasées

Capacité de câbles monopolaires pourvus d'un écran ou tripolaires à champ radial

Dans ce cas nous avons le potentiel extérieur imposé par l'écran qui est toujours concentrique au conducteur. La forme du champ électrique est radiale.

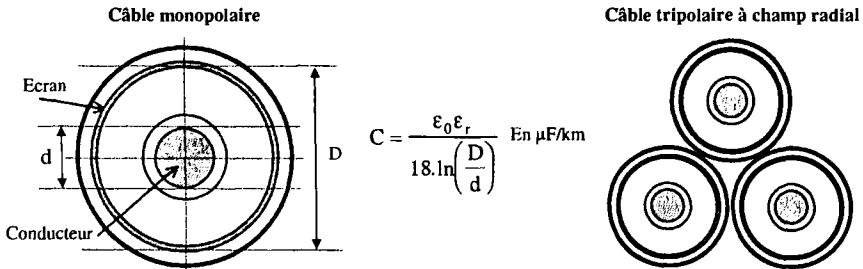


Figure 10.7. La capacité des câbles monopolaires à écran

Capacité d'un câble multiconducteur à champ non radial

La répartition du champ électrique à l'intérieur est beaucoup plus complexe, et la détermination de la capacité l'est également.

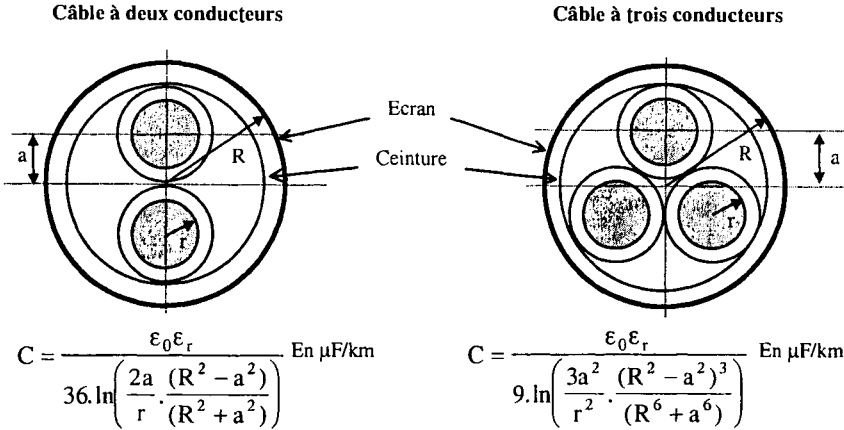


Figure 10.8. La capacité des câbles à champ non radial

10.2.5. La résistance d'isolation des lignes et câbles électriques

Le cas de lignes haute tension : l'effet couronne

L'effet couronne est le phénomène d'apparition d'effluves autour d'un conducteur à potentiel élevé. Cet effet apparaît lorsque l'intensité maximum du champ électrique à la surface du conducteur atteint celle du champ électrique disruptif de l'air. Ce phénomène se traduit par un grésillement permanent des lignes à haute tension. Ce phénomène crée des pertes par ionisation de l'air autour des conducteurs, et se modélise par conductance transversale correspondant également à une résistance d'isolation.

Le cas des câbles

L'enveloppe isolante autour des conducteurs présente une très grande résistance pour s'opposer au passage du courant. La résistance d'isolement d'un câble dépend des dimensions du câble (longueur, épaisseur, diamètre) et de la résistivité du matériau isolant.

Evolution de la résistance d'isolement

La résistance d'isolement diminue de façon importante avec l'absorption d'eau. La tension a peu d'influence tant qu'il n'y a pas claquage de l'isolant par un arc électrique sous l'effet d'une tension trop importante. La résistance diminue sensiblement avec le vieillissement. Lorsque l'on mesure la résistance d'isolement d'un câble, on constate que la résistance augmente rapidement après la mise sous tension pour se stabiliser après quelques minutes (5 à 10 mn). Ce phénomène est dû à l'établissement d'une charge d'espace dans l'épaisseur de l'isolant.

La résistance d'isolement d'un câble

La norme NF C 15-100 admet pour l'isolation d'une installation basse tension une résistance d'isolement supérieure à 0,5 MΩ. Cette résistance d'isolation est contrôlable avec un contrôleur numérique standard (20 MΩ). Cependant des résistances d'isolation de 200 MΩ à 5 000 MΩ sont facilement réalisées, sans qu'un tel niveau d'isolation ne soit justifié.

La résistivité des matériaux

Matériaux	Résistivité en Ω.cm ² /cm à 20 °C	Résistivité en Ki (MΩ.km) à 20 °C	Résistivité en Ki (MΩ.km) à 80 °C
Teflon	10 ¹⁸	> 100 000	15 000
Kapton / Polyimide	10 ¹⁵ - 10 ¹⁶	10 000	-
Terphanc	10 ¹⁸	> 100 000	-
Polyéthylène	10 ⁷	> 50 000	1000
Polypropylène	10 ¹⁷	> 50 000	-
PRC non chargé	10 ¹⁶	> 20 000	1 500
PRC chargé (H.T.A)	10 ¹⁶	> 20 000	1 500
PRC chargé (B.T)	10 ¹⁵	> 10 000	1 500
PCV a (isolant H.T.A)	3.10 ¹⁵	10 000	8
PCV b (isolant B.T)	10 ¹⁵	2 000	5
PCV c (gaine)	2.10 ¹⁴	800	0,5
EPR - EPDM (H.T.A)	10 ¹⁶	> 15 000	1 000
EPR - EPDM (B.T)	10 ¹⁵	> 5 000	1 000
Polyamides	10 ¹¹ - 10 ¹²	1 à 10	-
Hypalon	10 ¹²	5 à 10	0,2
Néoprène	5.10 ¹¹	1 à 2	0,05
Polyuréthane	10 ¹¹	0,3	-
PVC Nitrile	10 ¹¹	0,3	-
Caoutchouc de Silicone	10 ¹⁵	5 000	1 000

Tableau 10.1. La résistivité des matériaux isolants

La résistance d'isolement R_i dépend du matériau isolant mais également de la dimension géométrique du câble.

$$R_i = \frac{\rho.l}{2\pi} \cdot \text{Ln}\left(\frac{D}{d}\right) = \frac{\rho.l}{2\pi} \cdot \text{Ln}(10) \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{D}{d}\right) \text{ avec}$$

l : la longueur du câble ;

D : le diamètre extérieur de l'enveloppe isolante ;

d : le diamètre du conducteur ;

ρ : la résistivité du matériau isolant ($\Omega \cdot \text{cm}^2/\text{cm}$).

Pour simplifier, on note le coefficient d'isolation K_i ($\text{M}\Omega \cdot \text{km}$) :

$$K_i = \frac{\rho.l \cdot \text{Ln}(10)}{2\pi} = \frac{\rho}{2,7 \cdot 10^{11}} \text{ et ce qui permet d'écrire simplement la}$$

$$\text{résistance d'isolement : } R_i = K_i \cdot \text{Log}_{10}\left(\frac{D}{d}\right)$$

10.2.6. Les caractéristiques des lignes électriques haute tension

Le tableau 10.2 donne à titre indicatif les valeurs des caractéristiques directes et homopolaires des lignes haute tension triphasées.

Tension	Type	Rd ($\text{m}\Omega/\text{km}$)	Ld (mH/km)	Cd (nF/km)	Rh ($\text{m}\Omega/\text{km}$)	Lh (mH/km)	Ch (nF/km)
20 kV	1 x 54,6 mm ²	603	1,254	-	-	-	-
20 kV	1 x 148,1 mm ²	224	1,153	-	-	-	-
63 kV	1 x 228 mm ²	146	1,241	9	430	3,88	5,2
90 kV	1 x 228 mm ²	146	1,241	9	430	3,88	5,2
230 kV	1 x 570 mm ²	60	1,33	8,65	334	3,66	5,5
315 kV	1 x 689,5 mm ²	45	1,31	8,8	78	3,73	-
315 kV	2 x 689,5 mm ²	23	0,97	11,7	72	3,39	-
400 kV	2 x 570 mm ²	30	1,05	11,2	170	3,71	7,4
400 kV	3 x 570 mm ²	20	0,86	13,9	160	2,41	8
735 kV	4 x 689,5 mm ²	11	0,85	13,2	70	3,03	-

Tableau 10.2. Les caractéristiques des lignes électriques haute tension

10.3. Les câbles électriques basse tension

10.3.1. La modélisation des câbles basse tension et leurs caractéristiques électriques

Un câble basse tension se modélise simplement par une résistance en série avec une réactance. Ces deux éléments caractéristiques du câble contribuent à la chute de tension.

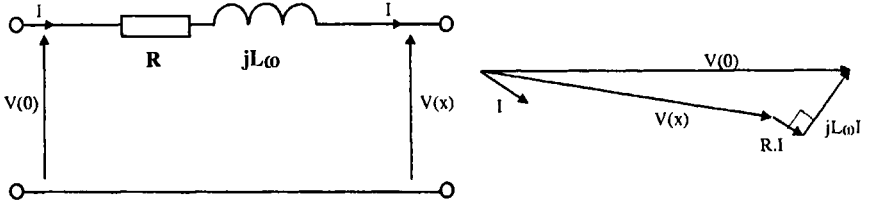


Figure 10.9. La modélisation des câbles basse tension et la chute de tension

Section (mm ²)	Câbles unipolaires		Câbles bipolaires		Câbles tripolaires	
	R à 80°C Ω.km	X Ω.km	R à 80°C Ω.km	X Ω.km	R à 80°C Ω.km	X Ω.km
1	22,1	0,176	22,5	0,125	22,5	0,125
1,5	14,8	0,168	15,1	0,118	15,1	0,118
2,5	8,91	0,155	9,08	0,109	9,08	0,109
4	5,57	0,143	5,68	0,101	5,68	0,101
6	3,71	0,135	3,78	0,095 5	3,78	0,095 5
10	2,24	0,119	2,27	0,086 1	2,27	0,086 1
16	1,41	0,112	1,43	0,081 7	1,43	0,081 7
25	0,889	0,106	0,907	0,081 3	0,907	0,081 3
35	0,641	0,101	0,654	0,078 3	0,654	0,078 3
50	0,473	0,101	0,483	0,077 9	0,483	0,077 9
70	0,328	0,096 5	0,334	0,075 1	0,334	0,075 1
95	0,236	0,097 5	0,241	0,076 2	0,241	0,076 2
120	0,188	0,093 9	0,191	0,074 0	0,191	0,074 0
150	0,153	0,092 8	0,157	0,074 5	0,157	0,074 5
185	0,123	0,090 8	0,125	0,074 2	0,125	0,074 2
240	0,0943	0,090 2	0,096 6	0,075 2	0,096 6	0,075 2
300	0,0761	0,089 5	0,078 0	0,075 0	0,078 0	0,075 0

Tableau 10.3. Les caractéristiques électriques des câbles

Pour des sections $< 240 \text{ mm}^2$ la résistance est supérieure à l'inductance, et pour des sections $> 240 \text{ mm}^2$ la réactance est supérieure à la résistance. Pour des sections courantes les câbles électriques sont surtout résistifs. La capacité des câbles peut être négligée, et les résistances d'isolation sont complètement négligeables. Le tableau 10.3 donne l'évolution des caractéristiques en fonction de la section. Les différences de résistances et de réactance entre les câbles unipolaires et les câbles bipolaire et tripolaire proviennent de l'effet de proximité inverse dû à l'effet de peau.

10.3.2. Définitions

Les câbles et conducteurs assurent les liaisons électriques entre les différents organes d'un circuit. Un câble électrique comprend toujours une partie active métallique (âme conductrice) dont le rôle est de conduire le courant électrique et une ou plusieurs couches concentriques de matériaux isolants et protecteurs.

L'âme conductrice

C'est la partie métallique parcourue par le courant. Elle est en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium. Elle peut être massive, rigide, souple ou même extra-souple (câble de soudure).

L'enveloppe isolante

Son rôle est électrique. Le matériau d'isolation doit avoir des caractéristiques électriques appropriées avec l'utilisation du câble. Les isolations sont extrudées (PVC polychlorure de vinyle, PRC polyéthylène réticulé, etc.). On réalise également des enveloppes-gaines (matériel roulant de chemin de fer). Pour cela on utilise des matériaux ayant, en plus des caractéristiques électriques, des caractéristiques mécaniques élevées.

Matériaux isolant	Papier imprégné	Polychlorure de vinyle	Caoutchouc butyle	Polyéthylène	Polyéthylène réticulé	Caoutchouc de silicone
Température maximale en régime permanent	65 °C	70 °C	85 °C	70 °C	90 °C	180 °C
Température maximale en fin de court-circuit	150 °C	160 °C	220 °C	150 °C	250 °C	350 °C

Tableau 10.4. Les températures maximales des conducteurs

Les conducteurs

Ce sont les éléments composés d'une âme et de son enveloppe isolante.

Les sections des conducteurs

Les sections des conducteurs sont normalisées dans les valeurs suivantes :

0,5 mm² ; 0,75 mm² ; 1 mm² ; 1,5 mm² ; 2,5 mm² ; 4 mm² ; 6 mm² ; 10 mm² ; 16 mm² ; 25 mm² ; 35 mm² ; 50 mm² ; 70 mm² ; 95 mm² ; 120 mm² ; 150 mm² ; 185 mm² ; 240 mm² ; 300 mm² ; 400 mm² ; 500 mm² ; 630 mm² ; 800 mm² ; 1000 mm².

L'âme conductrice peut être ronde massive pour des sections inférieures à 4 mm². Pour toutes les sections l'âme conductrice peut être ronde câblée.

La contrainte thermique des conducteurs

Si nous considérons la capacité calorifique de l'âme conductrice (Cu ou Al) et l'augmentation de température que peut supporter l'isolant pour passer de la température maximale en régime permanent à la température maximale en fin de court-circuit, nous obtenons alors la contrainte thermique maximum admissible supportable par le câble.

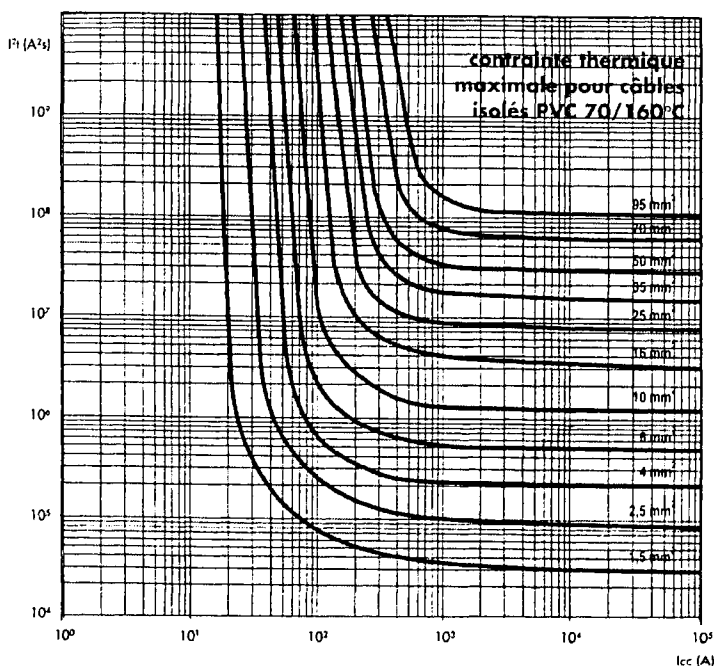


Figure 10.10. La contrainte thermique maximale pour les câbles isolés PCV

Cette contrainte thermique aussi appelée $I^2.t$ et s'exprime en $A^2.s$. (Puissance = $R.I^2$ et l'énergie = $R.I^2.t$). En fait, si l'énergie est dissipée sur un temps assez important, le câble a le temps de se refroidir par dissipation thermique. La valeur de la contrainte thermique est alors supérieure à la valeur donnée précédemment. La figure 10.10 et la figure 10.11 donnent pour différents câbles la contrainte thermique maximum admissible en fonction de la valeur efficace du courant.

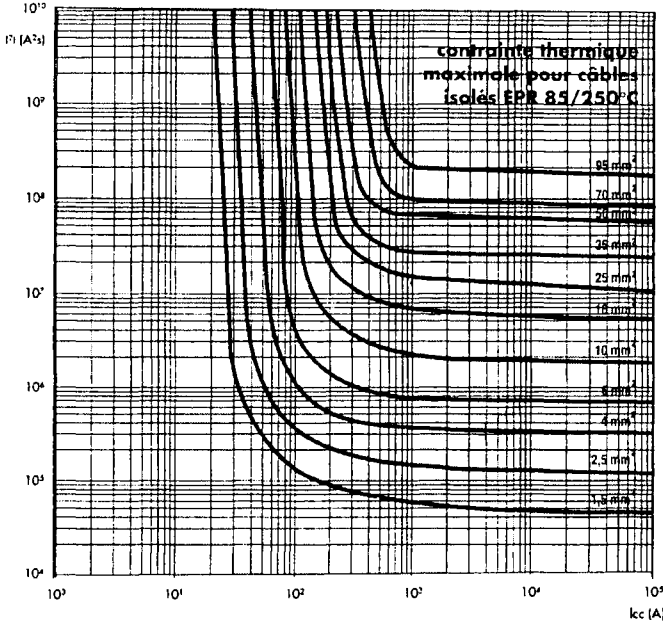


Figure 10.11. La contrainte thermique maximale pour les câbles isolés PRC

La contrainte thermique correspond à l'énergie dissipée par unité de résistance du circuit, que l'on pourrait aussi exprimer en J/Ω (joule/ohm). La contrainte thermique maximale admissible est fonction de la section et de la nature du conducteur.

Section nature	1,5 mm ²	2,5 mm ²	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
PVC Cu	29,7 k	82,6 k	212 k	476 k	1,32 M	3,40 M	8,26 M	16,2 M	33,1 M
PVC Al	-	-	-	-	541 k	1,39 M	3,38 M	6,64 M	13,5 M
PRC Cu	41,0 k	139 k	292 k	656 k	1,82 M	4,69 M	13,9 M	22,3 M	45,6 M
PRC Al	-	-	-	-	752 k	1,93 M	4,70 M	9,23 M	18,8 M

Tableau 10.5. Les contraintes thermiques maximales admissibles des conducteurs

L'assemblage

C'est le cas des câbles à plusieurs conducteurs. Les conducteurs sont groupés de façon géométrique. Quand le câble a plus de 5 conducteurs, on assemble les conducteurs en plusieurs couches. Une couche comporte toujours 6 conducteurs de plus que la couche précédente si les conducteurs ont le même diamètre.

Exemple

- 1 conducteur central + 6 (1^{re} couche) + 12 (2^e couche) + 18 + 24 + etc.
- 3 conducteurs centraux + 9 (1^{re} couche) + 15 (2^e couche) + 21 + 27 + etc.

Les assemblages de 2 à 5 conducteurs laissent un vide important entre les conducteurs. Ce vide est comblé par un bourrage. Ce dernier sert également à donner aux câbles une section circulaire. Le bourrage peut être extrudé ou posé en même temps que l'on assemble les conducteurs.

Le bourrage

Le bourrage a pour but de remplir les interstices entre les conducteurs afin de donner au câble une forme cylindrique.

Le câble

C'est un ensemble comportant plusieurs conducteurs électriquement distincts et mécaniquement solidaires.

Canalisations classiques

Les conducteurs de couleur vert et jaune doivent être réservés exclusivement au circuit de protection assurant les fonctions de sécurité.

Types de canalisations		Attribution des couleurs		
Nombre de conducteurs	Polarités	Conducteur vert et jaune	Conducteur bleu clair	Autres conducteurs
2	Ph, N	sans	N	Ph
2	Ph, Ph	sans	Ph	Ph
3	Ph, N, PE	PE	N	Ph
3	Ph, Ph, Ph	sans	Ph	Ph, Ph
3	Ph, Ph, PE	PE	Ph	Ph
4	Ph, Ph, Ph, N	sans	N	Ph, Ph, Ph
4	Ph, Ph, Ph, PE	PE	Ph	Ph, Ph
5	Ph, Ph, Ph, N, PE	PE	N	Ph, Ph, Ph

Tableau 10.6. Repérage des conducteurs dans les canalisations classiques

Le conducteur de couleur bleu clair repère le circuit du neutre. Toutefois, le conducteur de couleur bleu clair peut être utilisé comme conducteur de phase si le circuit ne comporte pas de conducteur de neutre. Les conducteurs des phases peuvent être repérés par toute autre couleur.

REMARQUE 1.– Le conducteur PEN dans le cas d'un régime de neutre TN-C et pour des sections $\geq 10 \text{ mm}^2$ assure à la fois les fonctions de conducteur de protection et de conducteur de neutre est repéré en France par la double coloration vert et jaune. Il est considéré que sa fonction principale concerne la sécurité, et que sa fonction secondaire concerne le transport du courant.

REMARQUE 2.– En général, les assemblages de 2, 3, 4 ou 5 conducteurs sont effectués avec des sections identiques. Cependant, dans le cas d'un assemblage de 4 conducteurs (3 phases et neutre) et pour de fortes sections, des assemblages de 4 conducteurs de sections différentes sont normalisés.

$3 \times 50 \text{ mm}^2 + 35 \text{ mm}^2$; $3 \times 70 \text{ mm}^2 + 35 \text{ mm}^2$; $3 \times 70 \text{ mm}^2 + 50 \text{ mm}^2$; $3 \times 95 \text{ mm}^2 + 50 \text{ mm}^2$; $3 \times 120 \text{ mm}^2 + 70 \text{ mm}^2$; $3 \times 150 \text{ mm}^2 + 70 \text{ mm}^2$; $3 \times 185 \text{ mm}^2 + 70 \text{ mm}^2$; $3 \times 240 \text{ mm}^2 + 95 \text{ mm}^2$;

Le repérage des conducteurs

Pour raccorder, sans erreur, les conducteurs d'un câble, il faut pouvoir les différencier avec certitude. Plusieurs possibilités sont utilisées :

- conducteurs de couleur,
- conducteurs noirs avec numéro imprimé en blanc,
- conducteurs pilote et directionnel.

Ce type de repérage est habituellement réservé aux câbles de plus de 7 conducteurs. Chaque couche de conducteurs comporte un conducteur coloré dit conducteur pilote, un conducteur d'une autre couleur dit conducteur directionnel, et les autres conducteurs de la couche d'une autre couleur.

EXEMPLE.– 1 conducteur bleu, 1 conducteur rouge, et 10 conducteurs noirs.

Ainsi pour effectuer des câblages de télécommande ou de signalisation, il existe des câbles en $n \times 1,5 \text{ mm}^2$, $n \times 2,5 \text{ mm}^2$ et $n \times 4 \text{ mm}^2$, et dont le nombre n de conducteurs est 6, 7, 8, 10, 12, 14, 19, 24, 27, 30, 36, 37, 48 et 60.

La protection du ou des conducteurs

Le degré de protection requis pour un câble dépend de l'environnement dans lequel il sera posé et donc de son utilisation courante.

La gaine

C'est la protection la plus simple. Elle est extrudée (PVC, polychloroprène, hypalon). Elle peut également faire bourrage. La gaine peut être composée de deux couches entre lesquelles est insérée une tresse ou un guipage très clair, de fils textiles, destinés à la renforcer longitudinalement. Cette technologie est réservée aux câbles souples.

Les armures

C'est la protection contre les chocs. Les câbles B.T. 1 000 V qui possèdent une armure peuvent être enterrés sans autre protection. Les armures sont toujours métalliques ; elles peuvent être réalisées de différentes façons :

- les armures en feuillard d'acier. Le feuillard est une bande de 0,2 mm, 0,5 mm ou 0,8 mm d'épaisseur suivant le diamètre du câble, et de largeur comprise entre 20 et 50 mm. On pose toujours 2 feuillards à déjoint, le deuxième recouvrant l'espace laissé libre par le premier (généralement un tiers de la largeur). Les feuillards peuvent être galvanisés ou nus ;
- les armures en feuillard d'aluminium, identique au type ci-dessus mais en alliage d'aluminium. Elles sont utilisées sur des monoconducteurs, pour éviter les pertes dues aux courants de Foucault. Elles peuvent jouer le rôle d'écran ;
- les armures en fils d'acier galvanisé pour réaliser ce type d'armure, on enroule autour du câble un certain nombre de fils d'acier galvanisé, dont le diamètre est compris entre 1 et 3 mm suivant le diamètre du câble. Ce type d'armure est utilisé par les houillères (câble de mines) ou pour des câbles fluviaux. Ce sont des armures lourdes qui renforcent les câbles aussi bien latéralement que longitudinalement ;
- les tresses en fils d'acier galvanisé sont réservées aux câbles souples ou aux petits câbles.

Les écrans ou blindages

Les écrans ou blindages ne sont pas destinés à la protection mécanique mais à la protection électrique. Ils sont constitués de 1 ou 2 rubans de cuivre ou d'aluminium enroulés en hélice, ne laissant aucun espace libre, ou par nappe de fils électriquement réunis par une contrespire en ruban. Ils peuvent être également réalisés par une tresse en fil de cuivre. Le rôle des écrans peut être différent suivant les types de câbles :

- faire barrière aux champs électrostatiques extérieurs au câble ;
- répartir le champ électrique à l'intérieur du câble (câble M.T. ou H.T. à champ radial) ;
- écouler les courants capacitifs ainsi que le courant de court-circuit homopolaire en cas de défaut.

10.3.3. La structure des câbles

La structure d'un câble est présentée figure 10.12, et en résumé la constitution.

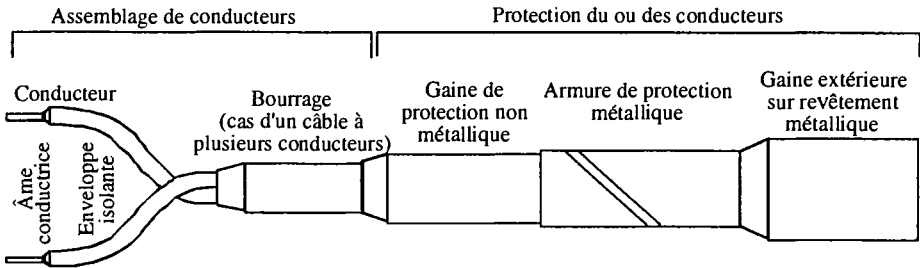


Figure 10.12. La structure des câbles

10.3.4. La fabrication des câbles

La fabrication d'un câble complexe comporte de nombreuses opérations. La fabrication d'un conducteur (âme et enveloppe isolante) nécessite deux opérations principales :

- l'extrusion, qui va disposer la matière isolante autour de l'âme conductrice,
- la **réticulation**, qui va faire polymériser et durcir la matière isolante.

L'extrusion

L'isolation des conducteurs est faite au moyen d'une extrudeuse ; cette machine comporte une vis sans fin qui, en tournant, refoule la matière isolante dans la tête d'extrusion ; cette dernière comporte un orifice annulaire entre un poinçon et une filière par lequel sort le conducteur entouré de matière isolante. Les extrudeuses (figure 10.13) sont munies d'un dispositif de chauffage et de centrage.

A la sortie de l'extrudeuse, le conducteur à isoler est tiré par un cabestan, et est refroidi progressivement en traversant en général des bacs à eau à température décroissante. Les vitesses d'extrusion sont très variables : elles vont jusqu'à 1 000 m/min pour un conducteur de 1,5 mm² isolé au PVC, et sont de l'ordre de 10 m/min pour un câble 20 kV isolé au PR, et seulement d'une trentaine de centimètre par minute pour un câble 225 kV isolé au polyéthylène.

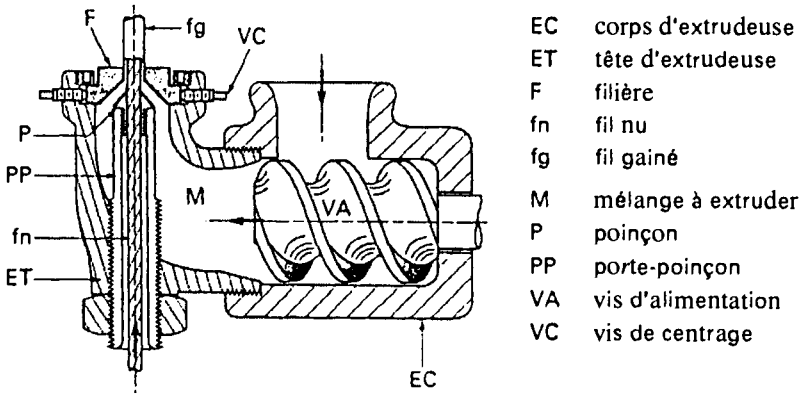


Figure 10.13. Le principe de fonctionnement d'une extrudeuse (extrait de Techniques de l'ingénieur - Génie électrique)

La réticulation

La réticulation consiste, après extrusion, à ponter les chaînes de molécules par des liaisons radiales. Le cas le plus courant est celui du polyéthylène. L'amélioration porte notamment sur :

- la température maximale admissible par le matériau,
- la tenue mécanique,
- la résistance aux intempéries, car le polymère obtenu se prête mieux à l'incorporation d'éléments protecteurs.

Plusieurs méthodes sont utilisées :

- réticulation par peroxyde sous vapeur d'eau, le câble tiré dans un tube est amené à une température de 200 °C à 220 °C sous une pression de vapeur d'eau de 16 à 23 bar, puis est progressivement refroidi à la même pression. L'inconvénient de ce procédé est d'introduire de l'eau dans l'isolant, ce qui a pour effet de réduire la tension d'utilisation ;
- réticulation par peroxyde sous fluide inerte, le câble tiré dans un tube est amené à une température de 280 °C sous une pression de 10 à 12 bars, puis est progressivement refroidi à la même pression. L'absence d'eau permet à l'isolant de supporter des champs électriques beaucoup plus élevés ;
- réticulation par des silanes ; le procédé consiste à ajouter un additif catalyseur et antioxydant au polyéthylène, et à procéder normalement à l'extrusion. Le câble obtenu est mis sur tourets puis maintenu dans un bain à 90 °C pendant une durée de 1 à 4 h pendant laquelle a lieu la polymérisation ;

– réticulation par irradiation ; ce procédé consiste, par bombardement d'électrons ou de rayon γ , à produire des radicaux libres permettant le pontage des chaînes de molécules.

10.3.5. La dénomination des conducteurs et des câbles

La dénomination des câbles est déterminée d'après la spécification normalisée et non en fonction des conditions d'emploi. Elle signale si le type fait l'objet d'une norme de la classe électrique, de la classe marine ou seulement d'une classe U.T.E. Il existe deux types de dénomination actuellement en vigueur :

- l'ancienne dénomination norme française (UTE), câbles commençant par la lettre **U** ;
- la nouvelle dénomination norme européenne (CENELEC), câbles commençant par la lettre **H**.

Mais cela n'empêche pas l'existence d'anciens câbles de type national reconnus, câbles commençant par la lettre **A**, et l'existence de câbles de type national avec la désignation internationale, câbles commençant par les lettres **FRN**. Nous donnons ci-dessous quelques exemple de dénomination de conducteurs.

U 1000 ARV FV 3 x 50 + 35 mm²

Câble industriel aluminium rigide 1 000 V, isolant PRC, revêtement d'assemblage PVC, 2 feuilards acier, gaine extérieur PVC noir, 3 conducteurs de 50 mm² + 1 conducteur de 35 mm².

H03 VV-H 2F 2 x 0,75 mm²

Câble méplat, alimentation de petits appareils électrodomestiques, 300 V, isolant PVC, gaine PVC, 2 conducteurs de 0,75 mm².

U 1000 R02V 19 x 1,5 mm²

Câble industriel rigide 1 000 V, isolant PRC, gaine PVC noir, 19 conducteurs de 1,5 mm².

H05 VV-F 3 x 2,5 mm²

Câble destiné à l'alimentation de petits appareils mobiles, 500 V, isolant PVC, gaine PVC grise, 3 conducteurs de 2,5 mm².

H07 RN-F 5 x 2,5 mm²

Câble industriel souple 750 V, isolant caoutchouc, gaine polychloroprène, 5 conducteurs de 2,5 mm².

UTE		CENELEC	
Code de normalisation	U (UTE)	Code de normalisation	H : harmonisé A : dérivé d'un type harmonisé FNR : national mais avec une désignation internationale
Tension de service	250 : 250 V 500 : 500 V 1000 : 1000 V	Tension de service	03 : 300 V 05 : 500 V 07 : 750 V I : 1000 V
Ame conductrice	Pas de code : (cuivre rigide) A : aluminium S : souple	Mélange isolant	B : caoutchouc d'éthylène propylène (EPR) R : caoutchouc naturel (rubber) V : polychlorure de vinyle (PVC) X : polyéthylène réticulé (PR) N : polychloroprène Néoprène (PCP)
Isolant	X : caoutchouc vulcanisé X : néoprène (PCP) R : polyéthylène réticulé (PR) V : (PVC) P : plomb 2 : gaine interne épaisse	Mélange gaine	B : caoutchouc d'éthylène propylène (EPR) R : caoutchouc naturel (rubber) V : polychlorure de vinyle (PVC) X : polyéthylène réticulé (PR) N : polychloroprène Néoprène (PCP)
Bourrage	G : matière plastique ou élastique formant bourrage O : aucun bourrage I : gaine d'assemblage formant bourrage	Construction spéciale	U : rigide massive R : rigide câblé F : souple classe 5 K : souple classique H : extra souple classe 6 H : méplat divisible H2 : méplat non divisible
Gaine interne	X : caoutchouc vulcanisé X : néoprène (PCP) R : polyéthylène réticulé (PR) V : (PVC) P : plomb 2 : gaine interne épaisse	Nature de l'âme	Pas de code : cuivre A : aluminium
Armature métallique	F : feuillard	Symbole de l'âme	U : rigide massive R : rigide câblée F : souple classe 5 K : souple classique II : extra souple classe 6 H : méplat divisible II2 : méplat non divisible
Gaine externe	X : caoutchouc vulcanisé X : néoprène (PCP) R : polyéthylène réticulé (PR) V : (PVC) P : plomb 2 : gaine interne épaisse	Composition du câble	: nb de conducteurs X : absence de conducteur V/I G : présence de conducteur V/I : section des conducteurs

Tableau 10.7. Les dénominations des conducteurs

Mais il existe encore bien d'autres sortes de câbles électriques ayant d'autres dénominations :

- les câbles de distribution EDF,
- les câbles moyenne tension EDF,
- les câbles chauffants,
- les câbles souples pour ascenseurs ou robots,

- les câbles souples de soudure,
- les câbles coaxiaux,
- les câbles d'instrumentation,
- les câbles de compensation de thermocouples,
- les câbles de sécurité incendie résistant au feu,
- les câbles pour réseaux locaux,
- les câbles électroniques et informatiques,
- les câbles téléphoniques.

10.3.6. Les particularités des câbles

Le comportement au feu

Le comportement au feu peut être un critère de choix d'un type de câble pour une installation. Les différentes catégories ont été établies.

CR I	C 1	C 2	C 3	S H
Résistant au feu	Non propagateur de l'incendie	Retardant la propagation de la flamme	Pas de caractéristiques du point de vue du comportement au feu	Sans halogène (fumées toxiques)

Tableau 10.8. Les différentes catégories de comportement au feu

Les conducteurs isolés peuvent être résistants au feu lorsque cette caractéristique est exigée (condition d'influences externes BD2, BD3, BD4). Ils sont alors posés en montage apparent dans des conduits métalliques, blindés et non propagateurs de la flamme (MRB, MSB).

La classe de matériel électrique d'un câble

Certains câbles qui comportent une gaine protectrice en polyéthylène réticulé ou en PVC thermoplastique, sont considérés de classe **II** comme comportant une double isolation ou une isolation renforcée.

Par contre, les câbles comportant un écran en cuivre peuvent être considérés de classe **I**, l'écran en cuivre devant impérativement être relié à la terre.

10.3.7. Les différents types de câbles et conducteurs commercialisés

Les câbles isolés aux élastomères (famille PR)

Désignation	Tension assignée	Souplesse	Revêtements	Particularités	Sections (mm ²)
U 1000 R12N	600/1 000 V	Rigide	R	C2 - Classe II	1,5 - 630
U 1000 R2V	600/1 000 V	Rigide	T	C2 - Classe II	1,5 - 630
U 1000 RVFV	600/1 000 V	Rigide	T A T	C2	1,5 - 300
U 1000 RGPFV	600/1 000 V	Rigide	P A T	C2	1,5 - 240
H 07 RN-F	450/750 V	Souple	R	C2 - Classe II	1,5 - 500
FR-N 07 RN-F	450/750 V	Souple	R	C2 - Classe I	1,5 - 4
A 07 RN-F	450/750 V	Souple	R	C2 - Classe II	1,5 - 300
FR-N 1 X1X2	600/1 000 V	Rigide	R	C1 - Classe II - Sans halogène	1,5 - 630
FR-N 1 X1G1	600/1 000 V	Rigide	T	C1 - Classe II - Sans halogène	1,5 - 630
FR-N 1 X1X2Z4X2	600/1 000 V	Rigide	R A R	C1 - Sans halogène	1,5 - 300
FR-N 1 X1G1Z4G1	600/1 000 V	Rigide	T A T	C1 - Sans halogène	1,5 - 300
FR-N 07 X4X5-F	450/750 V	Souple	R	C1 - Classe II - Sans halogène	1,5 - 500
0,6/1 Torsades	600/1 000 V	Rigide	R	C3 - Alu	16 - 150
FR-N 1 XDV- AR, AS, AU	600/1 000 V	Rigide	A T	C2 - Alu	16 - 240
H 05 RN-F	300/500 V	Souple	R	C2 - Classe II	0,75 - 1
A 05 RN-F	300/500 V	Souple	R	C2 - Classe II	0,5 - 1
H 05 RR-F	300/500 V	Souple	R	C3 - Classe II	0,75 - 6
A 05 RR-F	300/500 V	Souple	R	C3 - Classe II	0,75 - 6

Tableau 10.9. Les dénominations des câbles commercialisés (PRC)

Fil de câblage à très basse tension

Désignation	Tension assignée	Souplesse	Revêtements	Particularités	Sections (mm ²)
U 50 (VV)	50 V	Rigide	Gaine thermoplastique e	C2 retardant la propagation de la flamme	0,12 - 0,75

Tableau 10.10. Les dénominations des conducteurs commercialisés (T.B.T)

Les câbles isolés au polychlorure de vinyle (famille PVC)

Désignation	Tension assignée	Souplesse	Revêtements	Particularités	Sections (mm ²)
FR-N 05 W-U, R	300/500 V	Rigide	T	C2 - Classe II	1,5 - 35
FR-N 05 W-AR	300/500 V	Rigide	T	C2 - Classe II - Alu	10 - 35
FR-N 05 VL2V-U, R	300/500 V	Rigide	PT	C2	1,5 - 25
FR-N 05 VL2V-AR	300/500 V	Rigide	T	C2 - Classe II - Alu	10 - 35
H 07 VVH2-F	450/750 V	Souple	T	C2 - Classe II - Méplat	1,5 - 16
H 07 VVD3H2-F	450/750 V	Souple	T	C2 - Méplat - Porteur	1,5 - 16
H 05 VV-F	300/500 V	Souple	T	C2 - Classe II	0,75 - 4
H 05 VVH2-F	300/500 V	Souple	T	C2 - Classe II - méplat	0,75
FR-N 05 SJ-K	300/500 V	Souple	T	C2 - TV (Tresse)	0,5 - 16
FR-N 05 VV5-F, R	300/500 V	Souple	T	C2	0,5 - 35
FR-N 05 VVC4V5-F	300/500 V	Souple	T-E	C2 - Classe II	0,5 - 2,5
A 05 VV-F	300/500 V	Souple	T	C2 - Classe II	0,75 - 4
A 05 VVH2-F	300/500 V	Souple	T	C2 - Classe II - Méplat	1

Tableau 10.11. *Les dénominations des câbles commercialisés (PVC)**Les conducteurs à isolant minéral*

Désignation	Tension assignée	Souplesse	Revêtements	Particularités	Sections (mm ²)
U 500 X	300/500 V	Rigide	-	CR1 résistant au feu	1,5 - 4
U 1000 X	600/1 000 V	Rigide	-	CR1 résistant au feu	1,5 - 150
U 500 XV	300/500 V	Rigide	Gaine thermoplastique	CR1 résistant au feu	1,5 - 4
U 1000 XV	600/1 000 V	Rigide	Gaine thermoplastique	CR1 résistant au feu	1,5 - 150

Tableau 10.12. *Les dénominations des conducteurs commercialisés (CR 1)*

Les conducteurs isolés

Désignation	Tension assignée	Souplesse	Revêtements	Particularités	Sections (mm ²)
H 07 V-U, R	450/750 V	Rigide	-	C2	1,5 - 400
H 07 V-K	450/750 V	Souple	-	C2	1,5 - 240
FR-N 07 V-AU	450/750 V	Rigide	-	C2 - Alu	10 - 16
FR-N 07 V-AR	450/750 V	Rigide	-	C2 - Alu	10 - 400
H 05 V-U	300/500 V	Rigide	-	C2	0,5 - 1
H 05 V-K	300/500 V	Souple	-	C2	0,5 - 1
FR-N 05 G2-U, R	300/500 V	Rigide	-	C1 - Sans Halogène	0,5 - 1
FR-N 05 G2-K	300/500 V	Souple	-	C1 - Sans Halogène	0,5 - 1
H 05 SJ-K	300/500 V	Souple	-	C2 - TV (Tresse)	0,5 - 16
FR-N 07 X3-U, R	450/750 V	Rigide	-	C1 - Sans Halogène	1,5 - 50
FR-N 07 X3-K	450/750 V	Souple	-	C1 - Sans Halogène	1,5 - 50
H 07 G-U, R	450/750 V	Rigide	-	C3	0,5 - 95
H 07 G-K	450/750 V	Souple	-	C3	0,5 - 95

Tableau 10.13. *Les dénominations des conducteurs commercialisés***10.4. Bibliographie**

[ELG 82] Oile I. ELGERD, *Electric Energy Systems Theory (An introduction)*, Mc Graw-Hill Book Company 1982.

[PAY] Michel PAYS, Câbles de transport d'énergie Technologie, Caractéristiques Techniques de l'ingénieur D 4 520.

NF C 15-520 Installations électriques à basse tension. Guide pratique canalisations, mode de pose, connexions.

Alcatel câble, Cahiers techniques Câbles : Calcul des liaisons électriques.

Alcatel câble, Cahiers techniques Câbles : Tenue au feu.

Alcatel câble, L'essentiel du câble.

Alcatel câble, Câbles moyenne tension et basse tension, distribution et branchements.

Alcatel câble, Câbles pour téléphonie privée.

Chapitre 11

La pose des câbles électriques basse tension

11.1. Présentation

Le choix d'un câble et celui de son conduit de protection sont étroitement liés. Ils dépendent de certains critères communs. L'ensemble câble-conduit forme une canalisation électrique. Pour tous compléments d'information, on pourra se reporter à la NF C 15-520.

11.2. Les conduits (NF C 15-100, 529.1)

Les conduits canalisent les conducteurs et assurent la protection mécanique contre les contraintes externes. Pour des faibles puissances du domaine tertiaire ou domestique, les canalisations sont encastrées dans les matériaux de construction ou apparent (IRO, plinthes, goulottes, moulures).

La figure 11.1 donne la dénomination des conduits en fonction de leurs propriétés électriques (isolant, métallique), mécaniques (rigide, cintrable, souple, ordinaire, déformable, blindé, transversalement élastique), degrés de résistance mécanique (IPxx5 à IPxx9), propriétés physico-chimiques (résistance aux agents chimiques, non propagateur de la flamme, étanche).

La pose des câbles dans des conduits est justifiée lorsque sur une partie de son parcours le câble ne possède pas les qualités requises pour les risques présentés par l'emplacement considéré ; le conduit confère alors au câble la protection complémentaire nécessaire, généralement mécanique.


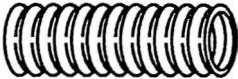


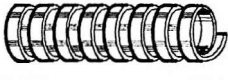
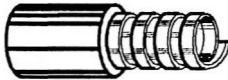

DESIGNATION	APPARENCE	MISE EN OEUVRE
IRO (Isolant, Rigide, Ordinaire) Résistance mécanique : 5		Interdit dans les planchers Rayon de courbure 6.D
ICO (Isolant, Cintrable, Ordinaire) Résistance mécanique : 5		Interdit dans les planchers Rayon de courbure 4.D
ICT (Isolant, Cintrable, Transversalement élastique) Résistance mécanique : 6		Rayon de courbure 4.D
ICD (Isolant, Cintrable, Déformable) Résistance mécanique : 5		Rayon de courbure 6.D
MSB (Métallique, Souple, Blindé) Résistance mécanique : 7		Non étanche Interdit en salle d'eau et local humides Rayon de courbure 3.D
MSB (Métallique, Souple, Blindé) Résistance mécanique : 7		Interdit en salle d'eau et local humides Rayon de courbure 3.D
MRB (Métallique, Rigide, Blindé) Résistance mécanique : 9		Résistant aux agents chimique Interdit en salle d'eau et locaux humides Rayon de courbure 6.D

Figure 11.1. La désignation des conduits

11.2.1. La dimension des conduits

Les dimensions intérieures des conduits et des accessoires de raccordement doivent permettre de tirer facilement les conducteurs ou câbles après la pose des conduits et de leurs accessoires. Cette règle est considérée comme satisfaite si la section d'occupation des conducteurs toutes protections comprises n'est pas supérieure au tiers de la section intérieure du conduit.

Le diamètre des conduits est fonction du nombre et de la section des conducteurs qu'ils contiennent. Pour pouvoir tirer facilement les conducteurs après pose des conduits, on considère que la section totale des conducteurs (isolant compris) doit être au plus égale au tiers de la section intérieure des conduits. Les tableaux 11.1 et 11.2 donnent les valeurs des sections utilisables des conduits et utilisées par les conducteurs.

N° de référence des conduits	Tiers de la section $S_m / 3$ (mm ²)			
	IRO	ICO	ICD	ICT
9	38	21	30	32
11	63	32	48	43
13	78	48	57	60
16	97	67	70	82
21	158	-	122	116
23	-	138	-	-
29	278	220	231	189
36	450	340	380	-
48	755	606	620	-

Tableau 11.1. Les sections utilisables dans les conduits par les conducteurs

Section nominale des conducteurs (mm ²)	Section d'occupation S_o (mm ²)	
	H 07 V - U ou R	H 07 V - K
1,5	8,55	9,6
2,5	11,9	13,85
4	15,2	18,1
6	22,9	31,2
10	36,3	45,4
16	50,3	60,8
25	75,4	95,0
35	95,0	123,0
50	132,7	165,0
70	176,7	226,0

Tableau 11.2. Les sections utilisées par les conducteurs

11.2.2. La fixation des conduits

Les conduits sont fixés à l'aide de pattes, colliers ou étriers appropriés qui ne les déforment pas. Les points de fixation des conduits sont déterminés suivant la nature de ces derniers et en tenant compte des effets de la dilatation. Les moyens de fixation sont protégés efficacement contre la rouille. Ils sont solidement fixés par un moyen tel que scellement, ferrures à scellement ou à souder, à vis tamponnées ou chevillées. Une fixation est nécessaire de part et d'autre de tout accessoire et de tout changement de direction. Il est recommandé d'adopter les distances maximum suivantes entre les points de fixation :

- conduits rigides (R) : 0,80 m ;
- conduits cintrables (C) : 0,60 m ;
- conduits souples (S) : 0,33 m.

11.2.3. L'encastrement des conduits

Le diamètre maximal extérieur du conduit à encastrer est fixé en fonction de l'épaisseur de la cloison. L'encastrement des conduits ne doit pas affaiblir la construction de l'ouvrage :

- l'encastrement en tracé oblique n'est pas admis,
- les encastresments horizontaux ne sont pas admis au-dessus des baies,
- les conduits ne doivent pas comporter de raccords sur leur parcours encastré.

L'encastrement des conduits peut être effectué soit :

- avant ou pendant la construction de la maçonnerie :
 - le mode de construction doit empêcher les conduits d'être exposés à des chocs dommageables, afin que les conduits ne soient pas soumis pendant les travaux de construction à des contraintes mécaniques importantes,
 - il est possible de disposer des conduits dans les parois verticales en béton banché pour des parcours verticaux uniquement, dans des cloisons préfabriquées de hauteur d'étage, dans les planchers préfabriqués, dans des planchers en béton rainurés avec hourdis, les conduits étant disposés dans les espaces séparant les hourdis, dans les huisseries ainsi que dans le parcours séparant l' huisserie du plafond ;
- dans des réservations préparées à la construction de la maçonnerie : ces réservations correspondent à des caniveaux, et des vides techniques où peuvent être posés les conduits ;
- dans des saignées faites après l'exécution des cloisons :
 - l'encastrement par saignée ne peut intéresser qu'une seule face de la cloison, en ce qui concerne les saignées horizontales,
 - les saignées sont exécutées à l'aide de machines spéciales à rainurer,
 - les saignées d'encastrement sont pratiquées en suivant l'alignement des trous des éléments constitutifs de la cloison, s'ils en comportent,
 - en tracé horizontal, l'encastrement ne peut être exécuté que sur une longueur de 0,5 m de part et d'autre de l'intersection de deux cloisons ou d'une cloison et d'un mur,
 - en tracé vertical, l'encastrement ne peut dépasser 0,80 m au-dessus du plafond ou 1,2 m au-dessus du sol fini,
 - la longueur ci-dessus de 0,8 m peut être portée au tiers de la hauteur de la cloison s'il n'est réalisé dans celle-ci qu'un seul encastrement,
 - dans une même cloison, la distance horizontale entre les axes de deux saignées verticales est d'au moins 1,50 m, que ces saignées soient pratiquées sur l'une ou l'autre face de la cloison. Il est interdit d'exécuter, sur un même axe, un encastrement sous plafond et un autre au-dessus du sol,

- les saignées verticales ne peuvent être exécutées qu'à une distance minimale de 0,2 m de l'intersection de deux parois (murs, poteaux, cloisons),
- dans le cas de carreaux en plâtre préenduits, les saignées sont exécutées à 0,05 m au moins des joints,
- la fixation des conduits dans les saignées est réalisée par des patins ou polochons en plâtre,
- avant rebouchage des saignées, les parois sont humidifiées,
- le rebouchage est effectué avec un plâtre gâché serré et pressé à refus dans la saignée. Il est arasé au nu de la paroi de la cloison.

11.3. La pose des câbles électriques basse tension

11.3.1. Les conditions de pose

Les prescriptions de la norme NF C 15-100, complétées par les règles de l'art, déterminent les conditions dans lesquelles les câbles B.T. doivent être posés. Le tableau 11.3 résume les possibilités de poses admises ou non pour les différents conducteurs et câbles.

CONDUCTEURS ET CÂBLES	CONDITIONS DE POSE											
	Conduits	Moulures, Plinthes	Colliers, attaches	Chemins de câble, tablettes	Corbeaux	Goutottes	Gouttières	Directe (sans fixation)	Sur isolateurs	Vides de construction	Caniveaux	Enterrés
Conducteurs isolés	O	O	N	N	N	N	N	N	O	O	N	N
Câbles unipolaires	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O	O
Câbles multipolaires	O	(1)	O	O	O	O	O	O	-	O	O	O
Conducteurs nus	N	N	N	N	N	N	N	N	O	N	N	N
Conducteurs isolés assemblés en faisceaux	N	N	N	N	N	N	N	N	O	N	N	N

O : Mode de pose admis

N : Mode de pose non admis

(1) : Autorisé sous certaines conditions en limitant l'emploi

Tableau 11.3. Les conditions de pose des conducteurs

Pour plus d'informations, se référer aux documents de normalisation :

NF C 11-001, NF C 11-200, NF C 11-201, relatives aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.

NF C 12-061, relative aux immeubles de grande hauteur.

NF C 12-100, relative à la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques.

NF C 12-200, relative aux établissements recevant du public.

11.3.2. Les poses de canalisations aériennes (NF C 15-100, 529.7)

Pour poser économiquement une ligne électrique sur une importante distance, la pose aérienne est souvent employée. Cependant, les conducteurs nus maintenus hors de portée par éloignement sont la source de nombreux accidents. Ce type de pose est autorisé, mais doit être évité.

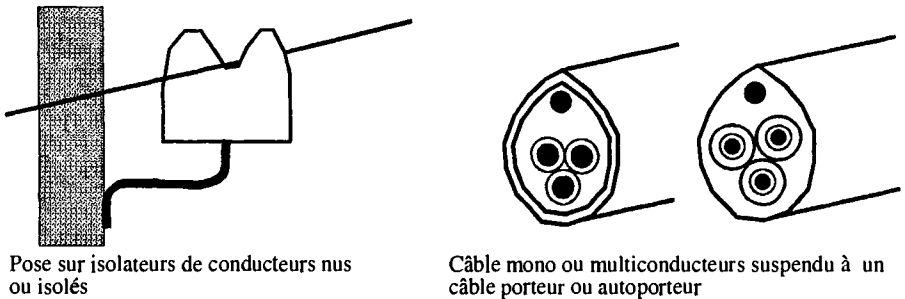
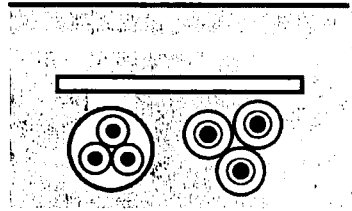
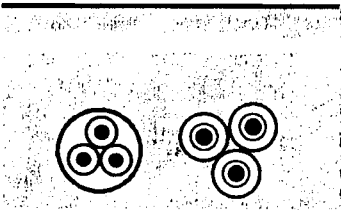


Figure 11.2. Les poses aériennes

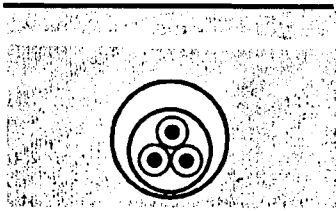
La pose de câbles porteurs ou autoporteurs est économique, mais son inesthétisme lui est généralement reproché par rapport à la pose enterrée.

11.3.3. Les poses des canalisations souterraines (NF C 15-100, 529.5)

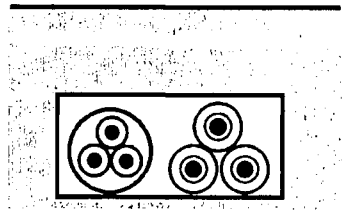
La pose d'une ligne électrique en milieu urbain emploie généralement la technique souterraine. Cette technique permet d'associer l'esthétisme à la mise hors de portée par éloignement de la canalisation de l'agressivité du milieu.



Câbles mono- ou multiconducteurs enterrés sans protection mécanique complémentaire. Câbles mono- ou multiconducteurs enterrés avec protection mécanique complémentaire.



Câbles mono- ou multiconducteurs enterrés en conduits enterrés



Câbles mono- ou multiconducteurs enterrés en conduits profilés enterrés

Figure 11.3. *Les poses souterraines*

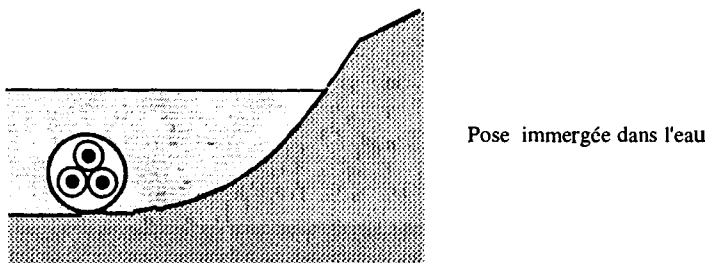
Les câbles doivent être protégés contre les détériorations causées par le tassement des terres, le contact des corps durs, le choc des outils à main en cas de fouilles, ainsi que contre les actions chimiques causées par les éléments du sol.

Pour parer aux effets du tassement des terres, les câbles doivent être enfouis en terrain normal, au moins à 60 cm de la surface du sol. Cette profondeur est portée à 1 m à la traversée des voies accessibles.

Lorsqu'une canalisation électrique enterrée longe ou croise des conduites d'eau, d'hydrocarbure, de gaz, d'air comprimé ou de vapeur également enterrées, une distance de 0,20 mètre doit en principe exister entre leurs points les plus rapprochés.

11.3.4. *Les poses de canalisations immergées*

Ce type de pose est autorisé, mais doit cependant être évité ou utilisé avec précautions, les interventions sur un tel ouvrage étant rendues très délicates.

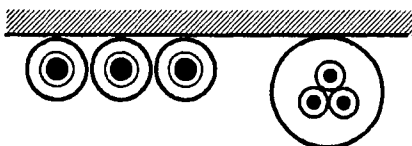


Pose immergée dans l'eau

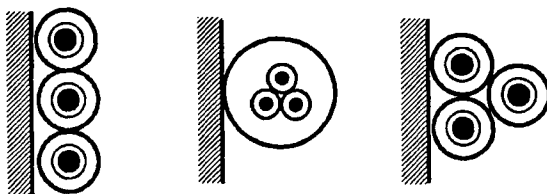
Figure 11.4. La pose immergée

11.3.5. Les poses de canalisations sur parois ou au plafond

Il faut éviter de poser les câbles à des endroits où ils seraient soumis à des risques mécaniques, ou si cela n'est pas possible, les doter d'une protection complémentaire. Les dispositifs de fixation, colliers tasseaux, doivent être adaptés au diamètre des câbles et ne pas blesser leur revêtement de protection.



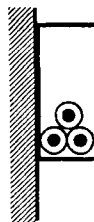
Fixation directe aux plafonds



Fixation directe aux parois par colliers, attaches



Conduit fixé directement aux parois par colliers, attaches



Conduit profilé en montage apparent fixé directement aux parois

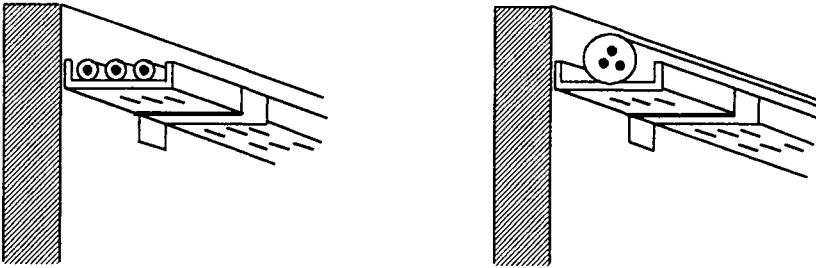
Figure 11.5. Les poses en parois ou plafond en conduit

Les colliers de fixation des câbles unipolaires doivent être amagnétiques, les crochets dit « à gaz » sont interdits (voir chapitre 5).

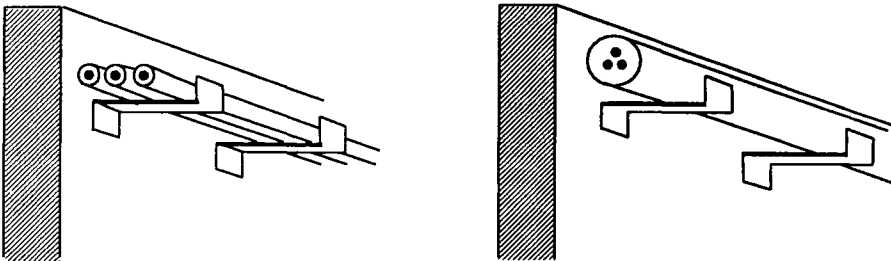
11.3.6. Les poses de canalisations sur tablettes ou sur corbeaux

Les tablettes ou chemins de câbles sont constitués de tôle ajourée, grillage ou tôle déployée, sans aspérité, de façon que l'air puisse circuler librement au travers, et cela permet également de fixer les câbles à l'aide de colliers. Les câbles doivent être espacés de 2 fois le diamètre du plus gros câble ; ils doivent être abrités des rayons solaires. Dans le cas où plusieurs tablettes sont disposées les unes au-dessus des autres, elles seront espacées d'au moins 30 cm de façon à éviter l'échauffement mutuel. Pour la même raison, les canalisations posées sur les tablettes doivent être espacées de 2 fois leur diamètre ou, si elles sont différentes, de la somme de leur diamètre. Dans le cas contraire, les intensités admissibles dans les conducteurs seront réduites (voir chapitre 15).

La distance entre les supports (corbeaux) doit être limitée pour éviter que les câbles s'incurvent sous l'effet de leur poids (40 cm pour les câbles non armés et 75 cm pour les câbles armés).



Poses sur chemins de câbles ou tablettes



Poses sur corbeaux
(uniquement pour câbles armés)

Figure 11.6. Les poses sur tablettes ou sur corbeaux

11.3.7. Les poses de canalisations en caniveaux

Il est souhaitable que la conception des caniveaux permette une ventilation naturelle et, au moins, une bonne évacuation de la chaleur dégagée par les câbles. De même, il faut éviter que les eaux de ruissellement puissent s’y accumuler ou y déposer des déchets. Ils doivent être maintenus en bon état de propreté. Dans les caniveaux où sont utilisés des câbles (multiconducteurs ou monoconducteurs), des conducteurs isolés posés dans des conduits peuvent être utilisés. Les câbles sont de préférence disposés en une seule couche. Ceci n’exclut pas la possibilité de prévoir des tablettes disposées à différents niveaux du caniveau.

Les caniveaux sont classés, du point de vue des conditions d’influences externes, suivant la classe AD4. Si les caniveaux sont inondables, seuls sont admis les câbles comportant une gaine utilisable dans des conditions AD7 (immersion) ou AD8 (submersion).

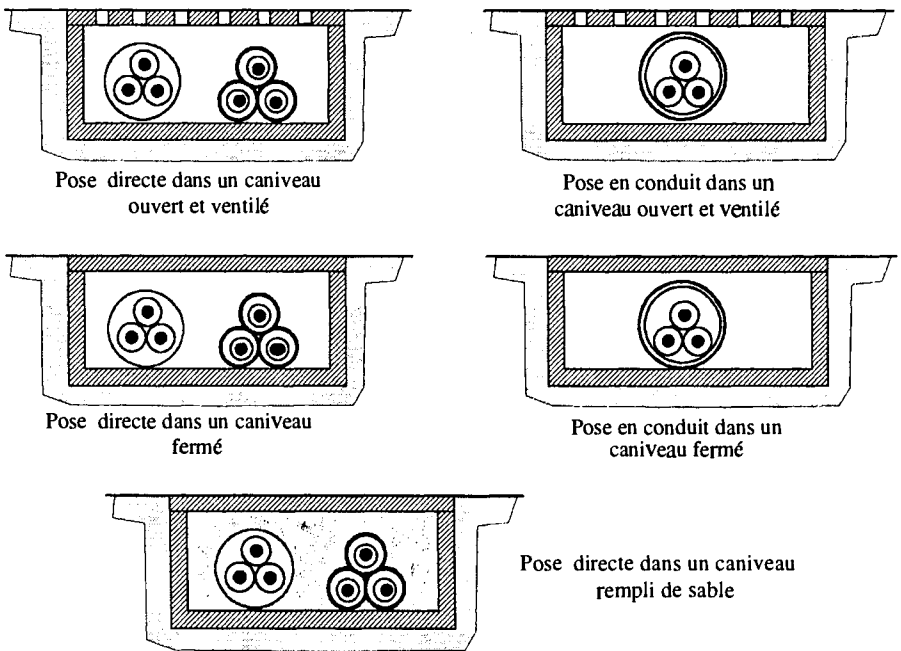


Figure 11.7. Les poses en caniveaux

La pose dans des caniveaux remplis de sable a pour principal intérêt d’éviter la propagation des flammes par les conduits électriques en cas d’incendie. Cependant, si les flammes sont arrêtées par le sable, l’incendie peut se communiquer d’une

pièce à l'autre (ou d'une cale à l'autre dans le cas d'un navire) par la simple conductivité thermique des câbles en cuivre.

11.3.8. Les poses en goulottes ou gouttières (NF C 15-100, 529.3), en moulures et plinthes rainurées (NF C 15-100, 529.2)

En cas de court-circuit des efforts électrodynamiques intenses tendant à disjoindre les conducteurs, les conduits doivent être en mesure de résister à ces efforts. Aussi les conducteurs isolés ne sont pas admis dans les gouttières.

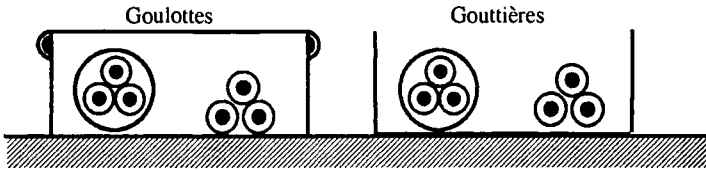


Figure 11.8. Les poses en goulottes et gouttières

A l'intérieur des bâtiments, les canalisations H.T.A sont obligatoirement montées dans des goulottes dont les parois sont pleines et qui sont munies d'un couvercle démontable uniquement à l'aide d'un outil.

Dans le cas de faibles sections de conducteurs, pour du tertiaire ou pour du domestique rénové, on utilise en pose apparente des conduits sous forme de moulures ou de plinthes qui protègent mécaniquement les conducteurs et rendent aussi discrète que possible l'installation.

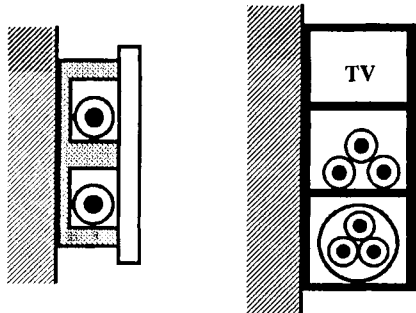


Figure 11.9. Les poses en moulures et plinthes rainurées

11.3.9. Les poses de canalisations en parois isolantes

Les volumes des parois isolantes permettent de faire l'encastrement des canalisations à moindre coût, car les saignées sont rapidement effectuées et rebouchées au plâtre.

La pose de canalisations en contact avec des matériaux thermiquement isolants ne doit pas détériorer l'isolation thermique ni réduire de manière très importante la qualité thermique du bâtiment afin de n'engendrer ni condensation ni moisissure.

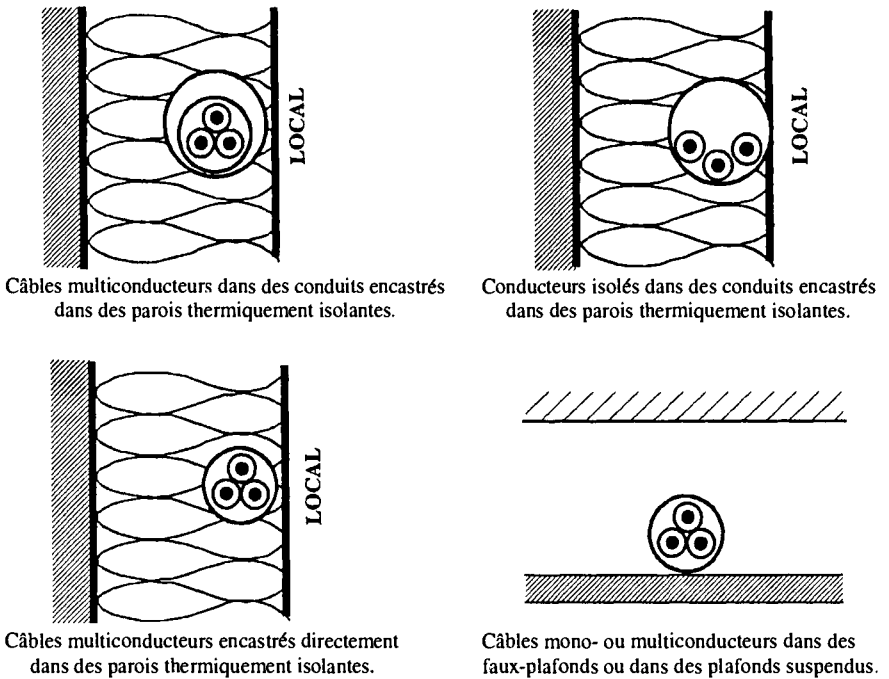
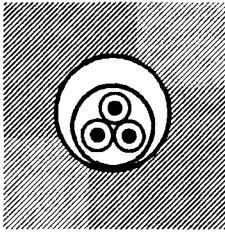


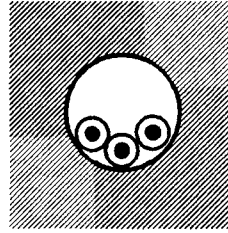
Figure 11.10. Les poses en parois isolantes

11.3.10 Les poses de canalisations noyées dans la construction

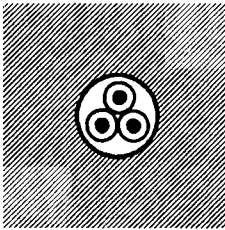
Lors de la construction du gros œuvre d'un bâtiment, il est plus économique de poser des conduits ou de réserver les volumes pour le passage des conducteurs électriques que d'avoir à les percer ultérieurement (figure 11.11).



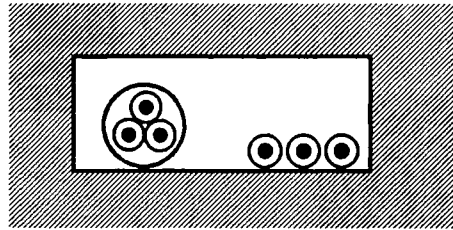
Câbles mono- ou multiconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi.



Conducteurs isolés dans des conduits encastrés dans une paroi.



Câbles mono- ou multiconducteurs encastrés directement dans des parois, sans protection mécanique complémentaire.



Câbles mono- ou multiconducteurs dans des conduits-profilés noyés dans la construction.

Figure 11.11. *Les poses noyées dans la construction*

Les ouvrages de génie civil (ponts, viaducs, tunnels) sont systématiquement pourvus de conduits en réserve afin de faciliter le passage de futures canalisations électriques.

11.3.11. *Les poses de canalisations préfabriquées (NF C 15-100, 529.6)*

Dans le cas d'ateliers, on utilise en pose apparente aux plafonds ou aux parois des canalisations préfabriquées auxquelles il est très facile de se connecter ou de se déconnecter sous tension en toute sécurité, facilitant ainsi toutes les modifications de l'installation. Ces canalisations préfabriquées possèdent une carcasse métallique qui protège mécaniquement les conducteurs des agressions extérieures et assure la rigidité et la solidité de l'installation.

Les canalisations préfabriquées sont fixées suivant les instructions du constructeur sur des éléments stables des bâtiments qui leur confèrent une solidité suffisante. Les efforts exercés par les dérivations ne doivent pas compromettre leur solidité et leur fixation (figure 11.12).

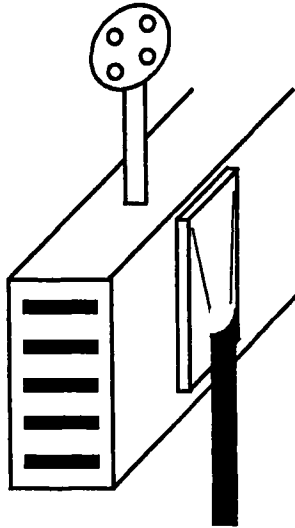


Figure 11.12. La pose de canalisations préfabriquées (type Canalis)

Dans le cas d'immeubles, on utilise les gaines techniques d'escalier pour effectuer la pose de canalisations préfabriquées, dont les éléments ont la hauteur d'un étage. Ces canalisations préfabriquées, appelées « colonnes montantes EDF » permettent d'installer des blocs de comptage et de desservir chaque appartement.

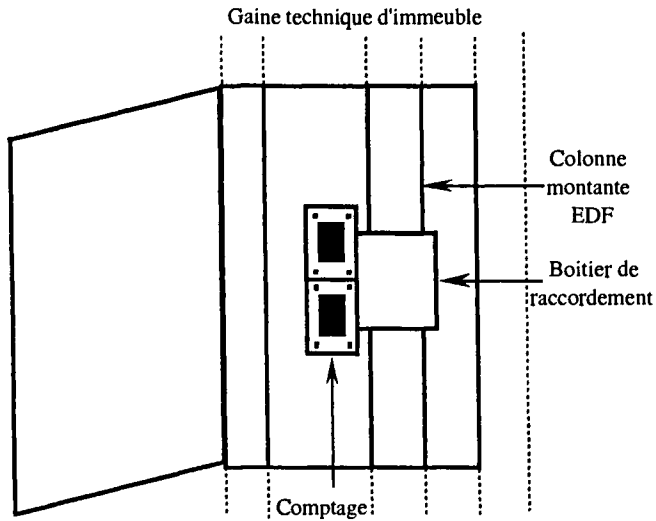


Figure 11.13. La pose de canalisations préfabriquées (type colonnes montantes EDF)

11.4. Bibliographie

NF C 15-520, Installations électriques à basse tension. Guide pratique canalisations, mode de pose, connexions.

Chapitre 12

L'appareillage électrique

12.1. Définitions

12.1.1. Quelques définitions selon les normes

Appareillage

Terme général applicable aux appareils de connexion et à leur combinaison avec des appareils de commande, de mesure, de protection et de réglage qui leur sont associés, ainsi qu'aux ensembles de tels appareils avec les connexions, les accessoires, les enveloppes et les supports correspondants.

Sectionneur

Appareil mécanique de connexion qui assure en position d'ouverture une distance de sectionnement satisfaisant à des conditions de sécurité pour le travail sur les installations, pourvu en général d'une condamnation mécanique permettant le cadenassage.



Figure 12.1. *Symbolisation d'un sectionneur*

Interrupteur

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit.



Figure 12.2. Symbolisation d'un interrupteur

Relais

Appareil mécanique de connexion ayant une seule position de repos, commandé électriquement, il sert à effectuer des opérations logiques (logique à relais) ou de commande pour de très faibles puissances $I_n \leq 4$ A (commande de contacteurs). Les contacts auxiliaires des contacteurs sont à classer dans les relais.

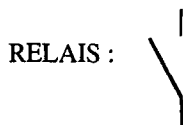


Figure 12.3. Symbolisation d'un relais

Contacteur

Appareil électromécanique de connexion ayant une seule position de repos, commandé électriquement et capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit. C'est essentiellement un appareil de commande et de contrôle capable d'effectuer un grand nombre de manœuvres sous des courants de charges normaux.



Figure 12.4. Symbolisation d'un contacteur

Disjoncteur

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit ainsi que d'établir, de supporter pendant une durée spécifiée et d'interrompre des courants dans des conditions anormales comme celles du court-circuit.



Figure 12.5. *Symbolisation d'un disjoncteur*

Fusible

Appareil dont la fonction est d'ouvrir par fusion d'un ou de plusieurs de ses éléments spécialement prévus et dimensionnés à cet effet le circuit dans lequel il est inséré et d'interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse, pendant un temps déterminé, une valeur donnée. Appareil économique dont l'intensité nominale ne dépasse pas 1 250 A. En général, le fusible associé au porte-fusible permet d'avoir la fonction sectionneur.

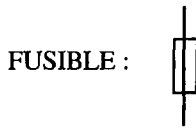


Figure 12.6. *Symbolisation d'un fusible*

A.C.P.A

Appareil de connexion de Commande et de Protection Autocoordonnées. Cet appareil de connexion comporte, intégré à l'appareil tous les dispositifs nécessaires pour assurer de manière coordonnée :

- la commande (contacteur),
- la protection contre les surcharges (protection thermique),
- la protection contre les courts-circuits (protection magnétique).

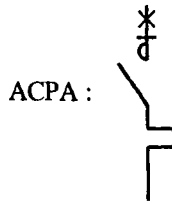


Figure 12.7. Symbolisation d'un ACPA

Déclencheur

Dispositif raccordé mécaniquement à un appareil de connexion dont il libère les organes de retenue et qui provoque son ouverture.

Relais de mesure et de protection

Dispositif raccordé électriquement dans un circuit de commande ou à un automate de traitement de l'information.

$I \gg \gg$	Relais de maximum de courant instantané
$I \gg$ 	Relais de maximum de courant avec retard à temps court
$I \gg$ 	Relais de maximum de courant avec retard à temps court
$I >$ 	Relais de maximum de courant avec retard à temps long
$I \gg \perp$ 	Relais de maximum de courant pour défaut à la terre avec retard à temps court inverse
I_d	Relais de courant différentiel
$m < 3$	Relais de détection de défaillance de phase dans un système triphasé
$U = 0$	Relais à manque de tension

Figure 12.8. La symbolisation des principaux relais de protection

Dans un souci d'intégration des différentes fonctions (gain de place, simplification du câblage) les constructeurs proposent différents appareils combinant les diverses fonctions de base.

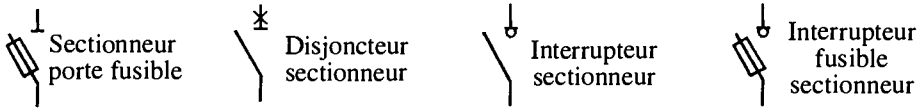


Figure 12.9. La symbolisation des appareillages électriques composés

12.1.2. Les principales normes internationales pour l'appareillage

CEI 947-1 : Les règles générales.

CEI 947-2 : Les disjoncteurs.

CEI 947-3 : Les interrupteurs, les sectionneurs, les interrupteurs sectionneurs et les combinés fusibles.

CEI 947-4 : Les contacteurs et les démarreurs moteurs.

EN 60-898 : Les disjoncteurs modulaires ≤ 63 A pour installations domestiques et analogues.

12.1.3. Quelques définitions des caractéristiques selon la norme CEI 947-1

La température ambiante

C'est la température de l'air contenu dans l'enceinte où est situé l'appareil et mesurée au voisinage de celui-ci. Les caractéristiques de fonctionnement sont données :

- sans restriction pour des températures comprises entre -5 °C et 55 °C,
- avec restrictions éventuelles pour des températures comprises entre -50 °C et $+70$ °C.

Le courant assigné d'emploi (I_e)

Il est défini suivant la tension assignée d'emploi, la fréquence et le service assignés, la catégorie d'emploi et la température de l'air au voisinage de l'appareil.

Le courant thermique conventionnel (I_{th})

Un contacteur en position fermée peut supporter ce courant I_{th} pendant au moins 8 heures sans que son échauffement à l'air libre dépasse les limites prescrites par les normes.

Le courant temporaire admissible

Un contacteur en position fermée peut supporter ce courant pendant un temps limite consécutif à un temps de repos, sans atteindre un échauffement dangereux.

La tension assignée d'emploi (U_e)

C'est la valeur de la tension qui combinée avec un courant assigné d'emploi, détermine l'emploi du contacteur, et à laquelle se rapportent les essais correspondants et la catégorie d'emploi. Pour les circuits triphasés, elle s'exprime par la tension entre phases. Sauf dans le cas particulier d'un court-circuiteur rotorique, la tension assignée d'emploi U_e est au plus égale à la tension assignée d'isolement U_i .

La tension assignée d'isolement (U_i)

La tension assignée d'isolement d'un appareil est la valeur de la tension qui sert à désigner cet isolement et à laquelle se rapportent les essais diélectriques, les lignes de fuite et les distances dans l'air. Les prescriptions n'étant pas identiques pour toutes les normes, la valeur retenue pour chacune d'elles peut être parfois différente.

La tension assignée de tenue aux chocs (U_{imp})

C'est la valeur crête d'une tension de choc que le matériel est susceptible de supporter sans claquage.

La puissance assignée d'emploi

C'est la puissance du moteur normalisé pour lequel le contacteur est prévu à la tension assignée d'emploi.

Le pouvoir assigné de coupure

C'est la valeur du courant que le contacteur peut couper dans des conditions de coupure spécifiées par la norme CEI.

Le pouvoir assigné de fermeture

C'est la valeur du courant que le contacteur peut établir dans des conditions de coupure spécifiées par la norme CEI.

Le facteur de marche (m)

C'est le rapport entre la durée de passage t du courant I et la durée du cycle T . $m = t/T$.

L'impédance des pôles

L'impédance d'un pôle est la somme des impédances des différents éléments constitutifs qui caractérisent le circuit, de la borne d'entrée à la borne de sortie. L'impédance se décompose en une partie résistive (R) et une partie inductive ($X = L\omega$). L'impédance totale est donc fonction de la fréquence et est exprimée pour 50 Hz. Cette valeur moyenne est donnée pour le pôle à son courant assigné d'emploi.

La durabilité électrique

Elle est définie par le nombre moyen de cycles de manœuvres en charge que les contacts de pôles sont susceptibles d'effectuer sans entretien. Il dépend de la catégorie d'emploi, du courant et de la tension assignés d'emploi.

La durabilité mécanique

Elle est définie par le nombre moyen de cycles de manœuvres à vide, c'est-à-dire sans courant traversant les pôles, que le contacteur est susceptible d'effectuer sans défaillance mécanique.

12.2. Les prises et fiches de courant

Pour les appareils consommant très peu de courant (adaptateur secteur, radio-réveil, etc.) il est toléré que la prise de courant serve également d'organe de commande, sinon tous les appareils doivent être pourvus d'un interrupteur assurant la fonction marche/arrêt.

Les prises de courant ne sont pas des organes de commande, leur connexion et déconnexion doivent donc être effectuées hors charge. Cependant, elles peuvent être soumises au mauvais traitement consistant à établir et interrompre le courant, tout en assurant la sécurité de l'utilisateur.

Aussi, les normes françaises précisent qu'elles doivent avoir un pouvoir de coupure de 100 manœuvres sous une tension de $1,1 U_n$ et un courant de $1,25 I_n$ avec un $\cos(\varphi) = 0,6$.

Leurs caractéristiques résultent d'un compromis entre une pression sur les contacts suffisamment forte pour limiter les échauffements, et suffisamment faible pour éviter des efforts de manœuvre et des usures intolérables. Les normes françaises précisent un échauffement limité à 45 K pour un courant de 22 A au bout d'une heure.

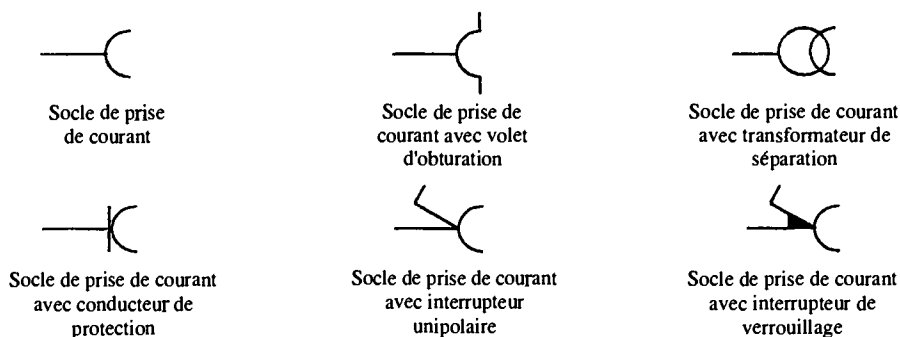


Figure 12.10. La symbolisation des socles de prises de courant

12.2.1. Les prises et fiches de courant domestiques

De nombreux standards existent dans le monde et donnent bien des soucis aux voyageurs internationaux, mais aussi aux exportateurs de matériels. Les différents standards des prises électriques fond apparaître des grandes zones historiques d'influence économiques.

Standard Australie

Australie, Argentine, Papouasie-Nouvelle-Guinée, Nouvelle Zélande, Paraguay, Uruguay.

Standard Italie

Italie, Chili, Ethiopie, Libye, Vatican.

Standard Suisse

Suisse, Liechtenstein.

Standard USA

USA, Bahamas, La Barbade, Bermudes, Bolivie, Brésil, Canada, Colombie, Corée du Sud, Costa-Rica, Curaçao, République dominicaine, Equateur, Guatemala, Guyana, Haïti, Honduras, Jamaïque, Libéria, Mexique, Nicaragua, Panama, Pérou, Philippines, Salvador, Surinam, Taïwan, Thaïlande, Trinité et Tobago, Venezuela.

Standard Grande-Bretagne

Grande-Bretagne, Abu-Dhabi, Albanie, Antigua-et-Barbuda, Bahreïn, Brunei, Fidji, Hongkong, Inde, Irlande, Kenya, Koweït, Malaisie, Nigeria, Oman, Qatar, Singapour.

Standard européen

Allemagne, Autriche, Belgique, Bosnie-Herzégovine, Bulgarie, Croatie, République tchèque, Egypte, Espagne, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Islande, Indonésie, Macédoine, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, Slovaquie, Slovénie, Suède, Turquie.

Mais certains pays comme la Russie, le Japon, la Chine, la Corée du Nord semblent avoir leur propre standard.

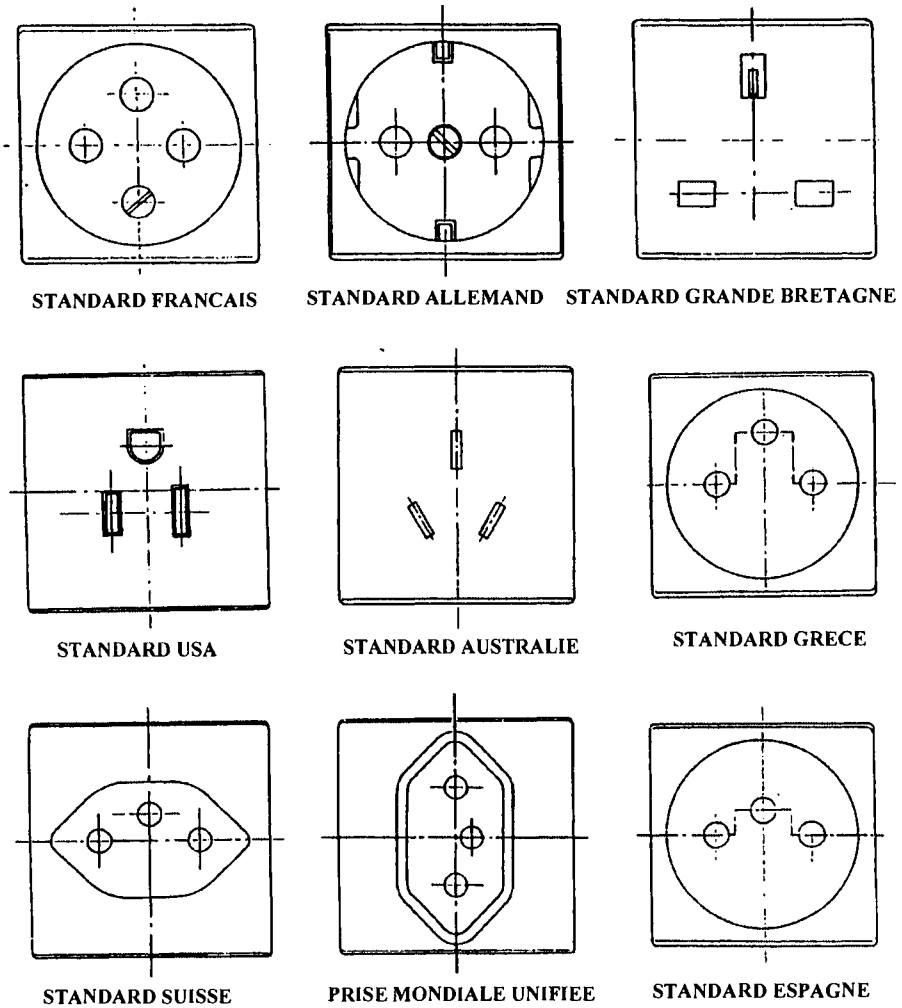


Figure 12.11. Différents types de prises et fiches existants au niveau mondial

12.2.2. Les prises et fiches de courant industrielles (16 A < I < 63 A)

De nombreux réseaux (continus ou alternatifs, monophasés ou triphasés, de différentes tensions, de différentes fréquences) peuvent cohabiter sur un même site industriel. Pour éviter tout risque d'accident dû à une erreur possible de branchement, les différentes prises selon la norme CEI 309 permettent de résoudre ce problème.

Les prises et fiches T.B.T

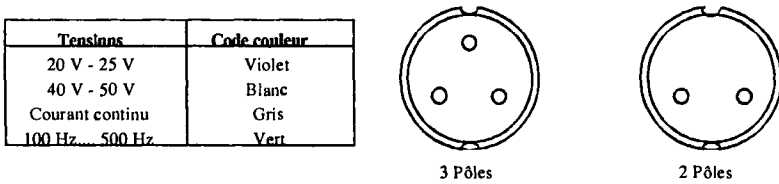


Figure 12.12. Fiches et prises T.B.T

Les prises et fiches B.T

Réseau : 110 V à 50-60 Hz. Couleur : jaune

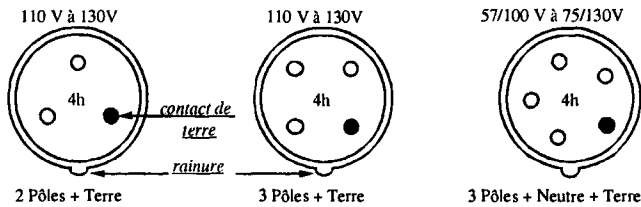


Figure 12.13. Fiches et prises pour réseaux 110 V à 50-60 Hz

Réseau : 230V à 50-60 Hz. Couleur : bleu

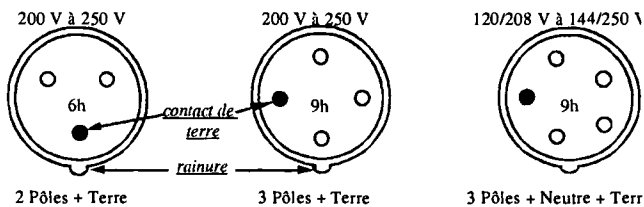


Figure 12.14. Fiches et prises pour réseaux 230 V à 50-60 Hz

Réseau : 400 V à 50-60 Hz. Couleur : rouge. réseau : 440 V à 60 Hz. Couleur : rouge

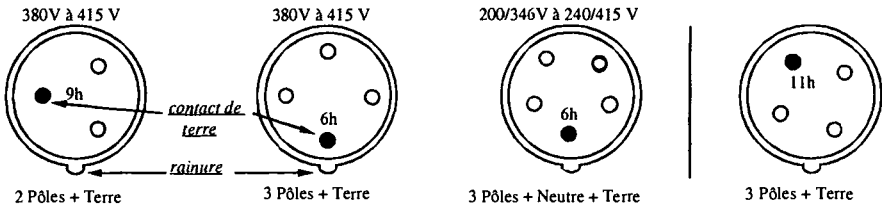


Figure 12.15. Fiches et prises pour réseaux 400 V ou 440 V à 50-60 Hz

Réseau : 500 V ~ 50-60 Hz. Couleur : noir

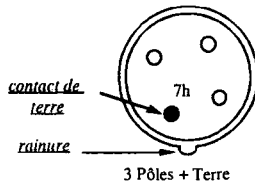


Figure 12.16. Fiches et prises pour réseaux 500 V à 50-60 Hz

Réseau : 50 → 500 V. Couleur : vert

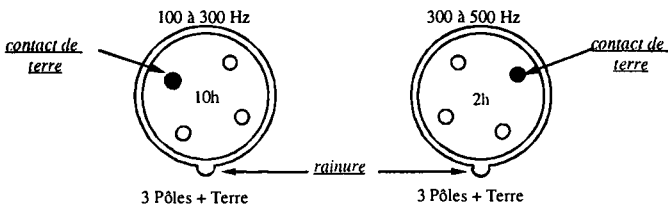


Figure 12.17. Fiches et prises pour réseaux variables de 50 V à 500 V à 50-60 Hz

12.3. Les interrupteurs

12.3.1. Quelques définitions selon la norme CEI 947-3

Les catégories d'emploi des interrupteurs en courant continu

Catégorie DC-20

Charges résistives y compris des surcharges modérées. (Pouvoir de fermeture = 0 ; pouvoir de coupure = 0 ou spécifié par le constructeur.)

Catégorie DC-21

Charges résistives y compris des surcharges modérées. ($L/R = 1,5$; pouvoir de fermeture = $1,5xI_n$; pouvoir de coupure = $1,5xI_n$.)

Catégorie DC-22

Charges mixtes, résistives et inductives y compris des surcharges modérées. ($L/R = 2,5$; pouvoir de fermeture = $4xI_n$; pouvoir de coupure = $4xI_n$.)

Catégorie DC-23

Charges constituées par des moteurs ou autres charges fortement inductives. ($L/R = 15$; pouvoir de fermeture = $4xI_n$; pouvoir de coupure = $4xI_n$.)

Les catégories d'emploi des interrupteurs en courant alternatif

Catégorie AC-21

Charges résistives y compris des surcharges modérées. ($\cos(\varphi) = 0,95$; pouvoir de fermeture = $1,5xI_n$; pouvoir de coupure = $1,5xI_n$) avec les sous catégories AC-21 A pour manœuvres fréquentes, et AC-21 B pour manœuvres non fréquentes.

Catégorie AC-22

Charges mixtes, résistives et inductives y compris des surcharges modérées. ($\cos(\varphi) = 0,65$; pouvoir de fermeture = $3xI_n$; pouvoir de coupure = $3xI_n$.)

Catégorie AC-23

Charges constituées par des moteurs ou autres charges fortement inductives. ($\cos(\varphi) = 0,35$; pouvoir de fermeture = $10xI_n$; pouvoir de coupure = $8xI_n$.)

12.4. Les contacteurs

12.4.1. *L'emploi des contacteurs en courant continu*

Les catégories d'emploi des contacteurs selon la CEI 947-4

Catégorie DC-1

Elle s'applique à tous les appareils d'utilisation à courant continu (récepteurs), dont la constante de temps (L/R) est inférieure ou égale à 1 ms. $P_{\text{coupée}} = P_{\text{nominale}}$

Catégorie DC-2

Cette catégorie concerne le démarrage des moteurs *shunt* avec la coupure des moteurs lancés. $P_{\text{coupée}} = 0,1 \times P_{\text{nominale}}$

Catégorie DC-3

Cette catégorie concerne le démarrage, le freinage en contre-courant ainsi que la marche par « à-coups » des moteurs à courant continu à excitation *shunt*. La constante de temps (L/R) est inférieure à 2 ms. A la fermeture, le contacteur établit le courant de démarrage, voisin de 2,5 fois le courant nominal du moteur. A l'ouverture, il doit couper 2,5 fois le courant nominal sous une tension au plus égale à la tension du réseau. La tension est d'autant plus élevée que la vitesse du moteur est faible et la force contre électromotrice peu élevée.

$$\text{La coupure est difficile : } P_{\text{coupée}} = 2,5 \times P_{\text{ nominale}}$$

Catégorie DC-4

Cette catégorie concerne le démarrage des moteurs série avec la coupure des moteurs lancés.

$$P_{\text{coupée}} = 0,3 \times P_{\text{ nominale}}$$

Catégorie DC-5

Cette catégorie concerne le démarrage, le freinage en contre-courant ainsi que la marche par « à-coups » des moteurs à courant continu à excitation série. La constante de temps (L/R) est inférieure à 7,5 ms. A la fermeture, le contacteur établit le courant de démarrage, voisin de 2,5 fois le courant nominal du moteur. A l'ouverture, il doit couper ce même courant sous une tension au plus égale à la tension du réseau.

$$\text{La coupure est sévère : } P_{\text{coupée}} = 2,5 \times P_{\text{ nominale}}$$

REMARQUE.- 1. La constante de temps (L/R) correspond en fait au rapport entre la puissance ($P = R.I^2$) commander par le contacteur en régime permanent, et l'énergie transitoire ($E = 1/2 L.I^2$) stockée dans l'inductance de la charge qui sera dissipée dans l'arc électrique au niveau des pôles du contacteur lors de l'ouverture du circuit. La constante de temps (L/R) caractérise le niveau de contrainte que doit supporter le contacteur.

$$L/R = (2.E/I^2) / (P/I^2) = 2.E/P$$

REMARQUE.- 2. Le pouvoir de coupure peut être augmenté en mettant des contacts en série. La figure 12.18 donne une idée de l'augmentation du pouvoir de coupure en fonction du nombre de pôles.

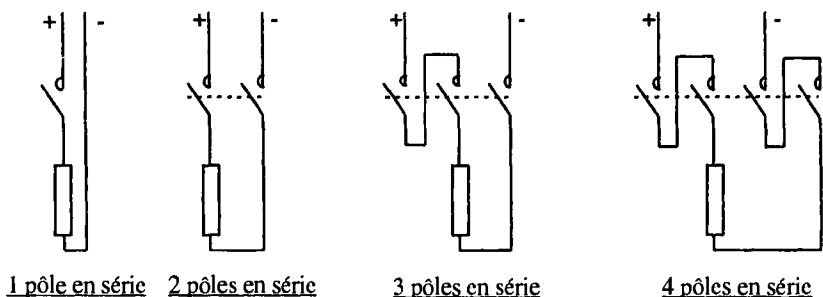


Figure 12.18. L'augmentation du pouvoir de coupure des contacteurs par la mise en série

Courant d'emploi	1 pôle	2 pôles	3 pôles	4 pôles
Catégorie DC-1	5 A	40 A	50 A	60 A
Catégorie DC-5	1 A	25 A	25 A	30 A

Tableau 12.1. L'augmentation du pouvoir de coupure des contacteurs

Le choix des contacteurs en continu selon la durabilité électrique

L'abaque de la figure 12.19 donne un exemple de la durabilité électrique des contacteurs en fonction du courant coupé. Dans le cas d'une catégorie DC-1 à DC-5, le courant coupé est égal à 2,5 fois le courant nominal absorbé par le moteur.

EXEMPLE.— Considérons un moteur série de $P = 80 \text{ kW}$ alimenté sous une tension $U = 200 \text{ V}$ de courant nominal de 400 A . On désire avoir une durée de fonctionnement de $400\,000$ cycles de manœuvres sous contraintes DC-5. Le puissance coupée est de $2,5 \times 400 \times 200 = 200 \text{ kW}$. Si on prend un contacteur avec 2 pôles en série, la puissance coupée par pôle est de 100 kW .

Les courbes de la figure 12.19 permettent de déterminer qu'un contacteur de type LC1-F400 convient.

REMARQUE.— La durabilité électrique peut être améliorée par le couplage de pôles en parallèle. Avec N pôles couplés en parallèle, la durabilité électrique D devient :

$$D = \text{Durabilité électrique par pôle} \times N \times 0,7.$$

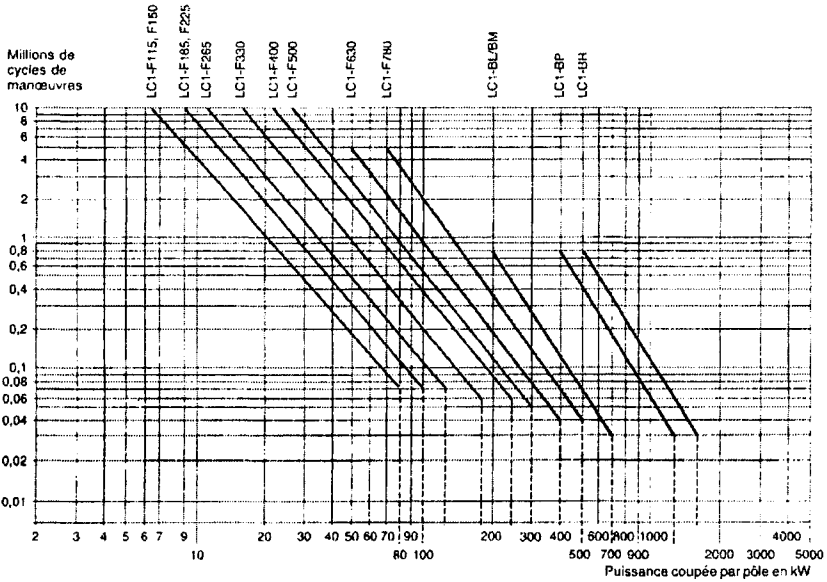


Figure 12.19. La durabilité électrique des contacteurs en fonction de la puissance coupée (Doc. Schneider)

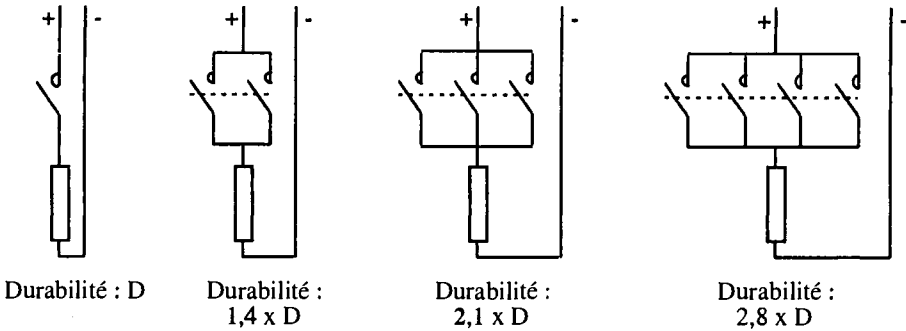


Figure 12.20. L'augmentation de la durabilité électrique des contacteurs par la mise en parallèle de pôles

REMARQUE.— Un contacteur industriel ayant au maximum 4 pôles, il n'est donc pas possible d'augmenter à la fois le pouvoir de coupure par la mise en série de pôles, et la durabilité par la mise en parallèle de pôles.

Les catégories d'emploi de contacts et de contacteurs auxiliaires (CEI 947-5)

Catégorie DC-13 (anciennement DC-11)

Elle concerne la commande des charges très inductives comme des électro-aimants, dont le temps mis pour atteindre 95 % du courant en régime établi ($T = 0,95$) est égal à $300 \text{ ms} = 3\tau = 3.L/R$.

Exemple : Commande de bobine de contacteurs sans résistance d'économie.

REMARQUE.— Un temps de montée à 95 % de 300 ms représente la plupart des charges inductives et constitue une limite supérieure. Au-delà, les charges sont composées de charges plus faibles mises en parallèle. De ce fait, la valeur 300 ms constitue une limite supérieure, quelle que soit la valeur de l'énergie absorbée.

12.4.2. L'emploi des contacteurs en courant alternatif

Les catégories d'emploi des contacteurs selon la CEI 947-4

Les catégories d'emploi normalisées fixent les valeurs du courant que le contacteur doit établir ou couper. Ces différents courants dépendent :

- de la nature du récepteur à commander : moteur à cage ou à bagues, éclairage, résistances, condensateurs de compensation ;
- des conditions dans lesquelles s'effectuent les fermetures et ouvertures : moteur calé ou en cours de démarrage ou lancé, inversion du sens de fonctionnement, freinage à contre-courant.

Catégorie AC-1

Elle s'applique à tous les appareils d'utilisation à courant alternatif (récepteurs), dont le facteur de puissance est au moins égal à 0,95 ($\cos(\varphi) > 0,95$).

Exemple d'utilisation : chauffage, distribution électrique.

Catégorie AC-2

Cette catégorie concerne le démarrage, le freinage en contre-courant ainsi que la marche par « à-coups » des moteurs à bagues. A la fermeture, le contacteur établit le courant de démarrage, voisin de 2,5 fois le courant du moteur. A l'ouverture, il doit couper le courant de démarrage, sous une tension au plus égale à la tension du réseau.

Catégorie AC-3

Cette catégorie concerne les moteurs à cage dont la coupure s'effectue moteur lancé. A la fermeture, le contacteur établit le courant de démarrage qui est de 5 à 7 fois le courant nominal du moteur. A l'ouverture, le contacteur coupe le courant

nominal absorbé par le moteur, à cet instant, la tension aux bornes de ses pôles est de l'ordre de 20 % de la tension du réseau. La coupure reste facile.

Exemple d'utilisation : tous moteurs à cage courants : ascenseurs, escaliers roulants, bandes transporteuses, élévateurs à godets, compresseurs, pompes, malaxeurs, climatiseurs, etc.

Catégorie AC-4

Cette catégorie concerne le démarrage, le freinage en contre-courant ainsi que la marche par « à-coups » des moteurs à cages. A la fermeture, le contacteur établit le courant de pointe de démarrage qui peut atteindre de 5 à 7 fois le courant nominal du moteur.

Lorsqu'il s'ouvre, il doit couper le même courant de démarrage sous une tension d'autant plus importante que la vitesse du moteur est faible. Cette tension peut être égale à celle du réseau la coupure est sévère.

Exemple d'utilisation : machines d'imprimerie, à tréfiler, levage, métallurgie.

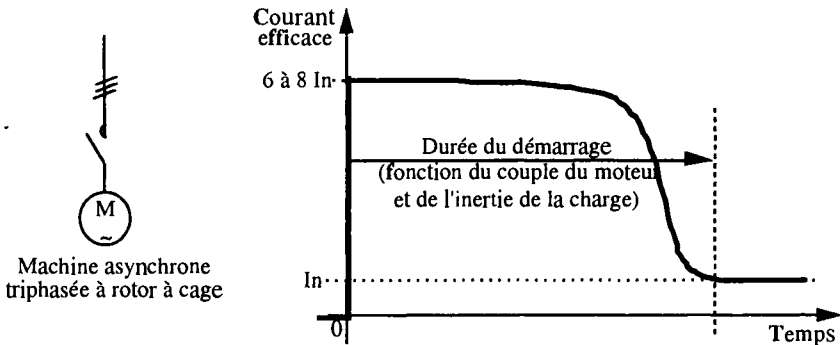


Figure 12.21. Le courant de démarrage d'un moteur asynchrone supporté par un contacteur

Le choix des contacteurs en alternatif selon la durabilité électrique

L'abaque de la figure 12.22 donne un exemple de la durabilité électrique des contacteurs en fonction du courant coupé. Dans le cas d'une catégorie AC-4, le courant coupé est égal à 6 fois le courant nominal absorbé par le moteur.

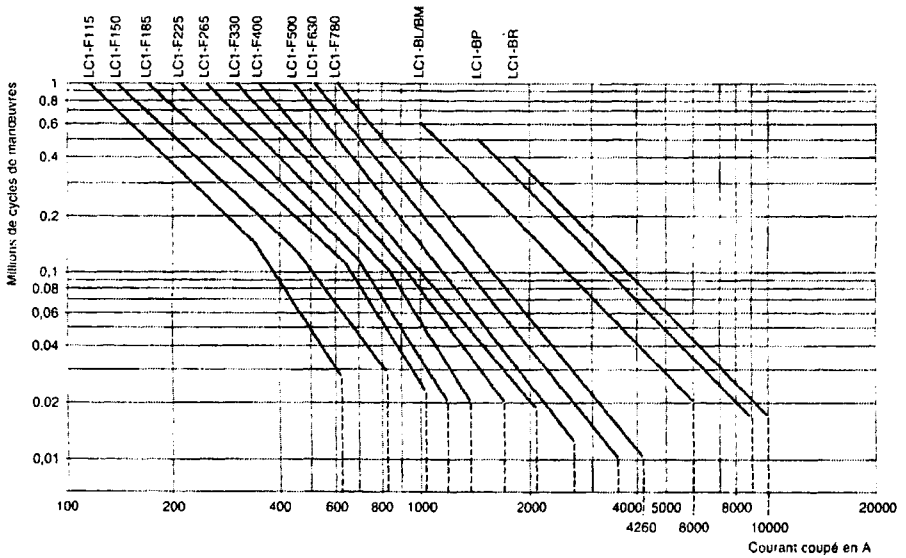


Figure 12.22. La durabilité électrique des contacteurs en fonction du courant coupé (Doc. Schneider)

EXEMPLE.— Considérons un moteur asynchrone de $P = 45 \text{ kW}$ alimenté sous une tension $U = 415 \text{ V}$ de courant nominal de 85 A . On désire avoir une durée de fonctionnement de $200\,000$ cycles de manœuvres sous contraintes AC-4. Le courant de démarrage est de $6 \times 85 = 510 \text{ A}$. Les courbes ci-dessus permettent de déterminer qu'un contacteur de type LC1-F225 convient.

REMARQUE.— La durabilité électrique peut être améliorée par le couplage de pôles en parallèle. Les coefficients donnés tiennent compte du partage souvent inégal du courant entre les pôles.

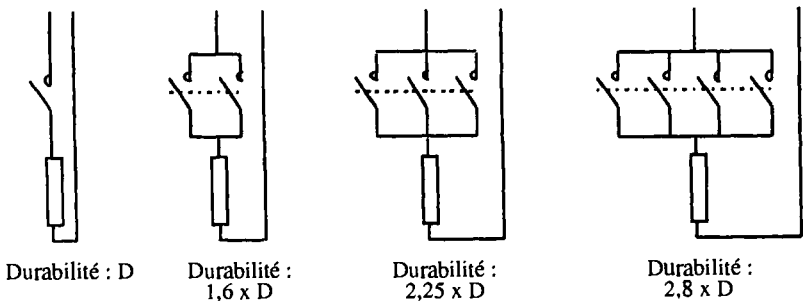


Figure 12.23. L'augmentation de la durabilité électrique des contacteurs

*Les catégories d'emploi de contacts et de contacteurs auxiliaires (CEI 947-5)***Catégorie AC-14 (anciennement AC-11)**

Elle concerne la commande des charges très inductives comme des électroaimants, dont la puissance absorbée à l'état fermé est inférieure à 72 VA ($P < 72 \text{ VA}$).

Exemple : commande de bobine de contacteurs et de relais.

Catégorie AC-15 (anciennement AC-11)

Elle concerne la commande des charges très inductives comme des électroaimants, dont la puissance absorbée à l'état fermé est supérieure à 72 VA ($P > 72 \text{ VA}$).

Exemple : commande de bobine de contacteurs.

12.4.3. Les contacteurs pour la commande des condensateurs triphasés*En régime transitoire de mise sous tension*

Les condensateurs forment avec les circuits inductifs aux bornes desquels ils sont connectés des circuits oscillants pouvant donner naissance, au moment de la mise sous tension, à des courants transitoires de forte intensité ($\approx 180 \cdot I_n$) et de fréquences élevées (de l'ordre de 1 à 15 kHz) pendant 1 à 2 ms. Les contacteurs utilisés doivent pouvoir supporter ces contraintes.

En règle générale, la pointe de courant à l'enclenchement est d'autant plus faible que :

- les inductances du réseau sont élevées,
- les transformateurs de ligne sont de petite puissance,
- la tension de court-circuit des transformateurs est élevée,
- le rapport entre la somme des puissances des condensateurs enclenchés et celles du condensateur à enclencher est petit (cas des batteries à gradins).

Batterie de condensateurs à plusieurs gradins

L'utilisation d'inductances de choc est inutile car l'inductance du réseau est suffisante pour limiter les pointes des courants à des valeurs compatibles avec les caractéristiques des condensateurs.

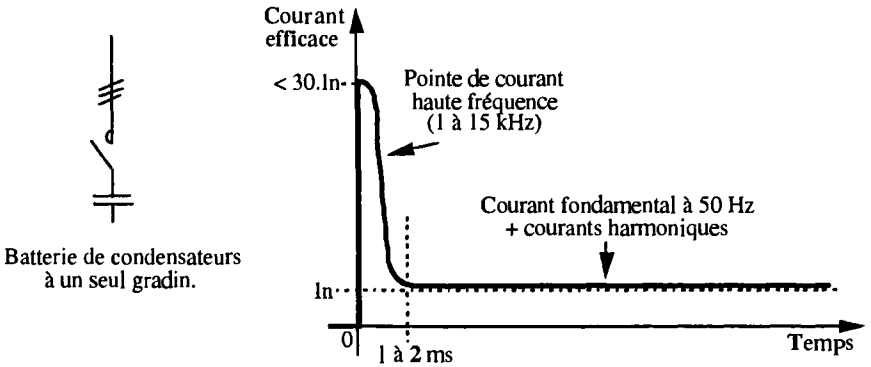


Figure 12.24. Le courant de mise sous tension de condensateurs supporté par un contacteur

Dans le cas de l'utilisation d'un contacteur standard, l'insertion d'une inductance de choc dans chacune des 3 trois phases de chacun des gradins est obligatoire. Dans le cas de l'utilisation d'un contacteur spécifique cette précaution est généralement inutile.

En régime établi

La présence d'harmoniques et la tolérance sur la tension du réseau conduisent à la circulation permanente d'un courant qui est estimé à 1,3 fois le courant nominal I_n du condensateur. Compte tenu de tolérances de fabrication, la puissance exacte d'un condensateur peut atteindre un maximum de 1,10 fois sa puissance nominale. Le contacteur de manœuvre d'un condensateur doit pouvoir supporter un courant thermique I_{th} de :

$$I_{th} = 1,3 \times 1,1 \times I_n = 1,43 I_n$$

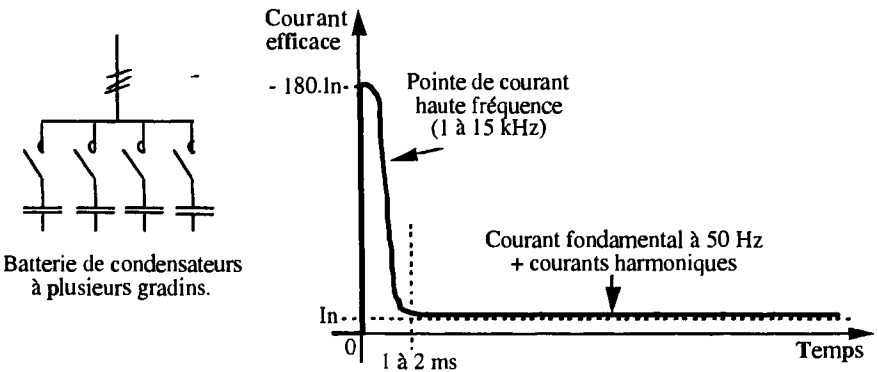


Figure 12.25. Le courant de mise sous tension d'un gradin de condensateurs supporté par un contacteur

Dimensionnement du contacteur

Le contacteur doit donc être dimensionné pour supporter :

- la brève mais forte pointe de courant à la fermeture ;
- un courant I_{th} permanent pouvant atteindre **1,43** fois le courant nominal du condensateur.

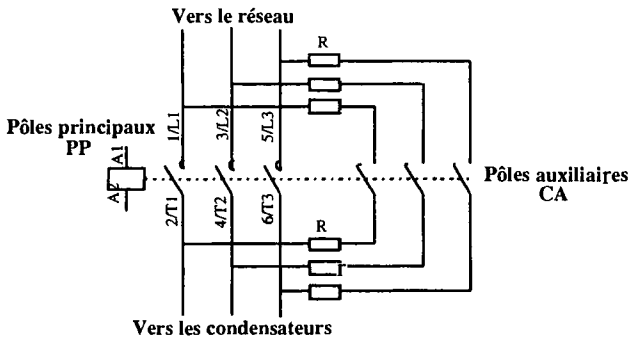


Figure 12 26. Les contacteurs pour la commande des condensateurs triphasés

Pour limiter les courants transitoires, la mise sous tension du condensateur se fait en deux temps à l'aide d'un contacteur à deux étages :

- un étage comportant trois contacts auxiliaires « CA » à la fermeture avancée couple le condensateur au réseau à travers un jeu de résistances. La pointe de courant est ainsi atténuée ;
- quelques millisecondes plus tard, les pôles principaux « PP » du premier étage court-circuitent les résistances avec un nouvel appel de courant réduit.

Ce principe peut aussi s'appliquer pour la mise sous tension de transformateurs pour lesquels il existe également d'importants courants transitoires (voir paragraphe 4.3).

12.5. Le déclenchement des appareillages

Le déclencheur est le système de commande de l'ouverture automatique de l'appareillage effectuant la coupure du courant. Pour le petit appareillage (basse tension et faible courant), les organes de mesure de commande et de coupure sont assemblés dans le même boîtier. Pour le gros appareillage (haute tension et fort courant), les organes de mesure de commande et de coupure constituent différents éléments.

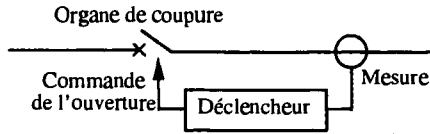


Figure 12.27. Le déclencheur entre l'organe de mesure et l'organe de coupure

L'ouverture des éléments de protection des installations peut être déclenchée de trois manières différentes.

12.5.1. Le déclenchement thermique

Il assure la protection des installations contre des détériorations dues à des effets thermiques généralement dus à des surcharges longues. L'appareillage doit être capable de couper le courant de surcharge $\approx I_{nominal}$.

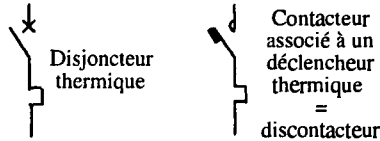


Figure 12.28. La symbolisation des déclenchements thermiques

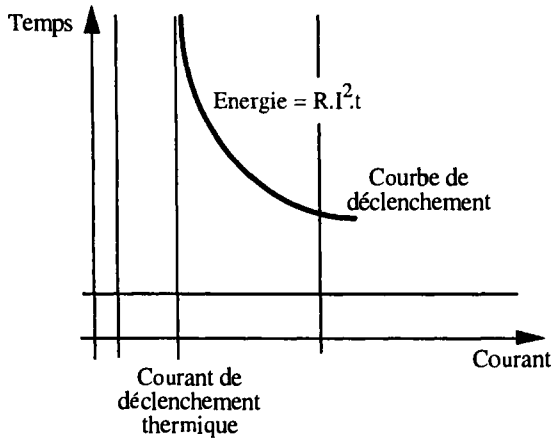


Figure 12.29. La courbe de déclenchement thermique

Le branchement en monophasé ou en continu d'un relais thermique triphasé

Pour pouvoir déclencher pour un courant prédéterminé, le disjoncteur doit se trouver exactement dans les mêmes conditions thermiques que pour son fonctionnement en triphasé. Il est nécessaire d'effectuer le branchement de figure 12.30.

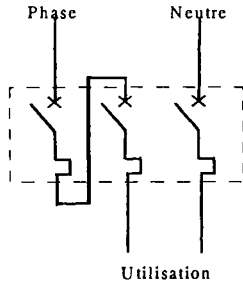


Figure 12.30. *Le branchement en monophasé en continu d'un relais thermique triphasé*

12.5.2. Le déclenchement magnétique

Il assure la détection des très fortes surintensités, protection contre les courts-circuits. L'appareillage doit être capable de couper un courant de court-circuit I_{cc} .

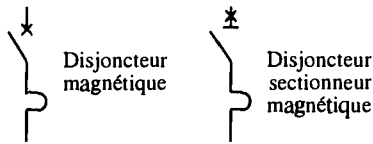


Figure 12.31. *La symbolisation des déclenchements magnétiques*

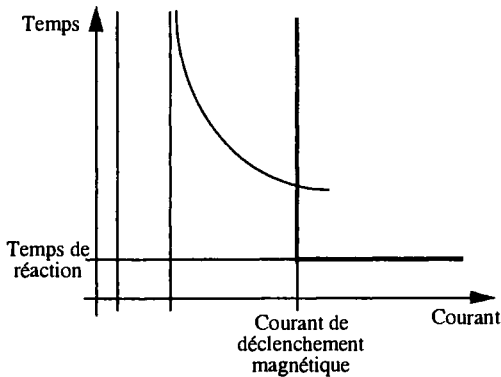


Figure 12.32. *La courbe de déclenchement magnétique*

12.5.3. Le déclenchement différentiel

Il assure la détection de très faibles courants de fuite, et la protection des personnes (30 mA) et des biens (300 mA) contre les défauts d'isolation. L'appareillage doit être capable de couper le courant de charge des circuits < Inominal.

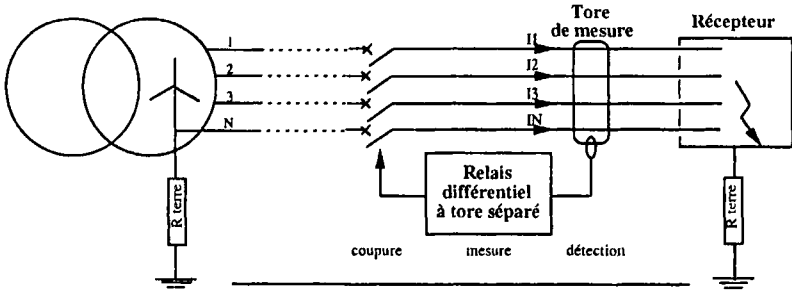


Figure 12.33. Le schéma de principe d'une protection différentielle

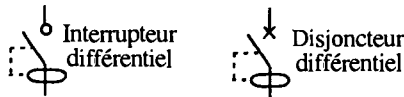


Figure 12.34. La symbolisation des déclenchements différentiels

Dans le cas d'appareillage pour installations domestiques (monophasé/bipolaire, $I_n \leq 32 \text{ A}$) le déclencheur différentiel est inclus dans l'appareillage de coupure. Pour des courants plus importants en monophasés ou des appareillages tripolaires et tétrapolaires les déclencheurs différentiels sont montés en association avec les disjoncteurs.

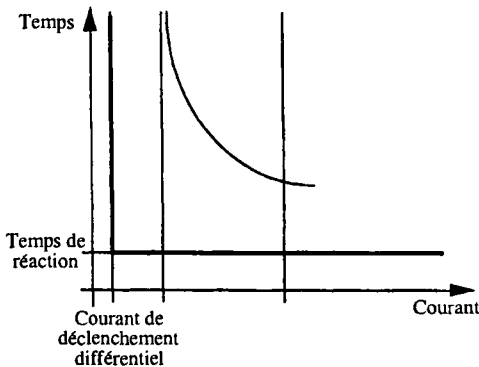


Figure 12.35. La courbe de déclenchement différentiel

12.5.4. L'association des différents déclenchements au sein d'un même appareillage

Dans le souci d'économie, de compacité, de fiabilité, les constructeurs proposent de plus en plus d'appareils intégrant plusieurs possibilités de déclenchement :

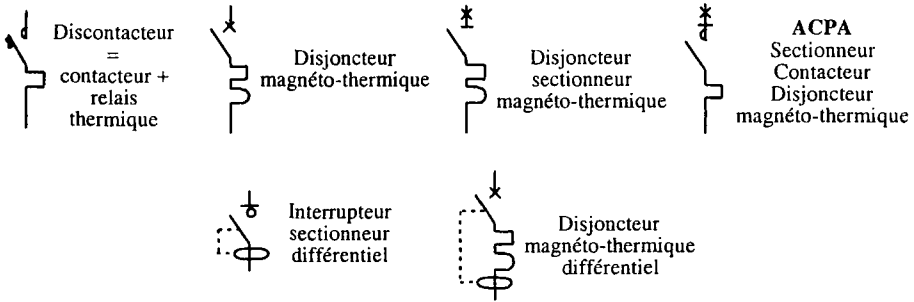


Figure 12.36. L'association des différents déclenchements au sein d'un même appareillage

12.6. La comparaison des différents appareillages

De par leur construction, les appareillages doivent être en mesure de supporter :

- la tension nominale du réseau entre différents pôles de connexion ;
- les surtensions transitoires entre différents pôles de connexion et entre contacts en position ouverte, sans qu'il y ait risque d'amorçage en garantissant l'isolation ;
- le courant nominal en permanence sans échauffement excessif détériorant les contacts ;
- le courant de court-circuit pendant le temps que peut durer son élimination, sans détérioration mécanique de l'appareillage par des forces trop intenses, ni échauffement excessif détériorant les contacts ;
- la coupure de l'arc électrique pour lequel ils ont été construits sans détérioration mécanique et thermique.

	Tension nominale	Courant nominal	Courant transitoire	Pouvoir de coupure	Principales caractéristiques
Prise de courant	Un	In	Icc	0	Faible In/mobilité
Sectionneur	Un	In	Iec	0	Sécurité
Interrupteur	Un	In	Icc	$1,5.I_n < < 8.I_n$	Faible nombre de manœuvre
Contacteur	Un	In	Icc	$1.I_n < < 8.I_n$	Grand nombre de manœuvre
Disjoncteur	Un	In	Icc	Icc	Associé à un relayage
Fusible	Un	In	Icc	Icc	Consommable

Tableau 12.2. Le pouvoir de coupure des différents appareillages

Exemples :

- l'ouverture d'un sectionneur sous In → soudage ou forte érosion du métal → détérioration de l'appareil ;
- l'ouverture d'un contacteur sous Icc → explosion du contacteur → destruction de l'appareil et risque d'incendie ;
- la fusion d'un fusible sous un Icc trop important → explosion du fusible → détérioration du porte fusible et risque d'incendie ;
- l'ouverture d'un disjoncteur sous Icc → rien → réarmement possible après diagnostic et élimination du défaut.

12.7. Le calibre nominal des fusibles et des disjoncteurs

Le courant de fonctionnement

C'est la valeur du courant qui provoque le déclenchement d'un dispositif de protection avant un temps donné.

Le courant de non-fonctionnement

C'est la valeur spécifiée du courant que peut supporter le dispositif de protection pendant un temps donné (1 heure).

Le courant nominal ou calibre d'une cartouche fusible (I_n)

Ce courant correspond au courant que le fusible peut supporter de façon continue sans détérioration. Le tableau 12.3 détaille ces différentes notions pour différents appareillages.

	Calibre	Courant de non-fonctionnement	Courant de fonctionnement
Fusible	I_n	1,2 I_n à 1,6 I_n	?
Disjoncteurs domestiques	I_n	1,1 I_n	1,43 I_n
Disjoncteurs industriels	I_n	1,05 I_n	1,25 I_n à 1,32 I_n

Tableau 12.3. *La valeur de fonctionnement des fusibles et disjoncteurs*

REMARQUES.—

– Le fusible protège très bien contre les courts-circuits, mais beaucoup moins bien contre les surcharges. De plus, le remplacement trop facile d'un fusible par un autre de calibre supérieur ne permet pas une réelle protection des canalisations électriques contre les surcharges.

– Le disjoncteur magnétothermique de petit calibre (≤ 100 A) protège à la fois contre les courts-circuits et contre les surcharges. De plus, un changement pour un calibre supérieur ne peut s'effectuer que par substitution du disjoncteur, ce qui évite tout « bricolage » et qui assure une réelle protection des canalisations électriques.

– Le disjoncteur magnétothermique de calibre supérieur à 100 A protège à la fois contre les courts-circuits et contre les surcharges. Les déclencheurs magnétiques sont réglables, et l'ajustement de calibre peut s'effectuer directement sur le disjoncteur ce qui permet d'assurer la sélectivité en cas de défaut.

– Si un défaut apparaît sur une phase, il y a perte d'une phase si la protection n'est assurée que par des fusibles, il y a perte de l'ensemble du départ si la protection est assurée par un disjoncteur. La différence est fondamentale si on alimente des machines triphasées.

12.8. Les caractéristiques des différents appareillages

12.8.1. La réactance des appareillages

Si on ne connaît pas les valeurs exactes des réactances des appareillages on peut utiliser les valeurs suivantes pour effectuer des calculs :

- contacteur : 0,3 μH soit 0,1 $\text{m}\Omega$ à 50 Hz ;
- fusible : 0,4 μH soit 0,125 $\text{m}\Omega$ à 50 Hz ;
- disjoncteur : 0,5 μH soit 0,15 $\text{m}\Omega$ à 50 Hz.

12.8.2. La résistance des appareillages

Pour un contacteur ou un disjoncteur, les chutes de tension résistives peuvent être estimées à 0,06 V pour le courant nominal, auquel on peut ajouter 0,02V dans le cas d'un appareil débrochable.

12.8.3. La résistance des fusibles

Pour les très forte intensité la chute de tension aux bornes d'une cartouche fusible descend très rarement en dessous de 0,06 V pour le courant nominal.

La chute de tension est en général de l'ordre de 0,1 V à 0,3 V en présence du courant nominal.

Pour des fusibles de très faibles calibres, les chutes de tension peuvent atteindre 3 V à 4 V en présence du courant nominal.

12.9. Bibliographie

Catalogue Télémécanique.

Catalogue Merlin-Gérin.

Catalogue Legrand.

Catalogue ABB.

Catalogue FERRAZ.

Chapitre 13

Le calcul des courants de court-circuit (I_{cc}) en un point d'une installation

13.1. Les différents courts-circuits

Pour calculer le courant de court-circuit en différents points d'une installation, il est nécessaire de calculer l'impédance Z du réseau en amont du point de court-circuit. Mais considérons les différents cas de court-circuit possible en triphasé.

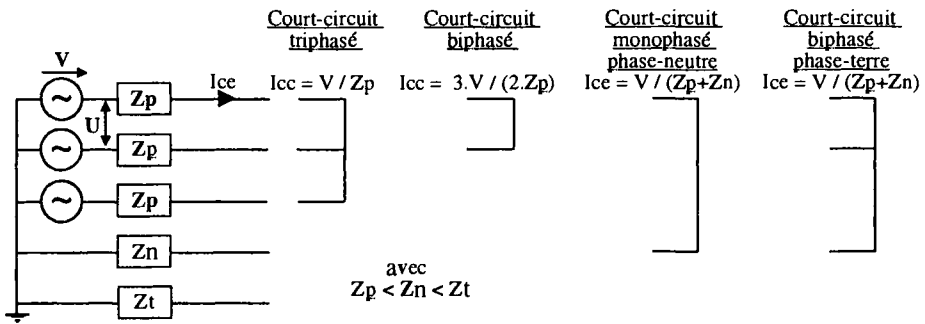


Figure 13.1. Les différents types de courts-circuits

Le courant de court-circuit est maximum dans le cas d'un court-circuit triphasé, et dans cette situation nous avons $I_{cc} = V/Z_p$. C'est ce cas, généralement le plus défavorable qui nous intéressera pour déterminer le pouvoir de coupure minimum

des disjoncteurs. Par contre, c'est le cas où le courant de court-circuit est le plus faible qu'il sera bon d'étudier pour s'assurer du bon déclenchement des protections.

13.2. Exemple de calcul d'un I_{cc} triphasé

Considérons l'installation ci-dessous :

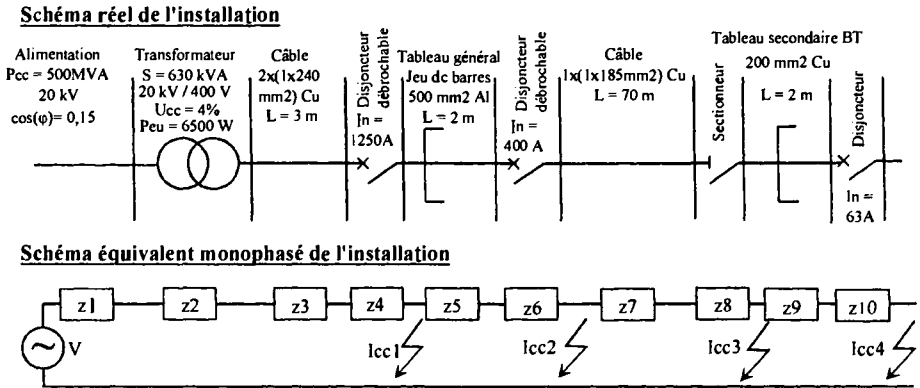


Figure 13.2. Exemple d'installation

13.2.1. Rappel de l'ordre de grandeur des impédances

La réactance des appareillages et des câbles

- On peut utiliser les valeurs approximatives suivantes pour effectuer des calculs :
- contacteur sectionneur : $0,3 \mu\text{H}$ soit $0,1 \text{ m}\Omega$ à 50 Hz ;
 - fusible : $0,4 \mu\text{H}$ soit $0,125 \text{ m}\Omega$ à 50 Hz ;
 - disjoncteur : $0,5 \mu\text{H}$ soit $0,15 \text{ m}\Omega$ à 50 Hz ;
 - câble tripolaire : entre $0,107 \Omega/\text{km}$ ($1,5 \text{ mm}^2$) et $0,071 \Omega/\text{km}$ (240 mm^2), la valeur moyenne de $0,08 \Omega/\text{km}$ peut être prise sans grand risque d'erreur ;
 - câble monopolaire : entre $0,2 \Omega/\text{km}$ ($1,5 \text{ mm}^2$) et $0,12 \Omega/\text{km}$ (630 mm^2), valeur moyenne de $0,12 \Omega/\text{km}$ peut être prise sans grand risque d'erreur ;
 - jeu de barres : la valeur de $0,15 \Omega/\text{km}$ peut être prise pour des barres disposées à une distance compatible avec l'écartement des pôles de l'appareillage.

La résistance des appareillages et des câbles

Les chutes de tension peuvent être estimées à 0,06 V pour les contacteurs et les disjoncteurs, auxquels on peut ajouter 0,02 V dans le cas d'un appareil débrochable.

Résistance des câbles en cuivre : $R_{Cu} = 22 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ à 90 °C ou $22 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

Résistance des câbles en aluminium : $R_{Al} = 36 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ à 90 °C ou $36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

REMARQUE.— S'il y a plusieurs conducteurs en parallèle par phase, il est alors nécessaire de diviser la résistance et la réactance par le nombre de conducteurs (addition des impédances en parallèles en négligeant les mutuelles inductances).

13.2.2. Le calcul des différentes impédances*L'appareillage*

Les réactances seront estimées à l'aide des ordres de grandeur préalablement donnés ; nous aurons donc : $X4 = X6 = X10 = 0,15 \text{ m}\Omega$; $X8 = 0,10 \text{ m}\Omega$.

Les résistances de contact d'un appareillage (branchements amont et aval, contact interne) seront estimées à l'aide des ordres de grandeur préalablement donnés ; nous aurons donc : $R = \Delta V/I_n$.

$$R4 = 0,08 \text{ V}/1250 \text{ A} = 0,064 \text{ m}\Omega.$$

$$R6 = 0,08 \text{ V}/400 \text{ A} = 0,2 \text{ m}\Omega.$$

$$R8 = 0,06 \text{ V}/400 \text{ A} = 0,15 \text{ m}\Omega.$$

$$R10 = 0,06 \text{ V}/63 \text{ A} = 0,95 \text{ m}\Omega.$$

Le réseau amont

Pour le calcul de l'impédance de l'alimentation H.T, la puissance de court-circuit P_{cc} définit le module de $Z1$; pour la répartition entre la résistance et l'inductance, il est nécessaire de considérer que les réseaux H.T sont 7 fois plus inductifs que résistifs ($\text{Sin}(\varphi) = 0,98$; $\text{Cos}(\varphi) = 0,15$).

$$Z1 = R1 + j.X1 ; |Z1| = U^2/P_{cc} = 0,32 \text{ m}\Omega ; R1 = 0,048 \text{ m}\Omega ; X1 = 0,31 \text{ m}\Omega.$$

Le transformateur

$$S = 630 \text{ kVA} ; U_{cc} = 4 \% ; U = 400 \text{ V} ; P_{eu} = 6500 \text{ W} ; I_n = S/(\sqrt{3} \cdot U_n) = 909 \text{ A}$$

$$Z2 = R2 + j.X2 ;$$

$$|Z2| = U_{cc}/(\sqrt{3} \cdot I_n) = 10,2 \text{ m}\Omega ;$$

$$R2 = P_{cu}/(3 \cdot I_n^2) = 2,62 \text{ m}\Omega$$

$$X2 = \sqrt{Z2^2 - R2^2} = 9,81 \text{ m}\Omega ; \quad R2 = 2,62 \text{ m}\Omega ; \quad X2 = 9,81 \text{ m}\Omega.$$

La liaison transformateur → disjoncteur source

Câbles 2 x (1 x 240 mm²) Cu par phase, L = 3 m.
 $R_3 = 22 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \times 3 \text{ m} / (2 \times 240 \text{ mm}^2) = 0,137 \text{ m}\Omega$;
 $X_3 = 0,12 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 3 \text{ m}/2 \text{ conducteurs} = 0,18 \text{ m}\Omega$.
 $R_3 = 0,137 \text{ m}\Omega$; $X_3 = 0,18 \text{ m}\Omega$.

La liaison disjoncteur source → disjoncteurs départs

Jeu de barres 500 mm² Al, L = 2 m.
 $R_5 = 36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \times 2 \text{ m} / (500 \text{ mm}^2) = 0,14 \text{ m}\Omega$;
 $X_5 = 0,15 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 2 \text{ m} = 0,3 \text{ m}\Omega$.
 $R_5 = 0,14 \text{ m}\Omega$; $X_5 = 0,3 \text{ m}\Omega$.

La liaison tableau général B.T → tableau secondaire

Câble 1 x (1 x 185 mm²) Cu par phase, L = 70 m.
 $R_7 = 22 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \times 70 \text{ m} / (185 \text{ mm}^2) = 8,32 \text{ m}\Omega$;
 $X_7 = 0,12 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 70 \text{ m} = 8,4 \text{ m}\Omega$.
 $R_7 = 8,32 \text{ m}\Omega$; $X_7 = 8,4 \text{ m}\Omega$.

La liaison interrupteur sectionneur → disjoncteurs départs

Jeu de barres 200 mm² Cu, L = 2 m.
 $R_9 = 22 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \times 2 \text{ m} / (200 \text{ mm}^2) = 0,22 \text{ m}\Omega$;
 $X_9 = 0,15 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 2 \text{ m} = 0,3 \text{ m}\Omega$.
 $R_9 = 0,22 \text{ m}\Omega$; $X_9 = 0,3 \text{ m}\Omega$.

13.2.3. Le calcul des différents courants de court-circuit

Le calcul de I_{cc1}

$R_{T1} = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 = 2,869 \text{ m}\Omega$.
 $X_{T1} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 = 10,45 \text{ m}\Omega$.

$$I_{cc1} = U / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{T1}^2 - X_{T1}^2}) = 21,310 \text{ kA} \quad I_{cc1} = 21,310 \text{ kA}$$

Le calcul de I_{cc2}

$R_{T2} = R_{T1} + R_5 + R_6 = 3,209 \text{ m}\Omega$.
 $X_{T2} = X_{T1} + X_5 + X_6 = 10,9 \text{ m}\Omega$.

$$I_{cc2} = U / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{T2}^2 - X_{T2}^2}) = 20,324 \text{ kA} \quad I_{cc2} = 20,324 \text{ kA}$$

Le calcul de Icc3

$$RT3 = RT2 + R7 + R8 = 11,679 \text{ m}\Omega.$$

$$XT3 = XT2 + X7 + X8 = 19,4 \text{ m}\Omega.$$

$$Icc3 = U / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{RT3^2 - XT3^2}) = 10,198 \text{ kA} \quad Icc3 = 10,198 \text{ kA}$$

Le calcul de Icc4

$$RT4 = RT3 + R9 + R10 = 12,849 \text{ m}\Omega.$$

$$XT4 = XT3 + X9 + X10 = 19,85 \text{ m}\Omega.$$

$$Icc4 = U / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{RT4^2 - XT4^2}) = 9,766 \text{ kA} \quad Icc4 = 9,766 \text{ kA}$$

13.3. L'estimation de l'Icc aval connaissant l'Icc amont d'une canalisation

Il arrive souvent d'être obligé de modifier une installation électrique. Cependant, on ne dispose pas toujours du plan de l'ensemble de l'installation, ou on ne souhaite pas refaire tous les calculs complets pour obtenir la puissance de court-circuit en un nouveau point. La figure 13.3 présente le principe de l'estimation.

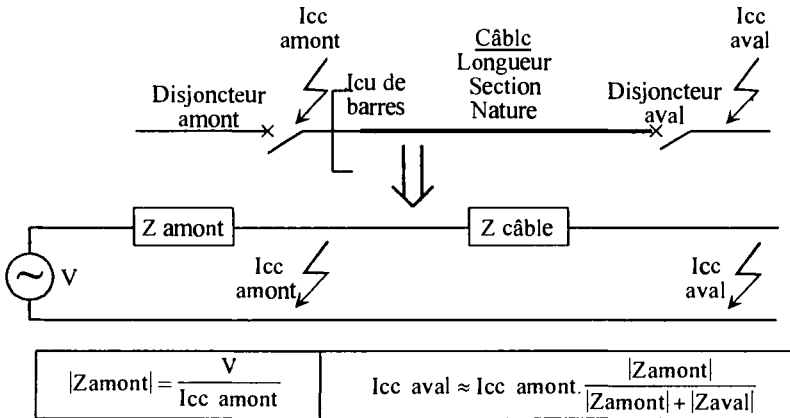


Figure 13.3. *Le calcul d'un Icc aval connaissant un Icc amont*

Cette détermination est forcément approximatif car on ne peut déterminer que le module de Z_{amont} ; l'hypothèse est donc que les impédances Z_{amont} et de $Z_{câble}$ ont

le même argument. Certains constructeurs de matériels fournissent des tableaux ou abaques permettant de faire une détermination sans calcul.

13.4. Le calcul des différents Icc par la méthode des composantes symétriques

13.4.1. Le principe de superposition

Un réseau triphasé est un système de tensions d'alimentation symétriques, et d'impédances identiques et constantes sur les trois phases. Dans ce cas, un régime équilibré se ramène à l'étude du système monophasé équivalent.

Cependant, cette méthode n'est plus utilisable pour un régime déséquilibré appliqué à un réseau électrique triphasé, ce régime pouvant être déséquilibré par des dissymétries dues à des charges ou à des défauts. Dans ce cas, les composantes symétriques permettent une grande simplification des calculs en se ramenant à la superposition de trois systèmes indépendants, qui se traitent séparément et se ramènent à l'étude d'un cas simple monophasé.

Les composantes symétriques ne sont utilisables que pour un système de tensions triphasées sinusoïdales. Dans le cas où les tensions ou les courants ne sont pas sinusoïdaux et comportent des harmoniques de tension ou de courant, il faut considérer le système à la fréquence fondamentale et les systèmes harmoniques fréquence par fréquence.

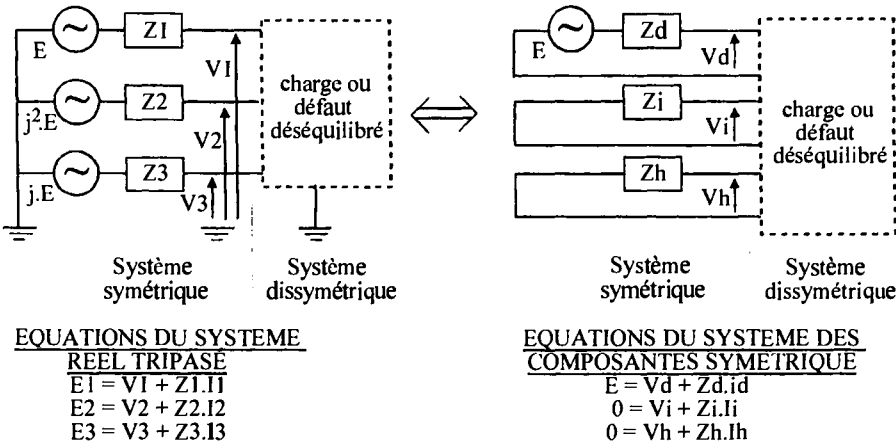


Figure 13.4. Le principe de superposition

Mais rappelons les équations de passage entre le système des composantes symétriques et le système des composantes réelles.

La formule de passage des composantes symétriques au système réel triphasé

$$\begin{aligned} X_1 &= X_h + X_i + X_d \\ X_2 &= X_h + j \cdot X_i + j^2 X_d \\ X_3 &= X_h + j^2 X_i + j \cdot X_d \end{aligned} \quad \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & j & j^2 \\ 1 & j^2 & j \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_h \\ X_i \\ X_d \end{bmatrix}$$

La formule de passage du système réel triphasé aux composantes symétriques

$$\begin{aligned} X_h &= 1/3 \cdot (X_1 + X_2 + X_3) \\ X_i &= 1/3 \cdot (X_1 + i^2 X_2 + i \cdot X_3) \\ X_d &= 1/3 \cdot (X_1 + i \cdot X_2 + i^2 X_3) \end{aligned} \quad \begin{bmatrix} X_h \\ X_i \\ X_d \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & i^2 & i \\ 1 & i & i^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Où X peut être :

- le système des courants triphasés,
- le système des tensions simples,
- le système des tensions composées.

Par contre, les impédances Z_h , Z_I et Z_d sont fonction à la fois des couplages et des impédances réelles (notamment des inductances propres et des inductances mutuelles).

13.4.2. L'analyse d'un défaut phase-terre

Ce défaut survient lorsqu'une phase se retrouve accidentellement en contact avec une masse métallique reliée à la terre. Cette liaison à la terre peut avoir une certaine impédance que nous modéliserons par Z.

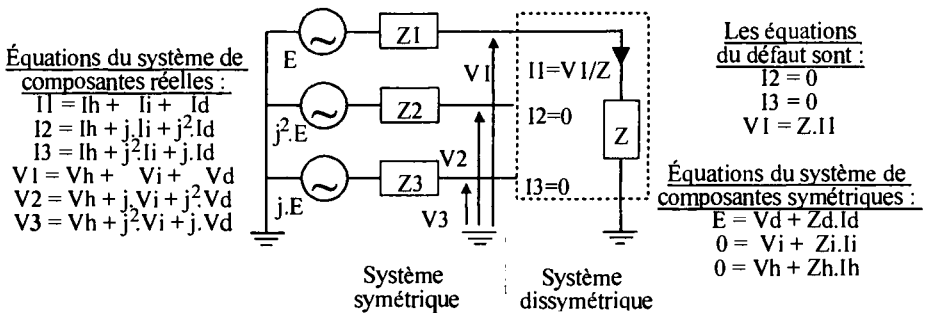


Figure 13.5. Le cas d'un défaut phase terre

La détermination des composantes symétriques

Comme $I_2 = 0$ et $I_3 = 0$, nous obtenons $I_h = I_1/3$, $I_i = I_1/3$ et $I_d = I_1/3$.

De même $I_1 = E/(Z_c + Z_1)$ avec $Z_1 = (Z_h + Z_i + Z_d)/3$.

donc $I_1 = 3.E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$.

$I_h = I_i = I_d = E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$.

Comme $0 = V_i + Z_i.I_i$ et $0 = V_h + Z_h.I_h$, nous obtenons :

$V_i = -Z_i.E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$ et $V_h = -Z_h.E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$.

Comme $E = V_d + Z_d.I_d$, nous obtenons $V_d = E - Z_d.E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$

soit $V_d = (Z_h + Z_i + 3.Z_c).E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$.

Ces différents résultats peuvent être représentés sous la forme du schéma dans le système des composantes symétriques comme présenté figure 13.6.

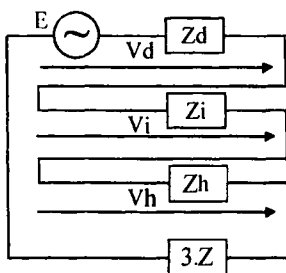


Figure 13.6. Le schéma du réseau selon les composantes symétriques dans le cas d'un défaut phase terre

La détermination des composantes réelles

Comme $I_h = I_i = I_d = E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$

alors $I_1 = I_h + I_i + I_d = 3.E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$

et $I_2 = I_h + j.I_i + j^2.I_d = 0$ et encore $I_3 = I_h + j^2.I_i + j.I_d = 0$.

Comme $V_1 = Z.I_1$ alors $V_1 = 3.Z_c.E/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)$.

Comme $V_2 = V_h + j.V_i + j^2.V_d$

alors $V_2 = j^2.E[1 - (j.Z_h + j^2.Z_i + Z_d)/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)]$.

Comme $V_3 = V_h + j^2.V_i + j.V_d$

alors $V_3 = j.E[1 - (j^2.Z_h + j.Z_i + Z_d)/(3.Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)]$.

REMARQUES.- Si le défaut est franc nous avons $Z = 0$ et le courant de défaut phase terre a pour valeur : $I_1 = 3.E/(Z_h + Z_i + Z_d)$.

Si le défaut est résistif nous avons $3.Z_c$ ($Z_h + Z_i + Z_d$) et le courant de défaut phase-terre a pour valeur : $I_1 = E/Z_c$.

13.4.3. L'analyse d'un défaut biphasé ou d'une charge déséquilibrée

Ce défaut survient lorsque que deux phases se retrouvent accidentellement en contact, ou dans le cas d'une charge Z_c branchée entre deux phases.

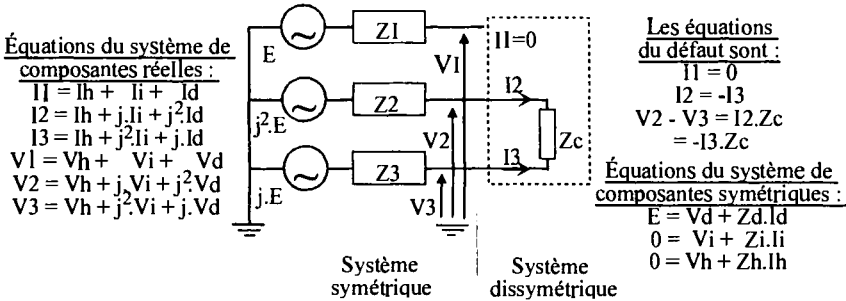


Figure 13.7. Le cas d'un défaut biphasé ou d'une charge déséquilibrée

La détermination des composantes symétriques

Comme $I_1 = 0$ et $V_2 - V_3 = I_2.Z_c = -I_3.Z_c$, nous obtenons $I_1 = I_h + I_i + I_d = 0$.
 Comme $I_1 + I_2 + I_3 = 0$, nous obtenons : $3.I_h = 0$ et donc $I_h = 0$.
 Comme $I_2 = -I_3$ et $I_h = 0$, nous obtenons : $I_i + I_d = 0$ soit $I_i = -I_d$.
 $I_d = E/(Z_c + Z_i + Z_d)$ et $I_i = -E/(Z_c + Z_i + Z_d)$.
 Comme $0 = V_h + Z_h.I_h$ et $I_h = 0$, alors $V_h = 0$.
 Comme $E = V_d + Z_d.I_d$ et $I_d = E/(Z_c + Z_i + Z_d)$, alors $V_d = (Z_i + Z_c).E/(Z_c + Z_i + Z_d)$.
 Comme $0 = V_i + Z_i.I_i$ et $I_i = -E/(Z_c + Z_i + Z_d)$, alors $V_i = Z_i.E/(Z_c + Z_i + Z_d)$.

Ces différents résultats peuvent être représentés sous la forme du schéma dans le système des composantes symétriques tel que représenté figure 13.8.

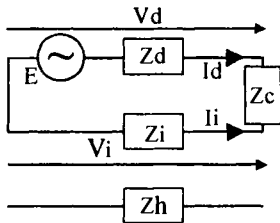


Figure 13.8. Le schéma du réseau selon les composantes symétriques dans le cas d'un défaut biphasé

La détermination des composantes réelles

$$\begin{aligned}
 I_1 &= 0 \\
 I_2 &= -i \cdot \sqrt{3} \cdot E / (Z_c + Z_i + Z_d) \\
 I_3 &= i \cdot \sqrt{3} \cdot E / (Z_c + Z_i + Z_d) \\
 \\
 V_1 &= (Z_c + 2 \cdot Z_i) \cdot E / (Z_c + Z_i + Z_d) \\
 V_2 &= (j^2 \cdot Z_c - Z_i) \cdot E / (Z_c + Z_i + Z_d) \\
 V_3 &= (j \cdot Z_c - Z_i) \cdot E / (Z_c + Z_i + Z_d)
 \end{aligned}$$

REMARQUES.—Si le défaut est un court-circuit franc nous avons $Z_c = 0$ et le courant de défaut biphasé terre a pour valeur : $I_2 = -I_3 = j \cdot \sqrt{3} \cdot E / (Z_i + Z_d)$.

Si nous avons une charge résistive, la valeur de Z peut être très grande et si $Z \rightarrow \infty$ alors les courants I_2 et $I_3 \rightarrow 0$ et les tensions V_1, V_2 et V_3 tendent vers la valeur du réseau symétrique soit $E, j \cdot E$ et $j^2 \cdot E$.

13.4.4. L'analyse d'un défaut biphasé-terre

Ce défaut survient lorsque deux phases se retrouvent accidentellement et simultanément en contact avec une masse métallique reliée à la terre. Cette liaison à la terre peut avoir une certaine impédance que nous nommerons Z .

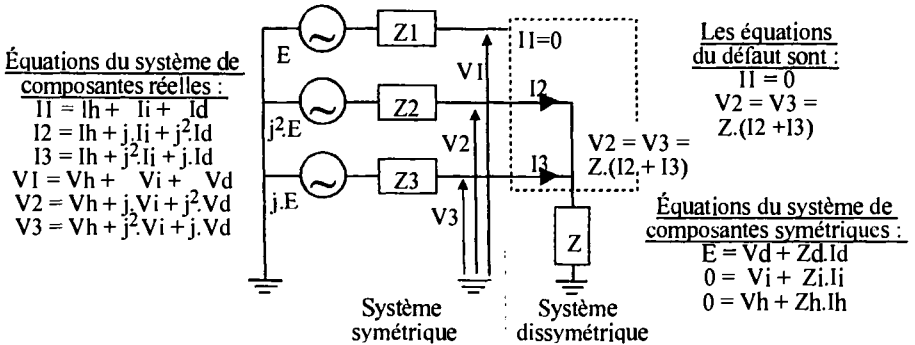


Figure 13.9. Le cas d'un défaut biphasé terre

La détermination des composantes symétriques

$$\begin{aligned}
 I_h &= -Z_i \cdot E / [Z_i \cdot Z_d + (3Z + Z_h) \cdot (Z_i + Z_d)] \\
 I_i &= -(3Z + Z_h) \cdot E / [Z_i \cdot Z_d + (3Z + Z_h) \cdot (Z_i + Z_d)] \\
 I_d &= (3Z + Z_h + Z_i) \cdot E / [Z_i \cdot Z_d + (3Z + Z_h) \cdot (Z_i + Z_d)]
 \end{aligned}$$

$$V_h = Z_h.Z_i.E/[Z_d.(3.Z + Z_h + Z_i) + Z_i.(3Z + Z_h)]$$

$$V_i = Z_i.(3.Z + Z_h).E/[Z_d.(3.Z + Z_h + Z_i) + Z_i.(3Z + Z_h)]$$

$$V_d = Z_i.(3.Z + Z_h).E/[Z_d.(3.Z + Z_h + Z_i) + Z_i.(3Z + Z_h)]$$

Ces différents résultats peuvent être représentés sous la forme du schéma dans le système des composantes symétriques comme présenté figure 13.10.

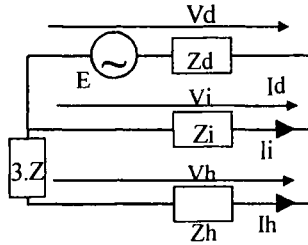


Figure 13.10. Le schéma du réseau selon les composantes symétriques dans le cas d'un défaut biphasé terre

La détermination des composantes réelles

$$I_1 = 0$$

$$I_2 = -i.\sqrt{3} .(3Z + Z_h - j.Z_i).E/[Z_i.Z_d + (3Z + Z_h).(Z_i + Z_d)]$$

$$I_3 = i.\sqrt{3} .(3Z + Z_h - j^2.Z_i).E/[Z_i.Z_d + (3Z + Z_h).(Z_i + Z_d)]$$

$$I_{terre} = I_2 + I_3 = i.3.Z_i.E/[Z_i.Z_d + (3Z + Z_h).(Z_i + Z_d)]$$

$$V_1 = 3.Z_i.(2Z + Z_h).E/[Z_i.Z_d + (3Z + Z_h).(Z_i + Z_d)]$$

$$V_2 = V_3 = -3.Z.Z_i.E/[Z_i.Z_d + (3Z + Z_h).(Z_i + Z_d)]$$

REMARQUES.– Si le défaut est franc nous avons $Z = 0$ et le courant de défaut biphasé terre a pour valeur : $I_2 + I_3 = 3.Z_i.E/(Z_h.Z_d + Z_i.Z_h + Z_d.Z_i)$.

Si le défaut est très résistif: nous avons $Z \rightarrow \infty$ et nous retrouvons le courant de défaut franc biphasé : $I_2 = -I_3 = -i.\sqrt{3} .E/(Z_d + Z_i)$.

13.4.5. L'analyse d'un défaut triphasé

Ce défaut survient lorsque les trois phases se retrouvent accidentellement en contact avec une masse métallique reliée à la terre. Cette liaison à la terre peut avoir une certaine impédance que nous modéliserons par Z .

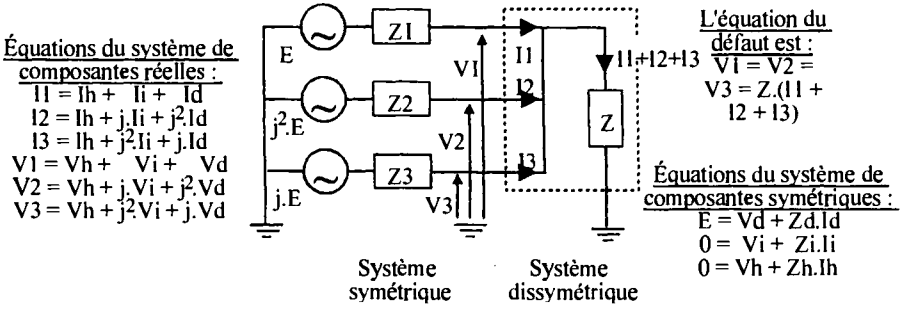


Figure 13.11. Le cas d'un défaut triphasé

La détermination des composantes symétriques

$$I_h = I_i = 0 ; I_d = E/Z_d ; V_h = V_i = V_d = 0$$

Ces différents résultats peuvent être représentés sous la forme du schéma dans le système des composantes symétriques tel que celui de la figure 13.12.

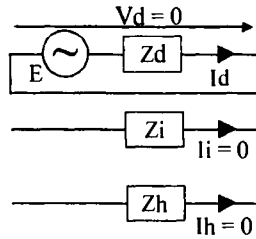


Figure 13.12. Le schéma du réseau selon les composantes symétriques dans le cas d'un défaut triphasé

La détermination des composantes réelles

$$I1 = E/Z_d \quad I2 = j^2.E/Z_d \quad I3 = j.E/Z_d \quad I_{terre} = I1 + I2 + I3 = 0$$

$$V1 = 0 \quad V2 = 0 \quad V3 = 0$$

REMARQUE.- Le courant de défaut est indépendant des impédances Z, Zh et Zi.

13.4.6. *Tableau de synthèse*

Type de défaut	Défaut impédant	Défaut franc
Court-circuit phase-terre	$I_{cc} = \frac{3 \cdot V}{(3 \cdot Z_c + Z_h + Z_i + Z_d)}$	$I_{cc} = \frac{3 \cdot V}{(Z_h + Z_i + Z_d)}$
Court-circuit biphasé	$I_{cc} = 3 \cdot V / (Z_c + Z_i + Z_d)$	$I_{cc} = 3 \cdot V / (Z_i + Z_d)$
Court-circuit biphasé-terre	$I_{cc} = \frac{3 \cdot (3 \cdot Z_c + Z_h + -j \cdot Z_i) \cdot V}{(Z_i \cdot Z_d + (3 \cdot Z_c + Z_h) \cdot (Z_i + Z_d))}$ $I_{terre} = \frac{3 \cdot Z_i \cdot V}{(Z_i \cdot Z_d + (3 \cdot Z_c + Z_h) \cdot (Z_i + Z_d))}$	$I_{cc} = \frac{3 \cdot (Z_h - j \cdot Z_i) \cdot V}{(Z_i \cdot Z_d + Z_h \cdot (Z_i + Z_d))}$ $I_{cc} = \frac{3 \cdot Z_i \cdot V}{(Z_i \cdot Z_d + Z_h \cdot (Z_i + Z_d))}$
Court-circuit triphasé	$I_{cc} = V / Z_d$	$I_{cc} = V / Z_d$

Tableau 13.1. *Le tableau récapitulatif des courants de défaut*

13.4.7. *L'ordre de grandeur des impédances directes inverses et homopolaires pour différents éléments des réseaux électriques*

Les machines synchrones

Lors d'un court-circuit triphasé sur une machine synchrone, l'amplitude des courants de court-circuit varie dans de grandes proportions. Les courants très intenses aux premiers instants tendent progressivement vers un régime établi plus modéré. La figure 13.13 présente l'évolution du courant de court-circuit dans le temps.

Pour traduire le plus simplement ce phénomène complexe, il est d'usage de définir trois différentes réactances de la machine :

- la réactance subtransitoire pour les premiers instants,
- la réactance transitoire pour les temps courts,
- la réactance synchrone pour les temps long (régime établis).

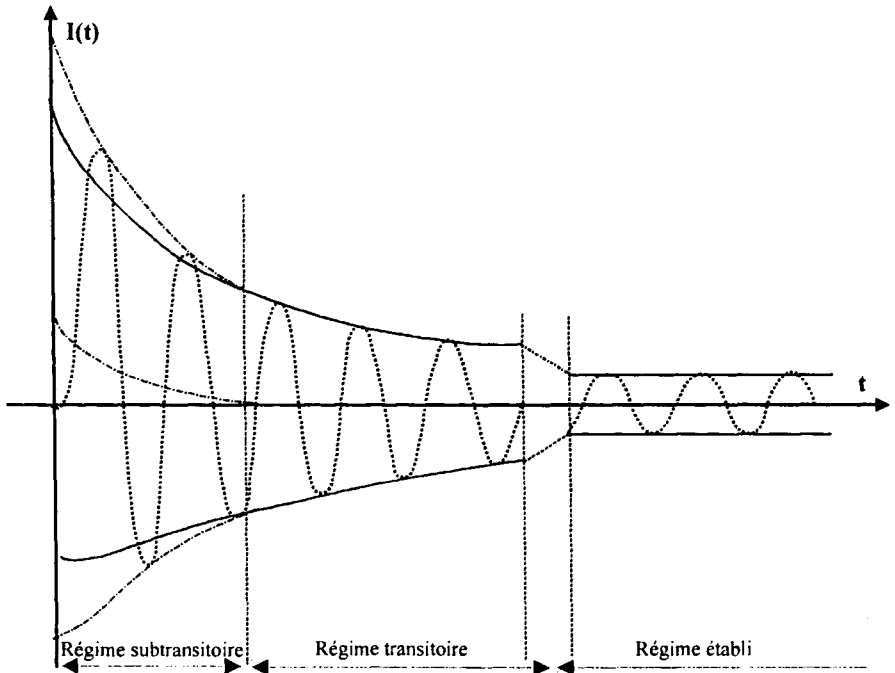


Figure 13.13. Les variations du courant lors du court-circuit d'un alternateur

Lors d'un court-circuit, la réactance directe d'une machine varie de sa valeur subtransitoire à sa valeur synchrone avec les ordres de grandeur présentés dans le tableau 13.2.

Type de réactance	Réactances (machines à pôles saillants)	Réactance (machines à pôles lisses)
Subtransitoire : X''	30 %	20 %
Transitoire : X'	40 %	25 %
Synchrone : X	120 %	200 %

Tableau 13.2. Les réactances des machines synchrones

Les alternateurs génèrent la composante directe du système symétrique des tensions. La réactance inverse est inférieure à la réactance directe transitoire. La réactance homopolaire n'est prise en compte que lorsque le point neutre de l'alternateur est relié à la terre directement ou au travers d'une réactance de

limitation de la circulation du courant homopolaire. Sa valeur est de l'ordre de la moitié de la réactance subtransitoire directe.

Les machines asynchrones

La composante directe crée un champ tournant dans le sens direct, la réactance directe est équivalente à l'impédance de la machine en fonctionnement $Z_d = U^2/(P-j.Q)$.

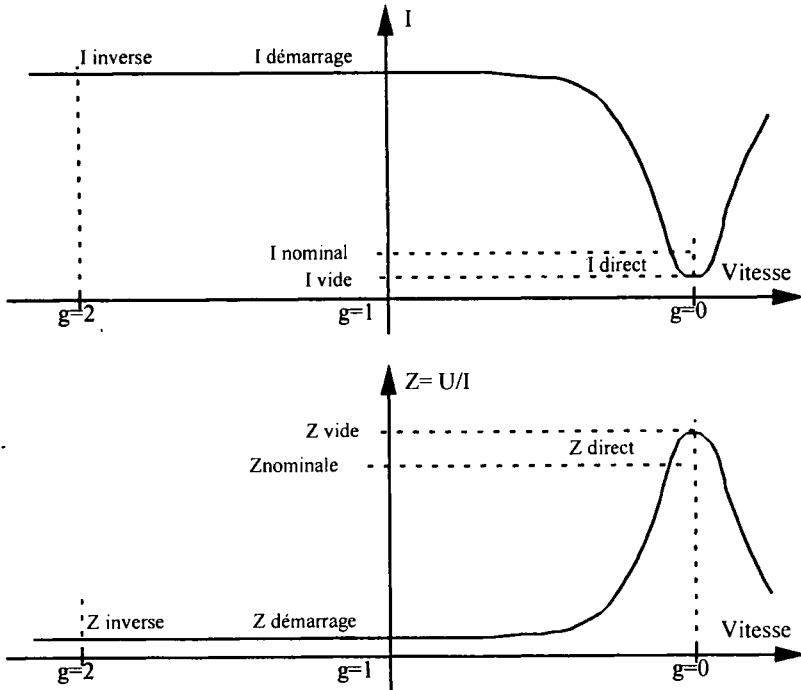


Figure 13.14. Les variations du courant en fonction du glissement d'une machine asynchrone

La composante inverse crée un champ tournant dans le sens inverse qui génère un couple de freinage, la réactance inverse est équivalente à l'impédance de la machine au point de démarrage. Comme le courant appelé au démarrage est de 6 à 8 fois le courant nominal, l'impédance inverse sera de 6 à 8 fois plus faible que la réactance directe.

Les transformateurs

Les impédances directes et inverses sont égales à l'impédance de court-circuit, qui est de l'ordre de 4 % à 15 %. La circulation d'un courant homopolaire dans les enroulements d'un transformateur nécessite un couplage ayant un point neutre relié

à la terre ou à un conducteur de neutre. La réactance homopolaire dépend du couplage des enroulements et de la nature du circuit magnétique.

Type de transformateur	Réactance homopolaire du transformateur (vu du secondaire)
Transformateurs sans neutre	∞
Y.yn ou Z.yn avec flux libre	∞
Y.yn ou Z.yn avec flux forcé	10 à 15 X_d
D.yn ou YN.yn	X_d
Primaire/zn	0,1 à 0,2 X_d

Tableau 13.3. Les réactances homopolaire des transformateurs

Les lignes aériennes

L'impédance et la capacité directes et inverses dépendent de la géométrie de la ligne :

- Pour les lignes à 1 conducteur par phase (cas des lignes 63 kV, 90 kV, 150 kV et 225 kV) nous avons : $R_d = R_i \approx 0,16 \Omega/\text{km}$; $X_d = X_i \approx 0,4 \Omega/\text{km}$; $C_d = C_i \approx 9 \text{ nF}/\text{km}$;
- pour les lignes à 2, 3 ou 4 conducteurs par phase (cas des lignes 400 kV) nous avons : $R_d = R_i \approx 0,04 \Omega/\text{km}$; $X_d = X_i \approx 0,32 \Omega/\text{km}$; $C_d = C_i \approx 12 \text{ nF}/\text{km}$ (pour 2 conducteurs par phase).

L'impédance homopolaire vaut environ trois fois l'impédance directe, et la capacité homopolaire vaut environ six fois l'impédance directe.

Les câbles

La réactance et la capacité directes et inverses sont fonction de la géométrie des câbles. Nous avons : $R_d = R_i$; $X_d = X_i \approx 0,1$ à $0,15 \Omega/\text{km}$; $C_d = C_i \approx 120$ à $320 \text{ nF}/\text{km}$.

Les caractéristiques homopolaire d'un câble ne se déduisent pas facilement de celles directe et inverse. Toutefois, elles sont en général négligeables devant celles des transformateurs qu'ils alimentent.

13.4.8. Exemple d'application

Nous considérerons le point de départ d'une installation électrique derrière un transformateur pouvant être alimenté par un groupe de production. Nous étudierons la valeur des courants créés par les différents défauts possibles en fonction du couplage du transformateur.

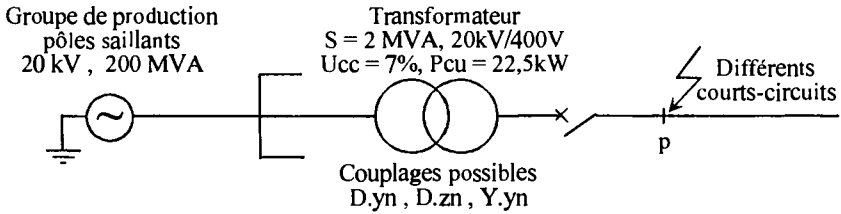


Figure 13.15. Le système étudié

Les caractéristiques de l'alternateur

Nous considérerons une machine à pôles saillants couplée en étoile avec le point milieu relié à la terre (directement ou par l'intermédiaire d'une impédance). Lorsque les pôles du disjoncteur s'ouvriront les courants dans l'alternateur auront atteint leur régime transitoire. Nous considérerons donc pour l'alternateur les valeurs suivantes :

$$X'd = 40 \% ; X'i = 30 \% ; X'h = 20 \%$$

$$X_{\text{alt.directe}} = 0,4 \times Un^2 / Sn = 0,8 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,0032 \Omega (400 \text{ V}).$$

$$X_{\text{alt.inverse}} = 0,3 \times Un^2 / Sn = 0,6 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,0024 \Omega (400 \text{ V}).$$

$$X_{\text{alt.homopolaire}} = 0,2 \times Un^2 / Sn = 0,4 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,0016 \Omega (400 \text{ V}).$$

si un courant homopolaire peut circuler.

Les caractéristiques du transformateur

Nous considérerons le transformateur à flux forcé $U_{cc} = 0,07 \cdot Un$.

$$X_{\text{trans.directe}} = 0,07 \times Un^2 / Sn = 14 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,0056 \Omega (400 \text{ V}).$$

$$X_{\text{trans.inverse}} = 0,07 \times Un^2 / Sn = 14 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,0056 \Omega (400 \text{ V}).$$

L'impédance homopolaire dépendra du couplage du transformateur :

$$\text{-- Couplage D.zn } X_{\text{trans.homopolaire}} = 0,15 \times X_{\text{trans.directe}} = 2,1 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,00084 \Omega (400 \text{ V}).$$

$$\text{-- Couplage D.yn } X_{\text{trans.homopolaire}} = X_{\text{trans.directe}} = 14 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,0056 \Omega (400 \text{ V}).$$

$$\text{-- Couplage Y.yn } X_{\text{trans.homopolaire}} = 12 \times X_{\text{trans.directe}} = 168 \Omega (20 \text{ kV}) = 0,0672 \Omega (400 \text{ V}).$$

Les schémas équivalents pour les systèmes symétriques direct, inverse et homopolaire

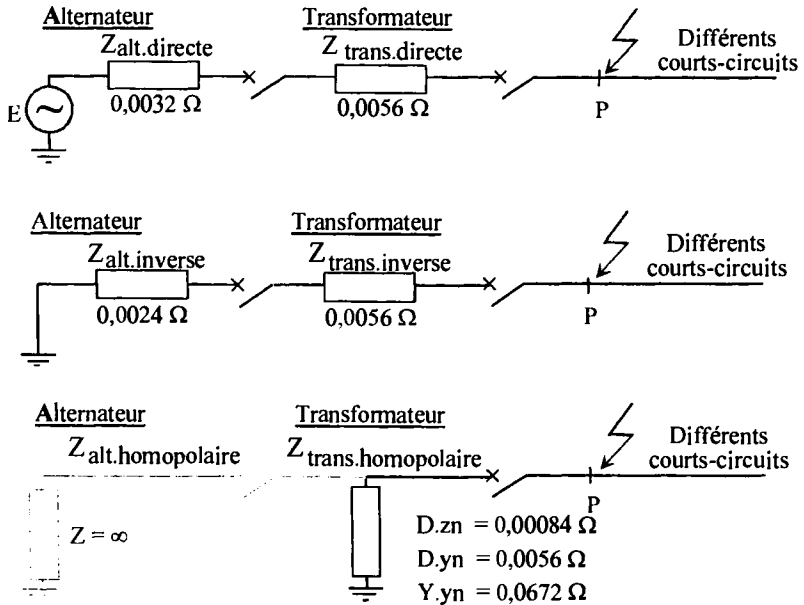


Figure 13.16. Les schémas équivalents pour les systèmes symétriques direct, inverse et homopolaire

Le cas où le transformateur est couplé D.zn

$$Z_d = 0,0032 \Omega + 0,0056 \Omega = 0,0088 \Omega ;$$

$$Z_i = 0,0024 \Omega + 0,0056 \Omega = 0,008 \Omega ; Z_h = 0,00084 \Omega.$$

$$\text{Défaut phase-terre : } I_{cc1} = 3.E/(Z_h + Z_i + Z_d) = 39\ 275 \text{ A}$$

$$\text{Défaut biphasé : } I_{cc2} = \sqrt{3} .E/(Z_i + Z_d) = 23\ 809 \text{ A}$$

$$\text{Défaut biphasé-terre : } I_{cc2t} = 3.Z_i.E/(Z_h.Z_d + Z_i .Z_h + Z_d.Z_i) = 65\ 583 \text{ A}$$

$$\text{Défaut triphasé : } I_{cc3} = E/Z_d = 26\ 243 \text{ A}$$

Dans le cas où le transformateur est couplé D.zn, l'impédance homopolaire est beaucoup plus faible que les impédances directe et inverse et le courant homopolaire peut être très important. Le courant de défaut biphasé-terre est très important et nécessite un surdimensionnement du disjoncteur de départ.

Le cas où le transformateur est couplé D.yn

$$Z_d = 0,0032 \, \Omega + 0,0056 \, \Omega = 0,0088 \, \Omega ;$$

$$Z_i = 0,0024 \, \Omega + 0,0056 \, \Omega = 0,008 \, \Omega ;$$

$$Z_h = 0,0056 \, \Omega.$$

$$\begin{aligned} \text{Défaut phase-terre : } I_{cc1} &= 3.E/(Z_h + Z_i + Z_d) \\ &= 30\,929 \, \text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Défaut biphasé : } I_{cc2} &= \sqrt{3} .E/(Z_i + Z_d) \\ &= 23\,809 \, \text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Défaut biphasé-terre : } I_{cc2t} &= 3.Z_i.E/(Z_h.Z_d + Z_i .Z_h + Z_d.Z_i) \\ &= 33\,697 \, \text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Défaut triphasé : } I_{cc3} &= E/Z_d \\ &= 26\,243 \, \text{A} \end{aligned}$$

Dans le cas où le transformateur est couplé D.yn, l'impédance homopolaire est du même ordre de grandeur que les impédances directe et inverse. Les courants de défaut sont du même ordre de grandeur.

Le cas où le transformateur est couplé Y.yn

$$Z_d = 0,0032 \, \Omega + 0,0056 \, \Omega = 0,0088 \, \Omega ;$$

$$Z_i = 0,0024 \, \Omega + 0,0056 \, \Omega = 0,008 \, \Omega ;$$

$$Z_h = 0,0672 \, \Omega.$$

$$\begin{aligned} \text{Défaut phase-terre : } I_{cc1} &= 3.E/(Z_h + Z_i + Z_d) \\ &= 8\,247 \, \text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Défaut biphasé : } I_{cc2} &= \sqrt{3} .E/(Z_i + Z_d) \\ &= 23\,809 \, \text{A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Défaut biphasé-terre : } I_{cc2t} &= 3.Z_i.E/(Z_h.Z_d + Z_i .Z_h + Z_d.Z_i) \\ &= 4\,621 \, \text{A} \end{aligned}$$

($I_{cc2t} = 4621 \, \text{A}$ pour $I_n = 2\,890 \, \text{A}$ difficilement détectable)

$$\text{Défaut triphasé : } I_{cc3} = E/Z_d = 26\,243 \, \text{A}$$

Un transformateur à couplage étoile-étoile qui fonctionne en régime déséquilibré, comme c'est le cas au moment d'un court-circuit phase-neutre, présente une grande impédance homopolaire.

De ce fait, le courant de court-circuit monophasé est le quart de celui débité par un transformateur identique à un couplage normalisé triangle-étoile. Il est donc

nécessaire de calculer la valeur des différents courants de défaut (qui dans certains cas peuvent être faibles), pour s'assurer du déclenchement des protections.

Le cas où le transformateur est couplé YN au primaire, les schémas équivalents pour les systèmes symétriques

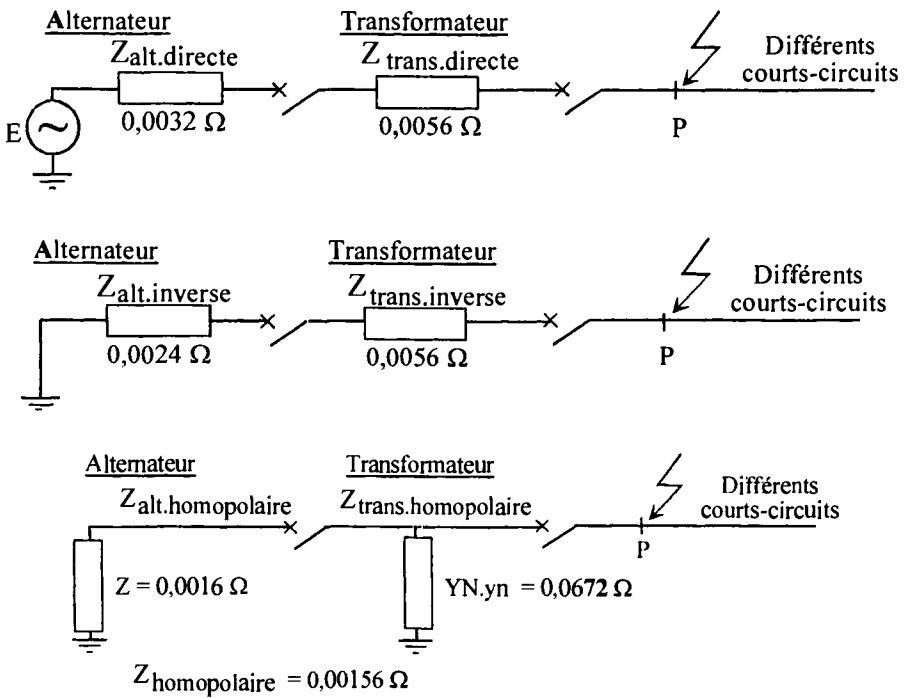


Figure 13.17. Les schémas équivalents pour les systèmes symétriques direct, inverse et homopolaire

Le cas où le transformateur est couplé YN:yn

$$Z_d = 0,0032\Omega + 0,0056\Omega = 0,0088\Omega ;$$

$$Z_i = 0,0024\Omega + 0,0056\Omega = 0,008\Omega ; Z_h = 0,00156\Omega.$$

$$\text{Défaut phase-terre : } I_{cc1} = 3 \cdot E / (Z_h + Z_i + Z_d) \\ = 37\,735 \text{ A}$$

$$\text{Défaut biphasé : } I_{cc2} = \sqrt{3} \cdot E / (Z_i + Z_d) = 23\,809 \text{ A}$$

$$\text{Défaut biphasé-terre : } I_{cc2t} = 3 \cdot Z_i \cdot E / (Z_h \cdot Z_d + Z_i \cdot Z_h + Z_d \cdot Z_i) \\ = 57\,371 \text{ A}$$

$$\text{Défaut triphasé : } I_{cc3} = E / Z_d = 26\,243 \text{ A}$$

Dans le cas où le transformateur est couplé YN.yn, l'impédance homopolaire est beaucoup plus faible que les impédances directe et inverse et le courant homopolaire peut être très important. Le courant de défaut biphasé-terre est très important et nécessite un surdimensionnement du disjoncteur de départ.

13.5. Calcul du courant de court-circuit d'une batterie d'accumulateurs

Les caractéristiques d'un élément d'accumulateur sont :

- la tension maximum à vide en volt ;
- la capacité en Ah (ampère/heure) ;
- la résistance interne en Ω (ohm).

La résistance interne n'est en général pas connue, car cette grandeur varie en fonction du niveau de charge et du vieillissement des éléments. Cependant, une formule empirique permet d'estimer l'ordre de grandeur de la résistance interne et de déterminer le courant de court-circuit :

- $I_{cc} = k \times Ah \times 10^{-2}$ avec $k = 8$ à 10 pour les batteries constituées d'éléments en série ;
- $k = 12$ à 15 pour des batteries constituées à la fois d'éléments en série ;
- en parallèle avec une prédominance des éléments en parallèle.

Application

Déterminer le courant de court-circuit d'une batterie d'accumulateurs de 50 Ah ayant une tension maximum de charge de 240 V, comportant 110 éléments en série de tension de 2,2 V par élément, et de résistance interne 0,5 m Ω par élément.

$$R_{interne} = 110 \times 0,5 \text{ m}\Omega = 55 \text{ m}\Omega \quad I_{cc} = 240 \text{ V}/55\text{m}\Omega = 4,4 \text{ kA}$$

13.6. Bibliographie

- [CAL 92] R. CALVAS *et alii*, « Calcul des courant de court-circuit », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 158, septembre 1992.
- [ELG 82] Olle I. ELGERD, *Electric Energy Systems Theory (An introduction)*, Mc Graw-Hill Book Company, 1982.
- [WEE 84] B. M. WEEDY, *Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, 1984.
- [AGE 87] M. AGUET et J.J. MORF, « Energie électrique », *Traité d'électricité d'électronique et d'électrotechnique*, Dunod.

Chapitre 14

Les éléments de protection des installations

14.1. La limitation du courant

Un dispositif est limiteur lorsque le courant qu'il laisse passer sur un court-circuit est nettement inférieur en amplitude au courant théorique présumé.

Le principal intérêt de la limitation du courant de court-circuit est de diminuer les contraintes sur les installations. Ces contraintes sont principalement de trois formes :

- les effets mécaniques qui peuvent amener des déformations ou des ruptures de pièces ;
- l'effet thermique qui par une élévation rapide et excessive des âmes conductrices peut détériorer les isolants ;
- l'effet électromagnétique qui induit des tensions et peut perturber des appareils de mesures ou des systèmes informatiques contrôlant des processus industriels.

14.2. Les fusibles

Ce sont des appareils dont la fonction est d'ouvrir par fusion d'un ou de plusieurs de ses éléments spécialement prévus et dimensionnés à cet effet le circuit dans lequel il est inséré et d'interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse, pendant un temps déterminé, une valeur donnée. Ces appareils sont relativement économiques pour des intensités nominales ne dépassant pas 1 250 A. En général, le fusible associé à un porte-fusible permet d'avoir la fonction sectionneur.

La norme NF C 63-210 impose des zones normalisées temps/courant dans lesquelles doivent s'inclure les caractéristiques de fusion des fusibles. De ce fait, d'un constructeur à l'autre, un même calibre de coupe-circuit a pratiquement une même plage de fonctionnement.

14.2.1. Le courant nominal ou calibre d'une cartouche fusible (I_n)

Ce courant correspond au courant que le fusible peut supporter de façon continue sans détérioration.

14.2.2. La tension nominale d'une cartouche fusible (U_n)

Elle doit être égale ou supérieure à la tension de service du circuit à protéger. L'utilisation sous des tensions de services inférieures à la tension nominale ne pose pas de problème. Cependant, lorsque celles-ci sont très basses, il faudra tenir compte le cas échéant de la résistance propre du fusible.

14.2.3. Le temps de préarc, d'arc et temps total de coupure

Le courant croît pendant un temps T_1 , c'est le temps de préarc, au bout duquel l'élément fusible entre en fusion. Le phénomène est alors irréversible, il se forme un arc à l'intérieur de la cartouche qui s'éteint au bout d'un temps T_2 appelé temps d'arc.

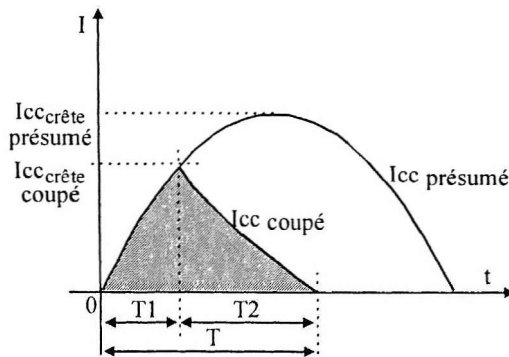


Figure 14.1. Le courant présumé et le courant limité réel

La durée de fonctionnement totale est égale à la somme de la durée du préarc et de la durée d'arc soit le temps $T_1 + T_2$. Si le courant de court-circuit est suffisamment important la durée de fonctionnement peut être inférieure à une demie période, sinon elle peut durer plusieurs périodes.

Exemple : Pour une cartouche fusible de 100 A et un courant présumé de 1 000 A, la durée de fonctionnement totale est comprise entre 50 et 450 ms (2,5 à 22,5 périodes).

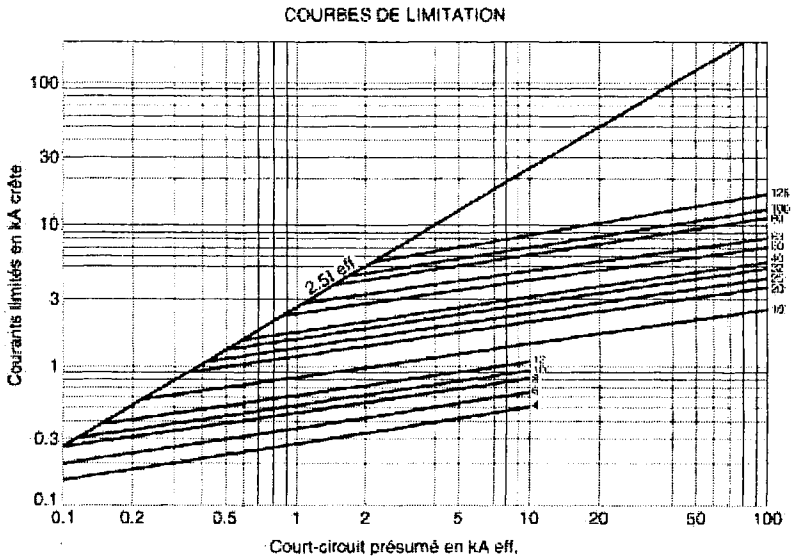


Figure 14.2. Les courbes de limitation en courant des cartouches fusibles (Doc. Legrand)

14.2.4. Le pouvoir de coupure d'une cartouche fusible

C'est la valeur maximale de courant de court-circuit qu'une cartouche est capable de couper sous sa tension nominale et dans les conditions standard, sans manifestation extérieure ni détérioration excessive.

Cartouches domestiques

Dimensions	Calibres	Pouvoir de coupure
5 x 20 mm	0,2 à 10 A	1 kA
6,3 x 23 mm	2 à 10 A	6 kA
8,5 x 23 mm	2 à 10 A	6 kA
10,3 x 25,8 mm	6 à 16 A	6 kA
8,5 x 31,5 mm	0,5 à 20 A	20 kA
10,5 x 31,5 mm	16 à 25 A	20 kA
10,3 x 38 mm	32 A	20 kA

Tableau 14.1. Les pouvoirs de coupure des cartouches fusibles domestiques

C'est le pouvoir de coupure qui fait en partie la différence entre le matériel domestique (faible puissance de court-circuit) et le matériel industriel (forte puissance de court-circuit et forte fiabilité).

Cartouches industrielles

Dimensions	Calibres	Pouvoir de coupure
8,5 x 23 mm	2 à 10 A	4 kA
10,3 x 25,8 mm	16 A	8 kA
8,5 x 31,5 mm	2 à 10 A	20 kA
10,3 x 31,5 mm	25 A	20 kA
10,3 x 38 mm	0,5 à 25 A	100 kA
14 x 51 mm	2 à 50 A	100 kA
22 x 58 mm	4 à 125 A	100 kA
DIN 00	10 à 160 A	120 kA
DIN 0	63 à 250 A	120 kA
DIN 1	125 à 250 A	120 kA
DIN 2	200 à 400 A	120 kA
DIN 3	500 à 630 A	120 kA
DIN 4	630 à 1 250 A	120 kA

Tableau 14.2. *Les pouvoirs de coupure des cartouches fusibles industrielles*

Le pouvoir de coupure doit être suffisant pour toutes les conditions d'utilisation du circuit. Si le pouvoir de coupure des fusibles temporisés et très temporisés n'est pas suffisant, il conviendra de brancher en amont des fusibles à haut pouvoir de coupure (HPC), calibrés plus largement.

14.2.5. Les caractéristiques temps/courant d'une cartouche fusible

Les caractéristiques temps/courant expriment la durée réelle du préarc (en secondes) en fonction du courant efficace (en ampères) indiqué en multiple de l'intensité nominale.

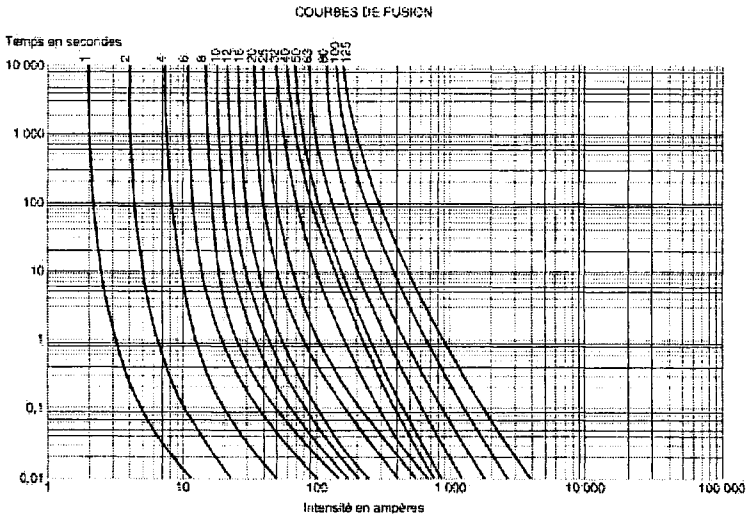


Figure 14.3. Les courbes de fusion des cartouches fusibles (Doc. Legrand)

14.2.6. Les contraintes thermiques d'une cartouche fusible (I^2t)

C'est l'énergie par unité de résistance nécessaire à la fusion du fusible. Cette contrainte thermique doit être inférieure à celle de l'installation à protéger (voir figure 14.4).

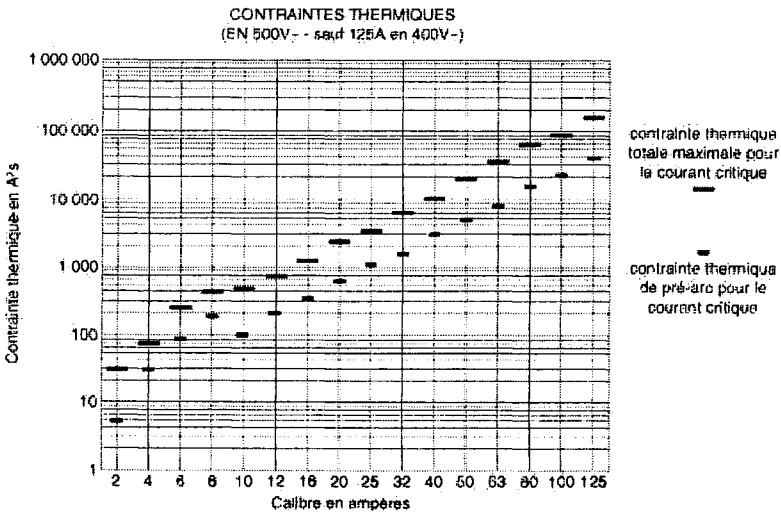


Figure 14.4. Les contraintes thermiques selon les calibres des fusibles (Doc. Legrand)

14.3. Les différentes cartouches fusibles

14.3.1. *Les cartouches ultra-rapides (FF)*

Elles sont prévues pour la protection des semi-conducteurs (diodes, thyristors, triacs). Associées à chaque semi-conducteur, elles sont suffisamment rapides pour éviter la détérioration de la jonction dans le sens direct.

14.3.2. *Les cartouches à fusion rapide (F)*

Elles sont utilisées pour la protection d'équipements présentant peu de pointes de courant lors de la mise en service et devant être interrompues dans les plus brefs délais en cas de surintensités ou de courts-circuits.

Ces fusibles sont souvent utilisés sur les circuits basse tension, sur les cartes électroniques, ou en amont dans les circuits secteurs comme protection contre les courts-circuits.

14.3.3. *Les cartouches à fusion temporisées (type T ou type gG anciennement gl)*

Elles sont utilisées dans les circuits présentant des transitoires et pointes de courant brèves afin d'éviter une ouverture prématurée du circuit. Ces fusibles sont souvent utilisés en amont dans les circuits d'alimentation secteur.

14.3.4. *Les cartouches très temporisées (type TT ou type aM)*

Ces fusibles sont adaptés aux circuits présentant des transitoires et des pics d'intensités particulièrement élevés, notamment dans les circuits inductifs (moteurs, transformateurs, lampes, alimentations secteurs) et dans les circuits capacitifs (alimentation à découpage). Ces cartouches présentent une très grande résistance aux pointes de courant brèves et une très grande sensibilité aux surintensités de durées longues en environnements climatiques et mécaniques très sévères.

14.4. La sélectivité des cartouches fusibles

La sélectivité permet d'éviter la fusion en cascade des différents fusibles. Dans une installation sélective seule la cartouche du circuit en défaut fond ; les cartouches amont ne fondent pas, ce qui évite de couper les autres parties non concernées par le défaut.

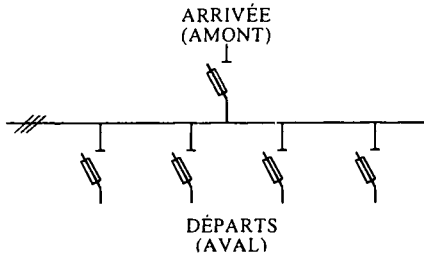


Figure 14.5. La sélectivité amont-aval des cartouches fusibles

AMONT Calibre cartouche gG	AVAL		AMONT Calibre cartouche aM	AVAL	
	aM	gG		aM	gG
2 A	-	-	2 A	1 A	1 A
4 A	1 A	1 A	4 A	2 A	4 A
6 A	2 A	2 A	6 A	2 A	6 A
8 A	2 A	2 A	8 A	4 A	8 A
10 A	2 A	4 A	10 A	6 A	10 A
12 A	2 A	4 A	12 A	6 A	12 A
16 A	4 A	6 A	16 A	10 A	16 A
20 A	6 A	10 A	20 A	12 A	20 A
25 A	8 A	16 A	25 A	12 A	25 A
32 A	10 A	20 A	32 A	20 A	32 A
35 A	12 A	20 A	35 A	20 A	32 A
40 A	12 A	25 A	40 A	25 A	32 A
50 A	16 A	32 A	50 A	25 A	40 A
63 A	20 A	40 A	63 A	40 A	50 A
80 A	25 A	50 A	80 A	50 A	63 A
100 A	36 A	63 A	100 A	63 A	80 A
125 A	40 A	80 A	125 A	80 A	100 A
160 A	63 A	100 A	160 A	100 A	125 A
200 A	80 A	125 A	200 A	125 A	160 A
250 A	125 A	160 A	250 A	160 A	160 A
315 A	125 A	200 A	315 A	200 A	200 A
400 A	160 A	250 A	400 A	250 A	250 A
500 A	200 A	315 A	500 A	315 A	315 A
630 A	250 A	400 A	630 A	400 A	400 A
800 A	315 A	500 A	800 A	500 A	500 A
1 000 A	400 A	630 A	1 000 A	630 A	500 A
1 250 A	500 A	800 A	1 250 A	800 A	630 A

Tableau 14.3. La sélectivité entre cartouches fusibles (selon CEI 269-2 de 1987)

La sélectivité est garantie pour des rapports de calibre de 1,6 pour des types gG contre 2 pour des types gl. En pratique, la sélectivité entre deux fusibles nécessite que le courant assigné du fusible amont soit au moins égal à 2,5 fois celui du fusible aval.

14.5. Le déclassement en température des cartouches fusibles

Le principe de fonctionnement des cartouches fusibles est basé sur l'échauffement par effet Joule et la température de fusion de l'élément fusible. Le courant nominal correspond à l'équilibre entre l'échauffement et le refroidissement du fusible, il est donc nécessaire de tenir compte de la température ambiante. Le coefficient de déclassement en température est donné par la formule suivante :

$$a = \sqrt{\frac{\theta_{\max} - \theta_{\text{ambiant}}}{\theta_{\max} - 30^{\circ}\text{C}}} \quad \begin{array}{l} \theta_{\max} = 130^{\circ}\text{C} \text{ pour des fusibles type Prostitor} \\ \theta_{\text{ambiant}} = 60^{\circ}\text{C} \text{ pour une armoire mal refroidie} \end{array}$$

Un fusible situé dans une armoire électrique dont la température interne est estimée à 60°C doit protéger un circuit à 260 A.

$$a = \sqrt{\frac{130^{\circ}\text{C} - 60^{\circ}\text{C}}{130^{\circ}\text{C} - 30^{\circ}\text{C}}} = 0,83 \quad I_n = \frac{260}{0,83} = 313,25 \text{ A} \Rightarrow \text{fusible } 315 \text{ A.}$$

14.6. Les disjoncteurs magnétothermiques

Ces appareils sont pourvus d'un déclenchement magnétique contre les courts-circuits et d'un déclenchement thermique contre les surcharges longues ; ils protègent donc parfaitement les installations électriques contre les risques de détériorations.

14.6.1. La coupure du courant par un disjoncteur limiteur

Le pouvoir de limitation en courant d'un disjoncteur traduit sa capacité plus ou moins grande à ne laisser passer, sur court-circuit, qu'un courant inférieur au courant de défaut présumé.

Considérons le circuit comportant une source de tension alternative, associé à son impédance de sortie (R et j.L.ω) et alimentant une charge Z. La protection de la source est assurée par le disjoncteur D. A l'apparition du courant de court-circuit aux bornes de la charge Z, le disjoncteur, par l'ouverture très rapide de ses pôles,

créée une tension d'arc UD qui va s'opposer à la tension du réseau et, par conséquent, va limiter la valeur du courant de défaut. Pour avoir une importante limitation du courant de défaut, il est nécessaire de :

- créer une tension d'arc le plus rapidement possible par un déclenchement très rapide de l'ouverture du disjoncteur (moins de 2 ms) ;
- augmenter rapidement la tension d'arc UD de manière à limiter l'augmentation du courant ;
- maintenir la tension UD élevée jusqu'à l'extinction de l'arc.

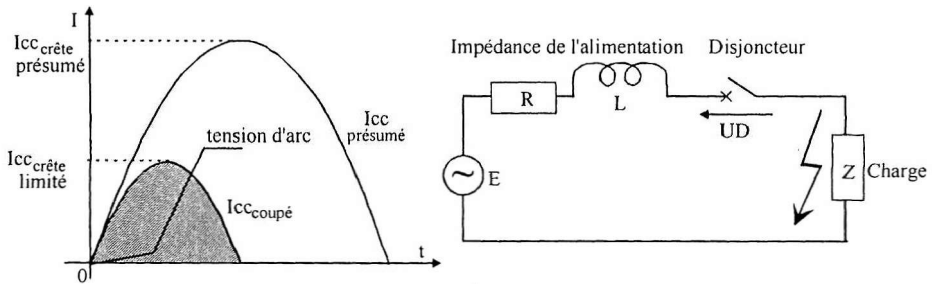


Figure 14.6. La coupure du courant de court-circuit par un disjoncteur

14.6.2. Les effets de la limitation du courant

La mise en œuvre de disjoncteurs limiteurs améliore la protection des réseaux par une forte atténuation des effets néfastes des courants de court-circuit sur l'installation et présente de multiples avantages :

- **les effets thermiques** : la contrainte thermique est limitée en fonction de l'intensité efficace du courant de court-circuit présumé. Nous avons donc un échauffement moins important au niveau des conducteurs, donc une durée de vie augmentée pour les câbles, ainsi qu'une réduction des risques d'incendie ;
- **les effets mécaniques** : forces de répulsion électrodynamiques réduites donc moins de risques de déformation ou de rupture au niveau des contacts électriques ;
- **les effets électromagnétiques** : moins d'influence sur les appareils de mesure situés à proximité d'un circuit électrique ;
- **les effets économiques** : la limitation permet au concepteur, grâce à la technique de la filiation qui en découle d'optimiser techniquement et économiquement son installation électrique.

Sous l'effet des efforts électrodynamiques, les pôles des disjoncteurs ont tendance à s'ouvrir en cas de court-circuit indépendamment de la commande par le relayage.

Comme les efforts électrodynamiques sont proportionnels au carré du courant, la rapidité d'ouverture magnétique du disjoncteur peut être considérée comme proportionnelle aux forces mises en jeu et donc au carré du courant.

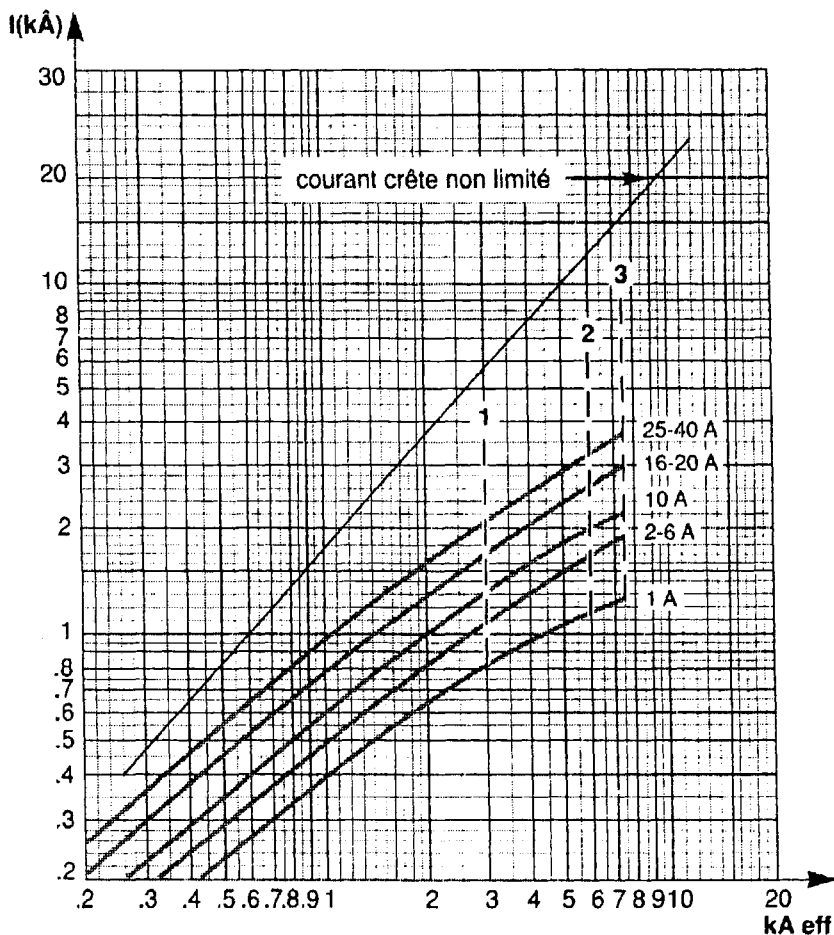


Figure 14.7. Les courbes de limitation en courant des disjoncteurs (Doc. Schneider)

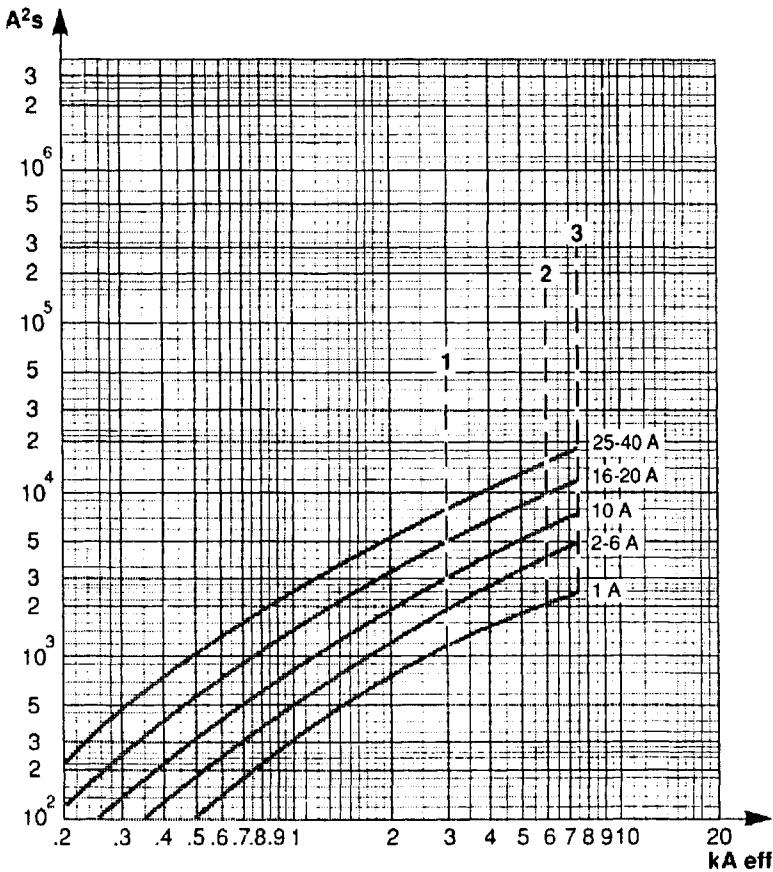


Figure 14.8. Les courbes de limitation en contrainte thermique des disjoncteurs (Doc. Schneider)

La limitation en contraintes thermiques du disjoncteur doit être inférieure à celle supportable par l'installation à protéger. La figure 14.8 donne un exemple de courbes de limitation en contrainte thermique des disjoncteurs.

14.7. Les courbes de déclenchement des disjoncteurs magnétothermiques

14.7.1. Calibres $\leq 60\ A$ (EN 60-898 ou NF C 61-410)

Ces courbes sont le résultat de l'harmonisation des normes européennes des disjoncteurs pour les installations domestiques et analogues.

Courbe B : Cette courbe permet la protection des personnes en régime IT et TN, ainsi que des grandes longueurs de câbles et de générateurs.

(courbe L) Surcharge : thermique standard.

Court-circuit : magnétique courbe B réglable de 3 à 5 In.

Courbe C : Cette courbe est généralement la plus utilisée, elle évite les déclenchements intempestifs sur des pointes de courant de démarrage de petits moteurs, protection des câbles et des canalisations alimentant des récepteurs classiques à courants d'appel moyens.

(courbe U) Surcharge : thermique standard

Court-circuit : magnétique courbe C réglable de 5 à 10 In.

Courbe D : Protection des câbles alimentant des récepteurs à fort courant d'appel : circuits inductifs (bobines de contacteurs), moteurs de pompes et ventilateurs, petits transformateurs, poste à souder.

Surcharge : thermique standard.

Court-circuit : magnétique courbe D réglable de 10 à 14 In.

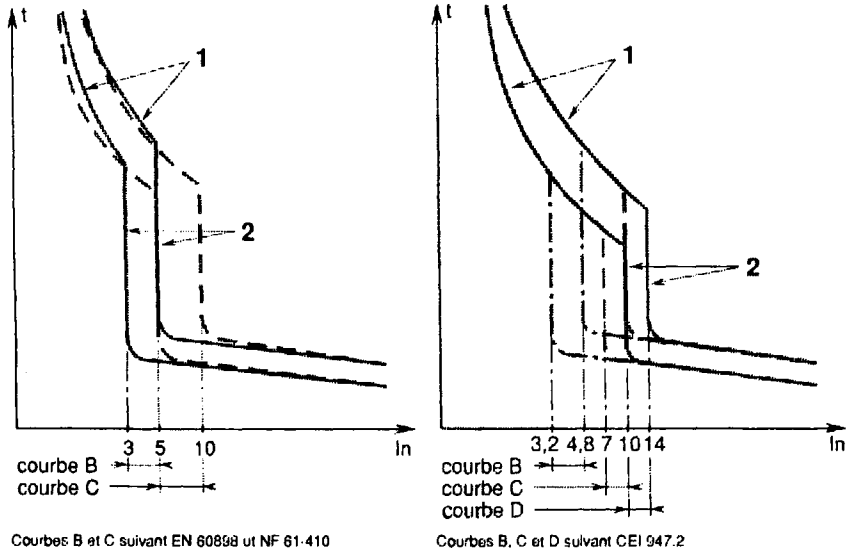


Figure 14.9. Les courbes de déclenchement B, C et D normalisées $I_n \leq 100 A$ (Doc. Schneider)

- Courbe Z :** Protection des circuits électroniques redresseurs au silicium, diodes, thyristors, triacs...
 Surcharge : thermique standard.
 Court-circuit : magnétique courbe **Z** entre 2,4 et 3,6 In.
- Courbe MA :** Protection des câbles et des canalisations alimentant des récepteurs classiques.
 Surcharge : pas de protection thermique.
 Court-circuit : magnétique seul réglé à 12 In.

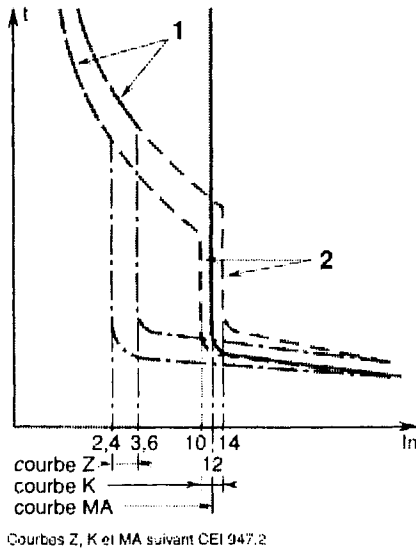


Figure 14.10. Les courbes de déclenchement normalisées Z, K, MA pour $I_n \leq 100 A$
 (Doc. Schneider)

14.7.2. Calibres entre $\leq 100 A$

- Type D :** Protection des câbles et des canalisations alimentant des récepteurs classiques.
 Surcharge : thermique standard.
 Court-circuit : magnétique standard réglable de 5 à 10 Ir.
- Type G :** Protection des générateurs, des personnes et des grandes longueurs de câbles.

Surcharge : thermique standard.

Court-circuit : magnétique à seuil bas réglable de 2 à 5 I_r .

Type MA : Protection des démarreurs de moteurs.

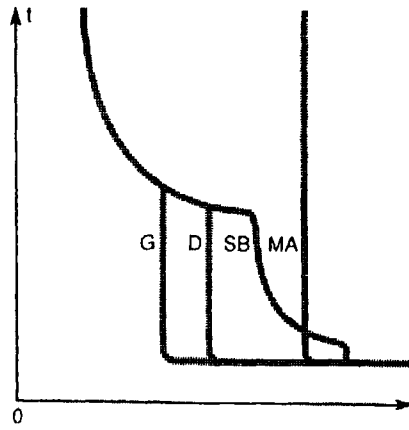
Surcharge : pas de protection.

Court-circuit : magnétique réglable de 6,3 à 12,5 I_r .

Type SB : Amélioration de la sélectivité des protections

Surcharge : thermique standard.

Court-circuit : magnétiques fixes légèrement temporisés.



Forme de courbes G, D, SB et MA

Figure 14.11. Les courbes de déclenchement normalisées $125 A \leq I_n \leq 1250 A$
(Doc. Schneider)

14.7.3. Calibres 100 A ET 6300 A

Des unités de contrôle électronique permettent de régler les différents niveaux de déclenchement.

LR : long retard (protection « thermique » contre les surcharges)

CR : court retard (protection « magnétique » contre les courts-circuits)

L'ajustement de ces différentes courbes permet d'obtenir une sélectivité entre les disjoncteurs amont et aval. L'électronique permet l'intégration d'un grand nombre de fonctions telles que :

- réglage des protections long retard **LR**, court retard **CR**, instantanée **I** ;
- affichage des valeurs des réglages ;
- signalisation des défauts, type de défaut et la valeur du courant coupé ;
- autotest et autosurveillance de la température et des erreurs du microprocesseur ;
- affichage du degré d'usure des contacts principaux ;
- affichage des courants efficaces ;
- télétransmission de l'ensemble des informations ;
- mesure des tensions simples et des tensions composées, des courants, des puissances active et réactive, de la fréquence, et du $\cos(\varphi)$;
- signalisation de dépassement de seuils en courant et délestage après temporisation.

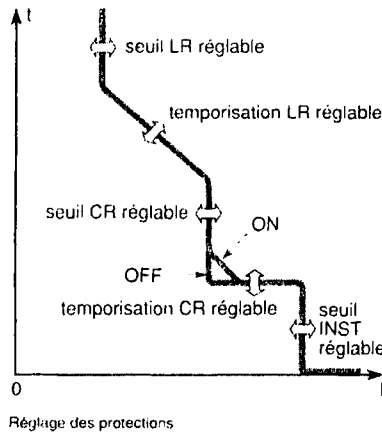


Figure 14.12. Les courbes de déclenchement normalisées $100A \leq I_n \leq 6\,300\,A$
(Doc. Schneider)

14.8. La sélectivité des disjoncteurs magnétothermiques (NF C 15-100, 536)

C'est la coordination des dispositifs de coupures automatiques pour qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut et par lui seul. Le principal intérêt de la sélectivité est d'assurer la continuité du service dans le reste de l'installation, et

d'avoir également une localisation précise du défaut en vue de son élimination et de la reprise du service. La sélectivité des protections doit être prise en compte dès la phase de conception d'une installation, afin de garantir la meilleure disponibilité de l'énergie électrique.

La sélectivité est importante dans toutes les installations pour le confort des utilisateurs, mais elle est fondamentale dans les installations qui alimentent des processus industriels de fabrication. Une installation non sélective peut alors être exposée à des risques de diverses gravités :

- impératifs de production non respectés ;
- rupture de fabrication avec une perte de production ou de produits finis, voire le risque d'endommager l'outil de production dans les processus continus ;
- obligation d'effectuer la reprise des procédures de démarrage machine par machine à l'issue d'une perte d'alimentation ;
- possibilité d'atteinte à des fonctions assurant la sécurité comme une pompe de lubrification, de refroidissement, un extracteur de désenfumage, etc.

14.8.1. Le niveau de sélectivité d'une installation (sélectivité totale, sélectivité partielle)

La sélectivité entre deux disjoncteurs est totale, si le disjoncteur aval fonctionne seul quel que soit le point de court-circuit en aval.

La sélectivité entre deux disjoncteurs est partielle, si, selon le point de court-circuit, un seul ou les deux disjoncteurs sont amenés à fonctionner.

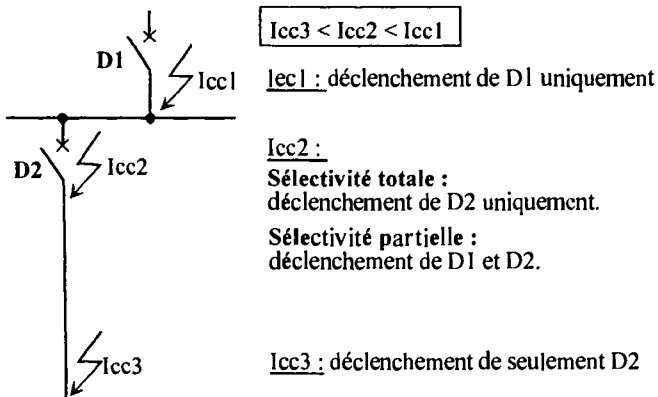


Figure 14.13. Le niveau de sélectivité des disjoncteurs

14.8.2. Les différentes techniques de sélectivité

Il existe plusieurs techniques de sélectivité fondées sur l'utilisation des deux grandeurs physiques caractérisant une protection :

- le courant de déclenchement,
- le temps de déclenchement.

La sélectivité ampèremétrique

L'échelonnement des intensités de réglage entre deux disjoncteurs est généralement proportionnel à leur calibre.

La sélectivité ampèremétrique est d'autant plus grande que l'écart de calibre entre les disjoncteurs amont et aval est grand.

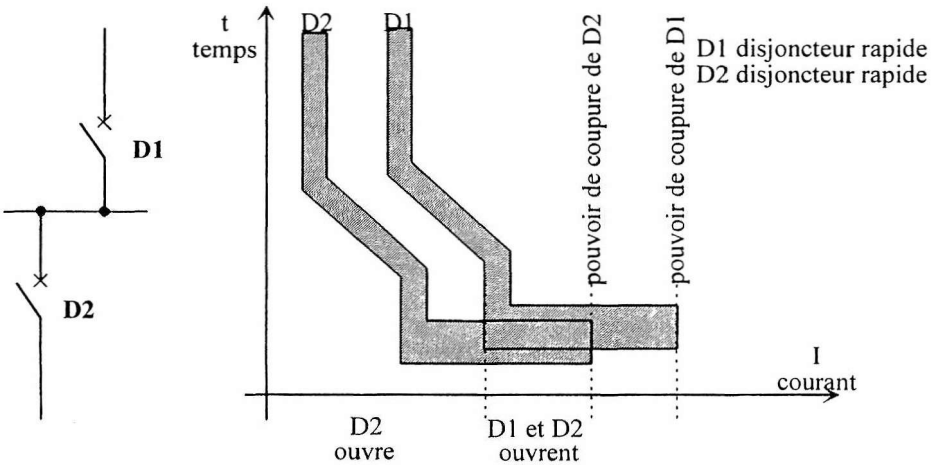


Figure 14.14. La sélectivité partielle ampèremétrique

La sélectivité peut être notablement améliorée par l'utilisation d'un disjoncteur aval limiteur. La limitation du courant par D2 améliore la sélectivité qui peut devenir totale.

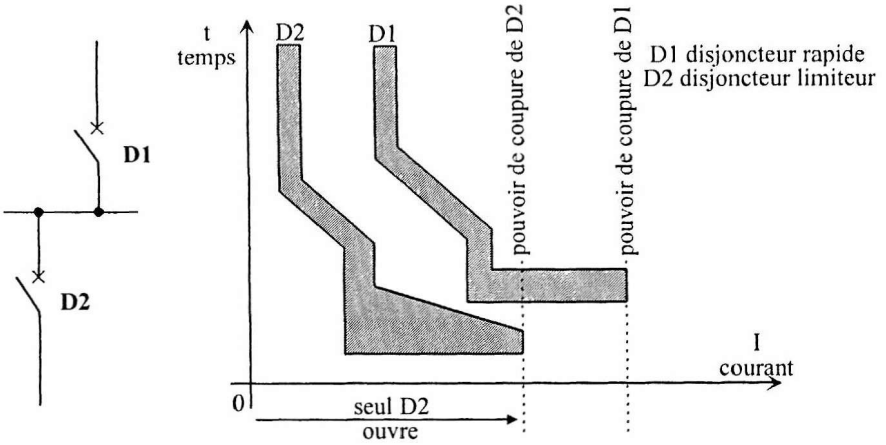


Figure 14.15. La sélectivité totale ampèremétrique

La sélectivité chronométrique

Elle s'obtient par le réglage (court retard) du déclencheur du disjoncteur amont dans le but d'obtenir un échelonnement des temps de fonctionnement.

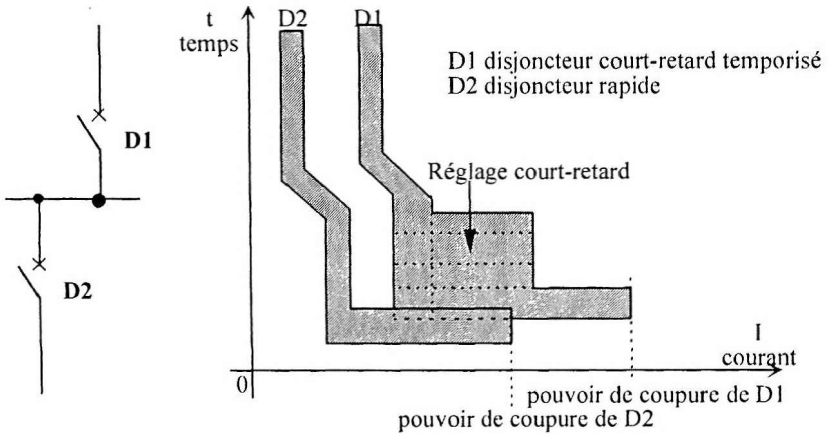


Figure 14.16. La sélectivité chronométrique

Le disjoncteur amont dont l'ouverture est retardée doit être en mesure de supporter les contraintes électrodynamiques dues à la montée du courant pendant la temporisation.

La sélectivité logique

Elle peut être utilisée pour des disjoncteurs de calibre supérieur à 800 A. Dans ce cas, un câble pilote relie tous les disjoncteurs en cascade d'une installation. En cas de détection d'un défaut, le disjoncteur aval se charge de son élimination ; le relais du disjoncteur aval envoie au relais du disjoncteur amont l'ordre de ne pas ouvrir immédiatement. Le relais amont passe alors en mode temporisé, et assure une sécurité dans le cas où le disjoncteur aval ne pourrait éliminer le défaut.

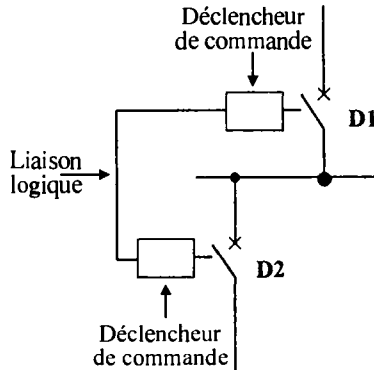


Figure 14.17. Sélectivité logique

La sélectivité énergétique

La sélectivité énergétique est réalisée si l'énergie que laisse passer le disjoncteur en aval est inférieure à celle nécessaire au fonctionnement du disjoncteur en amont. La technique de sélectivité énergétique est utilisable pour des courants de court-circuit importants, au moins égaux à $25 I_n$ correspondant à des temps de coupures inférieurs à 10 ms. L'ouverture du disjoncteur s'effectue par mouvement automatique de répulsion des contacts. Ce fonctionnement ne nécessite l'action d'un déclencheur que pour maintenir le disjoncteur en position ouverte et éviter que les contacts ne se referment.

Le fort courant de court-circuit ($> 25 I_n$) provoque la séparation des contacts des deux disjoncteurs, ce qui limite très fortement le courant. L'énergie dissipée provoque le mouvement automatique de répulsion des contacts du disjoncteur aval et son ouverture, mais elle est insuffisante pour provoquer l'ouverture du disjoncteur amont. Le rapport des courants assignés des deux disjoncteurs doit être au moins égal à 2,5.

La comparaison des caractéristiques de fonctionnement ne s'effectue plus suivant la relation entre le courant de court-circuit et le temps de fonctionnement

$I(t)$, mais entre la contrainte thermique $I^2(t)$ que laisse passer le disjoncteur et le courant de court-circuit.

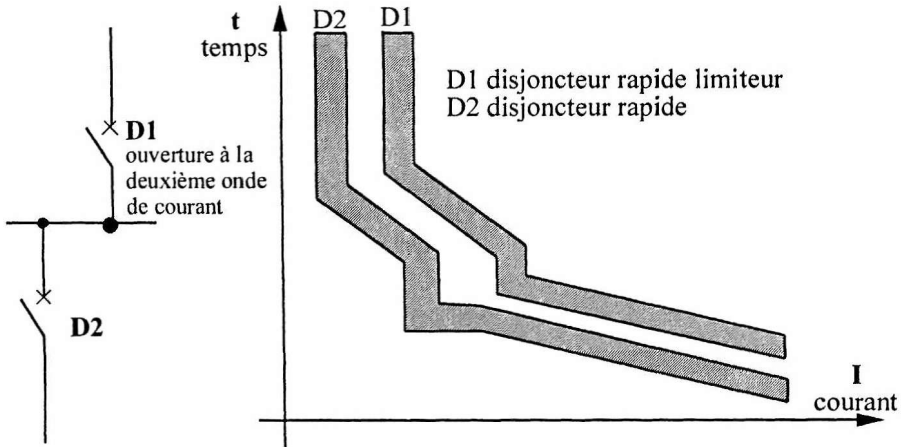


Figure 14.18. La sélectivité énergétique

14.9. La filiation des disjoncteurs (optimisation économique NF C 15-100,434)

La filiation est une technique de conception de réseau qui permet de “renforcer le pouvoir de coupure d’un disjoncteur aval en faisant participer le disjoncteur amont à la coupure du courant de défaut. Sous l’effet des efforts électrodynamiques, les pôles des disjoncteurs ont tendance à s’ouvrir en cas de court-circuit indépendamment de la commande par le relaying. Cette limitation en courant offre la possibilité d’installer en aval des disjoncteurs ayant un pouvoir de coupure inférieur à l’ I_{cc} présumé mais supérieur au courant limite.

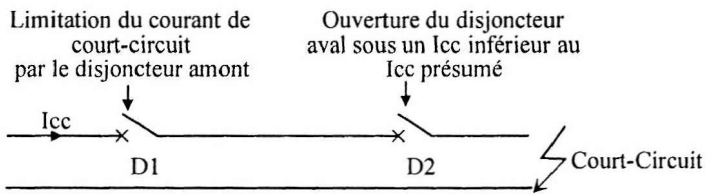


Figure 14.19. La filiation des disjoncteurs

Aussi la filiation ne peut être vérifiée que par des essais en laboratoire et les associations possibles ne peuvent être données que par les constructeurs. La

limitation du courant se faisant tout au long du circuit contrôlé par le disjoncteur limiteur amont, la filiation concerne tous les appareils placés en aval de ce disjoncteur. Elle n'est pas restreinte à deux appareils consécutifs, et elle peut se réaliser avec des appareils installés dans des tableaux différents. Le principal intérêt de la filiation est de minimiser les pouvoirs de coupure des disjoncteurs, et donc de faire une économie sur le coût du matériel.

EXEMPLE.—

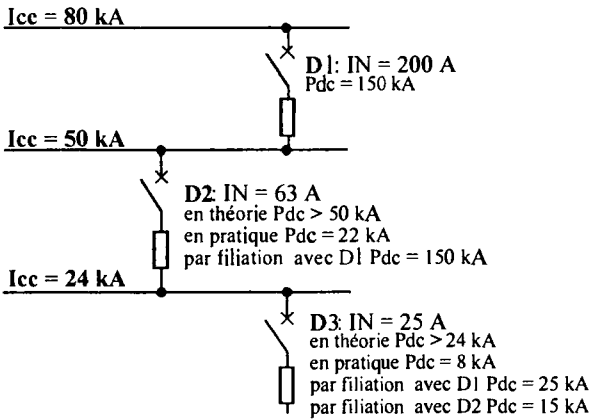


Figure 14.20. Exemple d'application de la filiation

Cependant, dans le cas où on désire utiliser de très faibles calibres avec une très forte puissance de court-circuit (cas où le pouvoir de coupure d'un disjoncteur est inférieur à l'intensité de court-circuit au point où il est installé), il est possible de réaliser une filiation en installant juste en amont du disjoncteur de faible calibre un disjoncteur limiteur de plus forte valeur.

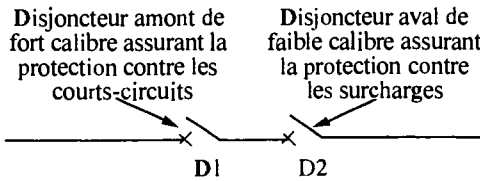


Figure 14.21. Exemple d'application de la filiation

14.10. Le déclassement en température des disjoncteurs magnétothermiques

L'intensité maximale admissible dans un disjoncteur dépend de la température ambiante dans laquelle il est placé. La température ambiante est la température qui règne à l'intérieur du coffret ou du tableau dans lequel sont installés les disjoncteurs. Lorsque plusieurs disjoncteurs ou disjoncteurs différentiels fonctionnant simultanément sont montés côte à côte dans un coffret de volume réduit, l'élévation de température à l'intérieur du coffret entraîne une réduction du courant d'emploi.

Les valeurs de la réduction du courant d'emploi varient en fonction du matériel et des fabricants. Nous pouvons cependant appliquer les règles suivantes :

- pour tenir compte de l'élévation de la température à l'intérieur d'une armoire ou d'un coffret, on peut appliquer un coefficient de 0,8 ;
- pour tenir compte de l'élévation de la température ambiante extérieure, on peut appliquer un déclassement de 2 %/°C au-delà de la température de référence de 30 °C pour l'appareillage domestique et de 40 °C pour l'appareillage industriel.

14.11. La coordination fusible disjoncteur

La sélectivité entre disjoncteurs et fusibles nécessite la comparaison des caractéristiques de fonctionnement de ces deux dispositifs. Elle n'est en général utilisable que si le fusible se trouve en aval d'un disjoncteur.

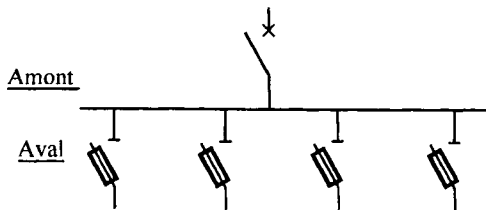


Figure 14.22. Exemple d'association disjoncteur-fusible

Cependant, dans le cas où le pouvoir de coupure d'un disjoncteur est inférieur à l'intensité de court-circuit au point où il est installé, il est possible de réaliser une sorte de « filiation » en installant juste en amont du disjoncteur un fusible de fort pouvoir de coupure.

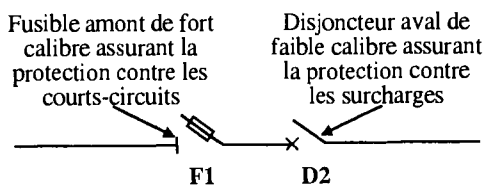


Figure 14.23. Exemple d'association fusible-disjoncteur

14.12. La protection différentielle

Le but de la protection différentielle est de détecter de faibles courants de défaut appelés aussi courants de fuite. La figure I4.24 présente une protection différentielle dans le cas d'un régime de neutre TT.

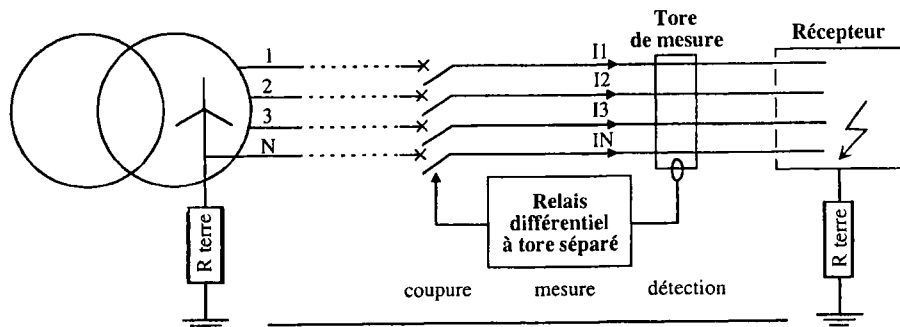


Figure 14.24. Le schéma de principe d'une protection différentielle

Le tore de mesure est un transformateur d'intensité dont le primaire est réalisé par le câble passant à l'intérieur du tore, et le secondaire bobiné d'origine sur le tore est relié au relais différentiel. Dans le tore le courant du bobinage secondaire compense les ampères.tours du circuit primaire.

S'il n'y a pas de défaut, nous avons : $I_1 + I_2 + I_3 + I_N = 0$; il n'y a pas de courant de défaut détecté.

S'il y a un défaut, nous avons : $I_1 + I_2 + I_3 + I_N = I_{\text{défaut}}$; il y a un courant de défaut détecté, et le relais différentiel commande l'ouverture du disjoncteur.

REMARQUE.- Une protection différentielle peut être nécessaire en régime de neutre TN si le courant de défaut simple n'est pas calculable ou n'est pas suffisamment important pour déclencher les protections magnétiques.

REMARQUE.— Une protection différentielle peut être nécessaire en régime de neutre IT si le courant de défaut double n'est pas suffisamment important pour déclencher les protections magnétiques.

14.13. Les courbes de déclenchement des protections différentielles

Il existe différents niveaux de sensibilité : haute sensibilité, 30 mA, 10 mA ; moyenne sensibilité, 3 A, 1 A, 300 mA, 100 mA ; basse sensibilité, 10 A, 30 A. Il existe différentes rapidités de déclenchement : déclenchement instantané (20 ms), déclenchement sélectif type S (50 ms), déclenchement retardé (0,3 s, 1 s, 3 s).

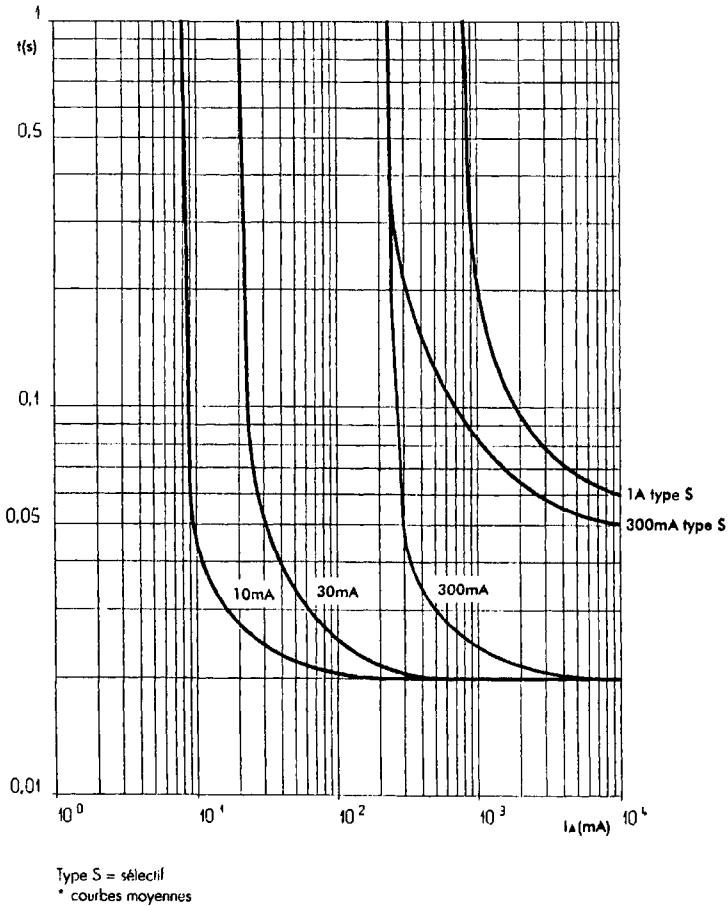
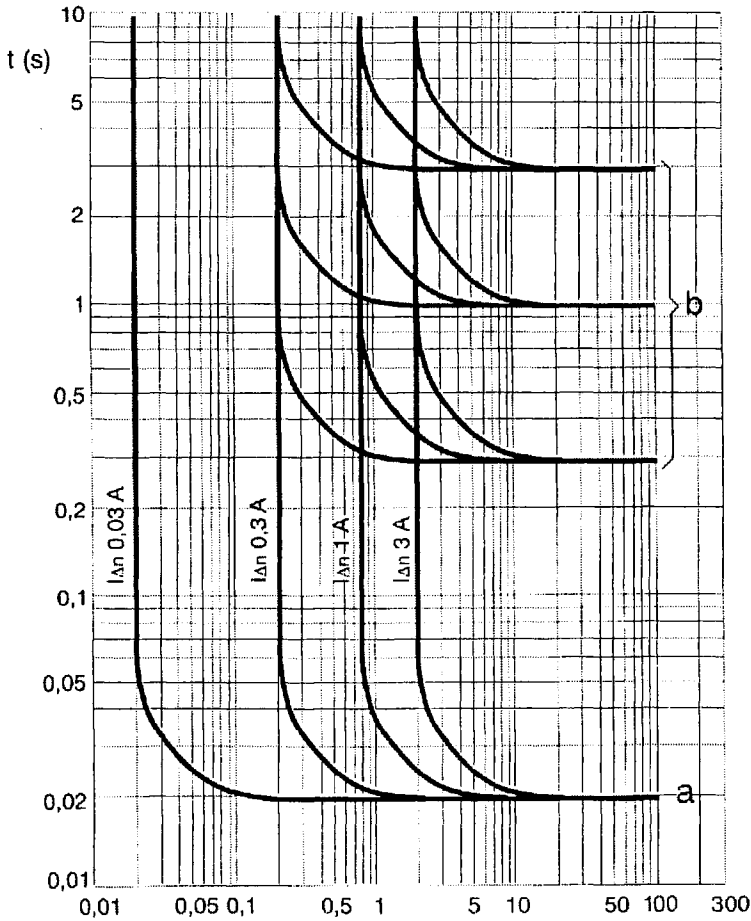


Figure 14. 25. Les courbes de déclenchement des disjoncteurs différentiels (Doc. Legrand)



I_{Δ} (A) = courant différentiel
 $I_{\Delta n}$ = courant différentiel nominal
 ⓐ = déclenchement instantané
 ⓑ = 3 possibilités de réglage du temps de retard :
 0,3 - 1 et 3 secondes

Figure 14.26. Les courbes de déclenchement des disjoncteurs différentiels (Doc. Legrand)

REMARQUE.— Les valeurs de 30 mA et de 300 mA ne sont pas prises au hasard car :

- un courant de fuite inférieur à 300 mA ne peut pas déclencher un incendie ;
- un courant de fuite inférieur à 30 mA ne peut pas électrocuter une personne.

14.14. La sensibilité des disjoncteurs différentiels et la résistance de terre

14.14.1. Le cas d'un contact direct

Seule une protection différentielle 10 ou 30 mA peut protéger contre un contact direct (obligatoire pour les salles de bains).

14.14.2. Le cas d'un défaut d'isolement

La sensibilité de la protection différentielle doit être fonction de la résistance de terre et du type de local. Il faut que :

- $R_{\text{terre}} \times I_{\text{Dn}} \leq 25 \text{ V}$ pour des locaux mouillés,
- $R_{\text{terre}} \times I_{\text{Dn}} \leq 50 \text{ V}$ pour des locaux secs.

Dans ce cas, la tension de toutes parties métalliques accessibles d'un matériel soumis au défaut ne peut s'élever à un potentiel supérieur à la tension de sécurité.

IDn	Rt(25V)	Rt(50V)
10 mA	2 500 Ω	5 000 Ω
30 mA	833 Ω	1 666 Ω
100 mA	250 Ω	500 Ω
300 mA	83,3 Ω	166,6 Ω
1 A	25 Ω	50 Ω
3 A	8,33 Ω	16,66 Ω
10 A	2,5 Ω	5 Ω
30 A	0,833 Ω	1,666 Ω

Tableau 14.4. Les valeurs des résistances maximum de terre en fonction de la sensibilité des disjoncteurs

14.15. La sélectivité des protections différentielles

Le but de la sélectivité est de ne couper, en cas de défaut d'isolement, que le circuit sur lequel se situe ce défaut. Le principal intérêt de la sélectivité est d'assurer la continuité du service dans le reste de l'installation, et d'avoir également une localisation précise du défaut en vue de son élimination et de la reprise du service.

14.15.1. La sélectivité ampèremétrique

La sélectivité est assurée si la sensibilité amont $\geq 2 \times$ sensibilité aval.

14.15.2. La sélectivité chronométrique

La sélectivité est assurée, si le temps d'ouverture du dispositif amont est supérieur au temps d'ouverture du dispositif aval.

14.15.3. Exemple de sélectivité

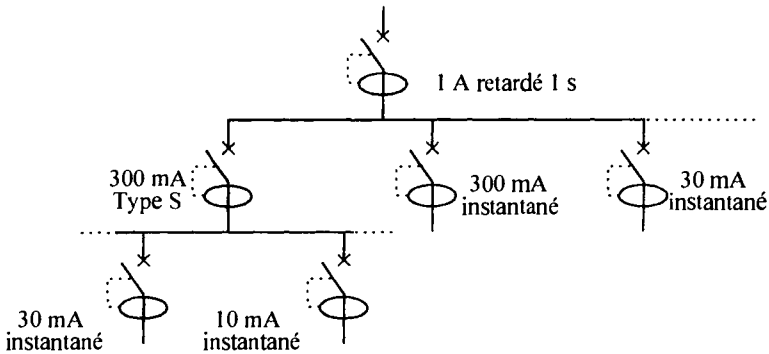


Figure 14.27. Exemple de combinaison de sélectivités différentielles ampèremétriques et chronométriques

14.16. Les déclenchements intempestifs des protections différentielles

Les dispositifs de protection différentielle assurent la protection des personnes et des biens en mettant hors tension le circuit défectueux.

Ces dispositifs de protection différentielle se déclenchent parfois sans présence d'un défaut d'isolement, mais sous l'action de courants de fuite transitoires ne présentant aucun danger pour les personnes et les biens. Ces déclenchements, qui nuisent au confort et à la continuité de service, peuvent malheureusement inciter certains exploitants à supprimer les protections différentielles avec les risques que cela entraîne.

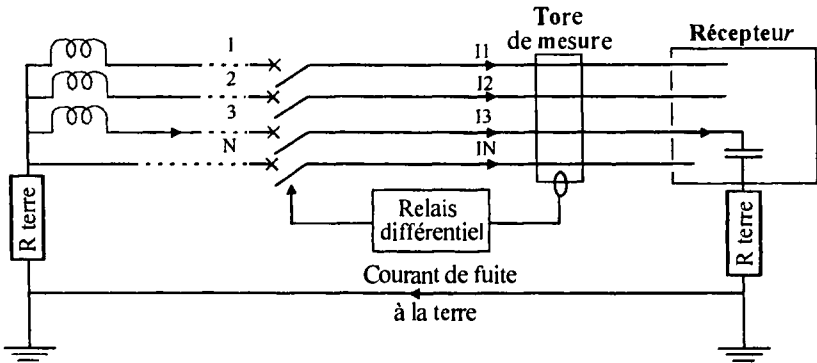


Figure 14.28. Le déclenchement intempestif des protections différentielles

14.16.1. Les causes des déclenchements intempestifs

L'équation physique qui détermine les courants de fuite créant des déclenchements intempestifs est :

$$I_{\text{déclenchement}} = C \cdot dV/dt$$

Ces déclenchements gênants ont donc essentiellement pour origine des phénomènes transitoires ou d'importantes capacités parasites avec la terre.

Les surtensions atmosphériques

Les décharges atmosphériques induisent dans le réseau de distribution des surtensions transitoires à front raide de l'ordre de **8/20** ms. Ces surtensions provoquent, au niveau des installations B.T, des courants de fuite qui peuvent circuler au travers des capacités parasites d'isolement et de la terre.

Les surtensions de manœuvres

Ces surtensions de manœuvres sont essentiellement dues à des commutations de charges inductives comme des machines électriques et des transformateurs. Ces surtensions provoquent des courants de fuite à la terre comparables aux courants dus aux surtensions atmosphériques.

La mise sous tension de circuits présentant une forte capacité avec la terre

Les planchers chauffants, les filtres antiparasites d'entrée des alimentations à découpage, les réseaux de câbles très étendus, présentent tous d'importantes capacités à la terre, qui créent des courants de fuite capacitifs non négligeables pouvant faire déclencher les protections différentielles.

Les courants de fuite suivants doivent être considérés :

- photocopieuse **0,5 à 1,5 mA** ;
- terminaux informatiques **1 à 2 mA** ;
- imprimantes **< 1 mA** ;
- télécopieurs **0,5 à 1,5 mA**.

Si une installation comporte un grand nombre d'appareils, les courants de fuite se cumulent, et leur somme peut faire déclencher les protections différentielles. Il est important de rappeler que comme appareil de sécurité un disjoncteur différentiel 30 mA doit fonctionner pour un courant de fuite inférieur à 30 mA, et peut donc déclencher pour un courant de fuite de seulement 15 mA.

Les remèdes pour éviter tous déboires :

- limiter le nombre de récepteurs sur le même circuit protégé par un disjoncteur différentiel, ou mieux évaluer les courants de fuite dès la conception de l'installation ;
- utiliser des disjoncteurs différentiels immunisés contre des courants de fuite transitoires.

Ces remèdes nécessitent une augmentation du nombre des protections et du coût, mais contribuent à leur qualité par l'augmentation de la fiabilité et de la sûreté de l'installation.

14.16.2. Le comportement des protections différentielles en présence d'une composante continue

De nombreux appareils ou machines comportent des dispositifs redresseurs (diodes, thyristors, triacs). En cas de défaut d'isolation sur la partie redressée, le courant de fuite vers la terre peut comporter une composante continue qui ne sera pas détectée par un montage tore de mesure (la composante continue d'un signal n'étant pas transmise par un transformateur).

La Commission électrotechnique internationale CEI a classé les dispositifs différentiels en trois types selon leur aptitude à fonctionner en présence d'un courant de défaut :

- classe **AC** : le différentiel est sensible au seul courant résiduel alternatif ;
- classe **A** : le différentiel est sensible au seul courant résiduel puisé ;
- classe **B** : le différentiel est sensible à un courant de défaut purement continu.

Il faut donc s'attendre à l'avenir à l'apparition de nouvelles protections plus sophistiquées.

14.17. Bibliographie

- [MOR 94] R. MOREL, « Disjoncteurs limiteurs et sélectifs », *Revue Général de l'électricité*, n° 11/94, décembre 1994.
- [SCH 83] P. SCHUELLER, « Coupure en B.T par limitation du courant », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 103, octobre 1983.
- [SCH 83] P. SCHUELLER, « Coupure en B.T par limitation du courant », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 163, novembre 1992.
- [SER 93] M. SERPINET & R. MOREL, « La sélectivité énergétique en B.T », *Cahier Technique Merlin-Gérin*, n° 167, juin 1993.
- [FER] FERRAZ SHAWMUT, Behaviour and selection of fuses for the protection of semi-conductors.

Chapitre 15

Le choix d'un câble et de sa protection

15.1. Le rôle et les contraintes supportées par un câble

Un câble assure le transport de l'énergie électrique entre deux points d'un réseau. Pour que ce transport puisse s'effectuer correctement et durablement sans problème, le câble doit être en mesure de supporter et de satisfaire différentes contraintes, comme représenté figure 15.1.

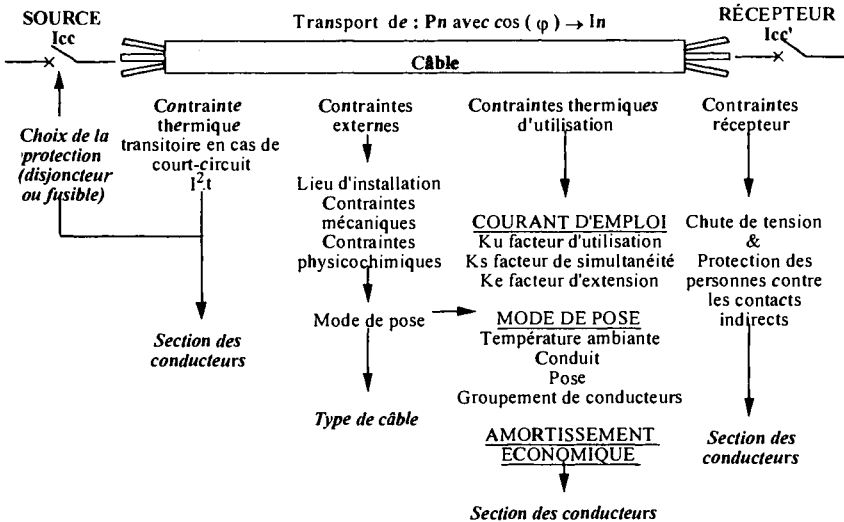


Figure 15.1. Les différentes contraintes devant être prises en compte pour le choix d'un câble

Le lieu de l'installation et les contraintes externes qui lui sont associées imposent généralement le mode de pose et le type de câble à employer.

Contraintes qui tendent à maximiser des sections

Les contraintes thermiques transitoires liées généralement à l'éventualité d'un court-circuit doivent être limitées par les protections en amont. Des problèmes de dimensionnement apparaissent pour des câbles de faibles sections de forte longueur.

De même, les contraintes au niveau des récepteurs sur la qualité de l'électricité fournie par les chutes de tension imposent les sections minimum des conducteurs. De plus, les contraintes thermiques d'utilisation nécessitent également de respecter une section minimum pour les conducteurs.

Contrainte qui tend à minimiser les sections

Seul le coût économique de l'investissement tend à minimiser les sections des câbles lors de la construction de l'installation.

Le juste milieu

L'optimum économique qui prend en compte les coûts d'investissement et d'exploitation permet d'obtenir une intéressante indication sur la section des conducteurs à utiliser pour obtenir un bon compromis.

15.2. Le plan de l'étude

La détermination de la section d'un câble est un problème multicritère dont la solution est un compromis qui respecte :

- l'équilibre thermique de la canalisation,
- la chute de tension maximum,
- l'élimination des défauts et la protection des personnes,
- la minimisation du coût économique.

La figure 15.2 tente de résumer correspond la démarche liée au choix de la section d'une canalisation. Cette démarche en fait à une optimisation sous différentes contraintes.

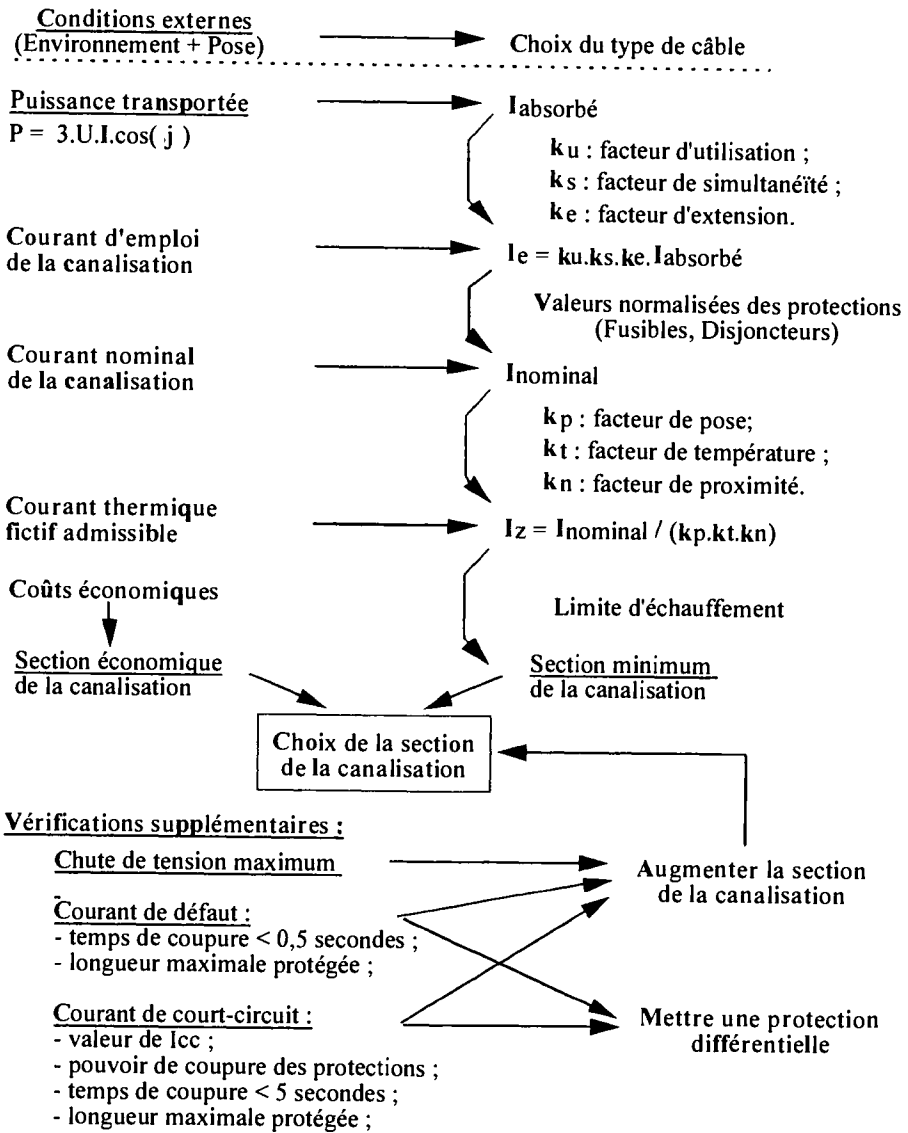


Figure 15.2. Le plan de l'étude pour le choix d'un câble

15.3. Le choix du type de câble en fonction des contraintes externes

Le choix d'un câble en fonction des influences externes est nécessaire, non seulement pour leur fonctionnement correct, mais aussi pour garantir la fiabilité et pour assurer la sécurité. Les différents câbles ont été classifiés selon les conditions d'environnement par la norme NF C 15-100 :

	AA	AD	AE	AF	AG	AII	AK	AL	BB	BC	BD	BE	CA	CB
CÂBLES PVC H-05 VV-U R	4-6	→ 5	→ 4	1-3	→ 2	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2	→ 2	1
CÂBLES PR														
U-1000 R12N	4-6	→ 7	→ 4	1-3	→ 3	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2, 3	→ 2	1
U-1000 R2V	4-6	→ 7	→ 4	1-3	→ 3	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2, 3	→ 2	1
U-1000 RVFV	4-6	→ 7	→ 4	1-3	→ 4	→ 1	→ 2	→ 2	→ 2	→ 3	→ 4	1, 2, 3	→ 2	1
U-1000 RGPV	4-6	→ 8	→ 4	1-3	→ 4	→ 1	→ 2	→ 2	→ 2	→ 3	→ 4	1, 2, 3	→ 2	1
H-07 RNF	3-6	→ 7	→ 4	1-3	→ 4	→ 3	→ 1	→ 1	→ 3	→ 4	→ 4	1, 2, 3	→ 2	1,3
Torsade	1-6	→ 6	→ 4	1-3	→ 1	→ 1	→ 1	→ 1	→ 3	→ 3	→ 4	1	→ 2	1
ISOLANT MINÉRAL														
500 X, XV	4-6	→ 8	→ 4	1-3	→ 4	→ 1	→ 2	→ 2	→ 3	→ 3	→ 4	1, 2, 3	→ 2	1, 2
1000 X, XV	3-6	→ 8	→ 4	1-3	→ 4	→ 1	→ 2	→ 2	→ 3	→ 3	→ 4	1, 2, 3	→ 2	1, 2

Tableau 15.1. Les câbles et les contraintes externes qu'ils peuvent supporter

15.4. La détermination du courant d'emploi (Ie)

15.4.1. Le facteur de puissance $\cos(\varphi)$ et rendement η

RÉCEPTEURS 230V / 400V	FACTEUR DE PUISSANCE	RENDEMENT	COURANT TRANSITOIRE À LA MISE SOUS TENSION
Incandescence et halogène Appareils de chauffage résistifs	1	1	1
Fluorescence, ballasts et starters	0,82 à 0,87	0,64 à 0,81	1,09 à 1,37
Fluorescence HF, ballasts	0,92 à 0,95	0,84 à 0,89	-
Lumière mixte, vapeur de mercure	0,95	1	1,3 à 1,33
Ballon fluorescent, vapeur de mercure	0,83 à 0,88	0,87 à 0,96	1,33 à 1,78
iodures métalliques	0,78 à 0,88	0,87 à 0,90	1,6
Moteurs asynchrones :			
$P_u \leq 600 \text{ W}$	0,5	-	3,4 à 5
$1 \text{ kW} \leq P_u \leq 3 \text{ kW}$	0,7	0,70	5,5 à 6,8
$4 \text{ kW} \leq P_u \leq 40 \text{ kW}$	0,8	0,80	6,2 à 7,3
$50 \text{ kW} \leq P_u$	0,9	0,90	6,1 à 7,5
Transport d'énergie (réseau de distribution public)	0,9	0,95	1
Absence d'indication	0,8	0,90	1

Tableau 15.2. Le facteur de puissance et le rendement de différents récepteurs

Certains récepteurs peuvent avoir un facteur de puissance et un rendement non unitaire qui intervient dans le calcul du courant d'alimentation. De plus, certains récepteurs peuvent avoir des courants d'appel importants.

15.4.2. Le facteur d'utilisation (k_u)

Dans une installation industrielle, le facteur d'utilisation peut varier entre **0,3** et **0,9**. En l'absence d'indications plus précises, un facteur d'utilisation k_u de **0,75** peut être adopté pour les appareils à moteur. Pour les appareils d'éclairage et de chauffage, le facteur d'utilisation k_u est toujours égal à **1**.

15.4.3. Le facteur de simultanéité (k_s)

Certains appareils fonctionnent en permanence à leur charge nominale, d'autres fonctionnent de manière intermittente. Il est nécessaire de tenir compte de ce fait pour dimensionner de manière économique leur alimentation.

Type de récepteur	K_s
Eclairage	1
Chauffe-eau	1
Chauffage électrique	1
Conditionnement d'air	1
Ascenseurs (moteur principal)	1
(moteur suivant)	0,75
(autres moteurs)	0,6
Appareil de cuisson	0,7
Prises de courant	$0,1 + 0,8/n$

Tableau 15.3. Les facteurs de simultanéité de différents récepteurs

15.4.4. Le facteur d'extension (k_e)

Le facteur d'extension k_e doit être estimé suivant les conditions prévisibles d'évolution de l'installation ; il est au moins égal à 1, et pour les installations industrielles, une valeur d'au moins 1,2 est recommandée.

15.4.5. Le courant d'emploi (I_e)

C'est le courant de dimensionnement de l'installation qui sera déterminé en tenant compte des différents coefficients.

$$I_e = I_b_{(\text{absorbé par le ou les récepteurs})} \cdot k_u \cdot k_s \cdot k_e$$

15.5. Le courant nominal de la canalisation (I_n)

C'est le calibre des protections de la canalisation choisi parmi les valeurs normalisées suivantes :

Calibres fixes : 1 A, 1,6 A, 2 A, 3 A, 4 A, 6 A, 10 A, 16 A, 20 A, 25 A, 32 A, 40 A, 50 A, 63 A, 80 A, 100 A, 125 A, 160 A, 200 A, 250 A, 320 A, 400 A, 500 A, 630 A, 800 A ;

Calibres réglables : 100 A, 125 A, 160 A, 200 A, 250 A, 320 A, 400 A, 630 A, 800 A, 1 000 A, 1 250 A, 1 600 A, 2 000 A, 2 500 A, 3 200 A, 4 000 A, 5 000 A, 6 300 A.

$$I_e_{(\text{courant d'emploi})} \leq I_n_{(\text{courant nominal de la canalisation})}$$

15.6. Le courant thermique fictif admissible (I_z)

C'est le courant qui tient compte de l'environnement du câble qui permet de dimensionner ce dernier de manière à ce qu'il ne dépasse pas la température maximale admissible en régime permanent.

$$I_z_{(\text{thermique fictif})} = I_n_{(\text{nominal canalisation})} / (K_t \times K_p \times K_n)$$

15.6.1. La correction en fonction de la température ambiante (kt)

Les températures ambiantes normalement considérées pour le calcul des intensités admissibles en service permanent sont : 20 °C pour les câbles enterrés, 30 °C pour les câbles à l'air libre. Pour d'autres températures il faut appliquer les coefficients multiplicateurs kt qui sont donnés figure 15.4.

Isolation et température maximale admissible de l'âme						
Température ambiante	Enterré			Dans l'air		
	Caoutchouc 60 °C	PVC 70 °C	PRC 85 °C	Caoutchouc 60 °C	PVC 70 °C	PRC 85 °C
0		1,18	1,14	1,41		
10	1,12	1,10	1,07	1,29	1,22	1,17
15	1,06	1,05	1,04	1,22	1,17	1,13
20	1,00	1,00	1,00	1,15	1,12	1,09
25	0,94	0,95	0,96	1,07	1,07	1,04
30	0,87	0,89	0,92	1,00	1,00	1,00
35	0,79	0,84	0,88	0,93	0,93	0,95
40	0,71	0,77	0,83	0,82	0,87	0,90
45	0,61	0,71	0,78	0,71	0,79	0,85
50	0,50	0,63	0,73	0,58	0,71	0,80
55		0,55	0,68		0,61	0,74
60		0,45	0,62		0,50	0,67
65			0,55			0,60
70			0,48			0,52
75			0,39			0,43

Tableau 15.4. Le déclassement des câbles en fonction de leur nature et de la température externe

15.6.2. La correction en fonction du mode de pose (kp)

Conducteurs nus sur isolateurs	1,21	Caniveaux, gaines	
Chemins de câbles	1,00	Goulottes, conduits apparents	0,9
Fixations aux parois, tablettes Corbeaux, gouttières, câbles enterrés		Conduits encastrés, moulures et plinthes	
Fixation au plafond	0,95	Câbles dans des conduits enterrés	0,8
		Câbles encastrés dans des parois thermiquement isolantes	0,7

Tableau 15.5. Le déclassement des câbles en fonction de leur mode de pose

Les coefficients correcteurs applicables dans le cas du mode de pose sont présentés tableau 15.5. Dans le cas de pose enterrée (directement ou dans une gaine), il est nécessaire de tenir compte de la nature du sol et principalement de sa résistivité thermique.

15.6.3. La correction en fonction de l'effet de proximité (kn)

Si les canalisations sont suffisamment proches pour qu'un échauffement mutuel se produise, il est nécessaire d'appliquer les coefficients multiplicateurs des tableaux 15.6 à 15.10.

Le cas des câbles enterrés

	Nombre de canalisations							
	2	3	4	5	6	7	8	9
Espacé de 20 cm	0,85	0,78	0,72	0,66	0,62	0,59	0,56	0,55
Jointifs	0,8	0,7	0,64	0,59	0,56	0,53	0,50	0,50

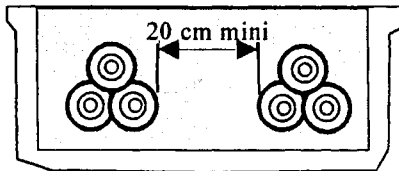


Tableau 15.6. Le déclassement des câbles enterrés en fonction de l'effet de proximité

De plus, lorsque la résistivité thermique du sol est différente de 100 °C cm/W, il est nécessaire de prendre en compte sa nature pour calculer les courants admissibles dans les câbles enterrés.

Résistance thermique du terrain (°C.cm/W)	Facteur de correction	Humidité	Nature du terrain	
40	1,25	-	Marécage, sable	
50	1,21	Pose immergée		
70	1,13	Terrains très humides		
85	1,05	Terrains humides	Argiles et calcaires	
100	1,00	Terrains « normaux »		
120	0,94	Terrains secs		
150	0,86	-	Cendres et mâchefer	
200	0,76	Terrains très secs		
250	0,70			
300	0,65			

Tableau 15.7. Le déclassement des câbles enterrés en fonction de la conductivité thermique du terrain

Le cas des câbles sur tablettes

Les coefficients correcteurs applicables dans le cas de plusieurs canalisations sont fonction des dimensions du nombre de tablettes ainsi que du nombre de canalisations par tablette. Les coefficients multiplicateurs du tableau 15.8 peuvent s'appliquer.

	Nombre de tablettes	Nombre de canalisations par tablettes					
		1	2	3	4	5	6
2.d <	Ne pas tenir compte de l'effet de proximité						
0,25.d à 2.d	1	1	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
< 0,25.d	1	1	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57

Tableau 15.8. Le déclassement des câbles sur tablettes en fonction de l'effet de proximité

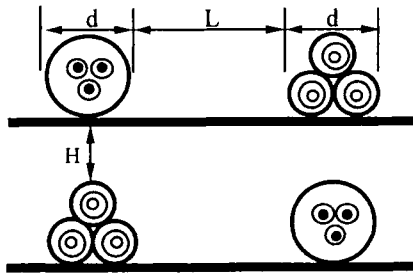


Figure 15.3. Le déclassement des câbles sur tablettes en fonction de l'effet de proximité

Le cas des câbles en caniveaux

Les coefficients correcteurs applicables dans le cas de plusieurs canalisations sont fonction des dimensions intérieures du caniveau. Si celui-ci est largement dimensionné les coefficients multiplicateurs du tableau 15.9 peuvent être appliqués.

Nombre de canalisations	2	3	4	5	6	7	8
	0,90	0,80	0,75	0,70	0,65	0,63	0,60

Tableau 15.9. Le déclassement des câbles en caniveaux en fonction de l'effet de proximité

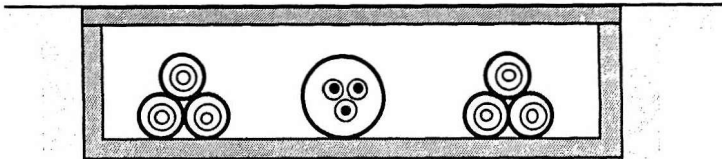


Figure 15.4. Le déclassement des câbles en caniveaux en fonction de l'effet thermique de proximité

Dans le cas de caniveaux remplis de sable, les mêmes coefficients que pour les câbles enterrés sont applicables.

Le cas des câbles en conduits enterrés ou noyés dans le béton

Les coefficients correcteurs applicables dans le cas de plusieurs conduits noyés dans le béton (matériau réfractaire) sont donnés dans le tableau 15.10.

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,87	0,77	0,72	0,68	0,65
2	0,87	0,71	0,62	0,57	0,53	0,50
3	0,77	0,62	0,53	0,48	0,45	0,42
4	0,72	0,57	0,48	0,44	0,40	0,38
5	0,68	0,53	0,45	0,40	0,37	0,35
6	0,65	0,50	0,42	0,38	0,35	0,32

Tableau 15.10. Le déclassement des câbles en conduits enterrés ou noyés dans le béton en fonction de l'effet de proximité

15.7. La chute de tension

Pour disposer d'une énergie électrique de qualité, il est nécessaire d'évaluer et de limiter la chute de tension entre l'origine de l'installation et tous points d'utilisation. Le tableau 15.11 indique les valeurs maximales de chutes de tension admises par la norme NF C 15-100.

Chute de tension maximale admise			
Type de raccordement	éclairage	Démarrage de moteurs	Autres usages
Abonné B.T	3 %	10 % ($I_d \approx 8 \cdot I_n - \cos(\varphi) = 0,35$)	5 %
Poste H.T/B.T	6 %	15 % ($I_d \approx 8 \cdot I_n - \cos(\varphi) = 0,35$)	8 %

Tableau 15.11. Les chutes de tension maximales admises

Rappel : chute de tension en continu
 chute de tension en monophasé
 chute de tension en triphasé

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot [R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi)]$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot [R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi)]$$

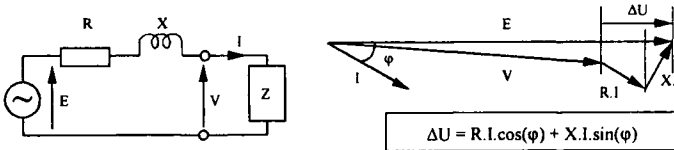


Figure 15.5. Le diagramme et la formule de la chute de tension

Les tableaux 15.12 et 15.13 donne les chutes de tension par ampère et par km de câble pour différentes natures de câbles.

Tableau des chutes de tension en V/A par km								
Câble B.T. isolé PE ou PVC (température maximale : 70 °C)								
Cuivre				Aluminium				
COS(φ)				Section (mm ²)	COS(φ)			
1,0	0,9	0,8	0,6		1,0	0,9	0,8	0,6
25,1	22,7	20,2	15,3	1,5				
15,2	13,7	12,3	9,3	2,5				
9,5	8,6	7,8	5,8	4				
6,4	5,8	5,3	4,0	6				
3,8	3,5	3,2	2,4	10				
2,4	2,2	2,0	1,6	16	4,0	3,7	2,3	2,5
1,5	1,4	1,3	1,04	25	2,5	2,2	2,1	1,6
1,1	1,06	0,97	0,80	35	1,8	1,7	1,5	1,2
0,8	0,8	0,74	0,62	50	1,3	1,3	1,2	0,94
0,56	0,57	0,55	0,46	70	0,92	0,9	0,83	0,68
0,40	0,43	0,42	0,37	95	0,67	0,67	0,63	0,53
0,33	0,37	0,36	0,32	120	0,55	0,56	0,53	0,46
0,26	0,30	0,30	0,28	150	0,43	0,45	0,44	0,38
0,21	0,26	0,27	0,25	185	0,34	0,38	0,37	0,33
0,17	0,22	0,23	0,22	240	0,26	0,31	0,30	0,28
0,13	0,19	0,20	0,21	300	0,21	0,26	0,27	0,26

Tableau 15.12. Le tableau des chutes de tension pour les câbles isolés PE ou PVC

Tableau des chutes de tension en V/A par km								
Câble B.T. isolé PR – EPR - EPDM (température maximale : 85 °C)								
Cuivre					Aluminium			
COS(ϕ)				Section (mm ²)	COS(ϕ)			
1,0	0,9	0,8	0,6		1,0	0,9	0,8	0,6
26,0	24,2	21,5	16,2	1,5				
15,5	14,4	12,8	9,6	2,5				
10	9,0	8	6,1	4				
6,6	6,1	5,4	4,2	6				
3,9	3,6	3,2	2,5	10	6,1	5,9	5,3	4,6
2,5	2,3	2,1	1,5	16	4,1	3,75	3,4	2,7
1,6	1,5	1,35	1,10	25	2,6	2,40	2,2	1,75
1,15	1,1	1,0	0,85	35	1,9	1,75	1,6	1,3
0,85	0,8	0,75	0,65	50	1,35	1,30	1,22	0,9
0,57	0,6	0,55	0,50	70	0,95	0,92	0,85	0,85
0,42	0,45	0,42	0,40	95	0,68	0,68	0,65	0,55
0,33	0,35	0,35	0,34	120	0,54	0,55	0,52	0,50
0,27	0,30	0,30	0,31	150	0,43	0,45	0,43	0,42
0,22	0,25	0,25	0,24	185	0,35	0,40	0,36	0,33
0,17	0,20	0,21	0,23	240	0,27	0,30	0,29	0,28
0,14	0,17	0,20	0,21	300	0,22	0,25	0,26	0,27

Tableau 15.13. Le tableau des chutes de tension pour les câbles isolés PR, EPR, EPDM

15.8. La contrainte thermique dans un câble

La norme NF C 15-100 demande de vérifier qu'en cas de court-circuit, l'énergie que laisse passer le dispositif de protection avant la coupure ne soit pas supérieure à celle que peut supporter le câble protégé. Cette vérification s'effectue en comparant la caractéristique I^2t du dispositif de protection à la contrainte thermique que peut supporter le câble. Cette contrainte ne pose en général pas de problème sauf dans le cas de câbles de faibles sections connectés à un point de forte puissance de court-circuit. En effet, il est difficile de trouver un disjoncteur de faible calibre ($I_n < 100 \text{ A}$) avec un fort pouvoir de coupure.

Dans ce cas, la solution consiste en général à augmenter la section des conducteurs, ou à choisir de tirer le câble à partir d'un autre poste ayant une puissance de court-circuit inférieure. Une autre solution consiste à effectuer une filiation fusible-disjoncteur ou disjoncteur-disjoncteur comme présentée aux paragraphes 14.10 et 14.12.

15.9. La protection des personnes

15.9.1. Le cas du régime TT

Dans le cas du régime de neutre TT les défauts d'isolement sont éliminés automatiquement par les protections différentielles.

15.9.2. Le cas du régime TN

Dans le cas des régimes de neutre TN sur défaut simple, les conducteurs de protection PE assurent la circulation des courants de défaut. Ces courants de défaut doivent être suffisamment importants pour être éliminés instantanément par les disjoncteurs magnétiques de protection. La méthode de calcul consiste à appliquer la loi d'Ohm pour le départ considéré et protégé par un disjoncteur magnétothermique. Les hypothèses de calcul sont les suivantes :

- le conducteur de protection PE est mis à la terre en différents points de l'installation et maillé pour pouvoir évacuer les courants de défaut sans subir d'élévation de potentiel ;
- la tension entre la phase en défaut et le conducteur de protection PE est égale à 80 % de la tension simple nominale (prise en compte de la chute de tension en amont de l'installation due au défaut) ;
- les réactances des conducteurs sont négligées devant leurs résistances.

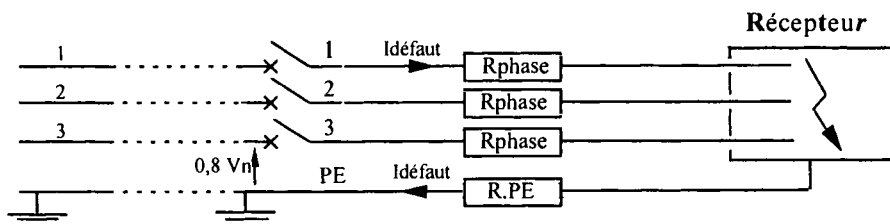


Figure 15.6. Les résistances limitant le courant de défaut d'isolement simple dans le cas du régime TN

Le courant de défaut

A partir des hypothèses précédentes et du schéma de circulation du courant de défaut, nous aboutissons à la formule suivante :

$$I_{\text{défaut}} = \frac{0,8 \cdot V_{\text{nominal}}}{R_{\text{phase}} + R_{\text{PE}}}$$

La longueur maximale protégée

Si on connaît la section des câbles, alors on peut calculer la longueur maximale de la canalisation qui sera protégée par le disjoncteur magnétique réglé pour I_{mag} .

Notons : $m = S_{phase} / SPE$ et donc $R_{phase} + R_{PE} = p \cdot L_{max} \cdot (1 + m) / S_{phase}$

$$L_{max} = \frac{0,8 \cdot V_{nominal} \cdot S_{phase}}{\rho \cdot (1 + m) \cdot I_{mag}}$$

Si la longueur de la canalisation est supérieure à la longueur maximale protégée, il sera nécessaire soit d'augmenter la section des conducteurs, soit d'utiliser une protection différentielle.

15.9.3. Le cas du régime IT

Dans le cas des régimes de neutre IT sur défaut double, les conducteurs de protection PE assurent la circulation des courants de défaut. Ces courants de défaut doivent être suffisamment importants pour être éliminés instantanément par les disjoncteurs magnétiques de protection.

Le principe de calcul est le même qu'en régime TN, mais le calcul consiste à appliquer la loi d'Ohm pour deux départs différents protégés par des disjoncteurs magnétothermiques.

Les hypothèses de calcul sont les suivantes :

- la tension entre chaque phase en défaut et le conducteur de protection PE est égale à 80 % de la tension simple nominale (prise en compte de la chute de tension en amont de l'installation due au défaut). En fait, devant l'impossibilité pratique d'effectuer une vérification pour toutes les configurations de double défaut, les calculs sont effectués en supposant l'existence d'une canalisation symétrique également en défaut, c'est en général le cas le plus défavorable ;
- les réactances des conducteurs sont négligées devant leurs résistances.

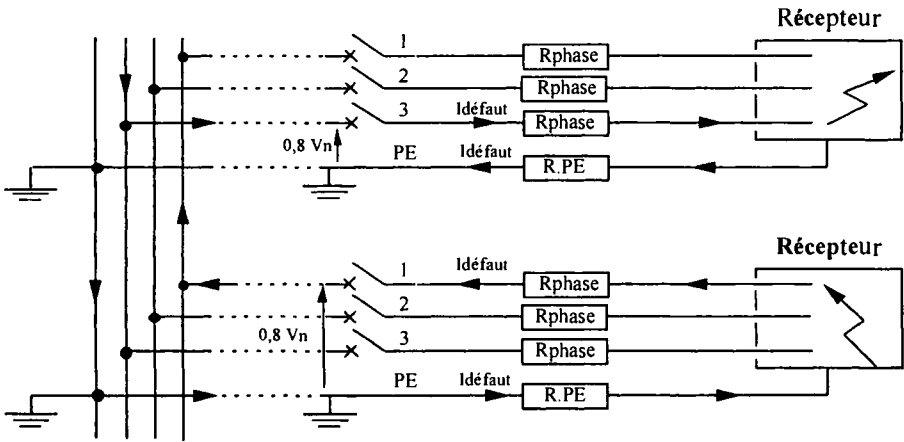


Figure 15.7. Les résistances limitant le courant de défaut d'isolation double dans le cas du régime IT

Le courant de défaut

A partir des hypothèses précédentes et du schéma de circulation du courant de défaut, nous aboutissons à la formule suivante :

$$I_{\text{défaut}} = \frac{0,8 \cdot U_{\text{nominal}}}{2 \cdot (R_{\text{phase}} + R_{\text{PE}})}$$

La longueur maximale protégée

Si on connaît la section des câbles, alors on peut calculer la longueur maximale de la canalisation qui sera protégée par le disjoncteur magnétique réglé pour I_{mag} .

Notons : $m = S_{\text{phase}} / S_{\text{PE}}$ et donc $R_{\text{phase}} + R_{\text{PE}} = \rho \cdot L_{\text{max}} \cdot (1 + m) / S_{\text{phase}}$

$$L_{\text{max}} = \frac{0,8 \cdot U_{\text{nominal}} \cdot S_{\text{phase}}}{2 \cdot \rho \cdot (1 + m) \cdot I_{\text{mag}}}$$

Si la longueur de la canalisation est supérieure à la longueur maximale protégée, il sera nécessaire soit d'augmenter la section des conducteurs, soit d'utiliser une protection différentielle.

15.10. Le calcul économique d'un câble

Il n'est pas concevable de réaliser une canalisation électrique sans tenir compte du bilan économique comprenant, outre les frais d'installation, les frais d'exploitation et les frais financiers.

15.10.1. *Le coût de l'investissement (CI)*

Le prix du câble peut être approché par un coût fixe et un coût fonction de la section :

$$\text{Prix du câble} = k_0.L + k.L.S$$

Le coefficient k tient compte de la variation du prix des câbles en fonction de leur section ; il peut être calculé de manière pratique en considérant le rapport entre la différence de prix F et la différence des sections de câbles de sections S voisines : $k = (F_2 - F_1)/(S_2 - S_1)$.

On peut alors déduire la valeur de k_0 comme : $k_0 = F_1 - k.S_1$.

Le coût d'investissement peut alors se décomposer en frais fixes F_f et en frais variables F_v de manière à faire apparaître la section du câble.

Les frais fixes F_f comprennent :

- le génie civil,
- la main d'œuvre de pose,
- le matériel électrique (conduit, coût fixe du câble, protections, tableaux, etc.)

Les frais variables F_v comprennent le coût du câble fonction de la longueur L et de la section S . $F_v = k.L.S$

Nous obtenons alors le coût d'investissement :

$$\text{Coût de l'investissement} = F_f + k.L.S$$

15.10.2. *Le coût annuel d'exploitation (CAE)*

Le coût d'exploitation d'une canalisation électrique est dû au coût de l'énergie dissipée par le conducteur par effet Joule. Il est nécessaire d'estimer ce coût en tenant compte de :

- n : le nombre de conducteurs actifs de la canalisation (un conducteur PE n'est pas un conducteur actif, par contre un conducteur PEN est considéré comme actif) ;
- L : la longueur de la canalisation en km ;
- S : la section des conducteurs en mm² ;
- R : la résistivité du conducteur en Ω.mm²/km ;
- I : l'intensité en A, ou l'intensité quadratique en A ;
- h : le nombre d'heures de service par an (1 an = 8 760 h) ;
- p : le prix de l'énergie électrique en F/kW.h ;
- CAE : le coût annuel d'exploitation en francs.

Le cas d'un courant constant : - CAE = (n.R.L.I².h.p) / (S.10³).

Le cas d'un courant variable : il est nécessaire de calculer le courant quadratique, qui est le courant équivalent constant produisant les mêmes pertes totales.

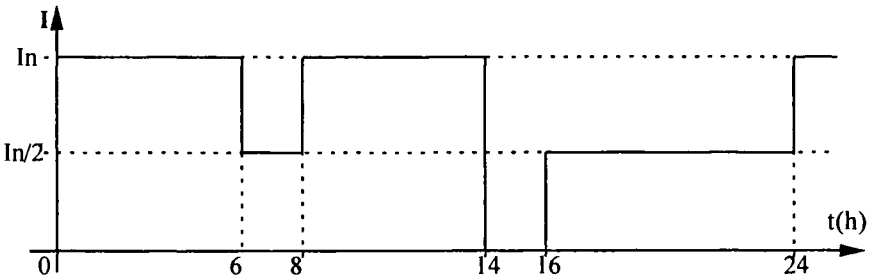


Figure 15.8. Exemple de service et calcul du courant quadratique équivalent

Le courant quadratique moyen se calcule par la même formule que celle utilisée pour le calcul d'une valeur efficace :

$$I_q = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t).dt}$$

Dans le cas de la figure 15.8 nous obtenons :

$$I_q = \sqrt{\frac{12.I_n^2 + 10.\left(\frac{I_n}{2}\right)^2}{24}} = \sqrt{\frac{29}{48}} I_n = 0,777.I_n$$

Le coût annuel d'exploitation a pour expression :

$$CAE = (n.R.L.I_q^2.h.p)/(S.10^3)$$

15.10.3. L'actualisation des coûts

Les coûts d'investissement étant dépensés initialement, et les coûts d'exploitation étant répartis sur de nombreuses années, il est nécessaire d'actualiser (afin de tenir compte de la dépréciation de la monnaie) ces différentes sommes pour pouvoir les comparer. Considérons :

- C : la somme d'argent,
- N : le nombre d'années,
- t : les taux d'intérêts.

L'actualisation d'une somme d'argent

Au bout de N années la valeur d'une somme d'argent C serait de :

$$C(N) = C(0) \cdot (1+t)^N \text{ (capitalisation)}$$

Quelle est la valeur aujourd'hui d'une somme d'argent obtenue il y a N années ?

$$C(0) = C(-N) \cdot (1+t)^{-N}$$

L'actualisation d'une suite de coûts d'exploitation

Au bout de N années, la valeur totale des coûts d'exploitation serait de :

$$CE(N) = CAE.(1+t)^{N-1} + CAE.(1+t)^{N-2} + \dots + CAE.(1+t)^1 + CAE.(1+t)^0$$

Si les CAE sont considérés comme constant :

$$CE(N) = CAE \cdot [(1+t)^{N-1} + (1+t)^{N-2} + \dots + (1+t)^1 + (1+t)^0]$$

$$CE(N) = CAE \cdot [((1+t)^N - 1) / ((1+t) - 1)]$$

$$CE(N) = CAE \cdot [((1+t)^N - 1) / t]$$

Le coût total de fonctionnement actualisé

$$CI(N) + CE(N) = CI(0).(1+t)^N + CAE \cdot [((1+t)^N - 1) / t]$$

$$CI(N) + CE(N) = [Ff + k.L.S].(1+t)^N + (n.R.L.I^2.h.p)/(S.10^3) \cdot [((1+t)^N - 1) / t]$$

15.10.4. L'optimisation économique

Nous désirons choisir la section d'un câble de manière à avoir à l'année N le coût financier total (investissement et fonctionnement) actualisé minimum.

$$CI(N) + CE(N) = [Ff + k.L.S] \cdot (1+t)^N + (n.R.L.I^2.h.p) / (S \cdot 10^3) \cdot [(1+t)^N - 1] / t$$

Dérivons cette expression par rapport à S, la dérivée doit s'annuler pour le coût minimum :

$$0 = [k.L] \cdot (1+t)^N - (n.R.L.I^2.h.p) / (S^2 \cdot 10^3) \cdot [(1+t)^N - 1] / t$$

Ce qui nous permet d'obtenir la formule de la section économique :

$$S = I \cdot \sqrt{\frac{n.R.h.p}{k \cdot 10^{-3}} \times \frac{(1+t)^N - 1}{t \cdot (1+t)^N}}$$

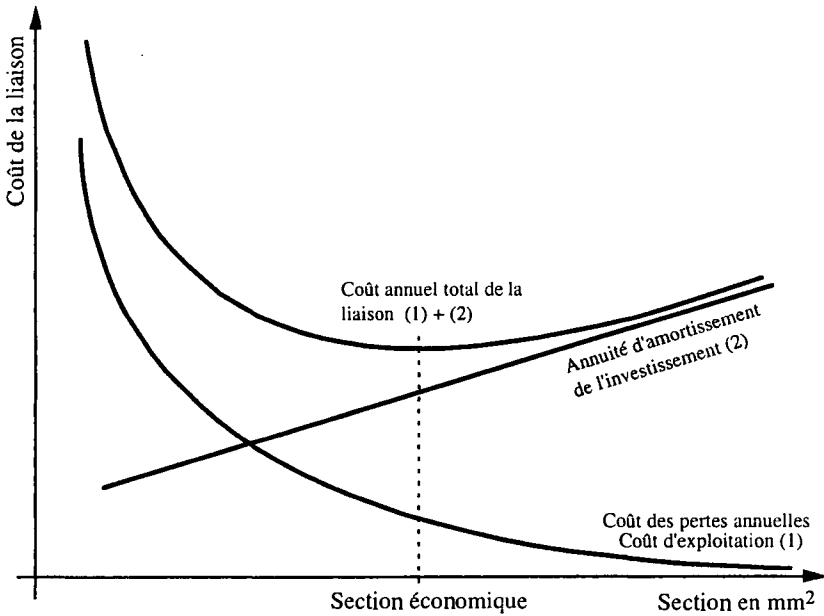


Figure 15.9. La représentation des différents coûts en fonction de la section des conducteurs

Prendre N petit (1 an) revient à minimiser l'investissement, prendre N grand (10 ou 20 ans) revient à minimiser les frais d'exploitation. Considérant l'incertitude de l'avenir (investissement) et le prix de l'énergie non négligeable (exploitation) le compromis de N = 5 ans est généralement pris.

En pratique, le calcul économique d'un câble conduit à une densité de courant d'environ 1,8 A/mm² pour un câble cuivre et 1,2 A/mm² pour un câble en aluminium (avec des courants nominaux circulant 24h/24h).

15.11. La section des conducteurs de neutre

Si le réseau triphasé est parfaitement équilibré les conducteurs de neutre ne transportent pas de courant. En pratique aucun système n'est parfaitement équilibré, mais les déséquilibres sont en général limités. Il paraît normal d'essayer de faire des économies sur la section du conducteur de neutre, et les règles suivantes peuvent être appliquées. Cependant, pour des installations qui alimentent beaucoup d'électronique de puissance (variateurs de vitesse, et alimentation de puissance), il déconseillé de prendre une section de neutre inférieure à la section de phase.

15.11.1. Le cas des schémas TT et TN-S

Si la section de phase $\leq 16 \text{ mm}^2$ Cu ou $\leq 25 \text{ mm}^2$ Al alors : $S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$

Si la section de phase $> 16 \text{ mm}^2$ Cu ou $> 25 \text{ mm}^2$ Al alors : $S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$
 $: S_{\text{neutre}} < S_{\text{phase}}$ si

- l'intensité parcourant le conducteur de neutre, y compris les harmoniques éventuels, est inférieure au courant maximal admissible ;
- le conducteur de neutre est protégé contre les courts-circuits ;
- la puissance monophasée est inférieure à 10 % de la puissance totale transportée par la canalisation.

15.11.2. Le cas du schéma TN-C

Dans le cas d'un régime de neutre TN-C, le conducteur de neutre et de la terre forment le conducteur commun PEN. Si la section de phase $\leq 16 \text{ mm}^2$ Cu ou $\leq 25 \text{ mm}^2$ Al alors :

$$S_{\text{PEN}} = S_{\text{phase}} \text{ et } 10 \text{ mm}^2 \text{ Cu ou } 16 \text{ mm}^2 \text{ Al} \leq S_{\text{PEN}}$$

Si la section de phase $> 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou $> 25 \text{ mm}^2 \text{ Al}$ alors :

$$S_{\text{phase}}/2 \leq S_{\text{PEN}} \leq S_{\text{phase}} \text{ et } 10 \text{ mm}^2 \text{ Cu ou } 16 \text{ mm}^2 \text{ Al} \leq S_{\text{PEN}}$$

15.11.3. *Le cas du schéma IT*

Il est déconseillé de distribuer le neutre ; s'il existe, appliquer les mêmes règles que pour le schéma TT ou TN-S.

15.12. La section des conducteurs de terre

Sur une installation électrique, les conducteurs de terre ne transportent aucun courant, sauf en cas de défaut et seulement pendant le temps de son élimination.

Il paraît normal d'essayer de faire des économies sur la section du conducteur de terre, et les méthodes suivantes peuvent être appliquées.

15.12.1. *La méthode simple*

La règle de détermination des section de terre est la suivante :

– entre la prise de terre et la borne principale de terre :

$$25 \text{ mm}^2 \text{ Cu ou } 50 \text{ mm}^2 \text{ Al} ;$$

– si la section de phase $\leq 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou Al alors :

$$S_{\text{PE}} = S_{\text{phase}} ;$$

– si la section de phase $25 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou Al $\leq S_{\text{phase}} \leq 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou Al alors :

$$S_{\text{PE}} = 16 \text{ mm}^2 ;$$

– si la section de phase $> 35 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou Al alors :

$$S_{\text{PE}} = S_{\text{phase}}/2$$

15.12.2. *La méthode adiabatique ou de la contrainte thermique*

Il est nécessaire de tenir compte de l'échauffement maximum admissible dans le conducteur de terre pour qu'il n'y ait pas détérioration de l'isolant. Comme avant le défaut il ne doit pas y avoir de courant dans le conducteur PE, on peut prendre comme température initiale du conducteur la température ambiante :

– I_{cc} : courant de court-circuit présumé ;

– T_{cc} : temps d'élimination du court-circuit ;

- $\Delta\theta$: variation de température en K avec
 $\Delta\theta = 0 \text{ max(PVC : } 160 \text{ }^\circ\text{C ; PRC : } 250 \text{ }^\circ\text{C) - } \theta \text{ ambiant(} 40 \text{ }^\circ\text{C) ;}$
- ρ : densité du matériau conducteur (Cu ou Al) ;
- C_{th} : capacité thermique massique du matériau conducteur (Cu ou Al) ;

Ce qui nous permet d'obtenir la formule de la section adiabatique :

$$Section(mm^2) = I_{cc}(A) \cdot \sqrt{\frac{R(\Omega mm^2 / m) \cdot T_{cc}(s)}{C_{th}(kJ / (kg \cdot K)) \cdot \Delta\theta(K) \cdot \rho(kg / dm^3)}}$$

15.13. Exemple de choix d'un câble et de sa protection

Considérons l'installation de la figure 15.10 dans laquelle il est nécessaire d'installer un câble pour alimenter un moteur situé dans une chaudronnerie.

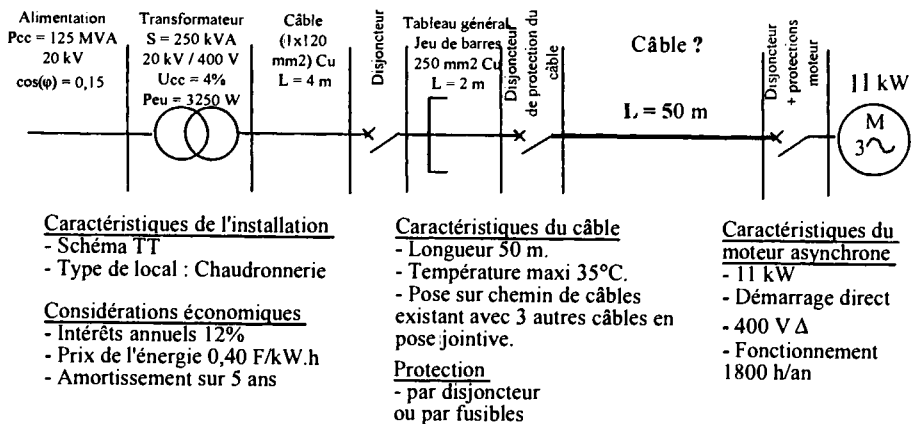


Figure 15.10. Hypothèses de calcul pour le choix d'un câble et de sa protection

Le type de câble

Chaudronneries : AA4 AD1 AE2 AF1 AG3 AH1 BA1 BB2 BC3 BD1 BE1 IP307

Tension : 400 V Mode de pose : chemin de câbles

Tous les types de câble conviennent sauf les torsades.

Le type U 1000 R2V est le moins cher des câbles industriels.

Le courant absorbé

Machine 11 kW triphasé ; rendement = $\eta = 0,8$; $\cos(\varphi) = 0,8$; $I_d = 7 \cdot I_n$

$$I_{\text{absorbé}} = P / (3 \times 230 \times h \times \cos(\varphi)) = 25 \text{ A} \quad I_{\text{démarrage}} = 7 \times 25 = 175 \text{ A}$$

Le courant d'emploi

$k_u = 0,75$; $k_s = 1$; $k_e = 1,2$

$$I_{\text{emploi}} = I_n \times (k_u \times k_s \times k_e) = 22,5 \text{ A}$$

Le courant nominal de la canalisation

$$I_{\text{nominal}} = 25 \text{ A} > I_{\text{emploi}}$$

Le courant thermique fictif

Air d'été 35 °C → $k_t = 0,95$. Chemin de câble → $k_p = 1$. 4 câbles en pose jointive existant → $k_n = 0,65$.

$$I_z = I_n / (k_t \times k_p \times k_n) = 40,5 \text{ A.}$$

La section et la chute de tension

400 V triphasé ; $\cos(\varphi) = 0,8$; $I_n = 25 \text{ A}$; $I_e = 22,5 \text{ A}$; $\Delta U = 5 \%$;

Démarrage ($6 \cdot I_n$; $\cos(\varphi) = 0,35$)

2,5 mm² et 25 A → impossible limite d'échauffement.

4 mm² et 25 A → 94 m → $AU = 5 \times 50/94 = 2,65 \% < 5 \%$;

$$AU_{\text{Démarrage}} = 2,65 \times 6 \times 0,35/0,8 = 6,98 \% < 15 \%$$
 ;

$$I_z = 40,5 \text{ A} > \text{limite d'échauffement} = 30 \text{ A} ;$$

la section de 4 mm² pourrait convenir en pose non jointive.

6 mm² et 25 A → 140 m → $AU = 5 \times 50 / 140 = 1,78 \% < 5 \%$;

$$\Delta U_{\text{Démarrage}} = 1,78 \times 6 \times 0,35/0,8 = 4,78 \% < 15 \%$$
 ;

$$I_z = 40,5 \text{ A} > \text{limite d'échauffement} = 40 \text{ A} ;$$

la section de 6 mm² est limite en pose jointive.

La section économique

Amortissement sur 5 ans $N = 5$; taux d'intérêt 12 % ; $n = 3$; $h = 1\,800$ heures ;
 $p = 0,40 \text{ F/kW.h}$; $R_{\text{cu}} = 22 \text{ } \Omega/\text{km.mm}^2$; $I = 25 \text{ A}$; $U \text{ 1000 R2 V } 4 \times 1,5 =$
 $8\,500 \text{ F/km}$; $U \text{ 1000 R2 V } 4 \times 25 = 66\,000 \text{ F/km.}$

$$\text{Calcul de } k : k = (66\,000 - 8\,500) / (25 - 1,5) = 2\,446 \text{ F/km.mm}^2$$

$$S = I \cdot \sqrt{\frac{n \cdot R \cdot h \cdot p}{k \cdot 10^{-3}} \times \frac{(1+t)^N - 1}{t \cdot (1+t)^N}}$$

$S_{\text{économique}} = 6,61 \text{ mm}^2$ (utilisation 8h/jour ouvrable)

Une section de 4 mm² pourrait convenir en pose non jointive, mais pour des raisons économiques, il est préférable de prendre une section de 6 mm².

Si on applique une densité de courant économique de 1,8 A/mm² pour un câble cuivre, on obtient une section de 13,88 mm² (utilisation 24h/jour). Une section de 10 mm² n'est pas envisageable d'un point de vue économique.

La protection des personnes

Régime TT → protection différentielle dont la sensibilité sera fonction de la résistance de terre.

La section du conducteur de terre

$S_{\text{phase}} \leq 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu} \rightarrow S_{\text{PE}} = S_{\text{phase}}$

Le courant de court-circuit amont et aval du câble

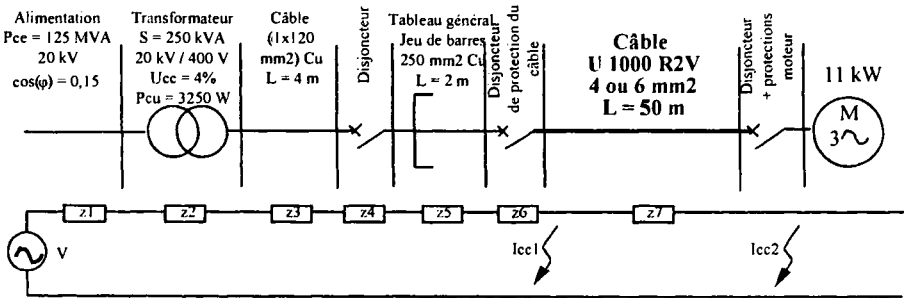


Figure 15.11. Le calcul des courants de court-circuit

Le réseau amont du transformateur

Pour le calcul de l'impédance de l'alimentation H.T, la puissance de court-circuit Pcc définit le module de Z1 pour la répartition entre la résistance et l'inductance il est nécessaire de considérer que les réseaux H.T sont 7 fois plus inductifs que résistifs (sin(phi) = 0,98 ; cos(phi) = 0,15).

$Z1 = R1 + j \cdot X1 ; |Z1| = U^2 / Pcc = 1,28 \text{ m}\Omega ; R1 = 0,192 \text{ m}\Omega ; X1 = 1,25 \text{ m}\Omega .$

Le transformateur

$S = 250 \text{ kVA}$; $U_{cc} = 4 \%$; $U = 400 \text{ V}$; $P_{eu} : 3\,250 \text{ W}$; $I_n = S/(\sqrt{3} \cdot U_n) = 360 \text{ A}$
 $Z_2 = R_2 + j \cdot X_2$; $|Z_2| = U_{cc}/(\sqrt{3} \cdot I_n) = 25,6 \text{ m}\Omega$; $R_2 = P_{cu}/(3 \cdot I_n^2) = 8,36 \text{ m}\Omega$
 $X_2 = \sqrt{Z_2^2 - R_2^2} = 24,19 \text{ m}\Omega$; $R_2 = 8,36 \text{ m}\Omega$; $X_2 = 24,19 \text{ m}\Omega$.

La liaison transformateur → disjoncteur source

Câbles ($1 \times 120 \text{ mm}^2$) Cu par phase, $L = 4 \text{ m}$.
 $R_3 = 22 \text{ m}\Omega \times 4 / (1 \times 120) = 0,733 \text{ m}\Omega$; $X_3 = 0,12 \text{ m}\Omega \times 3 = 0,36 \text{ m}\Omega$.
 $R_3 = 0,733 \text{ m}\Omega$; $X_3 = 0,36 \text{ m}\Omega$.

Le disjoncteur

La chute de tension au niveau des contacts d'un appareillage (branchements amont et aval, contact interne) est de l'ordre de : $0,06 \text{ V} + 0,02 \text{ V}$ si l'appareillage est débouchable ; la réactance des appareillages est de : $0,1 \text{ m}\Omega$ pour les contacteurs, $0,125 \text{ m}\Omega$ pour les fusibles avec porte-fusible, $0,15 \text{ m}\Omega$ pour les disjoncteurs.
 $R_4 = R_6 = 0,2 \text{ m}\Omega$. $X_4 = X_6 = 0,15 \text{ m}\Omega$.

La liaison disjoncteur source → disjoncteurs départs

Jeu de barres 250 mm^2 Cu, $L = 2 \text{ m}$.
 $R_5 = 22 \text{ m}\Omega \times 4 / (250) = 0,352 \text{ m}\Omega$; $X_5 = 0,15 \text{ m}\Omega \times 4 = 0,6 \text{ m}\Omega$.
 $R_5 = 0,352 \text{ m}\Omega$; $X_5 = 0,6 \text{ m}\Omega$.

Le câble

Câble $1 \times 4 \text{ mm}^2$ Cu par phase ou $1 \times 6 \text{ mm}^2$ Cu par phase, $L = 50 \text{ m}$.
 $R_7 = 22 \text{ m}\Omega \times 50 / (4) = 275 \text{ m}\Omega$ ou $R_7 = 22 \text{ m}\Omega \times 50 / (6) = 183 \text{ m}\Omega$; $X_7 = 0,08 \text{ m}\Omega \times 50 = 4 \text{ m}\Omega$.
 **$R_7 (4 \text{ mm}^2) = 275 \text{ m}\Omega$ ou $R_7 (6 \text{ mm}^2) = 183 \text{ m}\Omega$;
 $X_7 = 4 \text{ m}\Omega$.**

Le calcul de I_{cc1}

$R_{T1} = R_i + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 = 10,037 \text{ m}\Omega$.
 $X_{T1} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 = 26,70 \text{ m}\Omega$.
 $I_{cc1} = U/(\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{T1}^2 + X_{T1}^2}) = 8096 \text{ A}$ $I_{cc1} = 8096 \text{ A}$

Le calcul de I_{cc2}

$R_{T2} = R_{T1} + R_7(4 \text{ mm}^2) = 285 \text{ m}\Omega$.
 $R_{T2} = R_{T1} + R_7(6 \text{ mm}^2) = 193 \text{ m}\Omega$.
 $X_{T2} = X_{T1} + X_7 = 30,7 \text{ m}\Omega$.
 **$I_{cc2} = U/(\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{T2}^2 + X_{T2}^2}) = 805 \text{ A}(4 \text{ mm}^2)$ $I_{cc2}(4 \text{ mm}^2) = 805 \text{ A}$
 $I_{cc2} = U/(\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{T2}^2 + X_{T2}^2}) = 1181 \text{ A}(6 \text{ mm}^2)$ $I_{cc2}(6 \text{ mm}^2) = 1181 \text{ A}$**

La contrainte thermique admissible par les câbles

$4 \text{ mm}^2 \rightarrow 292 \text{ kA}^2\text{s}$

$6 \text{ mm}^2 \rightarrow 656 \text{ kA}^2\text{s}$

Le choix d'une protection (fusibles, disjoncteur)

Les fusibles (catalogue Legrand) :

courant nominal 22,5 A ; courant de pointe au démarrage 175 A : Type de fusible \rightarrow AM.

courant de court-circuit : 8096 A \rightarrow pouvoir de coupure 20 kA à partir du modèle 8,5 x 31,5 mm.

Le calibre 25 A existe en AM dans la dimension 10 x 38 mm.

Pour un fusible de calibre 25 A AM dans la dimension 10 x 38 mm :

- le courant de court-circuit présumé de 8 096 A efficaces sera limité à 3 000 A crêtes ;
- la contrainte thermique dans l'installation sera limitée par le fusible à $10\,000 \text{ A}^2$ sec et sera largement supportée par les câbles.

Les fusibles de dimension 10 x 38 mm calibre 25 A type AM répondent parfaitement au besoin, par contre le problème de la protection des personnes n'est pas résolu par la mise en place de fusibles.

Consommation du fusible 1,2 W à 25 A $\rightarrow R_{\text{fusible}} = 1,9 \text{ m}\Omega$.

Les disjoncteurs (catalogue Schneider)

Courant de court-circuit : 8 096 A \rightarrow gamme C60 pouvoir de coupure 10 kA.

Courant nominal 22,5 A ; le calibre 25 A existe en tripolaire dans la gamme C60N.

Courant de pointe au démarrage 175 A ; courbe de déclenchement D ou K.

Le disjoncteur C60N peut être associé à un déclencheur différentiel bloc Vigi pour la protection différentielle :

- le courant de court-circuit présumé de 8 096 A efficaces sera limité à 4 000 A crêtes ;
- la contrainte thermique dans l'installation sera limitée par le disjoncteur à 30 kA^2 seconde et sera largement supportée par les câbles.

Un disjoncteur C60N calibre 25 A courbe D, associé à un bloc Vigi pour la protection des personnes, répond parfaitement aux besoins de l'installation.

La chute de tension et l'impédance de l'installation vues du moteur

$R_t(4 \text{ mm}^2) = 285 \text{ m}\Omega$ dont 275 m Ω rien que pour le câble.

$R_t(4 \text{ mm}^2) = 285 \text{ m}\Omega$ dont $275 \text{ m}\Omega$ rien que pour le câble.

$R_t(6 \text{ mm}^2) = 193 \text{ m}\Omega$ dont $183 \text{ m}\Omega$ rien que pour le câble.

$X_t = 30,1 \text{ m}\Omega$ dont seulement $4 \text{ m}\Omega$ pour le câble.

La chute de tension est principalement due à la résistance du câble !

Conclusion

Un câble U 1000 R2V $4 \times 6 \text{ mm}^2$ protégé par un disjoncteur C60N 25 A courbe D et associé à un bloc Vigi répond parfaitement au besoin.

15.14. Bibliographie

Alcatel câble, Cahiers techniques Câbles, Calcul des liaisons électriques.

Catalogue Legrand.

Catalogue Schneider.

Index

- A**ccidents, 20, 49
- A.C.P.A, 271
- Actualisation des coûts, 366
- Adiabatique, 369
- Allongement, 177
- Alternateur, 310
- Altitude, 173, 211
- Aluminium, 148
- Amorçage, 190
- Appareillage électrique, 269
- Arc électrique, 165
- Argent, 150
- Arrêté, 28

- B**arre Rœbel, 143
- Batterie d'accumulateurs, 317
- Blindages, 244

- C**âbles électriques, 227
 - enterrés, 356
- Cadenassage, 269
- Calcul économique, 364
- Canalisations, 258
 - préfabriquées, 265
- Caniveaux, 262
- Capacité des lignes, 234
- Caractéristiques
 - des transformateurs, 106
- Cartouche fusible, 322
- Catégories
 - d'emploi, 279
 - d'installations, 205
- Chambre de coupure, 177
- Champ électrique, 165
- Chargé de consignation, 37
- Chocs mécaniques, 212
- Chute de tension, 358
- Circuit magnétique, 121
- Classes d'isolation, 207
- Classifications, 217
- Coefficient d'isolation, 237
- Compétence des personnes, 214
- Comportement au feu, 249
- Composante
 - continue, 347
 - homopolaire, 98
 - symétriques, 97, 302
- Condensateur, 287
- Conditions de pose, 257

- Conducteurs
 - de neutre, 368
 - de terre, 369
- Conduits, 216, 253
- Constante
 - de temps, 112
 - réparties, 227
- Contact
 - direct, 56
 - électrique, 147
 - hétérogène, 159
 - indirect, 58
- Contacteur, 270, 280
- Contrainte, 209
 - thermique, 240, 323
- Coordination, 340
 - d'isolement, 187
- Corbeaux, 261
- Corps solides, 212
- Corrosion, 162
- Couplage des transformateurs, 117
- Coupure du courant, 326
- Courant
 - continu, 78
 - d'emploi, 352, 354
 - nominal, 354
 - quadratique, 365
 - thermique, 354
 - de fuite, 347
- Courbes de déclenchement, 329
- Court-circuit, 297
- Coût annuel d'exploitation, 364
- Coût de l'investissement, 364
- Cuivre, 148

- D**angers, 22
- Décharge
 - de Townsend, 175
 - électrique, 174
- Déclassement, 326
 - en température, 340
- Déclenchement
 - différentiel, 292
 - intempestifs, 345
 - magnétique, 291
 - thermique, 290
- Déclencheur, 272
- Déconsignation, 48
- Décret, 28
- Défaut
 - biphasé, 305
 - biphasé-terre, 306
 - d'isolement, 344
 - phase-terre, 303
 - triphase, 307
- Définitions des caractéristiques, 273
- Déformation
 - élastique, 153
 - plastique, 153
- Dénomination des conducteurs, 247
- Densités de courant, 158
- Diagnostic, 123
- Dimensions, 322
 - des conduits, 254
- Disjoncteur, 271
 - limiteur, 326
- Distances, 43
- Double dérivation, 102
- Durabilité, 283

- E**clateur, 189
- Ecrans, 244
- Effet
 - de peau, 135
 - de pointe, 168
 - de proximité, 139, 356
 - de sphère, 170
 - Ferranti, 180
 - sismique, 213
 - thermique, 144
 - varistance, 191
- Efforts électrodynamiques, 129, 131
- Electrisation, 24

Electrocution, 20
 Electrostatique, 167
 Eloignement, 29
 Employeur, 36
 Encastrement des conduits, 256
 Epaisseur de peau, 137
 E.R.P, 224
 Etain, 149
 Evolution, 55
 Exécutant, 38
 Extrudeuse, 245

Facteur

d'extension, 354
 d'utilisation, 353
 de puissance, 352
 de simultanéité, 353
 Faune, 213
 Ferrorésonance, 181
 Fiches de courant, 275
 Filiation des disjoncteurs, 338
 Fixation des conduits, 255
 Flore, 212
 Foudre, 184, 213
 Fragmentation, 177
 Fréquence des réseaux, 82
 Fusible, 271, 319

Goulottes, 216, 263
 Gouttières, 263

Habilitation, 39

Harmonique, 93
 Historique, 55
 Homopolaire, 98, 117, 312

Indices de protection, 216
 Inductance des lignes, 231
 Induction magnétique, 125
 Installations
 industrielle, 71
 domestique, 67
 Interrupteur, 270, 279
 IP, 216

Lignes électriques, 227
 Limitation du courant, 319
 Loi de Coulomb, 166

Machine asynchrone, 311

Maintenance
 des transformateurs, 122
 Matériaux ferromagnétiques, 137
 Mercure, 150
 Mesures des puissances, 83
 Métaux
 conducteurs, 148
 nobles, 150
 Mise en parallèle, 114
 Mode de pose, 355
 Moulures, 216, 263
 Mouvements de l'air, 213

Nature des électrodes, 176
 Niveaux d'isolement, 205
 Norme, 28

Obstacle, 30

Ondes de chocs, 197
 Optimisation économique, 367
 Ouvrages métalliques, 126
 Oxyde de zinc, 192

- P**
 - Parafoudre, 201
 - Parois isolantes, 264
 - Paschen, 171
 - Pince autocompensée, 132
 - Plinthes, 263
 - Plomb, 149
 - Pose des câbles, 253
 - Pouvoir de coupure, 321
 - Préarc, 320
 - Préparation des surfaces, 155
 - Présence d'eau, 211
 - Pression atmosphérique, 172
 - Prises de courant, 275
 - Propagation, 230
 - Propulseurs électromagnétiques, 134
 - Protection
 - des installations, 319
 - des transformateurs, 112
 - différentielle, 341
 - par varistances, 199
 - Puissance
 - active, 83
 - déformante, 95
 - réactive, 86
- R**
 - Réactance**, 296
 - subtransitoire, 309
 - synchrone, 309
 - transitoire, 309
 - Régime**
 - IT, 64
 - TN, 61
 - transitoire, 109
 - TT, 60
 - du neutre, 58
 - Réglémentations, 52
 - Relais, 270
 - Rendement, 352
 - Répulsion des contacts, 130
 - Réseaux
 - en antenne, 100
 - en boucle, 101
 - maillés, 103
 - Résistance, 296
 - d'isolation, 235
 - de contact, 154
 - des lignes, 230
 - Responsabilité, 34
 - Retard à l'amorçage, 190
 - Réticulation, 246
- S**
 - Sectionneur**, 269
 - Sections des conducteurs, 240
 - Sélectivité, 325
 - ampèremétrique, 335
 - chronométrique, 336
 - énergétique, 337
 - logique, 337
 - Serrage, 156
 - Spintermètre, 171
 - Structure
 - des câbles, 245
 - des réseaux, 101
 - Substances corrosives, 212
 - Surface de contact, 155
 - Surtension, 179
 - de manœuvre, 183
 - Surveillance, 19
 - Système triphasé, 81
- T**
 - Tablettes, 261
 - Température, 239
 - ambiante, 355
 - Tension
 - d'amorçage, 172
 - d'écrtage, 196
 - Tenue aux chocs, 206
 - Terrain, 356
 - Théorème de Gauss, 166
 - Topologie des réseaux, 100
 - Transformateurs, 105, 311
 - immergés, 106
 - secs, 107
 - Troisième enroulement, 120
 - Tungstène, 152

Varistance, 191
Vent, 214
Vibrations, 212
Voisinage, 49
Vieillessement, 19

Zigzag, 119
Zones d'environnement, 41

Achévé d'imprimer en avril 2005 sur rotative numérique par Book It !
dans les ateliers de l'Imprimerie Nouvelle Firmin Didot
Le Mesnil-sur-l'Estrée

Dépôt légal : Janvier 2000
N° d'impression : 73462

Imprimé en France