

UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP



Gm.0538

ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
CENTRE DE THIES

DEPARTEMENT GENIE MECANIQUE

PROJET DE FIN D'ETUDES

THEME :
AUDIT DU RESEAU ELECTRIQUE DE LA S.A.R
(Société Africaine de Raffinage)

Présenté par : **Ibrahima THIAM**

Encadreur interne : **Mr Gaskel GNING**

Encadreur externe : **Mr Alioune Mbaye Palla CAMARA**

Année académique :
2008/2009

Dédicaces

A,

Mon père Momar THIAM

Ma mère Adama KA

Et à tous mes frères et sœurs

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, rendons grâce ALHAMDOULILAH au bon dieu de m'avoir permis de finir ce document en bonne santé.

Je tiens à adresser mes sincères remerciements à toutes les personnes qui m'ont aidé à la réalisation de ce projet de fin d'études.

J'exprime toute ma reconnaissance plus particulièrement à :

- Mr Gaskel GNING, professeur à l'ESP pour son soutien et son encadrement
- Mr Alioune Mbaye Palla CAMARA, Chef de service Electricité, Instrumentation et Système pour son soutien, son encadrement et sa disponibilité
- Mr Sory BADJI, Chef du service Mécanique et Chaudronnerie de m'avoir mis en relation avec mon encadreur externe et de m'avoir encadré à mon stage maitrise
- Mr Bassirou DIENG, technicien qui m'a beaucoup aidé dans mon travail à l'intérieur de la SAR. Je n'oublie pas aussi ces deux supérieurs à savoir Mr DIENG et Mr MANE
- Mr Amadou Tidiane LY technicien et à tout le personnel de la section mécanique

Sommaire

Dans la dynamique de renforcer sa sécurité pour ses installations électriques, la SAR (Société Africaine de Raffinage), qui fait un arrêt métal tous les quatre ans portant à la révision générale de l'entreprise, s'est proposée de faire un audit pour l'ensemble de ses unités.

Ce présent projet vise à contribuer, de manière pratique notre formation de ces trois dernières années pour mettre en œuvre la connaissance théorique qu'on a pu accumuler durant ce temps alloué à notre formation.

La présente étude effectuée à la S.A.R, n'est qu'une partie du sujet vue que le temps nous était compté. Mais n'ayant moins pour commencer, un cahier de charge nous a été fourni, pour suivre ses directives un état des lieux sera fait pour la collecte d'information des différents éléments sur place.

Ensuite une étude portant sur les canalisations à savoir le respect des normes de total, leur mode de pose, les contraintes thermique et dynamique qu'il doivent répondre pour éviter des risques d'accident vue que c'est l'élément principal qui constitue le réseau électrique.

Et enfin l'étude des différents régimes de neutre et la proposition de régime qui convient le mieux pour cette entreprise.

Table des matières

Liste des figures.....	i
Liste des tableaux.....	ii
Annexes.....	iv
I.INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 : LA S.A.R.....	2
II. PRESENTATION DE LA S.A.R.....	3
1) Historique.....	3
2) Sa vocation.....	4
3) Les différentes Directions de la SAR.....	5
III. PRESENTATION DU RESEAU ELECTRIQUE.....	7
IV. ETAT DES LIEUX.....	9
CHAPITRE 2 : ETUDE ET VERIFICATION DES CANALISATIONS.....	14
V. LES CANALISATIONS.....	15
A. CANALISATIONS ELECTRIQUES UTILISABLES (SPECIFICATIONS DE TOTAL).....	15
1) Dispositions générales.....	15
2) Les canalisations souterraines.....	15
3) Canalisations aériennes.....	16
4) Section des conducteurs.....	17
B. DETERMINATION DES SECTIONS DES CONDUCTEURS EN BASSE TENSION.....	18
1) Principe de la méthode.....	18
2) Détermination du courant d'emploi.....	20
3) Choix du dispositif de protection par déduction de I_n	25
4) Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances.....	28
5) Courants admissibles dans les canalisations.....	32
6) Vérification des chutes de tension.....	41

7) Logigramme pour la détermination de la section minimale d'une canalisation BT	46
C. Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension (suivant la norme NF C13-205)	47
1) Principe de la méthode	47
2) Détermination du courant maximal d'emploi	48
3) Courant admissible dans les canalisations	48
4) Contraintes thermiques des conducteurs en cas de court-circuit et détermination de la section S_2	55
5) Courants de courte durée admissible dans les écrans de câble à isolation synthétique extrudée (détermination de S_3)	58
6) Vérification des chutes de tension	60
7) Logigramme pour la détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension	61
VI. COMPARAISON ENTRE L'ETUDE THEORIQUE ET LES VALEURS RELEVÉES	62
A. Basse tension	62
1) Vérification des calibres et des pouvoirs de coupure des fusibles de protections	62
2) Vérification de la section des conducteurs	64
B. Moyenne tension	65
CHAPITRE 3 : ETUDE DES REGIMES DE NEUTRE	66
VII. Etude des régimes de neutre	67
1) Introduction	67
2) Les différents régimes de neutre	68
3) Régimes de neutre et schémas des liaisons à la terre utilisés en basse tension	70
a) Neutre isolé ou impédant (schéma IT)	70
b) Neutre mis directement à la terre (schéma TT)	71
c) Mise au neutre (schéma TN)	72
4) Comparaison des différents régimes de neutre basse tension	72
a) Schéma TT	72
b) Schéma TN	72
c) Le schéma TN-C	73

d) Le schéma TN-S.....	73
e)Le schéma IT.....	73
5) Performances des régimes du neutre.....	74
6) Choix et recommandations d'emploi.....	76
7) Régimes du neutre utilisés en haute tension.....	77
a)Principes et schémas utilisés en haute tension.....	77
b) Schémas recommandés dans les installations industrielles ou tertiaires.....	79
8) Inter action entre haute tension et basse tension.....	83
CHAPITRE 4 : CONCLUSION ET RECOMMADATIONS.....	86
VIII. Conclusion et recommandations.....	87
Bibliographie.....	88
ANNEXES.....	89

Liste des figures

Figure III-1 : organigramme de la SAR.....	7
Figure III-1: SCHEMA DU RESEAU ELECTRIQUE.....	9
Figure V-1 : Logigramme du choix de la section des canalisations et du dispositif de protection ..	20
Figure V-2 : courant du circuit nécessaire à la détermination du calibre de la protection (fusible ou disjoncteur) (selon NF C15-100).....	26
Figure V-3: distance entre câble(a).....	36
Figure V-4 : logigramme pour la détermination de la section d'une canalisation en basse tension..	47
Figure V-5 : court-circuit dans l'âme	57
Figure V-6: logigramme de la détermination de la section minimale d'un câble en moyenne tension	62
Figure VII-1 : neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension	72
Figure VII-2 : neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse	72
Figure VII-3 : principe de réalisation des mises à la terre dans une installation haute tension.....	83
Figure VII-4 : exemple d'élévation du potentiel des masses BT pour un défaut sur la partie haute tension du poste.....	84

Liste des tableaux

Tableau IV-1 : état des lieux.....	10
Tableau V-1: facteur de simultanéité pour bâtiment administratif.....	26
Tableau V-2 : facteur de simultanéité pour armoires de distribution industrielle.....	26
Tableau V-3 : détermination du courant d'emploi.....	27
Tableau V-4 : choix du calibre de fusible adéquat.....	30
Tableau V-5 : détermination des résistances et réactances de chaque circuit moteur.....	28
Tableau V-6 : calcul des courants de court-circuit.....	34
Tableau V-7 : mode de pose pour la lettre de sélection D.....	36
Tableau V-8 : facteurs de corrections pour les différentes températures du sol différentes de 20°C (canalisations enterrées).....	37
Tableau V-9: facteur de correction pour les canalisations enterrées en fonction de la résistivité thermique du sol.....	38
Tableau V-10: Facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol, câbles mono conducteurs et multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement.....	38
Tableau V-11: courants admissibles (en ampère) par les canalisations dans les conditions standards d'installation (f_0 à $f_{10}=1$) pour la lettre de section D (canalisation enterrée).....	40
Tableau V-12 : détermination du courant $I'z$ et de la section des canalisations.....	39
Tableau V-13: chutes de tension admissibles dans les réseaux basse tension.....	45
Tableau V-14: chute de tension de chaque départ moteur.....	46
Tableau V-15: valeur du coefficient k conformément à la norme NF C15-100.....	47
Tableau V-16: calcul de la section minimale pour la contrainte thermique.....	48
Tableau V-17: mode de pose en moyenne tension.....	52
Tableau V-18: facteur de correction pour des températures du sol différentes de 20°C (câble enterré).....	53
Tableau V-19: facteur de correction pour les résistivités du sol différentes de 1k.m/w (câble enterré).....	54
Tableau V-20: facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisations (câble enterré).....	54

Tableau V-21: courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ non radial de tension assigné inférieur où égal à 6/6 (7,2kV).....	57
Tableau V-22 : détermination de la section S_1	58
Tableau V-23 : valeurs du coefficient k	61
Tableau V-24: détermination de la section S_2	62
Tableau V-25: conditions de température retenues pour le calcul	63
Tableau V-26 : câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2kV) courant de court-circuit admissible dans l'écran (A)	63
Tableau VI-1 : tableau de comparaison entre les valeurs calculées et les valeurs prélevées à l'usine .	62
Tableau VI-2 : comparaison entre les différentes sections	68
Tableau VII-1 : modes de raccordement du point neutre	73
Tableau VII-2 : choix du régime de neutre.....	81
Tableau VII-3:définition des régimes du neutre en haute tension.....	83
Tableau VII-4a : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les secs (UL = 50V).....	84
Tableau VII-4b : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les locaux humide à (UL = 50V).....	84
Tableau VII-5 : interaction entre haute et basse tension.....	84

Annexes

Annexe1 : Lexique.....	a
Annexe2: Procédure de calcul de Icc.....	b
Annexe3 : Norme de calcul de Icc.....	c
Annexe4 : Mode de pose en basse tension.....	l
Annexe5 : Mode de pose en moyenne tension.....	q
Annexe6 : Valeur des courants de surintensités admissibles dans les écrans de câbles.....	t
Annexe7 : Fusible.....	v
Annexe8 : Valeurs des coefficients A et B pour les câbles isolés au papier imprégné.....	y
Annexe8 : Surtension.....	y

I. INTRODUCTION

Cette mission d'audit consiste à faire un état des lieux des éléments de protections existants sur les différents départs moteurs aux niveaux des différents postes électriques de la raffinerie. D'après les schémas fournis pour la partie puissance à basse tension, le départ de chaque moteur est équipé de contacteur dont la protection est assurée par fusible et relais thermique. Concernant les moteurs en moyenne tension et les transformateurs, chaque départ moteur est équipé d'un disjoncteur et de relais de protection de marque CEE. Durant cette mission d'audit, il nous sera normal de suivre les directives fournies par le cahier de charge à savoir la vérification des types de protections par départ moteur et les réglages de ces protections afin de s'assurer que pour chaque composant du réseau ces éléments sont bien calibrés pour la sécurité du matériel et du personnel. Elle intègre les calculs de vérification des courants de court-circuit pour la détermination des calibres et des pouvoirs de coupure.

La vérification de la section des conducteurs est aussi l'une des parties essentielles de cet audit, elle permet d'évaluer la bonne section pouvant supporter le courant maximal d'emploi dans le câble en régime permanent et la chute de tension à ne pas dépasser pour éviter les risques d'incendies.

Une vérification du régime des neutres sera faite, suivie d'une étude et des propositions pour une compatibilité des régimes de neutre pour la distribution HT et BT dans les unités. Notons que cette distribution du régime en HT et BT dans les unités sont en IT avec isolement par impédance et celui de MATFORCE les neutres des alternateurs des groupes sont tous liés à la masse et celle-ci à la terre.

Pour des soucis d'efficacité et de contrainte de temps, les harmoniques et d'autres imperfections du réseau ne pourront pas faire l'objet d'une étude et c'est dans cet lancé que notre cahier de charge nous oblige à ne prendre en compte que les moteurs de puissance supérieure à 30kW.

CHAPITRE 1 : LA S.A.R

II. PRESENTATION DE LA S.A.R

La Société Africaine de Raffinage (SAR) est une entreprise sénégalaise implantée à Mbao, près de Dakar. Créée en 1961 à l'initiative du gouvernement sénégalais et de la Société Africaine de Pétrole (SAP), avec le concours de grandes sociétés pétrolières. Seule raffinerie du pays, c'est aujourd'hui, de par son chiffre d'affaires (764 147 000\$ en 2005) la première industrie du pays.

1) Historique

1961 : Création de la Société Africaine de Raffinage sur l'initiative du Gouvernement sénégalais et de la Société Africaine de Pétrole (SAP)

1962 : En Juin, début des travaux de construction de la S.A.R.

1963 : Fin des travaux en Novembre et démarrage du premier traitement le 31 Octobre.

Les installations comprenaient une distillation atmosphérique, un reformeur et un catalytique pour une capacité totale de traitement de 600 000 tonnes.

1964 : Inauguration de la S.A.R. par son Excellence Léopold Sédar Senghor le 27 janvier.

1975 : Augmentation de la capacité qui passe de 600 000 à 750 000 tonnes.

: Remodelage de la distillation atmosphérique. La capacité passe à 900 000 tonnes.

1983 : Extension de la raffinerie

- la construction d'une distillation sous vide
 - l'augmentation de la capacité du dessaleur
 - la construction d'une unité de Mérox pour le traitement du kérosène.
 - l'augmentation de la capacité du reformeur
 - l'extension de la centrale électrique par adjonction de 2 groupes électrogènes de 1600 KW.
- Cette extension porte la capacité de traitement à 1 200 000 tonnes.

1987 : Amélioration de la production de butane par l'installation d'une unit de récupération avec conduite numérique TDC 2000.

1996-1997 : Extension du réseau incendie

- construction d'une nouvelle pomperiez
- construction d'un réservoir d'eau de 12 000 m³
- installation d'une bouche d'incendie de diamètre 20"

Mise en place d'une logistique butane : cigare de 2 000m³ pour stockage du butane, réalisation d'un sea-line et d'un pipe-line de 24 pouces de diamètre pour réception de butaniers de 5 000 tonnes.

Construction et équipement d'un PC sécurisé avec système de commande des pompes à distance.

1998-2002 : Gros investissements axés sur l'amélioration de l'outil de production et la prise en compte du volet environnemental Barrage antipollution et écrémeur pour la lutte contre la pollution marine par les hydrocarbures).

2003 : Installation d'un bassin moderne de traitement des eaux résiduaires pour une meilleure protection de l'environnement

2004 : Certification ISO 9001 version 2000 de toute l'activité industrielle de l'entreprise

2005 : Reconnaissance de l'entreprise niveau 6 du Système International d'Evaluation de la Sécurité (SIES).

Construction d'une salle de contrôle anti-explosion « blast proof » conforme aux normes internationales de sécurité.

2) Sa vocation

L'activité de la S.A.R depuis sa convention d'établissement consiste au raffinage du pétrole brut et à l'approvisionnement du marché local et Ouest africain en produits pétroliers. Pour cela, elle se voit obliger d'importer différents types de pétrole notamment :

- Le BONNY-LIGHT du Nigeria
- Le MANDJI du Gabon
- Le PALACON de l'Angola

L'approvisionnement de la société en pétrole brut et en fuel s'effectue par des tankers d'une capacité de 110.000 à 130.000 tonnes. Le pétrole brut est déchargé dans la baie de Mbao à travers un sea-line de 5,6km de long. Une fois le déchargement effectué, le pétrole brut est stocké dans un parc de 7 bacs d'une capacité de contenance de 25.000m³ ; et les produits finis sont stockés dans 25 bacs d'une capacité variant entre 1.000 et 4.500m³.

Après transformation des produits de base les produits finis obtenus sont les suivants :

- Le Gaz Butane
- L'Essence Légère
- Le Kérosène
- Le Gas-oil
- Le Fuel -oil
- Le Pétrole lampant
- Le Diesel-oil

La séparation de l'essence en divers produits finis se fait dans le distillateur qui est un instrument de séparation, c'est à dire que le brut se stabilise en fonction de sa masse. Le reforming catalytique permet de transformer le Nafta qui est un produit intermédiaire en reformât qui, mélangé à de l'essence légère, devient de l'essence super ou ordinaire.

3) Les différentes Directions de la SAR

La SAR comprend cinq directions subdivisées en services et sections. (Voir organigramme)

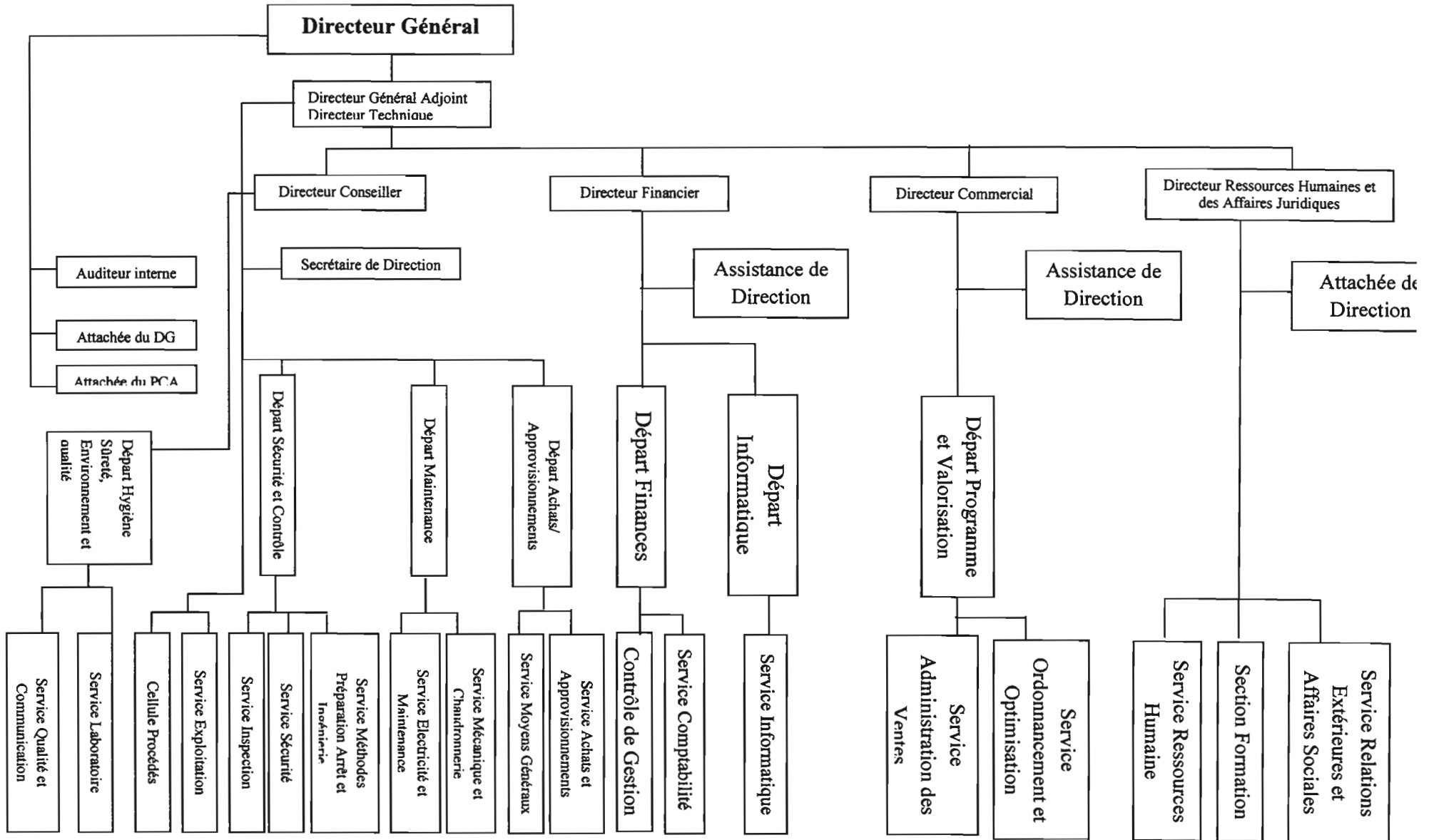


Figure II-1 : organigramme de la SAR

III.PRESENTATION DU RESEAU ELECTRIQUE

Le réseau électrique de la SAR est alimenté par MATFORCE depuis octobre 2005 qui dispose en son sein quatre groupes de 1 MW chacun. Deux groupes, à savoir MAT1 et MAT2 sont couplés sur le réseau basse tension, qui fournissent sur un jeu de barre une tension de 400V qui est le tableau normal de la tranche 06 à la tranche 23 et les deux autres MAT3 et MAT4 couplés avec chacun un transformateur 400/6600V permettent d'alimenter le jeu de barres moyenne tension en 6600V .Ce jeu de barres HT dessert un certain nombre de moteurs sur lequel on a couplé encore deux autres transformateurs abaisseurs pour avoir une fois encore à la sortie une tension de 400V pour alimenter le tableau secours qui va de la tranche 00 à la tranche 05. Il faut noter aussi que cette partie qui alimente le secours avec un autre système de dérivation est branchée sur le tableau normal basse tension de ce fait en cas d'arrêt de MAT1 et/ou MAT2 c'est la cellule haute qui assure la compensation de la demande en électricité des moteurs basse tension et ce système étant réversible en cas d'arrêt de MAT3 et/ou MAT4 c'est la basse tension qui assure ce relais.

Une armoire inverseur est installée pour en cas de défaillance du réseau ou bien des groupes de MATFORCE cette dernière puisse basculer une partie du réseau à savoir le bâtiment administratif vers le réseau de la SENELEC.

Notons aussi que la SAR dispose des auxiliaires de poste électrique (redresseur et alimentation auxiliaire), des démarreurs (statoriques et étoiles triangles) et des équipements de sécurité d'un poste.

Chaque colonne (tranche) dessert un certain nombre de départ moteur basse tension.

(Voir figure III-1)

IV. ETAT DES LIEUX

Dans le cadre de notre mission pour l'audit du réseau électrique de la S.A.R, par des soucis de contrainte de temps et d'efficacité le cahier de charge dont nous nous soumettons pour cette étude nous contraint de tenir en compte que les moteurs dont leur puissance est supérieure ou égale à 30 kW. De ce fait l'état qu'on a pu faire concernant ces moteurs, a été récapitulé au niveau du tableau IV-1 nous renseignant sur la puissance du moteur, le courant assigné, les organes de la protection de chaque moteur, la longueur du câble qui l'alimente et enfin de la section du conducteur. (Voir tableau IV-1)

Tableau IV-1 : état des lieux

Libelles des Etiquetes	Repère moteur	PUISSANCE (kw)	INTENSITE EN(A)	Taille H.P.C	H.P.C	TYPE(AM/G)	ISOLATEUR	CONTACTEUR	THERMOLE	TC FOUR THERMOLE	TYPE DE CABLE	LONGUEUR (m)	SECTION ET NATURE DU CABLE
POMPE RESIDU ATMOSPHERIQUE	G102A	37	70	22X38	80	AM	Int3X125		RT 75	100/1A	U1000RGPV	125	3x25mm ² CUIVRE
POMPE RESIDU ATMOSPHERIQUE SECOURS	G102B	37	70	22X58	F3X80	AM			RT 63	100/1A	U1000RGPV	125	3x25mm ² CUIVRE
POMPE D'EAU DE CHAUDIERE	G341A	37	70	14X51	80	AM	IT 125 GB2CD06	LC1F150 LX4FF220 LA9W90M	LR2D1 305 (0,63/1)	512-100	U1000RGPV	70	3x25mm ² CUIVRE
POMPE D'EAU DE CHAUDIERE SECOURS	G341B	37	70	14X51	80	AM	IT 125 GB2CD06	LC1F150 LX4FF220 LA9Z90M	LR2D1305 (0,63-1A)	512-100	U1000RGPV	65	3x25mm ² CUIVRE
POMPE DE TRAITEMENT DES EAUX	G401	37	70	14X51	80	AM	IT 125 GB2CD06	LP1D8010 TD LA9Z90M LA1 DN22	RT70		U1000RGPV	300	3x50mm ² CUIVRE
POMPE KEROZENE	G806	37	70	22X58	F3X100	AM	Int3X160	LCI-D50-3M D50	RT 70	100/1A	U1000RGPV	65	3x25mm ² CUIVRE
REFLUX C101	G107A	40	73	14X51	F3X80	AM	Int3X125	LC1 F115M5 +LA1 DN11 RB122B220V	RT 63	100/1A	U1000RGPV	120	3x35 mm ² CUIVRE
CHARGE C105	G107B	40	73	14X51	F3X80	AM	Int3X125		RT 63	100/1A	U1000RGPV	120	3x35 mm ² CUIVRE
POMPE DE TRANSFERT	G402	40	73	14X51	F3X20	AM	Int3X35	C3X225 A	RT 200	200/1A	U1000RGPV	305	3x50mm ² CUIVRE
TRANSFERT PRODUITS BLANCS	G502	41	42,5	14X51	90	AM	IT 125-3P GB2CD06	LC1 D1210M7 +LA1 DN11 RB122B 220V	LR2D1 308 (0,63/1)	512-100	U1000RGPV	220	3x50mm ² CUIVRE
POMPE CHARGE REFORMING	G202NA	45	85	22X58	100	AM	SIRCO 200A	CNIGC 133M 125A	LRI-D09-305 (0,63/1A) 0,85	2TC 100/1A	U1000RGPV	125	3x35 mm ² cuivre

POMPE CHARGE REFORMING	G202B	45	85	22X58	100	AM	SIRCO 200A	CNIGC 133M 125A	LRI-D09-305 (0,63/1A) 0,85	2TC 100/1A	U1000RGPFV	125	3X35 mm ² culvre
EXPEDITION BUTANE/PROPANE	G505A	45	83,3	14X51	100	AM	Int3X125	LC1 F115M5 +LA1 DN 11 RB1 22B 220V	RT 79	100/1	U1000RGPFV	230	3X35 mm ² culvre
POMPE DE GAZ BUTANE	G505B	79	79	14X51	F3X100	AM	Int3X125	LC1 F225M5 +LA1 DN 11 +LA2 DT2 RB1 22B 220V	RT 80	100/1A	U1000RGPFV	230	3X35 mm ² culvre
SOUTIRAGE GO/SV	G143A	55	104	22X58	F3X125	AM	Int3X315	LC1F150M5 +LA1DN11 RB1 22B 220V	RT 101	160/1A	U1000RGPFV	195	3X50mm ² culvre
SOUTIRAGE GO/SV	G143B	55	104	T1	F 3X125	AM	Int 3X125	LC1F1 50M5 +LA1 DN11 RB1 22B220V	RT 94	125/1A	U1000RGPFV	195	3X50mm ² culvre
POMPE RESIDU SOUS VIDE	G146A	50	90	22X58	F3X125	AM	Int 3X125	CNIGC 133M 125A	RT 100X0,8	2TC 100/1A	U1000RGPFV	205	3X50mm ² culvre
POMPE RESIDU SOUS VIDE SECOURS	G146B	50	90	22X58	F 3X100	AM	SIRCO 200A	CNIGC 133M 125A	LRI-D09-305 (0,63/1A) 0,9	2TC 100/1A	U1000RGPFV	205	3X50 mm ² culvre
AIR INSTRUMENT	K301	55	96	T1	F 3X125	AM	IT 315-3P GB2CD06	LC1F1 50M5 +LA1 DN11 RB1 22B 220V	LR2D1 305 (0,63/1) RT160X0,63	160/1A	U1000RGPFV	107	3X35 mm ² culvre
COMPRESSEUR D'AIR	K302	55	106	14X51	F 3X125	AM	IT 125 GB2CD06	LP1D8010TD LA9Z90M LA1DN22	LR2D3361 (55/70)	100/1A	U1000RGPFV	105	3X35 mm ² culvre
TOUR HAMON	I301	55	105	T1	F3X125	AM	Int 3X315	LC1F1 50M5 +LA1 DN11 RB1 22B220V	RT 100X0,63	160/1A	U1000RGPFV	50	3X95mm CUIVRE

EXPEDITION ESSENCE	G504A	60	52	14X51	F3X125	AM	Int3X125	LC1 F250	RT 101	160/1A	U1000RGPV	225	3X95mm ² CUIVRE
EXPEDITION ESSENCE	G504B	60	52	14X51	F3X125	AM	Int3X125	LC1 F250	RT 101	160/1A	U1000RGPV	225	3X95mm ² CUIVRE
EXPEDITION ESSENCE	G504C	55	102	14X51	F3X125	AM	Int 3X315	LC1F1 50M5 +LA1 DN11 RB1 22B 220V	RT 101	160/1A	U1000RGPV	225	3X95mm ² CUIVRE
POMPE CHARGE PRETRAIT	G201A	55	104	14X51	F3X125	AM	Int 3X125	LC1 F225M5 +LA1 DN11 +LA1 DT1 RB1 22B 220V	RT 55	125/1A	U1000RGPV	125	3X50mm ² CUIVRE
CHARGE HDT	G201B	75	138	14X51	160	AM	IT 315-3P GBR2CD06	LC1 F225M5 +LA1 DN11 +LA1 DT1 RB1 22B 220V	LR2D1 305 (0,63/1)	512-200	U1000RGPV	125	3X50mm ² CUIVRE
POMPE EXPEDITION GASOIL	G503A	78,7	79	14X51	F3X200	AM	Int3X315	LC1 F225M5 +LA1 DN 11 +LA2 DT2 RB1 22B 220V	RT 140	200/1A	U1000RGPV	220	3X95mm ² CUIVRE
POMPE EXPEDITION GASOIL	G503B	78,7	79	14X51	F3X160	AM	Int3X315	LC1 F225M5 +LA1 DN 11 +LA2 DT2 RB1 22B 220V	RT 140	200/1A	U1000RGPV	220	3X95mm ² CUIVRE
pompe pour recirculation eau de refroidissement des moteurs thermiques	G305B	85	153	14X51	200	AM	IT 315-3P GB2CD07	LC1 F225M5 +LA1 DN11 +LA2DT2 +RB122B 220V	RT 1	200/1A	U1000RGPV	325	3X240mm ² CUIVRE
pompe pour recirculation eau de refroidissement des moteurs thermiques	G305C	85	153	14X51	200	AM	IT 315-3P GB2CD07	LC1 F225M5 +LA1 DN11 +LA2DT2 +RB122B 220V	RT 140	200/1A	U1000RGPV	325	3X95mm ²

REPRISE BRUT D 120	G120A	132	245	14X51	315	AM	IT 500-3P GB2CDO7	LC1 F330M7 +LA1 DN11 +LA2DT RB1 22B	RT 202	320/1A		U1000RGPFV	135	3X240m CUIVR
REPRISE BRUT D120	G120B	132	245	14X51	315	AM	IT 500-3P GB2CDO7	LC1F330M7 +LA1 DN11 +LA2DT2 RB1 22B 220V	RT 202	320/1A		U1000RGPFV	135	3X240m CUIVR
POMPE BRUT FROID	GM101A	175	18,7	Protection par disjoncteur								U1000RGPFV	260	3X16m CUIVR
POMPE BRUT FROID SECOURS	G101B	175	19									U1000RGPFV	250	16mm ²
EXPEDITION FO	G503C	220	23,6									U1000RGPFV	250	3X16m CUIVR
pompe d'expédition fuel vers SENELEC S D E	G404	220	23,6									U1000RGPFV	250	3X16m CUIVR
tranfert du fuel vers SDE et SENELEC	G501B	93	195									315		

CHAPITRE 2 : ETUDE ET VERIFICATION DES CANALISATIONS

V. LES CANALISATIONS

Définition : Ensemble constituée par un ou plusieurs conducteurs électriques et les éléments assurant leur fixation et, le cas échéant, leur protection mécanique.

A. CANALISATIONS ELECTRIQUES UTILISABLES (SPECIFICATIONS DE TOTAL)

1) Dispositions générales

Les canalisations électriques doivent être établies pour remplir leur service pendant au moins 30ans, sans entretien et sans risque d'inflammation de l'atmosphère explosible du lieu d'installation.

Elles doivent en particulier :

- être protégées contre les chocs mécaniques susceptibles de les endommager,
- supporter sans dégradation les influences du milieu d'installation (intempéries, rayonnements solaires, températures ambiantes, contacts avec les hydrocarbures),
- ne pas propager la flamme (en minimum classe 2 de la norme NF C32-070) et ne pas constituer une voie de communication pour l'atmosphère explosible entre deux zones à risques distincts.

Autant que possible elles doivent être installées hors zone classée en étant enterrées dans le sol et ne sortir de celui-ci qu'au plus près du matériel raccorder.

Les canalisations aériennes doivent être limitées aux passages obligatoires sur des structures aériennes et aux liaisons de faible longueur nécessaires aux raccordements des matériels électriques

2) Les canalisations souterraines

Les câbles utilisés en souterrain doivent disposer :

- D'une gaine étanche résistant à l'eau et aux hydrocarbures de toutes natures, normalement constituée de plomb, sauf dérogation écrite de TOTAL,
- D'une armure de deux feuilles épais protégés contre l'oxydation et assurant la protection mécanique,

- D'une gaine extérieure de protection en PVC ou matériau équivalent, résistant aux hydrocarbures aliphatiques.

Parmi les câbles répondant aux dispositions précédentes seuls ceux listés ci-après doivent être utilisés :

- câbles BT et TBT de puissance et de commande : câbles type U1000 RGPV (NF C 32-111),
- câbles HT de puissance $U \leq 5,5\text{kV}$: câbles 6/6 kV ou 6/10 kV (NF C 33-220)
- câbles de télétransmission et de téléphonie : câbles conformes à une norme reconnue de câbles industriels

Ces câbles sont définis dans la spécification de TOTAL H715. Câbles électriques, de puissance, de contrôle, de télétransmission, de téléphonie et de terre, ils doivent être posés conformément à la spécification de TOTAL H715.

3) Canalisations aériennes

Les installations fixes aériennes doivent normalement être constituées de câbles armés ayant les mêmes caractéristiques que les câbles souterrains, à l'exception de la gaine de plomb qui peut être remplacé par une gaine étanche en PVC ou matériau équivalent.

En particulier, les câbles BT et TBT de puissance et de commande qui cheminent exclusivement en aérienne doivent être de type U1000 RVFV (NF C 32-322) avec gaine extérieure résistant aux hydrocarbures aliphatiques.

Pour des raisons de tenue aux chocs et de tenue au sectionnement d'isolement, les câbles non armés doivent être évité. Ils ne peuvent être utilisés que lorsque les câbles armés sont inadaptés.

En particulier, les câbles souples utilisables pour le raccordement des moteurs et des matériaux soumis à des vibrations ou à des déplacements, doivent comporter une gaine extérieure renforcée de polychloroprène ou matériau équivalent, résistante aux intempéries aux huiles minérales et à des chocs mécaniques moyens. Les câbles suivants sont utilisables :

- câbles BT et TBT de puissance et de commande : câbles type H07 RN-F

- câbles HT de puissance $U \leq 5,5\text{kV}$: câbles 6/6 kV de chantier avec écran de conducteur souple et double gaine de protection extérieure.

Les câbles aériens, devant assurer leur fonction en cas d'une explosion temporaire au feu, doivent être de la catégorie C1+CR1 définie dans la norme NF C 32-070 ou protégés par un dispositif équivalent.

En zone de type 1, les câbles doivent être protégés contre les chocs mécaniques sur leurs parcours.

En zone de type 2, les câbles doivent être protégés contre les chocs mécaniques aux endroits où ce risque existe aussi bien en exploitation normale que lors des travaux d'entretien.

Les câbles sont définis dans la spécification TOTAL H715. La pose des câbles aériens doit s'effectuer sous fourreaux ou sur chemins de câbles en acier galvanisé conformément à la spécification TOTAL H708.

4) Section des conducteurs

La section des conducteurs doit être déterminée pour satisfaire aux prescriptions des chutes de tension et courants admissibles, en prenant en compte les protections contre les surcharges et les surintensités, ainsi que les conditions d'installation.

En zone de type 1, la température maximale d'un conducteur suite à un court-circuit doit être limitée à la valeur compatible avec les caractéristiques du matériel et en tout cas ne doit pas dépasser 200°C.

Les canalisations situées en zone classée doivent avoir leur courant admissible réduit de 15%, conformément à ce qui est indiqué dans la norme NF C15-100. Cette disposition s'applique notamment aux canalisations aériennes. Elle ne s'applique pas aux parties enterrées des câbles qui, en conséquence, doivent faire l'objet d'une détermination particulière du courant admissible. La section retenue pour un câble doit satisfaire les conditions propres à chacun des cheminements.

En raison de leurs spécificités respectives, les conducteurs basse tension et moyenne tension sont traités dans des paragraphes différents.

B.DETERMINATION DES SECTIONS DES CONDUCTEURS EN BASSE TENSION

1) Principe de la méthode

En conformité avec les recommandations de la norme NF C15-100, le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire plusieurs conditions nécessaires à la sécurité de l'installation.

La canalisation doit :

- Véhiculer le courant maximal d'emploi et ses pointes transitoires normales
- Ne pas générer de chute de tensions supérieures aux valeurs admissibles.

Le dispositif de protection doit :

- Protéger la canalisation contre toutes les surintensités jusqu'au courant de court-circuit
- Assurer la protection des personnes contre les contacts indirects.

Le logigramme de la figure V-1 résume le principe de la méthode qui peut être décrite par les étapes suivantes :

1ère étape :

- Connaissant la puissance d'utilisation, on détermine le courant maximal d'emploi I_b et on en déduit le courant assigné I_n du dispositif de protection.
- On calcule le courant de court-circuit maximal I_{cc} à l'origine du circuit et on en déduit le pouvoir de coupure du dispositif de protection.

2ième étape :

- Selon les conditions d'installation (mode de pose, température ambiante,...), on détermine le facteur global de correction f .
- en fonction de I_n et de f , on choisit la section adéquate du conducteur.

3ième étape :

- vérification de la chute de tension maximale
- vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique en cas de court-circuit
- pour les schémas TN et IT, vérification de la longueur maximale relative à la protection des personnes contre les contacts indirects.

La section du conducteur satisfaisant toutes ces conditions est alors retenue.

NOTA : une section économique supérieure à la section déterminée ci-avant pourra éventuellement être retenue.

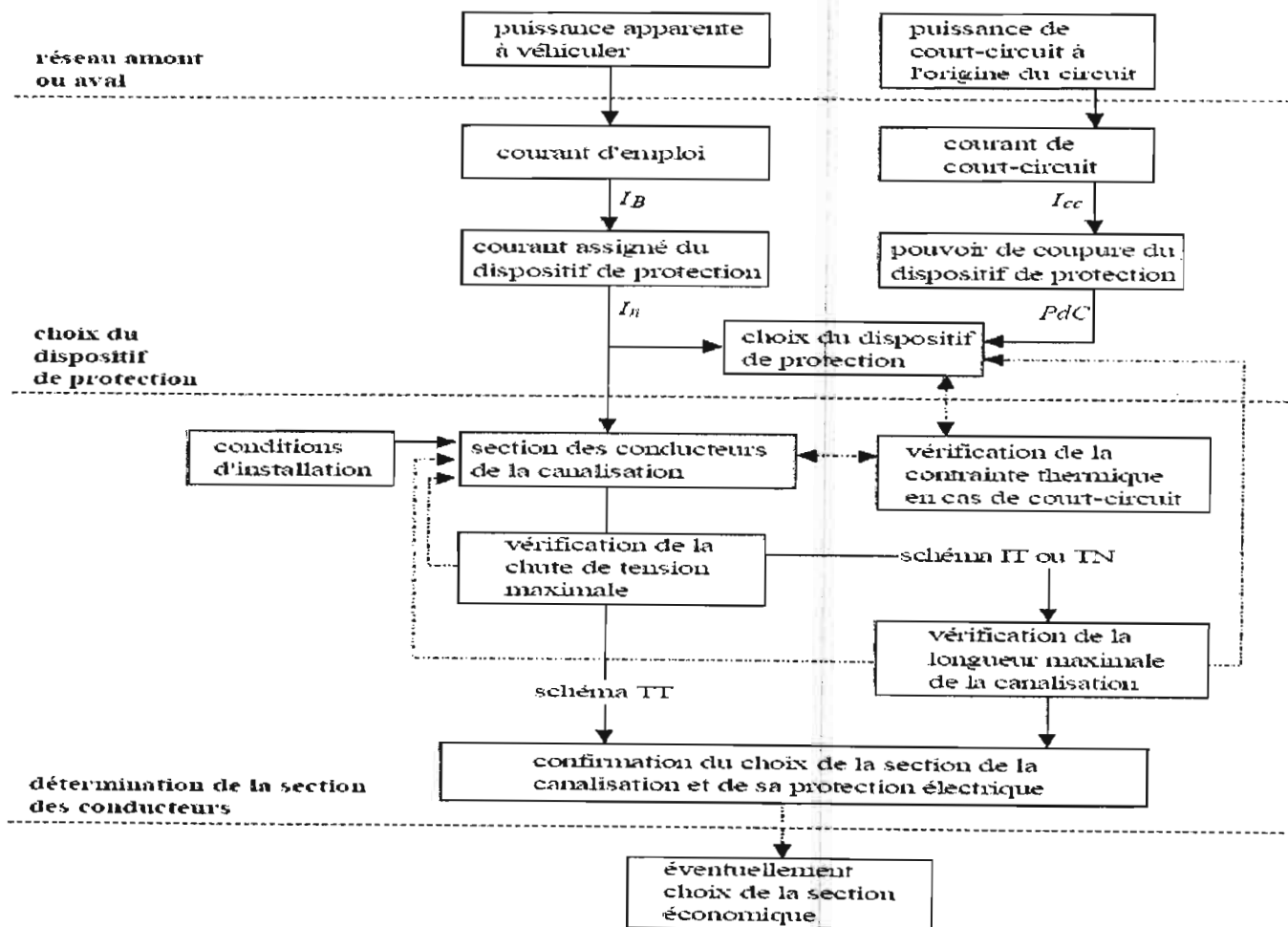


Figure V-1 : Logigramme du choix de la section des canalisations et du dispositif de protection

2) Détermination du courant d'emploi

Le courant d'emploi (I_b) est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation.

Dans le cas de l'installation individuelle d'un appareil, le courant I_b sera égal au courant assigné de l'appareil alimenté. Par contre, si la canalisation alimente plusieurs appareils, le courant I_b sera égal à la somme des courants absorbés, en tenant compte des facteurs d'utilisation et de simultanéité de l'installation.

Dans le cas de démarrages de moteurs ou de régimes cycliques de charge (poste de soudure par point), il faut tenir compte des appels de courants lorsque leur effet thermique se cumule.

Certaines installations sont sujettes à des extensions dans le temps. Le courant correspondant à cette extension sera ajouté à l'existant.

En courant continu :

$$I = \frac{P}{U} \left(\frac{\text{puissance absorbée (en } W)}{\text{tension de service (en } V)} \right)$$

En courant alternatif :

$$I = \frac{S}{U} \text{ en monophasé et } I = \frac{S}{U \sqrt{3}} \text{ en triphasé.}$$

S : puissance absorbée (VA)

U : la tension entre les deux conducteurs pour une alimentation monophasée

: tension entre phase pour une alimentation triphasée

Lorsque des courants harmoniques de valeur importante circulent dans le conducteur, il faut en tenir compte. Pour le choix de la section, on prendra donc

$$I_{eff} = \left(\sum_{p=1}^{\infty} I_p^2 \right)^{1/2}$$

I_1 : valeur de courant à 50 Hz (ou 60 Hz)

I_p : valeur du courant harmonique de rang p

Par exemple pour un variateur de vitesse :

$$\frac{I_{eff}}{I_1} \cong 1.7$$

Lorsqu'il existe des condensateurs de compensation en aval de la canalisation, on détermine le courant d'emploi de la façon suite :

- En supposant que la compensation est en fonctionnement ; en cas de défaillance des condensateurs, la canalisation est mise hors service.
- En supposant que la compensation est hors service ; en cas de défaillance des condensateurs, la section des conducteurs est suffisante, on améliore ainsi la disponibilité.

La détermination des différents facteurs pour le calcul du courant d'emploi est présenté comme suite :

▪ **Facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement : a**

La puissance apparente d'un récepteur est :

$$S = \frac{P_u}{r \times F_p} \quad \text{en kVA}$$

P_u : puissance utile en kW

r : rendement

F_p : facteur de puissance

On définit le coefficient :

$$a = \frac{1}{r \times F_p}$$

Lorsque le conducteur est parcouru par un courant dépourvu d'harmoniques,

$$F_p = \cos \varphi$$

Dans notre étude on admettra cette supposition du coefficient F_p .

▪ **Facteur d'utilisation des appareils : b**

Dans une installation industrielle, on suppose que les récepteurs ne seront jamais utilisés à pleine puissance. On définit alors un facteur d'utilisation (b) qui varie généralement de 0,1 à 1.

A défaut de précision, on peut prendre :

- $b=0,75$ pour les moteurs
- $b=1$ pour l'éclairage et le chauffage

▪ **Facteur de simultanéité : c**

Dans une installation industrielle, les récepteurs (d'un atelier par exemple) alimentés par une même canalisation, ne fonctionnent pas simultanément dans tous les cas. Pour tenir compte de ce phénomène, qui reste lié aux conditions d'exploitation de l'installation, dans le dimensionnement des liaisons, on applique à la somme des puissances des récepteurs le facteur de simultanéité.

En l'absence d'indications précises résultant de l'expérience d'exploitation d'installation type, les valeurs des tableaux V-1 et V-2 peuvent être utilisées :

Tableau V-1: facteur de simultanéité pour bâtiment administratif

Utilisation	Facteur de simultanéité c
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prises de courant	0,1 à 0,2 (pour un nombre > 20)

Tableau V-2 : facteur de simultanéité pour armoires de distribution industrielle

Nombre de circuits de courants nominaux voisins	Facteur de simultanéité
2 et 3	0,9
4 et 5	0,8
5 à 9	0,7
10 et plus	0,6

▪ **Facteur tenant compte des prévisions d'extension : d**

La valeur du facteur **d** doit être estimée suivant les conditions prévisibles d'évolution de l'installation il est au moins égal à 1.

A défaut de précision la valeur de 1,2 est souvent utilisée.

▪ **Facteur de conversion de puissance en intensité : e**

Le facteur de conversion de puissance en intensité est :

- $e = 8$ en monophasé 127 V
- $e = 4,35$ en monophasé 230V
- $e = 2,5$ en triphasé 230/400V
- $e = 1,4$ en triphasé 400/690V

Le courant maximal d'emploi est donné par la formule :

$$I_B = P_u \times a \times b \times c \times d \times e$$

- P_u : puissance utile en kW
- I_b : courant maximal d'emploi en A

Et les coefficients de facteur pour le calcul du courant maximal d'emploi sont :

- Le facteur $a = 1/(r \cdot F_p)$ avec $F_p = \cos \rho$
- Le facteur d'utilisation : $b = 0,75$
- Pour plus de 10 circuits de courants nominaux voisins $c = 0,6$
- Aucune extension n'est prévue : $d = 1$
- Pour un réseau 230/400V le facteur de conversion de puissance en intensité est :
 $e = 2,5$

D'où les différentes valeurs d' I_b après calculs sont données par le tableau V-3 suivant :

Tableau V-3 : détermination du courant d'emploi

Libelle	courant d'emploi I_b (A)	Libelle	courant d'emploi I_b (A)	Libelle	courant d'emploi I_b (A)
G102A/B	66,03	G202A/B	80,3	I301	98,15
G341A/B	66,03	G505A/B	80,3	G504A/B	103,42
G401	66,03	G501B	164,17	G201A	115
G806	66,03	G143A/B	98,15	G503A/B	140
G107A/B	71,38	G146A/B	98,15	G305B	151,68
G402	71,38	K301	98,15	G305C	151,68
G502	71,38	K302	98,15	G120A/B	235,55
G504C	94,8	G201B	133,84		

3) Choix du dispositif de protection par déduction de I_n

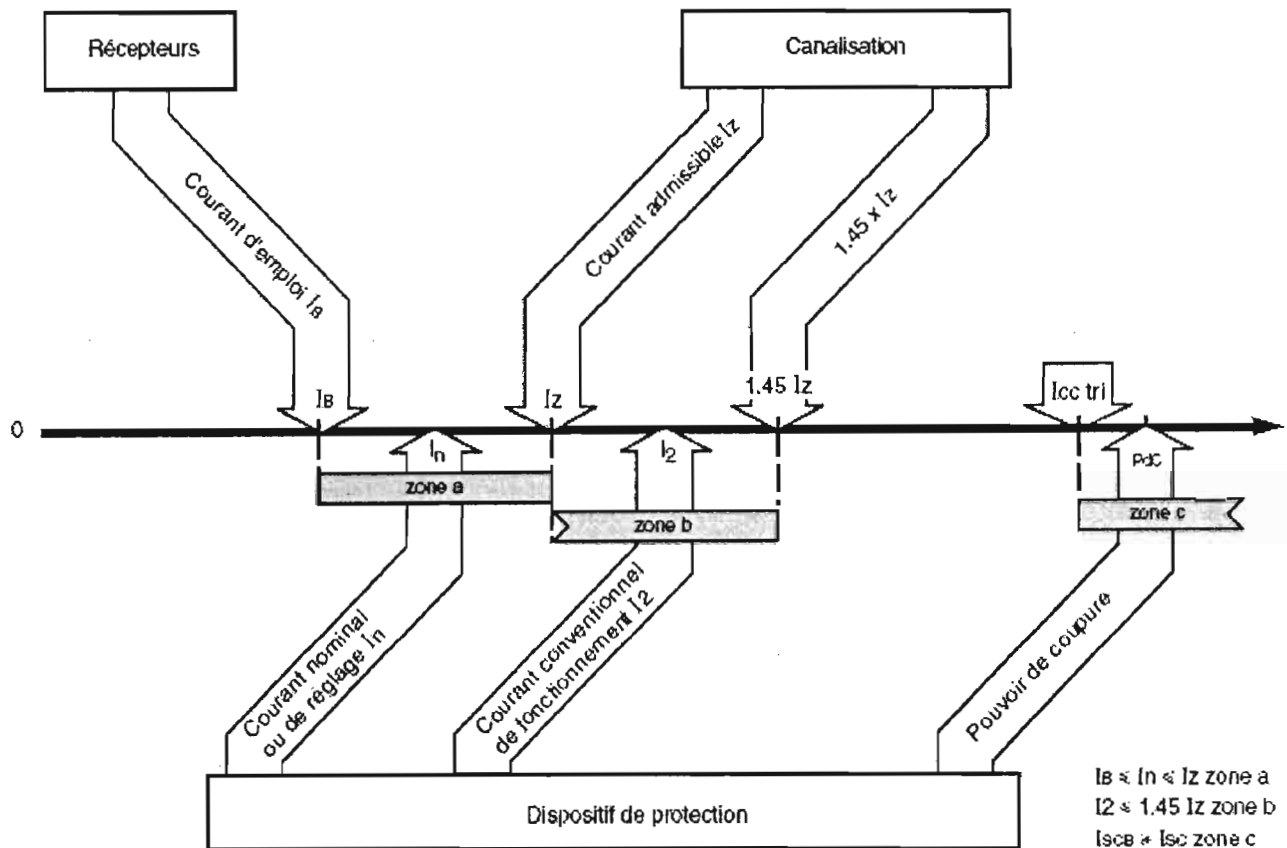


Figure V-2 : courant du circuit nécessaire à la détermination du calibre de la protection (fusible ou disjoncteur) (selon NF C15-100)

▪ Règle générale

En conformité avec la NF C 15-100, un dispositif de protection (disjoncteur ou fusible) assure correctement sa fonction si les conditions indiquées ci-après sont satisfaites.

○ Courant nominal ou de réglage

Il doit être compris entre le courant d'emploi et le courant admissible I_z de la canalisation :

$$I_B \leq I_n \leq I_z, \text{ ce qui correspond à la zone a de la figure V-2}$$

○ Courant conventionnel de déclenchement

Il doit satisfaire la relation suivante :

$$I_2 \leq 1,45 I_z, \text{ ce qui correspond à la zone b de la figure V-2}$$

- **Cas des disjoncteurs**

- Pour les disjoncteurs domestiques, la norme NF C61-410 spécifie :

$$I_2 = 1,45 I_n$$

- Pour les disjoncteurs industriels, la norme NF C63-120 spécifie :

$$I_2 = 1,30 I_r$$

On a donc: $I_2 \leq 1,45 I_n$ (ou I_r)

Or $I_n \leq I_a$ condition ci-avant

La condition $I_2 \leq 1,45 I_z$ (zone b) est automatiquement respectée.

- **Cas des fusibles**

Les normes NF C 61-201 et ses additifs et NF C 63-210 spécifie que I_2 est le courant qui assure la fusion du fusible dans le temps conventionnel (1h ou 2h) ; I_2 est appelé courant conventionnel de fusion.

$$I_2 = k_2 \times I_n \quad \text{avec } k_2 = 1,6 \text{ à } 1,9 \quad \text{selon les fusibles}$$

Un commentaire à la NF C 15-100 introduit le coefficient :

$$k_3 = \frac{k_2}{1,45}$$

Ainsi la condition $I_2 \leq 1,45 I_z$ est respectée si :

$$I_n \leq \frac{I_a}{k_3}$$

Pour les fusibles :

- $I_n \leq 10 \text{ A}$	→	$k_3 = 1,31$
- $10 \text{ A} < I_n \leq 25 \text{ A}$	→	$k_3 = 1,21$
- $I_n > 25 \text{ A}$	→	$k_3 = 1,10$

○ **Pouvoir de coupure**

Il doit être supérieur à l'intensité de court-circuit maximal triphasé ($I_{cc\ tri}$) en son point d'installation :

$$PdC \geq I_{cc\ tri}, \text{ ce qui correspond à la zone c de la figure V-2}$$

La détermination de I_n qui est le courant nominal du fusible doit vérifier la condition $I_n \geq I_b$.

Ainsi on choisit le fusible de calibre immédiatement supérieur à I_b . Les résultats sont donnés par le tableau V-4 suivant :

Tableau V-4 : choix du calibre de fusible adéquat

Libelle	courant d'emploi I_b	courant fusible $I_n(A)$ TYPE (AM)	Libelle	courant d'emploi I_b	courant fusible $I_n(A)$ TYPE (AM)
G102A/B	66,03	80	G146A/B	98,15	100
G341A/B	66,03	80	K301	98,15	100
G401	66,03	80	K302	98,15	100
G806	66,03	80	I301	98,15	100
G107A/B	71,38	80	G504A/B	103,42	125
G402	71,38	80	G201A	115	125
G502	71,38	80	G503A/B	140	160
G202A/B	80,3	100	G305B	151,68	160
G505A/B	80,3	100	G305C	151,68	160
G505C	98,15	100	G120A/B	235,55	250
G143A/B	98,15	100	G501B	164,17	200
G201B	133,84	160	G504C	94,8	100

4) Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation. Ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

La méthode étant longue à expliquer et ce n'est pas le but de notre étude mais n'ayant moins elle sera présentée en annexe3 avec une étude détaillée par le cahier technique de **Schneider Electric**.

Ainsi en se limitant tout simplement à l'application des formules qui nous conduiront aux résultats du tableau V-5 suivant :

Tableau V-5 : détermination des résistances et réactances de chaque circuit moteur

Libelle	FORMULE	RESULTATS		OBSERVATIONS	
		X(mΩ)	Ra(mΩ)		
MAT	$Z = \frac{x}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}$ $R=0,1X$	24		l'IMPEDQNC EST CONFONDUE AVEC LA REACTANCE $x=15$ $X=Z$ $S_n=1MVA$	
			2,1		
TRANSFORMATEUR elevateur	$Z_t=1/2*(U_{cc}*U^2/S_n)$ $Z_t=X_t$ $R_t=0,2X_t$	1213		1/2 du fait que on a deux transformateur en parallele $U=6,6Kv$ $S_N=1600KVA$	
			242,6		
trANSFORMATEUR abaisseur	$Z_t=1/2*(U_{cc}*U^2/S_n)$ $Z_t=X_t$ $R_t=0,2X_t$	2,785		U=400V	
			0,557		
DISJONCTEURS BT	$X_d=0,15$	0,15		Pour le HT cette valeur peu etre negligee	
jeux de barres BT	$X=0,15m\Omega/m$ $R=\rho*(L/3S)$	2,1		$\rho=0,036$ pour AL $S=20mm$ $L=14m$	
			8,4		
G102A/B	$X_c=0,08*L$ $R_c=\rho(L/S)$ $\rho=0,0225\Omega mm^2/m$ pour cuivre	CABLE	10		L=125m S=25mm ²
			37,5		
G341A/B			5,6		L=125m S=25mm ²
			21		
G401			24		L=300m S=50mm ²
				45	

Libelle	FORMULE	RESULTATS		OBSERVATIONS	
		X(mΩ)	Ra(mΩ)		
G806	$X_c = 0,08 * L$ $R_c = \rho(L/S)$ $\rho = 0,0225 \Omega mm^2/m$ pour cuivre	CABLE	5,2		L=65m S=25mm ²
				58,5	
G107A/B			9,6		L=120m S=35mm ²
				77,14	
G402			24,4		L=305m S=50mm ²
				137,25	
G502			17,6		L=220m S=35mm ²
				47,14	
G202A/B			10		L=125m S=35mm ²
				89,28	
G505A/B			18,4		L=230m S=35mm ²
				147,85	
I301			4		L=50m S=95mm ²
				3,95	
GG143A/B			15,6		L=195m S=50mm ²
				87,75	
G146A/B	16,4		L=205m S=50mm ²		
		92,25			
K301	8,56		L=107m S=35mm ²		
		68,78			
K302	8,4		L=105m S=35mm ²		
		67,5			

Libelle	FORMULE		RESULTATS		OBSERVATIONS
			X(Ω)	Ra(Ω)	
G504A/B/C	$X_c=0,08*L$ $R_c=\rho(L/S)$ $\rho=0,0225\Omega mm^2$ /m pour cuivre	CABLE	18		L=225m S=95mm ²
				53,29	
G201A/B			10		L=125m S=50mm ²
				56,25	
G503A/B			17,6		L=220m S=95mm ²
				52,1	
G305B			26		L=325m S=95mm ²
				76,97	
G305C			26		L=325m S=95mm ²
				76,97	
G120A/B	10,8		L=135m S=240mm ²		
		12,66			
G501B	17,6		L=220m S=240mm ²		
		20,625			
CABLE MAT-TGBT	$X_C=0,09*L$ $R_c=0,023*(L/S)$		4,5		L=50m S=240mm ²
			4,79		
Jeu de barre HT	$X=0,15m\Omega/m$ $R=\rho*(L/3S)$		0,9		L=6m S=14mm ²
			9,64		

Pour le résultat des calculs des courants de court-circuit au niveau de chaque moteur les résultats sont donnés par le tableau V-6 suivant :

Tableau V-6 : calcul des courants de court-circuit

libelle	Les moteurs sont alimentés par MAT1 et MAT2			Les moteurs sont alimentés par MAT3 et MAT4			Icc(A) total
	Impédance Zcc(mΩ)	Formule	Resultats Icc(A)	Impédance Zcc(mΩ)	Formule	Resultats Icc(A)	
JEU DE BARRE	33,14	$I_{cc3} = U / (\sqrt{3} * Z_{cc})$	6969	22,1	$I_{cc3} = U / (\sqrt{3} * Z_{cc})$	10455	17424
G102A/B	64,28		3593	51,625		4473	8066
G341A/B	49,3		4685	34,78		6639	11324
G401	79,22		2915	64,73		3568	6483
G806	48,33		4779	33,26		6942	11721
G107A/B	55,42		4167	40,814		5658	9825
G402	80,04		2885	63,13		4373	7258
G502	76,56		3016	59,7		3868	6884
G202A/B	56,54		4084	41,946		5055	9139
G505A/B	78,59		2938	60,1		3844	6782
GG143A/B	62,25		3710	62,25		4921	8631
G146A/B	63,85		3617	48,62		4745	8362
K301	52,79		4375	37,87		6098	10473
K302	52,39		4408	37,42		6171	10579
I301	38,36		6020	19,766		11683	17703
G504A/B/C	57,36		4026	39,3		5851	9877
G201A/B	51,27		4504	40,63		5684	10188
G503A/B	56,81		4065	38,908		5935	10000
G305B	61,19		3774	41,26		5597	9371
G305C	68,34		3379	50,71		4554	7933
G120A/B	44,87		5147	25,21		9160	14307
G501B	52,17		4426	32,36		7137	11563

5) Courants admissibles dans les canalisations

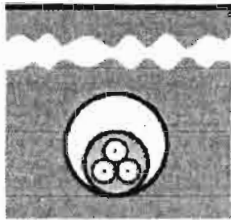
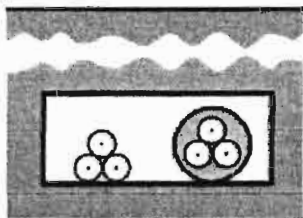
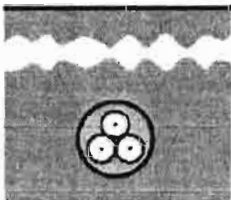
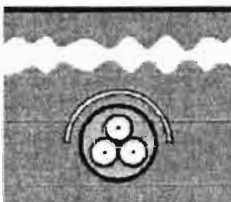
C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Pour déterminer ce courant, il faut procéder de la façon suivante :

- A l'aide des tableaux 3-1 à 3-3 (voir annexe4), définir le mode de pose, son numéro et sa lettre de section associée
- A partir des conditions d'installation et d'ambiance, déterminer les valeurs des facteurs de correction qui doivent être appliquées.
- Calculer le facteur de correction global f égal au produit des facteurs de correction
- A l'aide du tableau 3-4 (voir annexe4) pour les lettres des sections B, C, E et F et du tableau V-11 pour la lettre de section D, déterminer le courant maximal I_0 admissible par la canalisation dans les conditions standards (f_0 à f_{10})
- Calculer le courant maximal admissible dans la canalisation en fonction de ses conditions d'installation : $I_a = f I_0$

Dans le cadre de notre mission d'audit à la SAR et d'après les schémas qu'on a eus à consulter les câbles sont enterrés, ce qui nous amène à considérer que leur mode de pose correspond à la lettre D voir tableau V-7 suivant :

Tableau V-7 : mode de pose pour la lettre de sélection D

Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_2	f_3	f_8	f_9
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des conduits ou dans des conduits profilés enterrés	61	D	0.8	f_2	f_3	f_8	f_9
								
	Câbles mono ou multi-conducteurs enterrés sans protection mécanique complémentaire	62	D	1	f_2	f_3	f_{10}	--
	Câbles mono ou multiconducteurs enterrés avec protection mécanique complémentaire	63	D	1	f_2	f_3	f_{10}	--

Les câbles sont enterrés sans protections mécanique complémentaire. Ce qui correspond sur le tableau V-7 au numéro 62 qui nous amène à appliquer les coefficients f_2 , f_3 et f_{10} pour les facteurs de correction.

▪ **Facteur de correction pour des températures du sol différentes de 20° : f_2**

Lorsque la température du sol est différente de 20° C, le coefficient de correction à appliquer est donné par la formule :

$$f_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - 20}}$$

θ_p : température maximale admise par l'isolant en régime permanent, °C

θ_0 : température du sol, °C

La valeur de f_2 est indiquée dans le tableau V-8 pour différentes valeurs de θ_p et θ_0 .

Tableau V-8 : facteurs de corrections pour les différentes températures du sol différentes de 20°C (canalisations enterrées)

Températures du sol θ_0 (°C)	Isolation	
	PVC $\theta_p = 70$ °C	PR et EPR $\theta_p = 90$ °C
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

- **Facteurs de correction pour les canalisations enterrées, en fonction de la résistivité thermique du sol : f_3**

La résistivité thermique du sol dépend de la nature et de l'humidité du terrain. Le facteur de correction à appliquer selon la résistivité du sol est donné par le tableau V-9 suivant :

Tableau V-9: facteur de correction pour les canalisations enterrées en fonction de la résistivité thermique du sol

Résistivité thermique du terrain K.m/W	Facteur de correction	Observations		
		Humidité	Nature du terrain	
0,40	1,25	pose immergée	marécages	
0,50	1,21	terrain très humide	sable	
0,70	1,13	terrain humide		argile
0,85	1,05	terrain dit normal		et calcaire
1,00	1,00	terrain sec		
1,20	0,94			
1,50	0,86	terrain très sec		
2,00	0,76			
2,50	0,70			
3,00	0,65			cendres et mâchefer

- **Facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol, câbles mono conducteurs et multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement (voir tableau V-10) : f_{10}**

Tableau V-10: Facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol, câbles mono conducteurs et multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement

Nombre de câbles ou de circuits	Distance entre câbles ou groupements de 3 câbles monoconducteurs (a)				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,76	0,79	0,84	0,88	0,92
3	0,64	0,67	0,74	0,79	0,85
4	0,57	0,61	0,69	0,75	0,82
5	0,52	0,56	0,65	0,71	0,80
6	0,49	0,53	0,60	0,69	0,78

Les distances entre les câbles sont mesurées comme indiquées sur la figure V-3 :

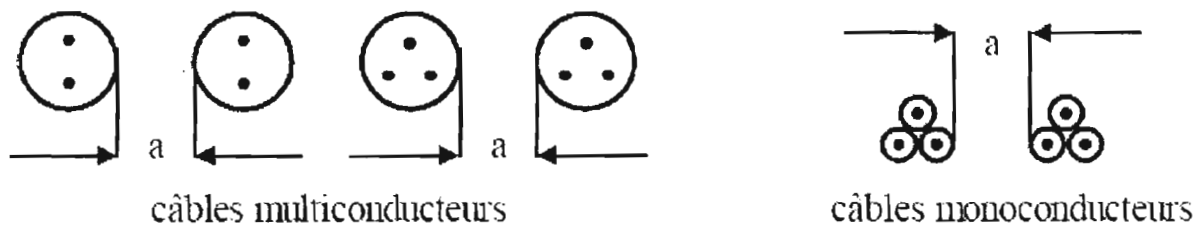


Figure V-3: distance entre câble (a)

- **Courants admissibles en (ampère) par les canalisations dans les conditions standards d'installation pour la lettre D (canalisation enterrée) (voir tableau V-11)**

Le nombre de conducteur à considérer dans un circuit est celui des conducteurs effectivement parcourus par le courant. Lorsque, dans un circuit triphasé, les courants sont supposés équilibrés, il n'y a pas à tenir compte du conducteur neutre correspondant.

Lorsque la valeur du courant du conducteur neutre est proche de celle des phases, un facteur de réduction de 0,84 est à appliquer. De tels courants peuvent, par exemple, être dus à la présence de courants harmoniques 3 dans les conducteurs de phase.

Tableau V-11: courants admissibles (en ampère) par les canalisations dans les conditions standards d'installation (f_0 à $f_{10}=1$) pour la lettre de section D (canalisation enterrée)

Lettre de sélection <i>D</i>	Isolant et nombre de conducteurs chargés			
	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2
Section (mm ²) <i>Cuivre</i>				
1,5	26	32	31	37
2,5	34	42	41	48
4	44	54	53	63
6	56	67	66	80
10	74	90	87	104
16	96	116	113	136
25	123	148	144	173
35	147	178	174	208
50	174	211	206	247
70	216	261	254	304
95	256	308	301	360
120	290	351	343	410
150	328	397	387	463
185	367	445	434	518
240	424	514	501	598
300	480	581	565	677
Section (mm ²) <i>Aluminium</i>				
10	57	68	67	80
16	74	88	87	104
25	94	114	111	133
35	114	137	134	160
50	134	161	160	188
70	167	200	197	233
95	197	237	234	275
120	224	270	266	314
150	254	304	300	359
185	285	343	337	398
240	328	396	388	458
300	371	447	440	520

NB : il faut noter aussi que pour les autres cas différents du mode de pose de la SAR d'autres tableaux sont à consulter pour le choix des coefficients de correction à appliquer.

Ainsi pour le calcul de $I'z$ après la détermination Iz qui est le courant de la canalisation qui sera protégée par le dispositif de protection à savoir les fusibles pour notre cas au niveau du départ de chaque moteur. Puis que d'après le **tableau VI-4** l'intensité assignée I_n ou de réglage du dispositif de protection, prise juste supérieure au courant d'emploi I_b pour chaque moteur est supérieure à 25A donc le courant Iz est donnée par la formule suivante :

$$I_{-} = 1,10 I_{n}$$

Et le courant équivalent $I'z$ par la formule :

$$I'_{-} = \frac{I_{-}}{f}$$

Avec le coefficient f qui est donné par le produit des différents facteurs de corrections à appliquer et pour notre cas les facteurs de correction sont :

- Température du sol (voir tableau V-8) : $f_2 = 0,7742$
- Résistivité thermique du sol (voir tableau V-9) : $f_3 = 1,05$
- Groupement de câble (voir tableau V-10) : $f_{10} = 1$

D'où le facteur de correction global est : $f = 0,81291$

Pour le choix des sections en basse tension après la détermination de $I'z$ le tableau V-11 nous donne la section minimale à choisir avec le courant qui sera immédiatement supérieur à $I'z$.

La suite des calculs est donnée par le tableau V-12 suivant :

Tableau V-12 : détermination du courant I'z et de la section des canalisations

Libelle	courant d'emploi (A)	courant fusible In(A) TYPE (AM)	courant admissible Iz (A)	I'z (A)	choix I'z (A) Immédiatement supérieur	section (mm ²)
G102A/B	66,03	80	88	108,25	123	25
G341A/B	66,03	80	88	108,25	123	25
G401	66,03	80	88	108,25	123	25
G806	66,03	80	88	108,25	123	25
G107A/B	71,38	80	88	108,25	123	25
G402	71,38	80	88	108,25	123	25
G502	71,38	80	88	108,25	123	25
G202A/B	80,3	100	110	135,32	147	35
G505A	80,3	100	110	135,32	147	35
G505B	80,3	100	110	135,32	147	35
G143A/B	98,15	100	110	135,32	147	35

Libelle	courant d'emploi Ib	courant fusible In(A) TYPE (AM)	courant admissible Iz (A)	I'z (A)	choix I'z (A) Immédiatement superieur	section (mm ²)
G146A/B	98,15	100	110	135,32	147	35
K301	98,15	100	110	135,32	147	35
K302	98,15	100	110	135,32	147	35
I301	98,15	100	110	135,32	147	35
G504A/B	103,42	125	137,5	169,14	174	50
G201A	115	125	137,5	169,14	174	50
G503A/B	140	160	176	216,5	256	95
G305B	151,68	160	176	216,5	256	95
G305C	151,68	160	176	216,5	256	95
G120A/B	235,55	250	275	338,29	367	185
G501B	164,17	200	220	270,63	290	120
G504C	94,8	100	110	135,32	147	35
G201B	133,84	160	176	216,5	256	95

6) Vérification des chutes de tension

La chute de tension sur une canalisation est calculée par la formule suivante :

$$\Delta V = b \left(\rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) \times I_B$$

ΔV : Chute de tension, en volt

b : Coefficient, = 1 pour circuit triphasé

= 2 pour circuit monophasé

ρ_1 : Résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à 20°C

$\rho_1 = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre ; $\rho_1 = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium

L : longueur de la canalisation, en mètre

S : section des conducteurs, en mm^2

$\cos \varphi$: facteur de puissance ; en l'absence d'indication précise on peut prendre $\cos \rho = 0,8$ ($\sin \rho = 0,6$) données par le cahier technique de Schneider.

I_B : Courant maximal d'emploi, en ampère

λ : Réactance linéique des conducteurs, en Ω/m

Les valeurs de λ en Basse tension sont :

- $0,08 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles tripolaires 
- $0,09 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles unipolaires serrés en nappe  ou en triangle 
- $0,15 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles unipolaires espacés $d = 8r$ 

d : distance moyenne entre conducteur

r : rayon des âmes conductrices

On définit la chute de tension relative :

$$\frac{\Delta V}{V_n}$$

V_n : pour les circuits triphasés ou monophasés alimentés entre phase et neutre

$$\frac{\Delta V}{U_n}$$

U_n : pour les circuits triphasés alimentés entre phase (dans ce cas, ΔV représente une chute de tension entre phase)

V_n : tension simple nominale

U_n : tension composée nominale

Conformément à la norme NF C 15-100, la chute de tension entre l'origine de l'installation et tout point d'utilisation ne doit pas être supérieure à la valeur du tableau V-13 :

Tableau V-13: chutes de tension admissibles dans les réseaux basse tension

	Eclairage	Autres usages
A - Installations alimentées directement par un branchement à basse tension, à partir d'un réseau de distribution publique à basse tension.	3 %	5 %
B - Installations alimentées par un poste de livraison ou par un poste de transformation à partir d'une installation à haute tension (l'origine de l'installation est le point de raccordement HTA) *	6 %	8 %
(*) dans la mesure du possible, les chutes de tension dans les circuits terminaux ne doivent pas être supérieures aux valeurs indiquées en A.		

▪ **Circuits alimentant des moteurs**

La chute de tension est calculée en remplaçant le courant d'emploi **I_b** par le courant de démarrage du moteur.

La norme NF C 15-100 préconise que la chute de tension, en tenant compte de tous les moteurs pouvant démarrer simultanément, soit inférieur à 15%. Une limitation à 10% est préférable.

Pour notre exemple d'étude les calculs nous ont amené aux résultats du **tableau V-14** en considérant les coefficients suivants :

- $b = 1$ pour circuit triphasé
- $I_b = I_d = 2I_n$ avec I_n courant nominal du moteur
- $\cos \rho = 0,8$ $\sin \rho = 0,6$: valeur par défaut donnée par le cahier technique

Tableau V-14: chute de tension de chaque départ moteur

Libelle	Chute de tension (%)	Libelle	Chute de tension (%)	Libelle	Chute de tension (%)
G102A/B	1,05	G202A/B	0,75	I301	0,11
G341A/B	0,58	G505A/B	1,38	G504A/B	0,5
G401	1,26	G501B	0,19	G201A	0,525
G806	0,55	G143A/B	0,82	G503A/B	0,49
G107A/B	0,72	G146A/B	0,86	G305B	0,285
G402	1,28	K301	0,64	G305C	0,72
G502	1,32	K302	0,63	G120A/B	0,12
G504C	0,016	G201B	0,55		

Conclusion partielle:

Les chutes de tension observées pour le **tableau V-14** après les calculs, sont bonnes du fait qu'en menant une comparaison avec le **tableau V-13** à la partie B pour autres usagés nos valeurs trouvées sont inférieures à 8% qui est la norme à respecter.

- **Vérification des contraintes thermiques des conducteurs**

Lors du passage d'un courant de court-circuit dans les conducteurs d'une canalisation pendant un temps très court (jusqu'à 5 secondes), l'échauffement est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau du métal de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant. Il faut donc vérifier que la contrainte thermique de court-circuit est inférieure à la contrainte thermique admissible du conducteur :

$$t_c I_{cc}^2 \leq k^2 S^2$$

t_c : Temps de coupure du dispositif de protection en second

S : section des conducteurs en mm²

I_{cc} : courant de court-circuit en A

La valeur de k dépend du matériau de l'âme et de la nature de l'isolant.

Tableau V-15: valeur du coefficient k conformément à la norme NF C15-100

Isolant	PVC	PR
Ame		
Cuivre	115	135
Aluminium	74	87

Si le temps de coupure est donné, la section doit satisfaire la condition :

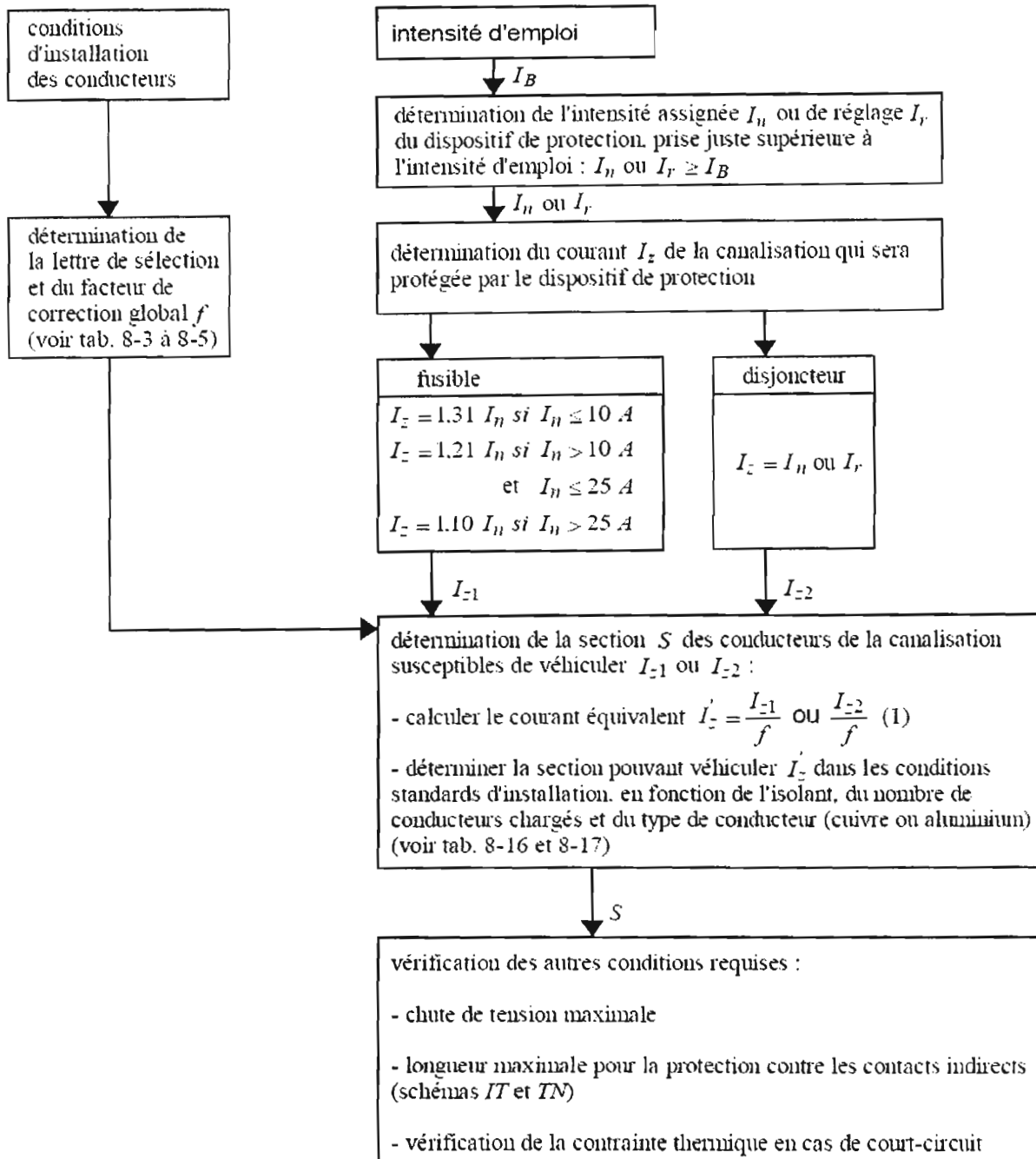
$$S \geq \frac{I_{cc}}{k} \times \sqrt{t_c}$$

La valeur de t_c qui est donnée est de 0,1s et celui du coefficient k par le tableau V-15 dont la valeur est 115 pour les cuivres, ainsi le résultat des calculs est donné par le tableau V-16 suivant :

Tableau V-16: calcul de la section minimale pour la contrainte thermique

Libelle	$I_{cc}(A)$	$\frac{I_{cc}}{k} \times \sqrt{t_c}$ (mm ²)
G102A/B	8066	22,17994053
G341A/B	11324	31,13881063
G401	6483	17,82699658
G806	11721	32,23048387
G107A/B	9825	27,01685044
G402	7258	19,95809675
G502	6884	18,92966905
G202A/B	9139	25,13048308
G505A/B	6782	18,64918878
GG143A/B	8631	23,73358129
G146A/B	8362	22,9938833
K301	10473	28,79872516
K302	10579	29,09020467
I301	17703	48,67982732
G504A/B/C	9877	27,15984039
G201A/B	10188	28,01503026
G503A/B	10000	27,49806661
G305B	9371	25,76843822
G305C	7933	21,81421624
G120A/B	14307	39,3414839
G501B	11563	31,79601442

7) Logigramme pour la détermination de la section minimale d'une canalisation BT



(1) I_z' est un courant équivalent qui, dans les conditions standards d'installation provoque le même effet thermique que I_{z-1} ou I_{z-2} dans les conditions réelles d'installation

Figure V-4 : logigramme pour la détermination de la section d'une canalisation en basse tension

C. Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension (suivant la norme NF C13-205)

1) Principe de la méthode

La méthode de détermination de la section des conducteurs en moyenne tension consiste à :

- Déterminer le courant maximal d'emploi **I_b** des récepteurs à alimenter
- Déterminer la section **S₁** satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble en régime de fonctionnement normal, qui peut être permanent ou discontinu. Cette étape nécessite la connaissance :
 - Des conditions d'installation réelle de la canalisation, par conséquent du facteur de correction global **f**
 - Des valeurs des courants admissibles des différents types de câble dans les conditions standards de l'installation.
- Déterminer la section **S₂** nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé
- Déterminer la section **S₃** nécessaire à la tenue thermique de l'écran du câble en cas de court-circuit à la terre
- Vérifier éventuellement la chute de tension dans la canalisation pour la section **S** retenue. La section technique **S** à retenir est la valeur maximale parmi les sections **S₁**, **S₂** et **S₃**.
- Eventuellement, calculer et choisir la section économique.

2) Détermination du courant maximal d'emploi

Le courant maximal d'emploi I_b est déterminé sur la base de la somme des puissances des récepteurs alimentés, en appliquant si nécessaire des coefficients d'utilisation et de simultanéité (voir A détermination du courant d'emploi)

IL faut noter qu'en moyenne tension, une canalisation alimente le plus souvent un seul récepteur (transformateur, moteur, four, chaudière), dans ce cas I_b est pris égal au courant assigné de l'appareil.

3) Courant admissible dans les canalisations

▪ Règles générales

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Les courants admissibles dans les câbles sont donnés dans les normes ou par les constructeurs pour des canalisations standards d'installation.

Pour déterminer le courant admissible par une canalisation dans les conditions réelles d'installation, il faut procéder de la façon suivante :

- A l'aide du tableau V-17, définir le mode de pose et son numéro de colonne des tableaux associés.
- A partir des conditions d'installation et d'ambiance, déterminer les valeurs des facteurs de correction qui doivent être appliqués (voir tableau V-17 à V-20)
- Calculer le facteur de correction global f égal au produit des facteurs de correction
- A l'aide du tableau 4-6 (voir annexe8) pour les câbles isolés au papier imprégné, des tableaux V-21 et 4-1 à 4-3 (voir annexe5) pour les câbles avec isolement synthétique, déterminer le courant maximal I_o admissible pour la canalisation dans les conditions standards (f_o à $f_6 = 1$)
- Calculer le courant maximal admissible par la canalisation en fonction de ses conditions d'installation : $I_a = f I_o$.

▪ **Mode de pose**

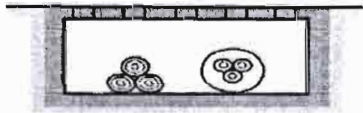
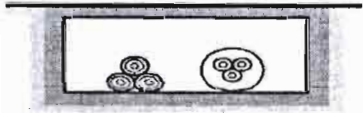
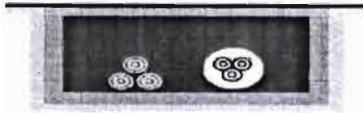




Le tableau V-17 indique, pour chaque mode de pose, la colonne des tableaux des courants admissibles à utiliser pour le choix de la section des conducteurs.

Le facteur f_0 correspond au mode de pose ; les facteurs f_1 à f_4 sont explicités ci-après (voir tableau V-18 à V-20).

Pour la mode de pose en moyenne tension à la SAR, elle correspond à la lettre S1 enterré directement (câbles armés) et les facteurs de correction à appliquer sont f_0, f_2, f_3 et f_4 .

(Voir tableau V-17)

Tableau V-17: mode de pose en moyenne tension

Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux	Facteurs de correction			
			f_0	à appliquer		
L3 Pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés		(3)	0,90	f_1	--	f_5
L4 Pose directe dans caniveaux fermés		(3)	0,80	f_1	--	f_5
L5 Pose directe dans des caniveaux remplis de sable		(3)	0,80	f_1	--	f_5
N Alvéoles		(3)	0,90	f_1	--	f_5
P Blocs manufacturés		(3)	0,90	f_1	--	f_5
S1 Enterré directement (câbles armés)		P (1) D (2)	1	f_2	f_3	f_4
S2 Enterré avec protection mécanique		(1) (2)	1	f_2	f_3	f_4

P : régime permanent
D : régime discontinu

▪ Facteurs correction pour des températures du sol différentes de 20°C

(câble enterré) : f_2

Lorsque la température du sol est différente de 20° C, le coefficient de correction à appliquer est donné par la formule :

$$f_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - 20}}$$

- θ_p : température maximale admise par l'isolant en régime permanent, °C
- θ_0 : température du sol, °C
- La valeur de f_2 est indiquée dans le tableau V-18 pour différentes valeurs de θ_p et θ_0

Tableau V-18: facteur de correction pour des températures du sol différentes de 20°C
(câble enterré)

°C	Nature de l'isolant	
	PE	PR
0	1,18	1,13
5	1,14	1,10
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

- **Facteur de correction pour les résistivités thermiques du sol différentes de 1k.m/w (câble enterré) : f_3**

Tableau V-19: facteur de correction pour les résistivités du sol différentes de 1k.m/w (câble enterré)

Résistivité du sol (K.m/W)	Humidité	Nature du terrain			Ensemble de trois câbles unipolaires	Câbles tripolaires
0,5	Terrain très humide	Sable	Argile et Calcaire	Cendres et Mâchefer	1,25	1,20
0,7	Terrain humide				1,14	1,10
0,85	Terrain dit normal				1,06	1,05
1	Terrain sec		1,00		1,00	
1,2	Terrain très sec		0,93		0,95	
1,5			0,85		0,88	
2			0,75		0,79	
2,5			0,68		0,72	
3			0,62		0,68	

- **Facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisations (câble enterré) : f_4**

Tableau V-20: facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisations (câble enterré)

Nombre de circuits	Distance entre câbles "a" (*)				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

câbles unipolaires

câbles tripolaires

(*) détermination de la distance "a" dans le cas de câbles unipolaires posés en nappe ou en trèfle et de câbles tripolaires

○ **Câble avec isolement synthétique**

La méthode détaillée de calcul des courants admissibles des câbles en régime permanent est présentée dans la publication 287 de la CEI.

Les valeurs des courants admissibles sont données dans les tableaux 4-1 à 4-3 (voir annexe5) et V-21, suivant le type de conducteur, la nature de l'isolant et la tension assignée.

La tension assignée, pour laquelle un câble est conçu, s'exprime par un ensemble de trois valeurs, en kV, sous la forme $U_0/U (U_m)$, avec :

- U_0 : tension entre l'âme d'un conducteur et un potentiel de référence (écran ou terre)
- U : tension entre les âmes de deux conducteurs de phase
- U_m : tension maximal qui peut apparaître entre les phases du réseau dans les conditions normales d'exploitation

L'expression de la tension assignée diffère selon que le câble est du type à champ radial ou non. Pour un câble à champ radial, U_0 est différente de U , des deux valeurs étant en général dans le rapport $\sqrt{3}$.

Par contre, du fait de sa constitution, un câble à ceinture (champ non radial) présente un niveau d'isolement équivalent entre deux phases et entre une phase et l'écran. Il en résulte que U_0 et U ont des valeurs identiques.

Pour le cadre de notre projet le tableau V-21 suivant sera utilisé pour la détermination de la section S_1 .

Tableau V-21: courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ non radial de tension assigné inférieur ou égal à 6/6 (7,2kV)

Isolé PVC			Section nominale (mm ²)*	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)		Cuivre	(1)	(2)
72	78	62	10	86	94	78
94	100	81	16	110	120	100
120	130	105	25	145	155	130
145	160	130	35	170	190	165
185	205	165	50	215	240	205
225	250	205	70	260	295	255
270	300	250	95	315	355	310
310	345	290	120	360	405	360
345	390	330	150	405	455	410
385	430	370	185	450	505	460
445	500	440	240	525	590	550
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
56	61	48	10	67	73	60
72	79	62	16	86	94	79
94	100	82	25	110	120	105
115	125	100	35	135	145	125
145	160	130	50	165	185	160
175	195	160	70	205	230	195
210	235	195	95	245	275	240
240	270	225	120	280	315	280
270	300	255	150	315	355	320
300	335	285	185	350	395	360
350	390	345	240	410	460	430

(*) A partir de 50 mm², les valeurs sont calculés pour des câbles à âme sectorale

Application numérique pour la détermination de S1

D'après B.2) en moyenne tension une canalisation alimente le plus souvent un seul récepteur dans ce cas **Ib** est pris égal au courant assigné de l'appareil. (Voir tableau V-22)

La pose aux canalisations enterrées sans protection mécanique correspond au mode de pose S1 (voir tableau V-17). On admet que le régime des moteurs étant permanent donc la colonne (1) sera utilisée pour le tableau V-21 des courants admissibles.

Les facteurs de correction à appliquer sont :

- mode de pose (voir tableau V-17) : $f_0 = 1$
- température ambiante (voir tableau V-18) : $f_2 = 0,77$
- résistance thermique du sol (voir tableau V-19) : $f_3 = 1,05$
- groupement de câble (voir tableau V-20) : $f_4 = 0,5$

Le facteur de correction global qui est le produit des facteurs de correction est :

$$f = 0,40425$$

D'où la détermination de S1 est donnée par le tableau V-22 suivant :

Tableau V-22 : détermination de la section S1

Libelle	courant maximal d'emploi (A) $I_b = I_n$	courant de court-circuit (A)	courant admissible I_z (A)	valeur tableau VI-21 de I_z (A)	section S1 (mm ²)
G101A	18,7	5851	46,25	72	10
G101B	18,7	5862	46,25	72	10
G503C	23,6	5834	58,38	72	10
G404	23,6	5924	58,38	72	10

4) Contraintes thermiques des conducteurs en cas de court-circuit et détermination de la section S_2

La contrainte thermique des conducteurs actifs doit être vérifiée pour le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble. Il est calculé par la méthode des impédances en tenant compte de l'ensemble des éléments du réseau (moteur, alternateur,....)

Dans une installation avec groupe de production interne, la contrainte thermique est établie sur la base du courant de court-circuit pendant la période de transitoire, celle-ci correspond approximativement au temps d'élimination du court-circuit.

Pour une durée de court-circuit inférieure à 5 seconds, l'échauffement du câble est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant. Les calculs thermiques sont alors simplifiés, ils sont présentés ci-dessous.

Nota : pour vérifier les contraintes thermiques des conducteurs de protection et des liaisons équipotentielles, il faut prendre en compte le courant de défaut à la terre.

▪ Méthode général

Les résultats des calculs d'échauffement sont représentés par les courbes de la figure V-6.

Elles donnent les densités de courant admissible δ_0 dans différents types de câbles pour une durée de court-circuit d'une seconde, en fonction de la température du câble avant le court-circuit.

La section minimale du conducteur satisfaisant l'échauffement en cas de court-circuit, est déterminée par la formule :

$$S = \frac{I_{cc}}{\delta}$$

I_{cc} : intensité de court-circuit maximale, en A

δ : densité de courant admissible, en A/mm²

Pour une durée de court-circuit différente de 1 seconde, on a :

$$\delta = \frac{\delta_0}{\sqrt{t}}$$

t : durée du court-circuit

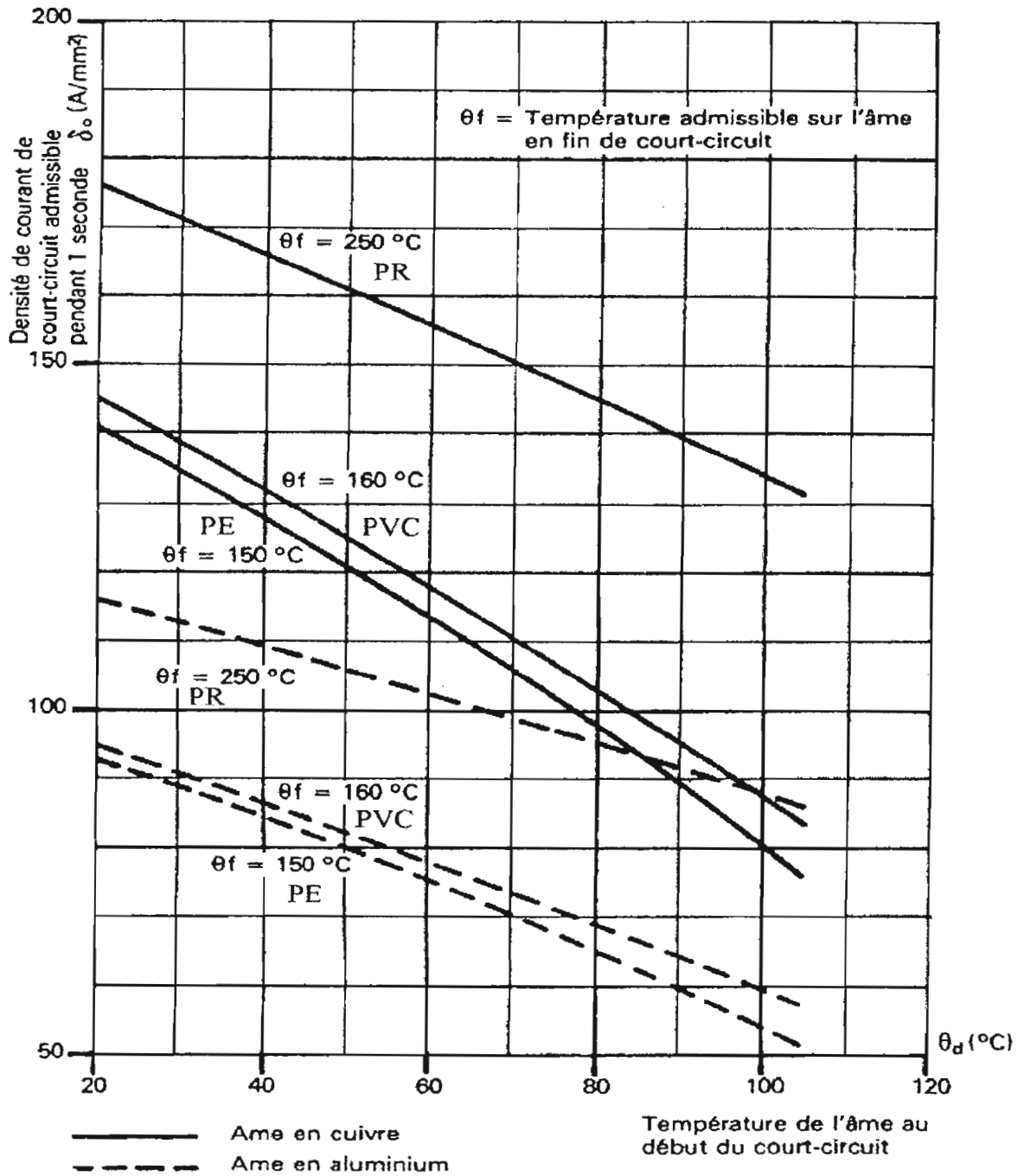


Figure V-5 : court-circuit dans l'âme

▪ Méthode simplifiée

Elle suppose que la température du câble avant le court-circuit est égale à la température admissible en régime permanent.

Dans ce cas, la section du conducteur doit satisfaire la condition suivante :

$$S \geq \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t}$$

I_{cc} : courant de court-circuit maximal

t : durée du court-circuit

k : coefficient dont la valeur est donnée par le tableau V-23

Pour les conducteurs de protection, le courant à prendre en compte est le courant de défaut à la terre I_d.

Tableau V-23 : valeurs du coefficient k

	Isolants			
	PVC PE		PR EPR	
Conducteurs actifs				
- en cuivre	115		143	
- en aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	b	a	b
- en cuivre	143	115	176	143
- en aluminium	95	75	116	94
- en acier	52	—	64	—
a conducteurs de protection non incorporés aux câbles				
b conducteurs de protection incorporés aux câbles				

Application numérique pour la détermination de S_2

Pour le calcul de **Icc** maximal en moyenne et haute tension, la CEI 909 applique un coefficient de 1,1. Ce coefficient 1,1 prend en compte une chute de tension de 10% sur l'installation en défaut (câble...).

$K = 115$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en cuivre isolé en PVC (voir tableau V-23)

$t = 0,1s$: durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection

D'où S_2 est égale à :

Tableau V-24: détermination de la section S_2

Libelle	section minimal de S_2 à retenir
G101A	16,07
G101B	16,1
G503C	16,03
G404	16,2

5) Courants de courte durée admissible dans les écrans de câble à isolation synthétique extrudée (détermination de S_3)

Dans le cas d'un court-circuit phase-écran, la contrainte thermique résultant du passage du courant de défaut **Id** pendant un temps **t**, ne doit pas dépasser la tenue thermique de l'écran du câble. **Id** est le courant de défaut à la terre.

Le calcul de la surintensité admissible dans les écrans de câbles dépend de la constitution de cet écran et du type de câble.

En l'absence d'indications, les valeurs des tableaux 4-4, 4-5 (voir annexe6) et V-26 peuvent être utilisées. Ces valeurs correspondent à un écran constitué par un ruban de cuivre de 0,1mm d'épaisseur posé rubané avec un recouvrement de 15%.

Le tableau V-25 donne, pour chaque type d'isolant, les températures en service normal et en fin de surintensités retenues pour les calculs de l'échauffement des écrans de câbles.

Tableau V-25: conditions de température retenues pour le calcul

Type d'isolant	Température sur écran en service (°C)	Température finale après surintensité (°C)
PR	70	250
EPR	70	250
PE	60	150
PVC	60	160

○ **Valeurs des courants de surintensités admissibles dans les écrans de câble**

Tableau V-26 : câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2kV) courant de court-circuit admissible dans l'écran (A)

Section du conducteur mm ²	Durée du court-circuit		
	0,5 s	1 s	2 s
10	1 550	1 200	980
16	1 700	1 300	1 050
25	1 950	1 450	1 200
35	2 050	1 550	1 250
50	2 150	1 600	1 300
70	2 300	1 700	1 400
95	2 550	1 900	1 550
120	2 750	2 100	1 650
150	2 900	2 200	1 750
185	3 350	2 450	2 050
240	3 500	2 650	2 200

Application pour la détermination de S_3

Pour des manques d'information sur le courant de défaut on prendra $I_d = 1000A$ comme l'indique le cahier technique de Schneider.

Donc à partir du tableau V-26 on prendra la valeur du courant admissible qui est immédiatement supérieure à notre valeur de défaut $I_d = 1000 A$ qu'on sait fixer.

D'où $I_a = 1050A, S_3 = 16mm^2$

Conclusion partielle:

Parmi ces trois sections qu'on vient de déterminer à savoir S_1, S_2 et S_3 , celle qui sera retenue est la section $S_2 = S_3 = 16mm^2$.

6) Vérification des chutes de tension

Les chutes de tension dans les câbles moyenne tension des réseaux industrielles sont en général négligeables.

Bien que la norme C13-220 ne prévoit pas la vérification des chutes de tension et ne fixe pas des valeurs admissibles, il nous semble bon de donner la méthode de calcul pouvant être appliquée notamment pour les canalisations de longueur importante.

Pour un circuit triphasé, la chute de tension (tension simple) est calculée par la formule :

$$\Delta V = \left(\rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) I_B$$

ρ_1 : résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à 20°C

$\rho_1 = 0,0225 \Omega mm^2 / m$ pour le cuivre ; $\rho_1 = 0,036 \Omega mm^2 / m$ pour l'aluminium

L : longueur de la canalisation, en mètre

S : section des conducteurs, en mm^2

$\cos \varphi$: facteur de puissance ; en l'absence d'indications précises, on peut prendre $\cos \rho = 0,8$ ($\sin \rho = 0,6$)

I_B : courant maximal d'emploi en A

λ : réactance linéique de la canalisation, en Ω/m

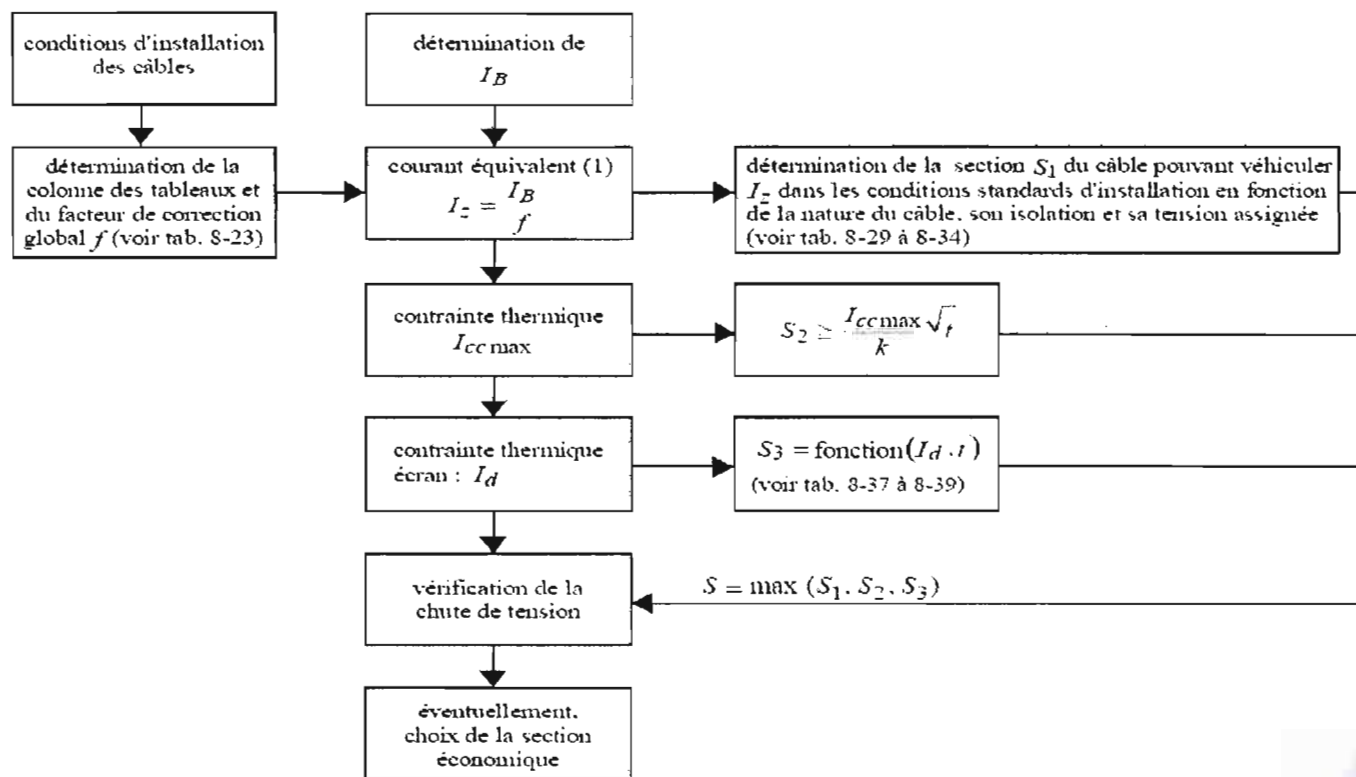
Les valeurs de λ en haute tension sont :

- $0,08 \times 10^{-3} \Omega / m$: pour les câbles tripolaires
- $0,15 \times 10^{-3} \Omega / m$: pour les câbles unipolaires

On définit la chute de tension relative :

$$\frac{\Delta V}{V_n} \quad \text{avec } V_n \text{ tension simple nominale}$$

7) Logigramme pour la détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension (voir figure V-6)



(1) I_e est un courant équivalent qui, dans les conditions standards d'installation, provoque le même effet thermique que I_B dans les conditions réelles d'installation

Figure V-6: logigramme de la détermination de la section minimale d'un câble en moyenne tension

VI.COMPARAISON ENTRE L'ETUDE THEORIQUE ET LES VALEURS RELEVÉES

A. Basse tension

1) Vérification des calibres et des pouvoirs de coupure des fusibles de protections

Il faudra noter qu'il existe deux types de cartouches fusibles à savoir gG et aM (voir annexe7).

- Type gG : conforme aux normes NF C 60-200, EN 60269-1 et CEI 60269-1 pour la protection d'installations.
- Type aM : conforme aux normes NF C 60-200, EN 60269-1 et CEI 60269-1 agréées Bureau de Veritas pour la protection des moteurs.

Tableau VI-1 : tableau de comparaison entre les valeurs calculées et les valeurs prélevées à l'usine

Libelle	courant d'emploi Ib	calibre fusible In(A) TYPE (AM)	calibre du fusible relevé(A)	courant de court-circuit Icc(A)	Pouvoir de coupure du fusible(kA)	Obsrvations
G102A/B	66,03	80	80	8066	80	bon
G341A/B	66,03	80	80	11324	80	bon
G401	66,03	80	80	6483	80	bon
G806	66,03	80	100	11721	80	calibre surdimensionner
G107A/B	71,38	80	80	9825	80	bon
G402	71,38	80	80	7258	80	bon
G502	71,38	80	90	6884	80	calibre surdimensionner
G202A/B	80,3	100	100	9139	120	bon
G505A/B	80,3	100	100	6782	120	bon
G143A/B	98,15	100	125	8631	120	calibre surdimensionner

Libelle	courant d'emploi Ib	courant fusible In(A) TYPE (AM)	Calibre du fusible relevé (A)	courant de court-circuit Icc(kA)	Pouvoir de coupure du fusible	Observations
G146A/B	98,15	100	100	8362	120	bon
K301	98,15	100	125	10473	120	calibre surdimensionner
K302	98,15	100	125	10579	120	calibre surdimensionner
I301	98,15	100	125	17703	120	calibre surdimensionner
G504A/B	103,42	125	125	9877	120	bon
G201A	115	125	125	10188	120	bon
G503A/B	140	160	160	10000	120	bon
G305B	151,68	160	200	9371	120	calibre surdimensionner
G305C	151,68	160	200	7933	120	calibre surdimensionner
G120A/B	235,55	250	315	14307	120	calibre surdimensionner
G501B	164,17	200	315	11563	120	calibre surdimensionner
G504C	94,8	100	125	9877	120	calibre surdimensionner

2) Vérification de la section des conducteurs

Tableau VI-2 : comparaison entre les différentes sections

Libelle	section minimale pour la containte thermique(mm ²)	section minimale pour le courant admissible	section relevée	Observations
G102A/B	22,17994053	25	25	bonne
G341A/B	31,13881063	25	25	bonne
G401	17,82699658	25	50	trop grande
G806	32,23048387	25	25	bonne
G107A/B	27,01685044	25	35	grande
G402	19,95809675	25	50	trop grande
G502	18,92966905	25	35	grande
G202A/B	25,13048308	35	35	bonne
G505A/B	18,64918878	35	35	bonne
G143A/B	23,73358129	35	50	grande
G146A/B	22,9938833	35	50	grande
K301	28,79872516	35	35	bonne
K302	29,09020467	35	35	bonne
I301	48,67982732	35	95	trop grande
G504A/B	27,15984039	50	95	trop grande
G201A	28,01503026	50	50	bonne
G503A/B	27,49806661	95	95	bonne
G305B	25,76843822	95	240	surdimensionnée
G305C	21,81421624	95	95	bonne
G120A/B	39,3414839	185	240	grande
G501B	31,79601442	120	240	trop grande
G504C	27,15984039	35	70	trop grande
G201B	28,0153026	95	95	bonne

B. Moyenne tension

Contrairement à la basse tension où la protection des moteurs est assurée par fusibles et relais thermique, celle de la moyenne tension est assurée par relais thermique et disjoncteur qui sont bien calibrés pour répondre à la protection des moteurs et des câbles d'arrivée en cas de surcharge et de court-circuit. Pour que l'organe de protection n'entraîne pas de coupure en cas de pointes de courant de démarrage, le déclencheur sur court-circuit des disjoncteurs peut être réglé 14 fois le courant assigné.

On retient après calcul pour la section $S = 16\text{mm}^2$ qui est conforme aux valeurs relevées sur les différents moteurs de la moyenne tension.

CHAPITRE 3 : ETUDE DES REGIMES DE NEUTRE

VII. Etude des régimes de neutre

1) Introduction

Dans tout système triphasé haute ou basse tension existent trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé point neutre. En régime équilibré ces trois tensions sont déphasées de 120° et ont pour valeur :

$$U / \sqrt{3}$$

U : étant la tension mesurée entre phases

Physiquement, le neutre est le point commun des trois enroulements montés en étoile. Il peut être sorti ou non, distribué ou non. En moyenne tension la distribution du neutre est exceptionnelle en France ; par contre, elle est très fréquente aux USA. En basse tension la distribution du neutre est utilisée dans tous les pays.

Dans une installation haute ou basse tension, le neutre peut être ou non relié à la terre. On parle de régime du neutre.

La connexion du neutre à la terre peut être réalisée directement, ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une réactance. Dans le premier cas, on dit que l'on a un neutre direct à la terre et dans le second cas, que le neutre est impédant.

Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

Dans un réseau, le régime de neutre joue un rôle important. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

Un neutre direct à la terre contribue à limiter les surtensions ; par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

Dans toute installation, la continuité de service en présence d'un défaut d'isolement est également liée au régime de neutre. Un neutre isolé permet la continuité de service en basse tension et même en haute tension, sous réserve de respecter le décret sur la protection des travailleurs. Un neutre direct à la terre, ou faiblement impédant, impose au contraire un déclenchement dès l'apparition du premier défaut d'isolement.

L'importance des dommages que subissent certains équipements tels que les moteurs et les alternateurs présentant un défaut d'isolement interne, est également liée au régime de neutre.

Dans un réseau à neutre direct à la terre, une machine affectée d'un défaut d'isolement est fortement endommagée en raison de la valeur élevée des courants de défaut.

Dans un réseau à neutre isolé ou fortement impédant, les dommages sont au contraire réduits, mais il est nécessaire que les équipements aient un niveau d'isolement compatible avec le niveau des surtensions pouvant se développer dans ce type de réseau.

Le régime du neutre a également une influence importante sur la nature et le niveau des perturbations électromagnétiques générées dans une installation électrique.

Le choix du régime de neutre, tant en basse tension qu'en haute tension, dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs, la recherche de la continuité de service et la limitation du niveau de perturbation imposé aux équipements sensibles.

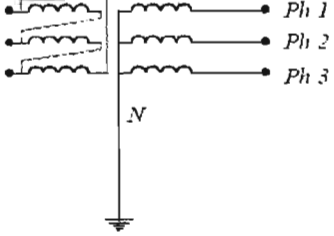
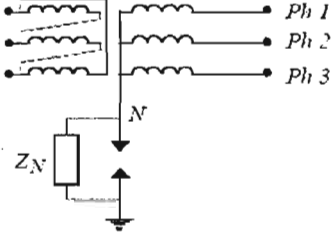
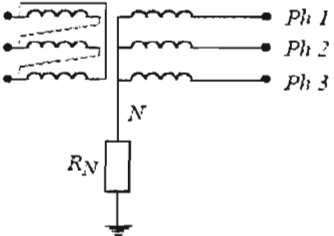
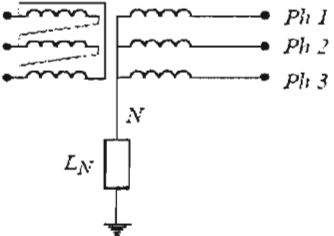
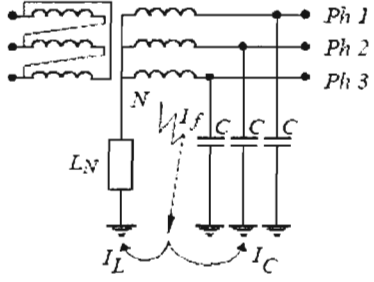
2) Les différents régimes de neutre

Les différents modes de raccordement du point neutre à la terre sont indiqués sur le tableau VII-1.

On distingue :

- Le neutre directement mis à la terre
- Le neutre isolé, ou fortement impédant
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen)

Tableau VII-1 : modes de raccordement du point neutre

<p>Neutre mis directement à la terre</p> <p>Une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.</p>	
<p>Neutre isolé</p> <p>Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.</p> <p>Neutre fortement impédant</p> <p>Une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.</p>	
<p>Neutre mis à la terre par résistance</p> <p>Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre</p>	
<p>Neutre mis à la terre par réactance</p> <p>Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre</p>	
<p>Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen</p> <p>Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est nul.</p>	 <p> $\bar{I}_f = \bar{I}_L + \bar{I}_C = \bar{0}$ </p> <p> I_f : courant de défaut I_L : courant dans la réactance de mise à la terre du neutre I_C : courant dans les capacités phase-terre </p>

3) Régimes de neutre et schémas de liaisons à la terre utilisés en basse tension

En basse tension, les régimes de neutre et les schémas de liaison à la terre sont régis par les normes CEI 364 et NF C 15-100. Trois schémas sont pris en considération. Chaque schéma est défini par deux lettres.

- **La première lettre** définit la situation du neutre par rapport à la terre :

T : liaison du point neutre direct à la terre.

I : point neutre, soit isolé de la terre, soit relié à la terre par une impédance de valeur élevée.

- **La deuxième lettre** définit le mode de raccordement des masses de l'installation électrique :

T : les masses sont interconnectées et reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à la terre éventuelle du point neutre.

N : les masses sont reliées directement au conducteur du neutre.

a) Neutre isolé ou impédant (schéma IT)

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée (première lettre I).

Une impédance de 1700Ω est fortement employée.

Les masses des récepteurs sont interconnectées soit totalement, soit par groupes. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre (deuxième lettre T). Il est possible qu'une ou plusieurs masses soient reliées séparément à la terre.

Dans la mesure du possible, il est recommandé d'interconnecter toutes les masses d'une même installation et de les relier à la même prise de terre. Il est toutefois admis que des masses très éloignées des unes aux autres, ou situées dans des bâtiments différents, ne le soit pas. Dans ce cas, chaque groupe de masse reliée à la même prise de terre et chaque masse reliée individuellement à la terre doit être protégés par un dispositif différentiel à courant résiduel.

Les prises de terre des masses et de neutre peuvent être ou non interconnectées ou confondues.

Il n'est pas dangereux de distribuer le neutre qui entraîne une limitation des longueurs maximales des canalisations

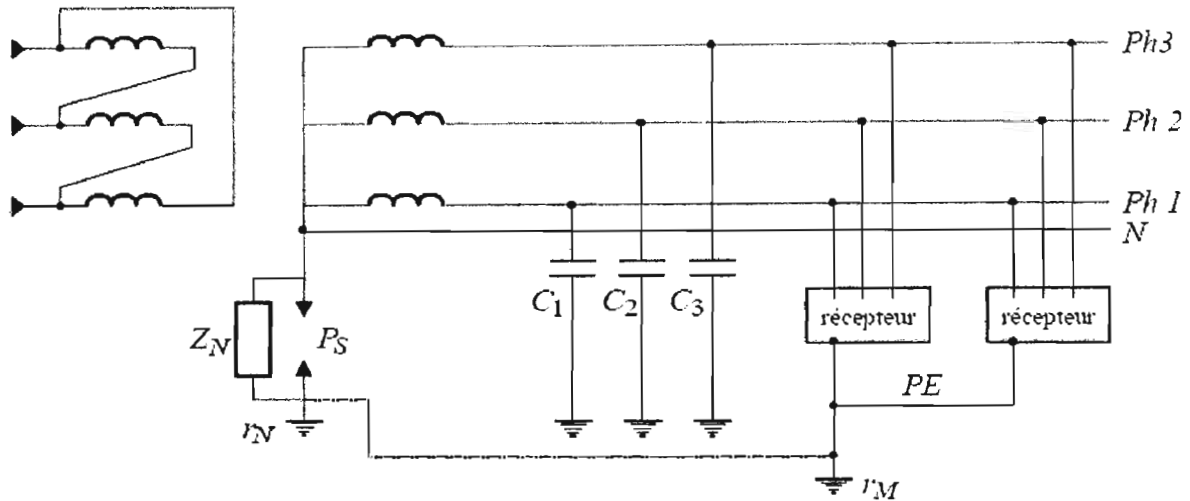


Figure VII-1 : neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension

b) Neutre mis directement à la terre (schéma TT)

Le point neutre est directement relié à la terre (première lettre T).

Les masses des récepteurs sont interconnectées, soit toutes ensemble, soit par groupes, soit individuellement et sont reliées à la terre (deuxième lettre T). La protection est assurée au moyen de dispositifs différentiels résiduels. Toutes les masses protégées par le même dispositif de protection doivent être reliées à la même prise de terre.

La prise de terre du neutre et celle des masses peuvent ou non être interconnectées ou confondues. Le neutre peut être distribué ou non.

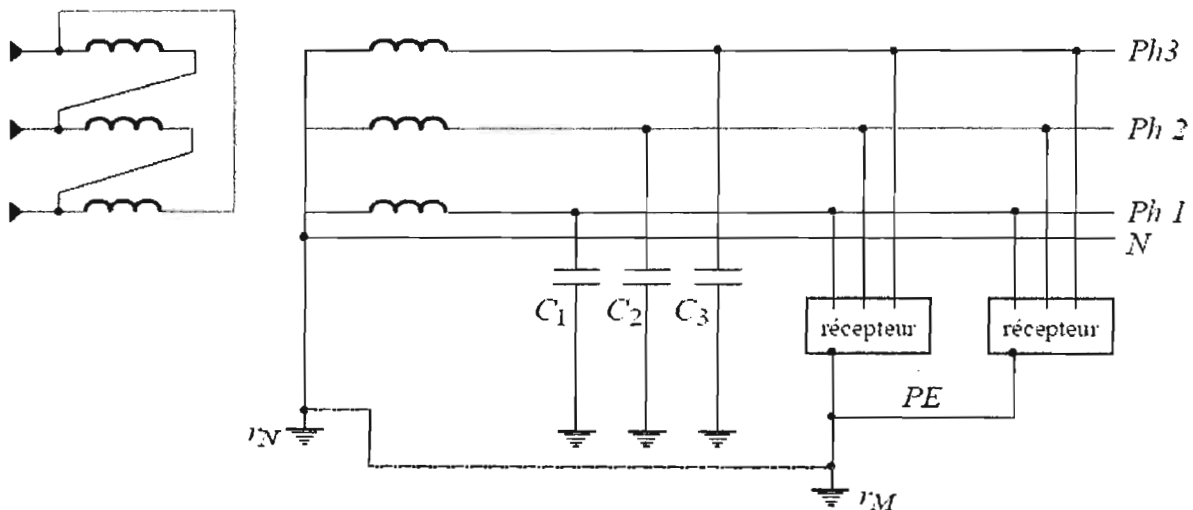


Figure VII-2 : neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse

c) Mise au neutre (schéma TN)

Le point de neutre est relié directement à la terre (première lettre T).

Les masses des récepteurs sont reliées au conducteur neutre (deuxième lettre N).

On distingue deux schémas possibles suivant que le conducteur neutre (N) et conducteur de protection (PE) sont confondus (TNC) ou non (TNS).

4) Comparaison des différents régimes de neutre basse tension

10 a) Schéma TT

- C'est la solution la plus simple à mettre en œuvre. Il est utilisable pour les installations alimentées directement par le réseau de distribution publique basse tension.
- Il ne nécessite pas de surveillance particulière, seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels peut être nécessaire.
- La protection est assurée par des dispositifs de différentiels résiduels (DDR) qui permettent en plus la prévention des risques d'incendie lorsque leur sensibilité est ≤ 500 mA.
- Chaque défaut d'isolement entraîne une coupure. Cette coupure peut être limitée au seul circuit en défaut par la mise en place d'une sélectivité appropriée
- Les récepteurs ou parties d'installation, qui génèrent des courants de fuite important, doivent être équipés de DDR appropriés enfin d'éviter les déclenchements intempestifs.

2 b) Schéma TN

- Il est utilisable uniquement dans les installations alimentées par un transformateur HT/BT ou BT/HT privé
- Il nécessite la mise à la terre régulière du conducteur de protection
- Il impose la vérification du fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases pour un défaut d'isolement
- Il nécessite que toute modification ou extension soit réalisée par du personnel compétent maîtrisant des règles de mise en œuvre
- Il peut entraîner, lors d'un défaut d'isolement, une détérioration importante des bobinages des machines tournantes et des matériels sensibles
- Il peut présenter, dans les locaux à risque d'incendie, un danger élevé du fait de l'importance des courants de défaut.

c) Le schéma TN-C

- Il peut faire apparaître une économie à l'installation par la suppression d'un pôle d'un conducteur
- Il implique l'utilisation de canalisations fixes et rigides
- Il est interdit dans les locaux présentant un risque d'incendie
- Il génère, lors des défauts d'isolement, un niveau important de perturbations électromagnétiques qui peuvent endommager les équipements sensibles ou perturber leur fonctionnement
- Les courants de déséquilibre, les harmoniques 3 et multiples de 3 circulent dans le conducteur de protection PEN et peuvent être la cause de perturbations multiples.

d) Le schéma TN-S

- Il s'emploie même en présence de conducteurs souples ou de canalisation de faible section
- Il permet par la séparation du neutre et du conducteur de protection, de maintenir une bonne équipotentialité des masses et de réduire le niveau de perturbations électromagnétiques. Il est ainsi recommandé pour les locaux informatiques
- Il est obligatoire dans les locaux présentant des risques d'incendie, si l'installation est en TN

e) Le schéma IT

- Il est utilisable uniquement dans les installations alimentées par un transformateur HT/BT ou BT/BT privé
- C'est la solution assurant la meilleure continuité de service
- La signalisation du premier défaut d'isolement suivie de sa recherche et de son élimination, permet une prévention systématique de toute interruption d'alimentation
- Il nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance et l'exploitation
- Il nécessite un bon niveau d'isolement du réseau
- Il nécessite que toute modification ou extension soit réalisée par du personnel compétent maîtrisant ses règles de mise en œuvre
- Il implique la fragmentation du réseau si celui-ci est très étendu et l'alimentation des récepteurs à courant de fuite important par un transformateur de séparation
- Il impose la vérification du fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases lors d'un double défaut d'isolement.

5) Performances des régimes du neutre

Les performances des régimes de neutre s'apprécient selon les six critères suivants:

- La protection contre les chocs électriques
 - La protection contre l'incendie d'origine électrique
 - La continuité de l'alimentation
 - La protection contre les surtensions
 - La protection contre les perturbations électromagnétiques
 - Les contraintes de mise en œuvre
- **Protection contre les chocs électriques**

Tous les régimes de neutre permettent d'assurer une égale protection contre les chocs électriques, dès lors qu'ils sont mis en œuvre et utilisés en conformité avec les normes.

- **Protection contre les risques d'incendie**
- **Schéma TT et IT**

Dans les schémas TT et IT lors d'un premier défaut d'isolement, l'intensité du courant générée par le défaut est respectivement faible ou très faible, et le risque d'incendie est plus faible qu'en schéma TN.

- **Schéma TN-C**

Ce schéma présente un risque d'incendie élevé. En effet, le courant de déséquilibre des charges parcourt en permanence non seulement le conducteur PEN, mais aussi les éléments qui y sont raccordés: charpentes métalliques, masses, blindages, etc....et risque de provoquer un incendie. En cas de défaut franc, l'incendie du courant généré par le défaut d'isolement est élevé et le risque est important. En cas de défaut impédant, le schéma TN-C réalisé sans dispositif différentiel est obligatoire. C'est la raison pour laquelle il est interdit dans les locaux à risque d'explosion ou d'incendie.

- **Continuité de l'alimentation**

Le choix du schéma IT évite toutes les conséquences néfastes du défaut d'isolement:

- Le creux de tension
- Les effets perturbateurs du courant de défaut
- Les dommages aux équipements
- L'ouverture du départ en défaut

Son exploitation correcte rend le second défaut réellement improbable et permet aussi de garantir la continuité de l'alimentation.

- **Protection contre les surtensions**

Dans tous les schémas, une protection contre les surtensions peut être nécessaire.

- **Protection contre les perturbations électromagnétiques**

Le choix du schéma est indifférent:

- Pour toutes les perturbations de mode différentiel
- Pour toutes les perturbations de mode commun ou de mode différentiel de fréquence supérieure au MHz.

Les schémas TT, TN-S et IT peuvent, satisfaire tous les critères de comptabilité électromagnétique s'ils sont correctement mis en œuvre. On notera seulement que le schéma TN-S amène d'avantage de perturbation pendant la durée du défaut, car le courant de défaut est plus élevé.

En revanche les schémas TN-C ou TN-C-S sont déconseillés. En effet, dans ces schémas, le conducteur PEN, les masses des matériels et les blindages des câbles sont parcourus par un courant permanent lié au déséquilibre des charges et à la présence des courants harmoniques 3 et multiples de 3.

- **Contrainte de mise en œuvre**

Le schéma TT, ainsi que le schéma TN –S réalisé avec dispositifs différentiels, sont les plus simples à mettre en œuvre.

Le schéma TN-S réalisé sans dispositifs différentiels, les schémas TN-C et IT impose la vérification du fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases, cela entraîne en limitation des longueurs maximales des canalisations et nécessite l'intervention d'un personnel qualifié pour la réalisation des extensions et des modifications de l'installation.

6) Choix et recommandations d'emploi

Lorsque le choix du régime du neutre est possible, celui-ci s'effectue au cas par cas, à partir des contraintes liées à l'installation électrique, aux récepteurs et aux besoins de l'exploitant.

Il est souvent avantageux de ne pas faire un choix unique pour l'ensemble de l'installation.

Le schéma IT est recommandé pour les installations peu surveillées et évolutives. En effet c'est le schéma le plus simple à mettre en œuvre et à exploiter. Ce schéma est recommandé s'il y a un impératif de continuité de service.

En effet le schéma IT garantit la meilleure disponibilité de l'énergie.

En revanche, il demande :

- Le respect des règles de mise en œuvre
- La prise en compte des problèmes générés par les courants de fuite
- Un service d'entretien compétent pour la recherche et l'élimination du premier défaut d'isolement ainsi que pour les extensions et modifications de l'installation.

Le schéma TN-S est recommandé pour les installations peu évolutives.

Les courants générés par un défaut d'isolement sont importants et peuvent provoquer :

- Des perturbations passagères
- Des risques de dommage élevés
- Des incendies.

Il demande comme l'IT le respect des règles de mise en œuvre.

Si des dispositifs de différentiels de moyenne sensibles sont installés, ils apportent à ce schéma une meilleure protection contre l'incendie et une souplesse à la conception et à l'exploitation.

En termes de tenue aux surtensions et perturbations électromagnétiques, les schémas IT, TT et TN-S réalisés selon les règles de l'art sont généralement satisfaisant ; le schéma TNC ou TNC-S, par contre, est déconseillé, en effet il présente des risques permanents, en particulier :

- Chute de tension le long du PEN
- Circulatoire de courant dans les éléments conducteurs, les blindages et les masses
- Champ magnétique rayonné
- Absence de protection contre les défauts d'isolement impédants

- En cas de défaut franc, l'intensité du courant est élevée d'où risque de dommages importants.

Tableau VII-2 : choix du régime de neutre

	<i>TNC</i>	<i>INS</i>	<i>TT</i>	<i>IT</i>
Récepteurs sensibles aux courants de défaut	D	D	P	C
Récepteurs sensibles aux perturbations électromagnétiques	D	C	P	P
Locaux à risques d'incendie	I	D(1)	P(1)	C(1)
Installations avec modifications fréquentes	D	D	C	D
Installation où la continuité des circuits de terre est incertaine (chantiers)	D	P	C	D
Recherche de la continuité de service	D	D	D	C
Réseau, récepteurs avec courants de fuites importants	C	C	P	D

(1)avec *DDR* de sensibilité <500mA

C : Conseillé
P : Possible
D : Déconseillé
I : Interdit

7) Régimes du neutre utilisés en haute tension

a)Principes et schémas utilisés en haute tension

Lorsque l'on considère, sans distinction, les réseaux de distributions publiques et les réseaux privés industriels ou tertiaire, on rencontre tous les principes de mise à la terre du point neutre. A savoir :

- Le neutre mis directement à la terre
- Le neutre isolé
- Le neutre mis à la terre par résistance
- Le neutre mis à la terre par réactance
- Le neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen partiellement ou totalement accordée.

Ces principes sont rappelés dans le tableau VII-3.

Sur le plan normatif, seule la norme française NF C 13-200 donne une définition précise des régimes du neutre et établit leurs règles de mise en œuvre, ils sont définis par un code à trois lettres: norme NF C 13-200-article 312.

- **La première lettre** précise la situation du point neutre par rapport à la terre.

On distingue:

- les installations dont le point neutre est relié directement à la terre, installations désignées par la première lettre T.
- les installations dont le point neutre est isolé ou relié à la terre par l'intermédiaire d'une impédance, installations désignées par la première lettre I.

- **La deuxième lettre** précise la situation des masses

On distingue:

- Les installations dont les masses sont reliées directement au point neutre mis à la terre, installations désignées par la deuxième lettre N.
- Les installations dont les masses sont reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à la terre éventuelle du neutre, installations désignées par la deuxième lettre T.

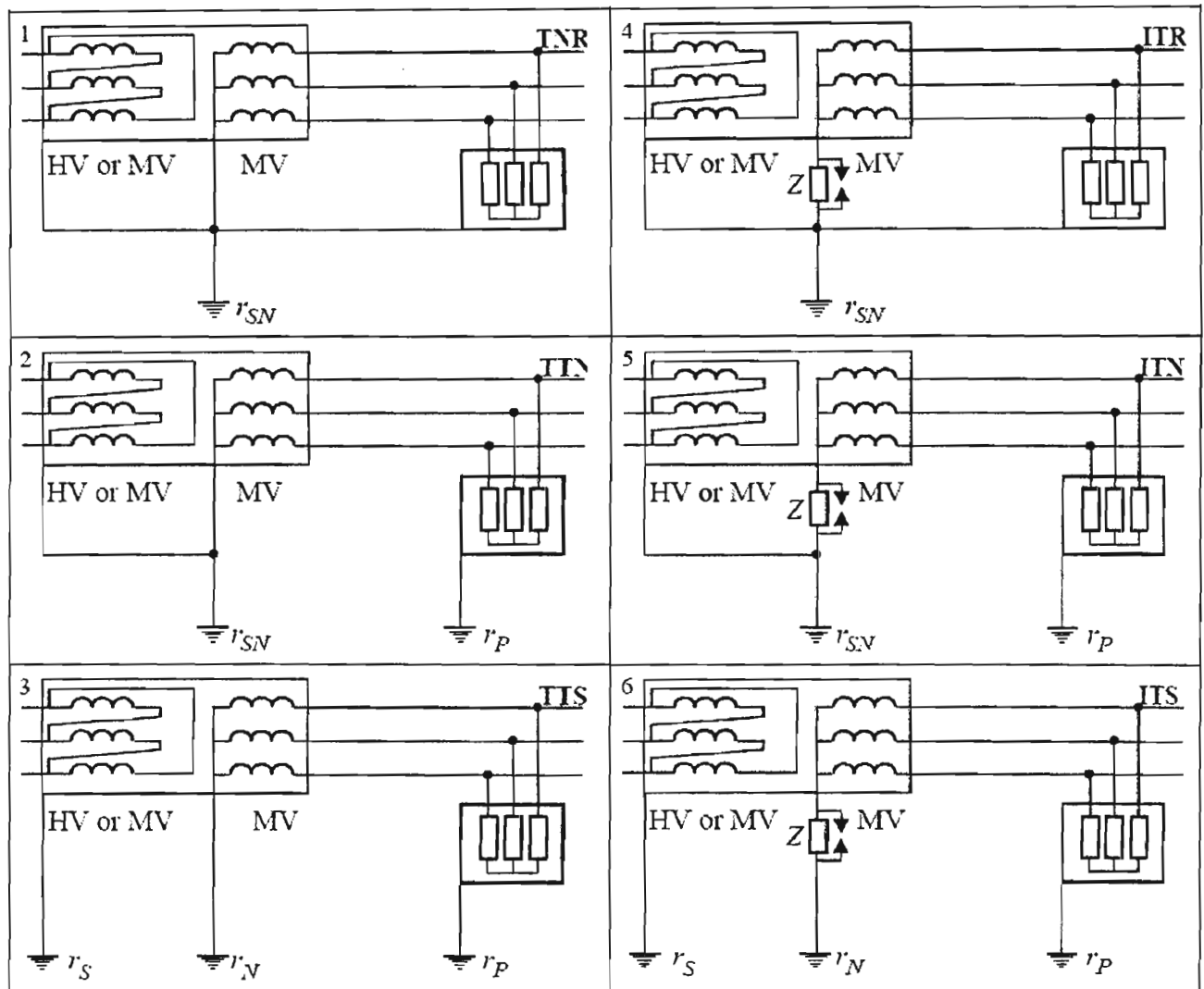
- **La troisième lettre** précise les liaisons éventuelles entre les phases du poste, le point neutre et les masses de l'installation

On distingue:

- Les installations dont les masses du poste d'alimentation sont reliées à une prise de terre commune au neutre et aux masses de l'installation, installations désignées par la troisième lettre R
- Les installations dont les masses du poste d'alimentation sont reliées à une prise de terre du neutre, les masses de l'installation étant reliées à une prise de terre séparée, installations désignées par la troisième lettre N
- Les installations dont les masses du poste d'alimentation, le neutre et les masses de l'installation sont reliées à des prises de terre séparées, installations désignées par la lettre S

En pratique la norme C 13-200 n'a retenu que les six schémas représentés par le tableau VII-3.

Tableau VII-3: définition des régimes du neutre en haute tension



b) Schémas recommandés dans les installations industrielles ou tertiaires

Pour les réseaux et installations privées, il est conseillé d'utiliser un neutre mis à la terre par résistance de limitation au neutre isolé lorsque la continuité de service est impérative, ce dernier permet, en effet la non capture de l'alimentation lors du premier défaut d'isolement.

Le neutre mis à la terre directement ou par une bobine accordée est déconseillé. Le neutre direct à la terre génère des courants de défauts très élevés toujours préjudiciables au récepteur et entraînant le développement de tensions de contact pouvant dépasser un millier de volts.

Le neutre mis à la terre par bobine accordée demande une mise en œuvre délicate et coûteuse; il ne peut être raisonnable envisagé que pour des réseaux très étendus pour lesquels on souhaite la non coupure de l'alimentation lors d'un premier défaut d'isolement, ce qui, dans la pratique, est relativement rare.

On peut conclure, il apparaît :

- que la mise à la terre directe du neutre conduit au développement de tension de contact très élevées qui ne peuvent pas être éliminées dans les temps compatibles avec la sécurité des personnes. (voir tableau VII-4)

Tableau VII-4a : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les locaux secs (UL = 50V)

Temps théoriques de coupure en fonction de la tension de contact présumée

Tension de contact présumée (V)	Temps de coupure maximal du dispositif de protection (s)	
	courant alternatif	courant continu
< 50	5	5
50	5	5
75	0.60	5
90	0.45	5
120	0.34	5
150	0.27	1
220	0.17	0.40
280	0.12	0.30
350	0.08	0.20
500	0.04	0.10

Tableau VII-4b : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les locaux humide à (UL = 25V)

Tension de contact présumée (V)	Temps de coupure maximal du dispositif de protection (s)	
	courant alternatif	courant continu
25	5	5
50	0.48	5
75	0.30	2
90	0,25	0,80
110	0,18	0,50
150	0.12	0,25
230	0.05	0,06
280	0.02	0,02

- que la limitation des courants de défaut au moyen d'une impédance intercalée entre le point neutre et la terre réduit les tensions de contact à des valeurs comparables à celle que l'on rencontre dans les réseaux basse tension
- que la création d'une zone équipotentielle suivant les principes décrits figure VII-3 permet encore de réduire les valeurs des tensions de contact.

Sur la base de ces remarques, la norme C13-200 impose la règle suivante :

En cas de défaut d'isolement entre une partie active et une masse, la tension de contact en tout point de l'installation ne doit pas pouvoir être supérieure à la tension limite conventionnelle U_L égale à :

- 50V en courant alternatif dans les installations intérieures et abritées
- 25V en courant alternatif dans les installations extérieures

En pratique, la protection contre les contacts indirects est assurée en réalisant des liaisons équipotentielles entre toutes les masses et tous les éléments conducteurs, y compris le sol.

Ces liaisons doivent être telle que la résistance R entre deux éléments conducteurs simultanément accessibles, ne soit pas supérieure à :

$$R \leq \frac{U_C}{I_f}$$

I_f étant le courant maximal de défaut à la terre de l'installation.

L'application de ces règles conduit à la réalisation des mises à la terre conformément aux principes exposés figure VII-3.

En complément, on retiendra que les deux seuls principes recommandés pour les installations industrielles ou tertiaire haute tension sont :

- la mise à la terre du neutre par résistance de limitation, simple à mettre en œuvre
- le neutre isolé qui autorise la poursuite de l'exploitation en présence d'un premier défaut d'isolement.

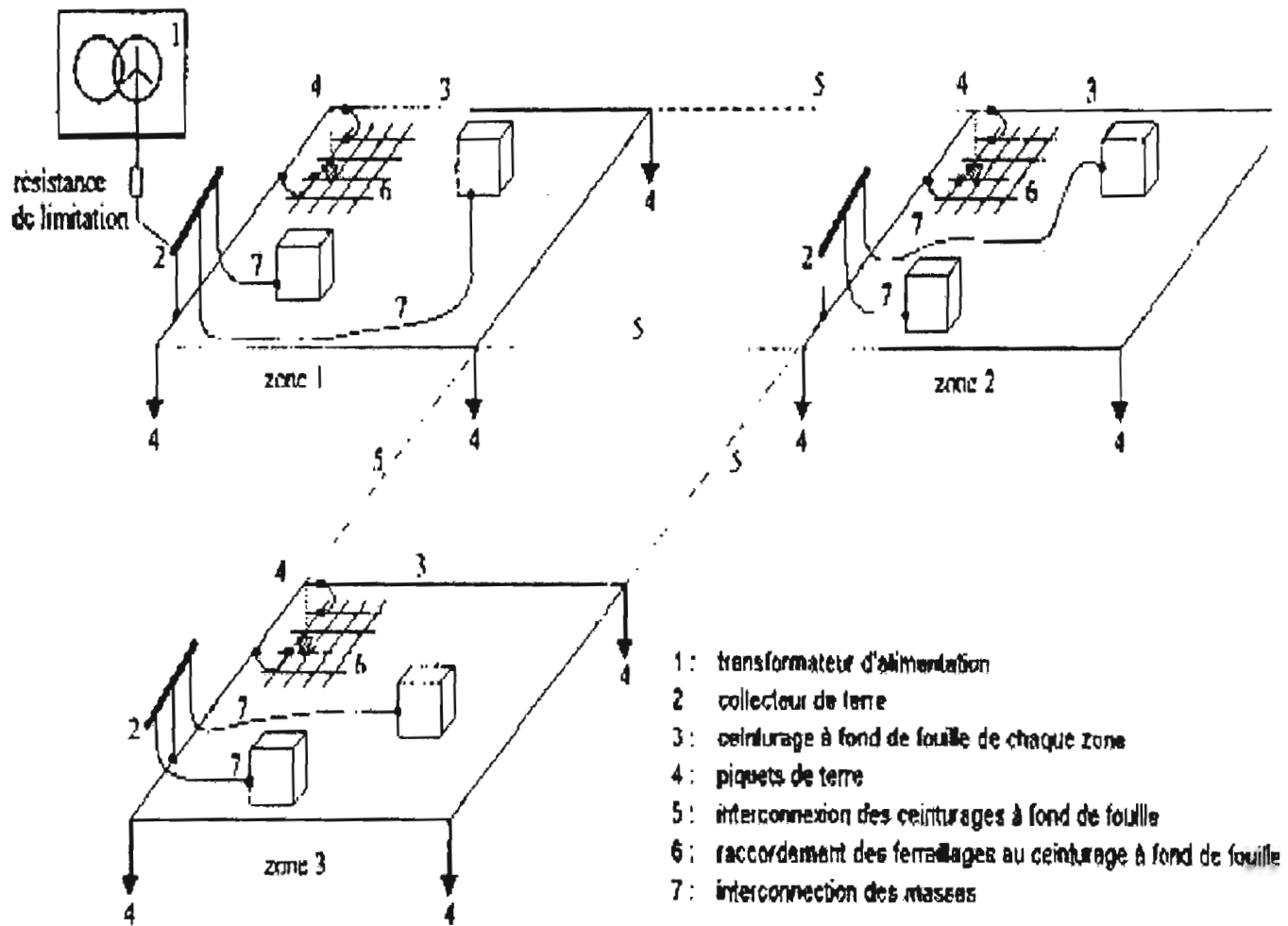


Figure VII-3 : principe de réalisation des mises à la terre dans une installation haute tension

8) Inter action entre haute tension et basse tension

Tout défaut d'isolement se produisant sur la partie haute tension d'un poste de haute tension-basse tension a des répercussions sur le réseau basse tension qu'il alimente ; on assiste en particulier au développement de surtension et à des élévations du potentiel des masses qui peuvent entraîner des claquages de matériels et être dangereuses pour les personnes, si les dispositions pour limiter leurs risques ne sont pas prises à la conception de l'installation.

La description de ces phénomènes et les dispositifs à prendre pour s'en protéger, sont décrites (voir annexe 8) –surtension. Leur développement dépend de la configuration des prises de terre du neutre et des masses ainsi que du mode de liaison à la terre des masses du poste et de l'installation. Pour les études, les normes NFC 15-100 et CEI 364 ont retenu les sept schémas regroupés dans le tableau VII-6, leur comportement lors d'un défaut d'isolement sur la partie haute tension du poste est analysé (voir annexes-surtension)

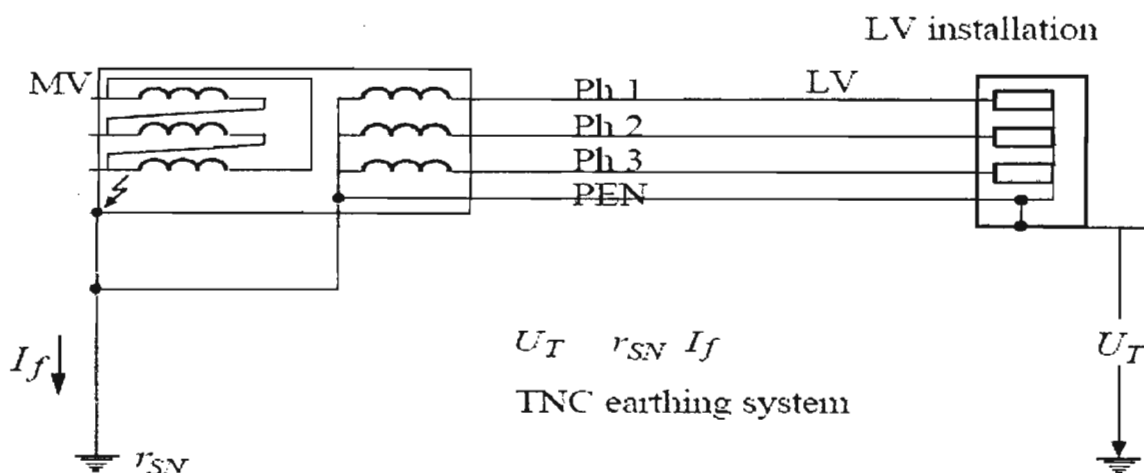
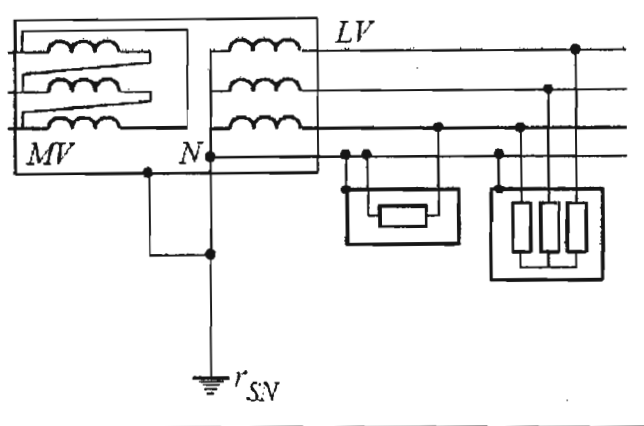
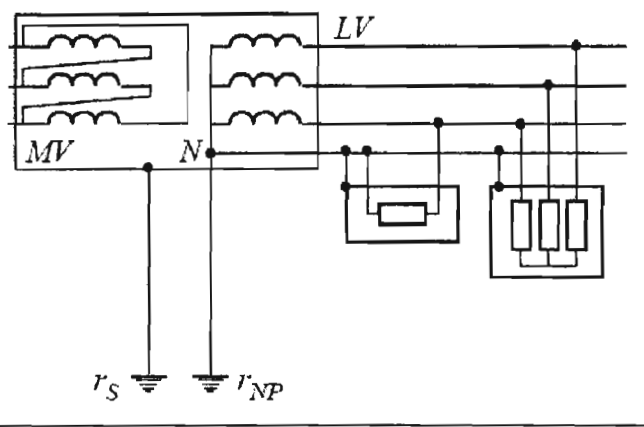
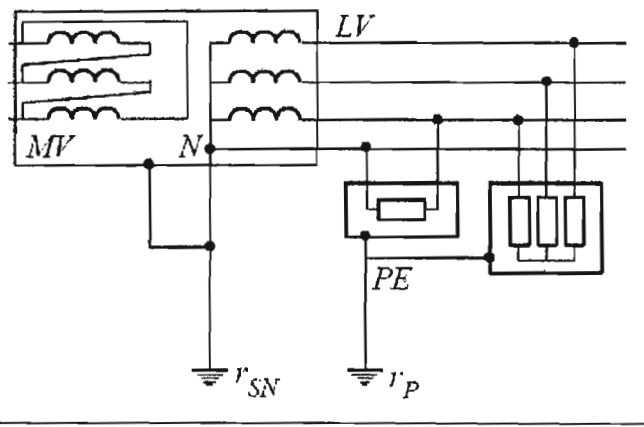
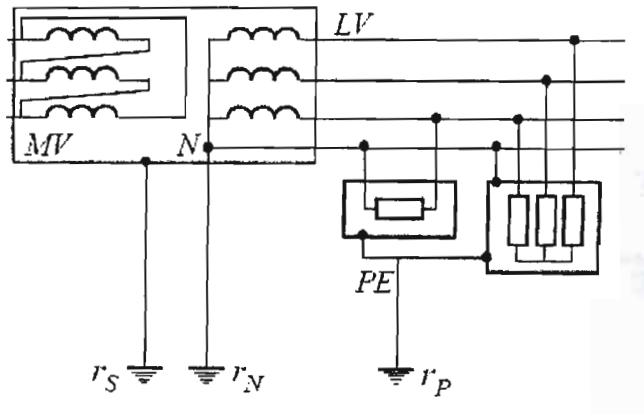
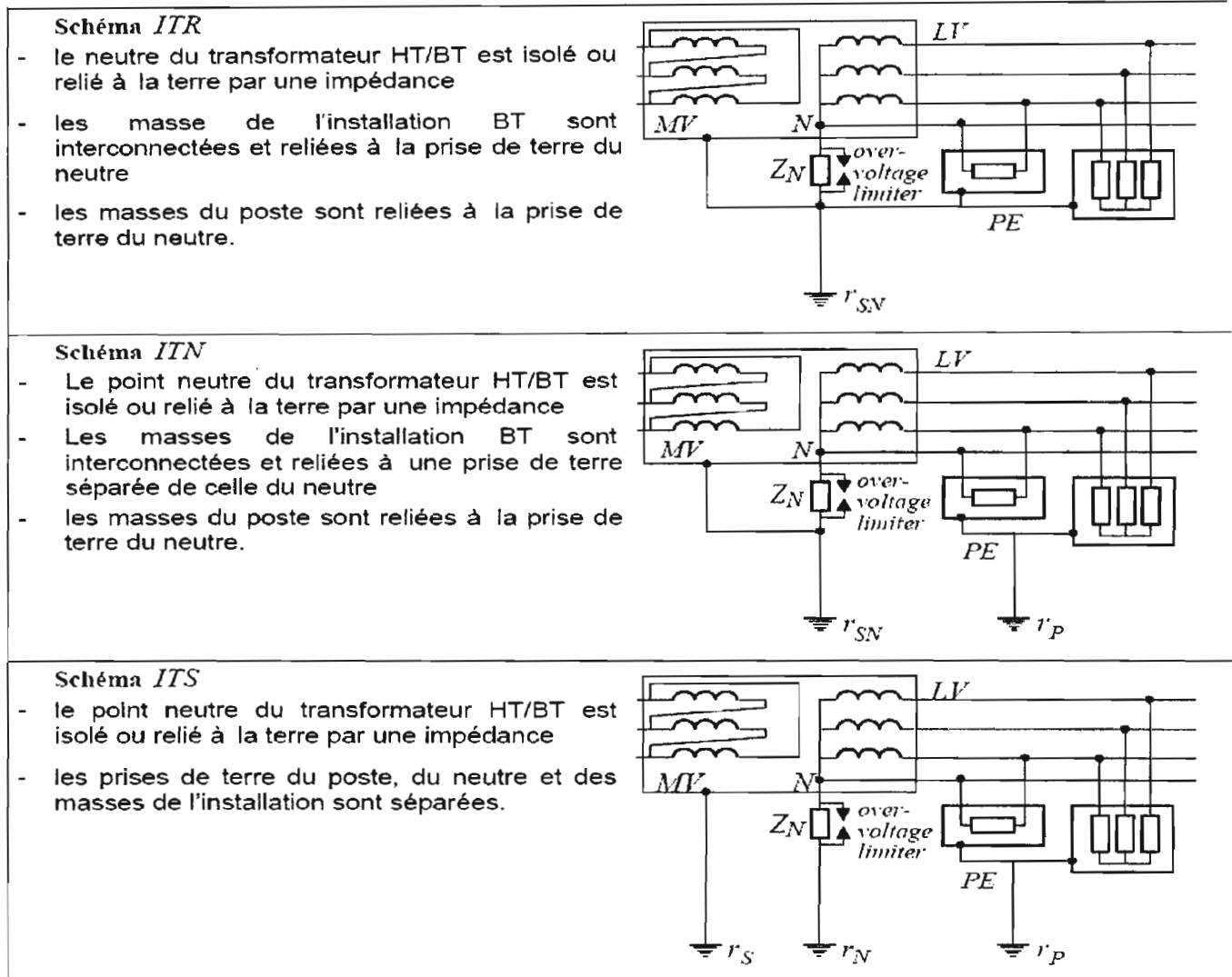


Figure VII-4 : exemple d'élévation du potentiel des masses BT pour un défaut sur la partie haute tension du poste.

Tableau VII-5 : interaction entre haute et basse tension

<p>Schéma TNR</p> <ul style="list-style-type: none"> - le neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre - les masses de l'installation BT sont reliées au conducteur neutre - les masses du poste sont reliées à la prise de terre du neutre. 	
<p>Schéma TNS</p> <ul style="list-style-type: none"> - le neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre - les masses de l'installation BT sont reliées au conducteur neutre - les masses du poste sont reliées à une prise de terre séparée de la prise de terre du neutre. 	
<p>Schéma TTN</p> <ul style="list-style-type: none"> - le point neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre - les masses de l'installation BT sont interconnectées et reliées à une prise de terre séparé de celle du neutre - les masses du poste sont reliées à la prise de terre du neutre. 	
<p>Schéma TTS</p> <ul style="list-style-type: none"> - le point neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre - les masses de l'installation BT sont interconnectées et reliées à une prise de terre séparée de celle du neutre - les masse du poste sont reliées à une prise de terre séparée de celle du neutre et celle des masses de l'installation. 	



Conclusion partielle :

Pour cette partie de l'étude du régime de neutre, on peut bien conclure que le régime IT correspond aux exigences de la SAR du fait qu'il assure une continuité de service lors du premier défaut, et le deuxième défaut improbable, n'entraîne pas l'arrêt des installations ce qui peut poser d'énorme perte au raffinage du brut car ce dernier, lors d'un déclenchement peut prendre un à deux jours pour voir la qualité du produit revenir à son stade de fin de raffinage. Le régime IT est aussi, d'après le tableau VII-2, recommandé pour les récepteurs sensibles au courant de défaut et pour les zones à risque d'incendie qui est le cas de notre exemple de raffinerie.

CHAPITRE 4 : CONCLUSION ET RECOMMADATIONS

VIII. Conclusion et recommandations

La SAR qui est une société classée comme dangereuse du fait de sa production, doit tout le temps être stricte vis-à-vis de sa sécurité et particulièrement dans ses unités de production qui peuvent être source de catastrophe.

Outre les vérifications et essais à effectuer conformément aux spécifications TOTAL, les installations électriques en zone classée doivent faire l'objet d'une vérification initiale établissant leur conformité à la réglementation et aux dispositions de la présente spécification.

Doivent notamment être vérifiés :

- L'adaptation des matériels à la zone classée à l'égard du risque d'explosion,
- L'adaptation des canalisations électriques, de leur pose et de leur protection mécanique,
- La bonne exécution et l'étanchéité des entrées de câble dans les matériels,
- Le serrage et le blocage des dispositifs de raccordement,
- Les conditions particulières relatives au mode de protection par surpression interne.

Les vérifications périodiques des installations doivent être effectuées afin de s'assurer du maintien de la sécurité à l'égard du risque d'explosion.

Toute dégradation d'un matériel ou d'une canalisation doit donner lieu à son remplacement ou à sa réparation.

Les dispositifs de raccordements doivent être resserrés à chaque arrêt pour entretien et ne présenter aucune trace de sur échauffement

Toute dérogation anormale résultant d'une mauvaise qualité de matériau doit être signalée au constructeur du matériel concerné pour réparation.

Toute modification d'un matériel doit être interdite si elle ne constitue pas une variante ayant fait l'objet d'une certification.

Bibliographie

▪ Normes

- CEI 60909 : calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasé à courant alternatif
- CEI 60781 : guide d'application pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux à basse tension
- CEI 287 (1982) : calcul des courants admissibles des câbles en régime permanent (facteur de charge 100%)
- NF C 63-210 (12.1980) : coupe circuit à fusible) basse tension- règles supplémentaires pour coupe –circuit pour usages industriels
- NF 15-100 : installations électriques à basse tension
- UTE C 13-205 (07.1994) : Installations électriques à haute tension, guide pratique. Détermination des sections des sections des conducteurs et choix des dispositifs de protection
- UTE C15-105 : Installations électriques à basse tension, guide pratique. Détermination des sections des sections des conducteurs et choix des dispositifs de protection

▪ Cahier Technique Schneider

- Mise à la terre du neutre dans des réseaux industriels haute tension
Cahier technique N° 62 François SAUTRIAU
- Les schémas des liaisons à la terre en BT (régime du neutre)
Cahier technique N°172 Bernard LACROIX, Roland CALVAS
- Catalogue de la distribution MT/HT
- Catalogue de la distribution BT
- Guide de l'installation électrique, Edition France impressions conseils (07.1991)

ANNEXES

Annexe 1

Lexique

Abréviations		k et K	constantes données (tableaux ou abaques).
PdC	pouvoir de coupure.	Ra	résistance équivalente du réseau amont.
TGBT	tableau général basse tension.	R_L	résistance linéique des lignes.
Symboles		S	section des conducteurs.
α	angle d'enclenchement (apparition du défaut par rapport au zéro de tension).	Scc	puissance de court-circuit.
c	facteur de tension.	Sn	puissance apparente du transformateur.
$\cos \varphi$	facteur de puissance (en l'absence d'harmoniques).	t_{min}	temps mort minimal d'établissement du court-circuit, souvent égal au temps de retard d'un disjoncteur.
e	force électromotrice.	u	tension instantanée.
E	force électromotrice (valeur maximale).	u_{cc}	tension de court-circuit d'un transformateur, exprimée en %.
φ	angle de déphasage (courant par rapport à la tension).	U	tension composée du réseau hors charge.
i	courant instantané.	Un	tension nominale en charge du réseau.
i_a	composante alternative sinusoïdale du courant instantané.	x	réactance en % des machines tournantes.
i_c	composante continue du courant instantané.	Xa	réactance équivalente du réseau amont.
i_p	valeur maximale du courant (première crête du courant de défaut).	X_L	réactance linéique des lignes.
I	intensité efficace maximale.	X_{subt}	réactance subtransitoire de l'alternateur.
I_b	courant de court-circuit coupé (CEI 909).	Za	impédance équivalente du réseau amont.
Icc	intensité de court-circuit permanent (I_{cc3} = triphasé, I_{cc2} = biphasé, ...).	Zcc	impédance amont du réseau sur défaut triphasé.
I_k	intensité de court-circuit permanent (CEI 909).	Z_d, Z_i, Z_o	impédances directe, inverse et homopolaire d'un réseau, ou d'un élément.
I_r	courant de court-circuit initial (CEI 909).	Z_L	impédance de liaison.
I_r	courant assigné de l'alternateur.		
Is	intensité de service.		
λ	facteur dépendant de l'inductance de saturation d'un alternateur.		

Annexe 2

Procédure de calcul de Icc

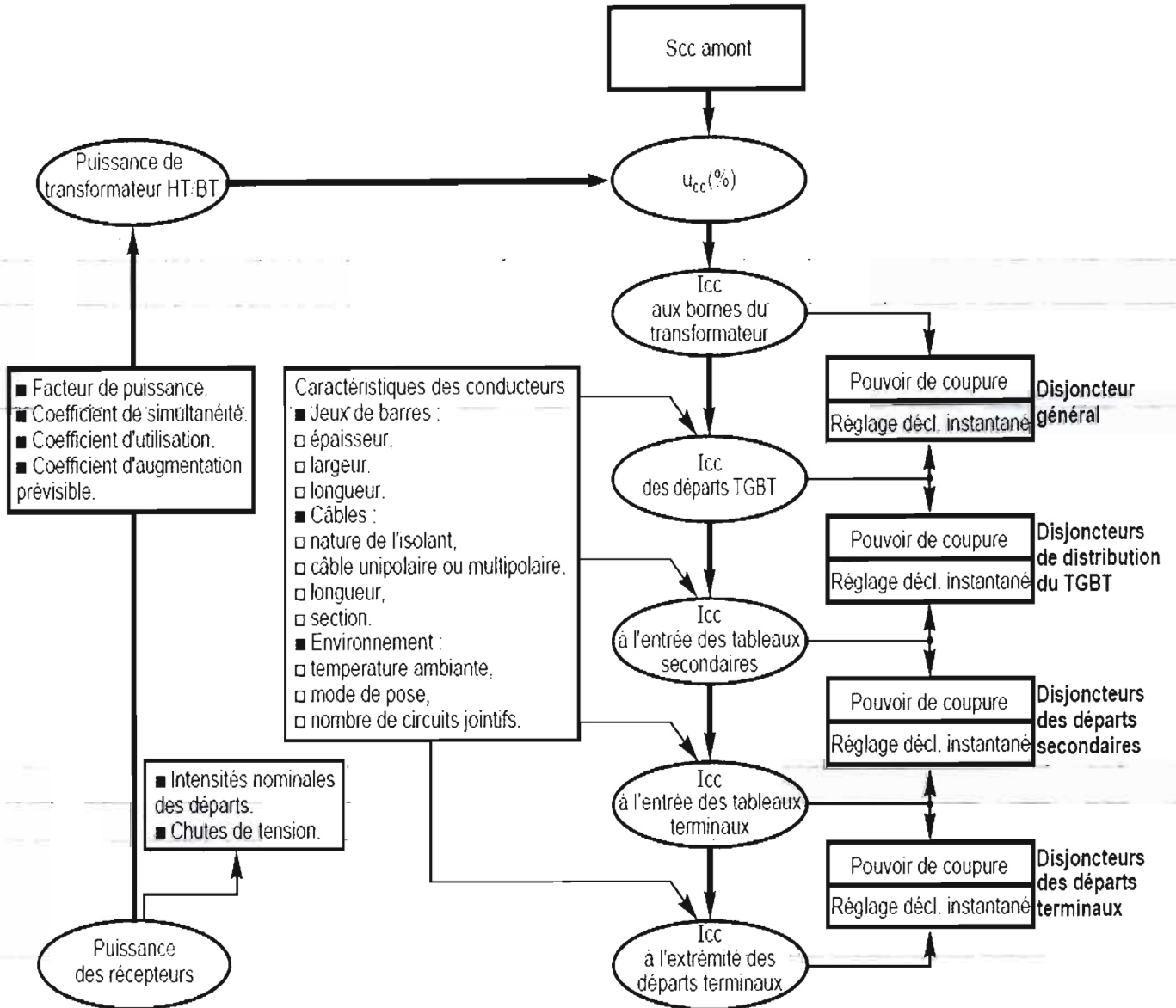


Fig. 1 : procédure de calcul d'Icc pour la conception d'une installation électrique.

1-2 LES METHODES PRESENTEES DANS CE CAHIER TECHNIQUE

Dans ce Cahier Technique deux méthodes sont particulièrement étudiées pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux radiaux :

- l'une dont l'usage est surtout réservé aux réseaux BT, il s'agit de la méthode des impédances. Elle a été retenue pour la précision qu'elle permet d'obtenir, et pour son aspect

didactique puisqu'elle nécessite la prise en compte de la quasi-totalité des caractéristiques du circuit concerné.

- l'autre, surtout utilisée en HT, est celle de la CEI 909, retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique elle exploite le principe des composantes symétriques.

1-3 LES HYPOTHESES DE BASE

Pour ces calculs de courants de court-circuit, des hypothèses précisant le domaine de validité des formules données sont nécessaires.

Souvent simplificatrices et accompagnées d'approximations justifiées, ces hypothèses rendent plus aisée la compréhension des phénomènes physiques et ainsi le calcul des courants de court-circuit, tout en gardant une précision acceptable et par excès.

Les hypothèses retenues dans ce document sont :

- le réseau considéré est radial et sa tension nominale va de la BT à la HT (ne dépassant pas 230 kV, limite donnée par la norme CEI 909) ;
- le courant de court-circuit, lors d'un court-circuit triphasé est supposé s'établir simultanément sur les trois phases ;
- pendant la durée du court-circuit, le nombre de phases concernées n'est pas modifié : un défaut

triphase reste triphasé, de même un défaut phase-terre reste phase-terre ;

- pendant toute la durée du court-circuit, les tensions qui ont provoqué la circulation du courant et l'impédance de court-circuit ne changent pas de façon significative ;

- les régleurs ou changeurs de prises des transformateurs sont supposés être en position moyenne (dans le cas d'un court-circuit éloigné des alternateurs, on peut ignorer les positions réelles des changeurs de prises des transformateurs) ;

- les résistances d'arc ne sont pas prises en compte ;

- toutes les capacités de ligne sont négligées ;

- les courants de charge sont négligés ;

- toutes les impédances homopolaires sont prises en compte.

2 CALCUL DES I_{cc} PAR LA METHODE DES IMPEDANCES

2.1 I_{cc} selon les différents types de court-circuit

Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit I_{cc_3} est :

$$I_{cc_3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge. Par exemple, dans les réseaux 390 V, la tension composée adoptée est $U = 410$ V, avec comme tension simple $U / \sqrt{3} = 237$ V.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , impédance

équivalente à toutes les impédances parcourues par l' I_{cc} du générateur jusqu'au point de défaut - de la source et des lignes - (cf. fig. 12). C'est en fait l'impédance « directe » par phase :

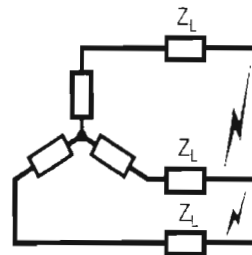
$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \text{ avec}$$

$\sum R$ = somme des résistances en série.

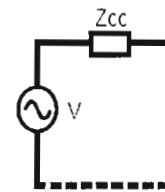
$\sum X$ = somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance

Défaut triphasé

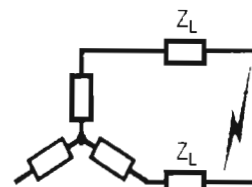


≡

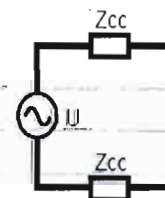


$$I_{cc_3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

Défaut biphasé

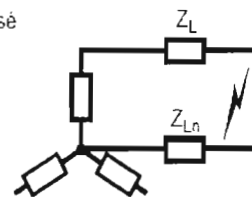


≡

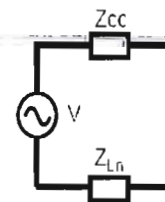


$$I_{cc_2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}}$$

Défaut monophasé

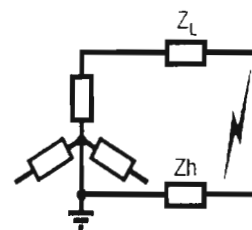


≡

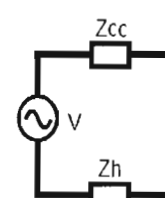


$$I_{cc_1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Défaut terre



≡



$$I_{cc_h} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_h}$$

Figure 12 : les différents courants de court-circuit



4 En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de 0.2 X_T , et l'impédance interne des transformateurs peut être assimilée à la réactance X_T . Cependant pour les petites puissances le calcul de Z_T est nécessaire car le rapport R_T / X_T est plus élevé. Cette résistance se calcule alors à partir des pertes joules (W) dans les enroulements :

$$W = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \Rightarrow R_T = \frac{W}{3 \cdot I_n^2}$$

Notes :

5

□ lorsque n transformateurs sont en parallèle et de puissances identiques, leurs valeurs d'impédance interne ainsi que de résistance ou de réactance sont à diviser par n .

□ il convient de porter une attention particulière aux transformateurs spéciaux : par exemple les transformateurs de groupes redresseurs ont des valeurs de u_{cc} qui atteignent 10 à 12 % pour limiter le courant de court-circuit.

Avec la prise en compte de l'impédance amont au transformateur et de l'impédance interne du transformateur, le courant de court-circuit s'exprime par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_a + Z_T)}$$

En première approximation, Z_a et Z_T sont assimilées à leurs réactances respectives. L'impédance de court-circuit Z_{cc} est alors égale à leur somme algébrique. L'impédance du réseau amont peut être négligée, dans ce cas, la nouvelle valeur du courant est :

$$I'_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T}$$

L'erreur relative est :

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{I'_{cc} - I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{Z_a}{Z_T} = \frac{U^2 / S_{cc}}{u_{cc} \cdot U^2 / S_n}$$

soit :

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{100}{u_{cc}} = \frac{S_n}{S_{cc}}$$

La figure 14 indique le niveau d'erreur par excès dans le calcul de l' I_{cc} , qu'apporte le fait de négliger l'impédance amont. Cette figure montre bien qu'il est possible de négliger cette impédance du réseau amont pour les réseaux dont la puissance de court-circuit S_{cc} est importante par rapport à la puissance S_n du transformateur : ainsi, avec $S_{cc} / S_n = 300$, l'erreur est d'environ 5 %.

■ Impédance des liaisons

L'impédance des liaisons Z_L dépend de leur résistance et réactance linéiques, et de leur longueur.

□ la résistance linéique R_L des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule avec l'équation :

$$R_L = \frac{\rho}{S} \text{ avec}$$

S = section du conducteur :

ρ = sa résistivité, mais dont la valeur à adopter n'est pas la même selon le courant de court-circuit calculé, maximum ou minimum.

6 Le tableau de la figure 15 donne ces valeurs pour chacun des cas.

Dans la réalité, en BT et pour les conducteurs de section inférieure à 150 mm², seule la résistance est prise en compte ($R_L < 0,15 \text{ m}\Omega / \text{m}$ avec $S > 150 \text{ mm}^2$).

□ la réactance linéique des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule par :

$$X_L = L \cdot \omega = \left[15,7 + 144,44 \text{ Log} \left(\frac{d}{r} \right) \right]$$

exprimée en mΩ / km pour un système de câbles monophasé ou triphasé en triangle, avec en mm :

r = rayon des âmes conductrices :

d = distance moyenne entre les conducteurs.

NB : ici, Log = logarithme décimal.

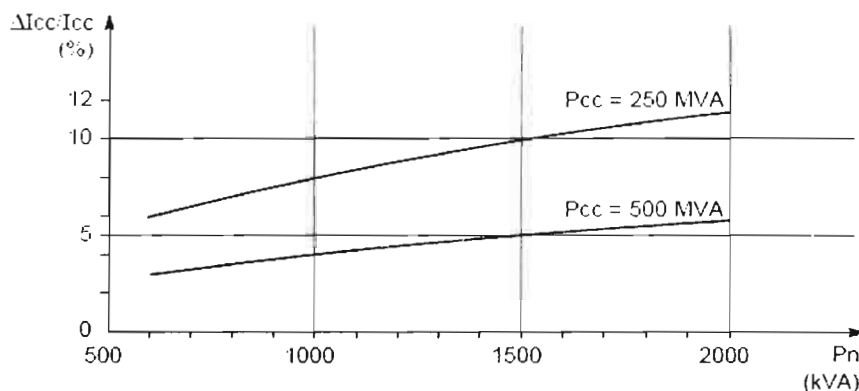


Figure 14: erreur induite dans le calcul du courant de court-circuit lorsque l'impédance Z_a du réseau amont est négligée



Pour les lignes aériennes, la réactance croît légèrement avec l'espacement des conducteurs (selon $\text{Log} \left(\frac{d}{t} \right)$), donc avec la tension d'utilisation :

7 les valeurs moyennes suivantes sont à retenir :

$X = 0.3 \Omega / \text{km}$ (lignes BT ou MT).

$X = 0.4 \Omega / \text{km}$ (lignes MT ou HT).

Pour les câbles, selon leur mode de pose, le tableau de la figure 16 récapitule différentes valeurs de réactance en BT.

Les valeurs moyennes à retenir sont :

- 0.08 mΩ / m pour un câble triphasé (●●●),

cette moyenne un peu plus élevée en HT est comprise entre 0.1 et 0.15 mΩ / m :

8 - 0.09 mΩ / m pour les câbles unipolaires

serrés (en nappe ●●● ou en triangle ●●●) :

9 - 0.15 mΩ / m par défaut pour les jeux de

barres (□□□) et les câbles unipolaires espacés

(●●●) ; pour les JdB à phases «sandwichées» (genre Canalis -Telemecanique) cette réactance est notablement plus faible.

Notes :

□ l'impédance des liaisons courtes entre le point de distribution et le transformateur HT/BT peut être négligée en admettant une erreur par excès sur le courant de court-circuit : erreur d'autant plus forte que la puissance du transformateur est élevée ;

□ la capacité des câbles par rapport à la terre (mode commun), 10 à 20 fois plus élevée que celle des lignes, doit être prise en considération pour les défauts à la terre. A titre indicatif, la capacité d'un câble triphasé HT de 120 mm² de section est de l'ordre de 1 μF / km ; mais le courant capacitif reste faible de l'ordre de 5 A / km sous 20 kV ;

■ la résistance ou la réactance des liaisons peuvent être négligées.

Si l'une des grandeurs R_L ou X_L est faible devant l'autre elle peut être négligée, l'erreur sur l'impédance Z_c étant alors très faible : exemple.

Règle	Résistivité (*)	Valeur de la résistivité (Ω mm ² /m)		Conducteurs concernés
		Cuivre	Aluminium	
Courant de court-circuit maximal	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PH-N
Courant de court-circuit minimal	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	PH-N
Courant de défaut dans les schémas TN et IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PH-N (**) PE-PEN
Chute de tension	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PH-N (**)
Courant de surintensité pour la vérification des contraintes thermiques des conducteurs	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	Phase-Neutre PEN-PE si incorporé dans un même câble multi-conducteurs
	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PE séparé

(*) ρ_{20} résistivité des conducteurs à 20 °C. 0,018 Ωmm²/m pour le cuivre et 0,029 Ωmm²/m pour l'aluminium.

(**) N la section du conducteur neutre est inférieure à celle des conducteurs de phase.

Figure 15: valeur de la résistivité r des conducteurs à prendre en considération selon le courant de court-circuit calculé, maximum ou minimum (cf UTEC15-105)

Mode de pose	Jeux de barres	Câble triphasé	Câbles unipolaires espacés	Câbles unipolaires serrés en triangle	3 câbles en nappe serrée	3 câbles en nappe espacée de «d»	d = 4r
Schéma							
Réactance linéique valeurs moyenne (en mΩ/m)	0.15	0.08	0.15	0,085	0.095	0.145	0.19
Réactance linéique valeurs extrêmes (en mΩ/m)	0.12-0.18	0.06-0.1	0.1-0.2	0,08-0.09	0,09-0,1	0.14-0.15	0.18-0.20

Figure 16 : valeur de la réactance des câbles selon le mode pose

avec un rapport 3 entre R_L et X_L , l'erreur sur Z_L est de 5,1 %.

L'exploitation des courbes de R_L et de X_L telles celles de la figure 17 permet de déduire les sections des câbles pour lesquelles l'impédance peut être assimilée à la résistance ou à la réactance.

Exemples :

- 1^{er} cas : câble triphasé, à 20 °C, dont les conducteurs sont en cuivre. Leur réactance est égale à 0.08 mΩ / m. Les courbes de R_L et de X_L (cf. fig. 17) montrent que l'impédance Z_L admet deux asymptotes : la droite R_L pour les faibles sections, et la droite $X_L = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$ pour les grandes sections. Pour de telles sections il est donc possible de considérer que la courbe de l'impédance Z_L se confond avec ses asymptotes. L'impédance du câble en question est alors assimilée, avec une erreur inférieure à 5,1 %, à :
 - une résistance pour les sections inférieures à 74 mm².
 - une réactance pour les sections supérieures à 660 mm².
- 2^{ème} cas : câble triphasé, à 20 °C, mais dont les conducteurs sont en aluminium. Comme précédemment, la courbe de l'impédance Z_L se confond avec ses asymptotes mais pour des sections respectivement

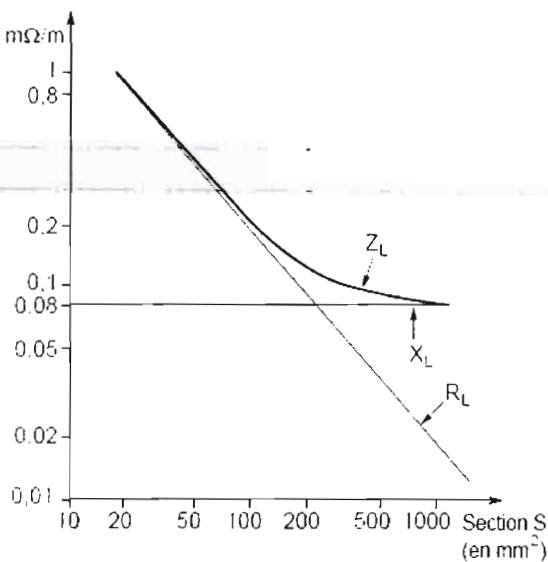


Fig. 17 : impédance Z_L d'un câble triphasé, à 20 °C, dont les conducteurs sont en cuivre.

inférieures à 120 mm² et supérieures à 1000 mm² (courbes non représentées).

Impédance des machines tournantes.

■ **Alternateurs synchrones**

Les impédances des machines sont généralement exprimées sous la forme d'un pourcentage telle que :

$I_{cc} / I_n = 100 / x$ (x est l'équivalent de u_{cc} des transformateurs).

Soit :

⑩ $Z = \frac{x}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}$ avec

U = tension composée à vide de l'alternateur.

S_n = puissance apparente (VA) de l'alternateur.

⑪ De plus, le R / X étant faible,

dé l'ordre de 0.05 à 0.1 en HTA et 0.1 à 0.2 en BT, l'impédance Z est confondue avec la réactance X. Des valeurs de x sont données dans le tableau de la figure 18 pour les turbo-alternateurs à rotor lisse et pour les alternateurs «hydrauliques» à pôles saillants (faibles vitesses).

A la lecture de ce tableau, on peut être surpris que les réactances permanentes de court-circuit dépassent 100 % (à ce moment là $I_{cc} < I_n$).

Mais l'intensité de court-circuit est essentiellement selfique, et fait appel à toute l'énergie réactive que peut fournir l'inducteur même surexcité, alors que l'intensité nominale véhicule surtout la puissance active fournie par la turbine (cos φ de 0.8 à 1).

■ **Moteurs et compensateurs synchrones**

Le comportement de ces machines en court-circuit est semblable à celui des alternateurs ;

⑫ Ils débitent dans le réseau, une intensité fonction de leur réactance en % (cf. figure 19).

■ **Moteurs asynchrones**

Un moteur asynchrone séparé brusquement du réseau maintient à ses bornes une tension qui s'amortit en quelques centièmes de seconde. Lorsqu'un court-circuit se produit à ces bornes, le moteur délivre alors une intensité qui s'annule encore plus rapidement avec une constante de temps d'environ :

- 2 / 100 s pour les moteurs à simple cage jusqu'à 100 kW.
- 3 / 100 s pour les moteurs à double cage, et ceux de plus de 100 kW.
- 3 à 10 / 100 s pour les très gros moteurs HT (1000 kW) à rotor bobiné.

	Réactance subtransitoire	Réactance transitoire	Réactance permanente
Turbo-alternateur	10-20	15-25	150-230
Alternateurs à pôles saillants	15-25	25-35	70-120

Fig. 18 : valeurs de réactances d'alternateurs, en %.



Le moteur asynchrone est donc, en cas de court-circuit, un générateur auquel on attribue une impédance (seulement subtransitoire) de 20 à 25 %.

Aussi, le grand nombre de moteurs BT de faible puissance unitaire présents dans les installations industrielles est un sujet de réflexion, car il est difficile de prévoir le nombre moyen de moteurs en service qui vont débiter dans le défaut au moment d'un court-circuit. Il est donc fastidieux et inutile de calculer individuellement le courant de retour de chaque moteur tenant compte de son impédance de liaison. C'est pourquoi il est d'usage (notamment aux USA) de considérer globalement la contribution au courant de défaut de l'ensemble des moteurs asynchrones BT d'une installation.

13 Ils sont alors comparés à une source unique, débitant sur le jeu de barres une intensité égale à I_{dm}/n fois la somme des intensités nominales de tous les moteurs installés.

Autres impédances.

■ Condensateurs

Une batterie de condensateurs shunt située à proximité du point de défaut se décharge en augmentant ainsi l'intensité de court-circuit. Cette décharge oscillante amortie est caractérisée par une première crête de valeur élevée se superposant à la première crête de l'intensité de court-circuit, et cela bien que sa fréquence soit très supérieure à celle du réseau. Mais selon la coïncidence de l'instant initial du défaut avec l'onde de tension deux cas extrêmes peuvent être envisagés :

- si cet instant coïncide avec un zéro de tension, le courant de décharge de court-circuit est asymétrique, avec une première crête d'amplitude maximale ;
- inversement, si cet instant coïncide avec un maximum de tension, la batterie débite une intensité se superposant à une première crête du courant de défaut de faible valeur, puisque symétrique.

Il est donc peu probable que, sauf pour des batteries très puissantes, cette superposition provoque une première crête plus importante que le courant de crête d'un défaut asymétrique. Ainsi pour le calcul du courant maximum de court-circuit, il n'est pas nécessaire de prendre en compte les batteries de condensateurs.

Mais il faut cependant s'en préoccuper, lors du choix de la technologie des disjoncteurs. En effet, lors de l'ouverture elles réduisent considérablement la fréquence propre du circuit et ont ainsi une incidence sur la coupure.

■ Appareillage

14 Certains appareils (disjoncteurs, contacteurs à bobine de soufflage, relais thermiques directs...) ont une impédance qui peut être prise en compte. Cette impédance n'est à retenir, lors du calcul de l'I_{cc}, que pour les appareils situés en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé et qui restent fermés (disjoncteurs sélectifs).

15 Par exemple, pour les disjoncteurs BT, une valeur de 0,15 mΩ pour la réactance est correcte, la résistance étant négligée.

Pour les appareils de coupure, une distinction doit être faite selon la rapidité de leur ouverture :

- certains appareils ouvrent très vite et ainsi réduisent fortement les courants de court-circuit, c'est le cas des disjoncteurs appelés «rapides-limiteurs», avec pour corollaire des efforts électrodynamiques et des contraintes thermiques pour la partie concernée de l'installation, très inférieurs aux maxima théoriques.
- d'autres, tels les disjoncteurs à déclenchement retardé, n'offrent pas cet avantage.

■ Arc de défaut

Le courant de court-circuit traverse souvent un arc, au niveau du défaut, dont la résistance est appréciable et très fluctuante : la chute de tension d'un arc de défaut varie entre 100 et 300 volts.

En HT, cette valeur est négligeable par rapport à la tension du réseau, et l'arc n'a pas d'influence réductrice sur l'intensité de court-circuit.

En BT, par contre, le courant réel d'un défaut avec arc est d'autant plus limité par rapport au courant calculé (défaut franc, boulonné) que la tension est plus basse.

16 Par exemple, l'arc créé lors d'un court-circuit entre conducteurs ou dans un jeu de barres peut réduire l'intensité du courant de court-circuit présumé de 20 à 50 % et parfois de plus de 50 % pour les tensions nominales inférieures à 440 V. Ce phénomène très favorable en BT, pour 90 % des défauts, ne peut cependant pas être pris en compte pour la détermination du PdC car 10 % des défauts se produisent à la

	Réactance subtransitoire	Réactance transitoire	Réactance permanente
Moteurs grandes vitesses	15	25	80
Moteurs petites vitesses	35	50	100
Compensateurs	25	40	160

Fig. 19 : réactances en % des moteurs et compensateurs synchrones.

fermeture d'un appareil sur défaut franc, sans arc. Par contre, il doit être pris en compte dans le calcul du courant de court-circuit minimum.

■ Impédances diverses

D'autres éléments peuvent ajouter des impédances non négligeables. C'est le cas des filtres antiharmoniques et des selfs destinées à

limiter le courant de court-circuit, dont il faut bien entendu tenir compte dans le calcul, mais aussi des transformateurs de courant à primaire bobiné dont l'impédance varie selon le calibre et la construction.

2.3 Relations entre les impédances des différents étages de tension d'une installation

Impédances fonction de la tension

La puissance de court-circuit S_{cc} en un point déterminé du réseau est définie par :

$$S_{cc} = U \cdot I \sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{cc}}$$

Cette expression de la puissance de court-circuit implique par définition que S_{cc} est invariable en un point donné du réseau, quelle que soit la tension. Et l'expression

$$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$

implique que toutes les impédances doivent être calculées en les rapportant à la tension du point de défaut, d'où une certaine complication, source d'erreurs dans les calculs concernant des réseaux à deux ou plusieurs niveaux de tension. Ainsi, l'impédance d'une ligne HT doit être multipliée par la carré de l'inverse du rapport de transformation, pour le calcul d'un défaut côté BT du transformateur :

$$Z_{BT} = Z_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2$$

Une méthode simple permet d'éviter ces difficultés : celle dite des impédances relatives proposée par H. Rich.

Calcul des impédances relatives

Il s'agit d'une méthode de calcul permettant d'établir une relation entre les impédances des différents étages de tension d'une installation électrique.

Cette méthode repose sur la convention suivante : les impédances (en ohms) sont divisées par le carré de la tension composée (en volts) à laquelle est porté le réseau au point où elles sont en service : elles deviennent des impédances relatives.

■ Pour les lignes et les câbles, les résistances et les réactances relatives sont :

$$R_R = \frac{R}{U^2} \text{ et } X_R = \frac{X}{U^2}$$

avec R en ohm et U en volt.

■ Pour les transformateurs, l'impédance s'exprime à partir de leurs tensions de court-circuit u_{cc} et de leurs puissances nominales S_n :

$$Z = \frac{U^2}{S_n} \times \frac{u_{cc}}{100}$$

■ Pour les machines tournantes, la formule est identique. X représente l'impédance exprimée en %.

■ Pour l'ensemble, après avoir composé toutes les impédances relatives, la puissance de court-circuit s'établit d'après :

$$S_{cc} = \frac{1}{\sum Z_R} \text{ d'où l'on déduit l'intensité de}$$

défaut I_{cc} au point de tension U :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sum Z_R}$$

$\sum Z_R$ représente la composition (et non pas la somme) de toutes les impédances relatives amonts.

Donc $\sum Z_R$ est l'impédance relative du réseau amont vue du point de tension U.

Ainsi, S_{cc} est la puissance de court-circuit en VA au point de tension U.

Par exemple, si l'on considère le schéma simple de la figure 20 au point A :

$$S_{cc} = \frac{U_{BT}^2}{Z_T \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 + Z_C}$$

d'où

$$S_{cc} = \frac{1}{\frac{Z_T}{U_{HT}^2} + \frac{Z_C}{U_{BT}^2}}$$

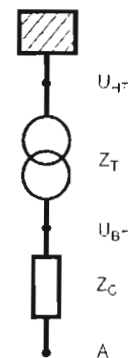


Fig. 20 : calcul de S_{cc} au point A

Annexe 4

Mode de pose en basse tension

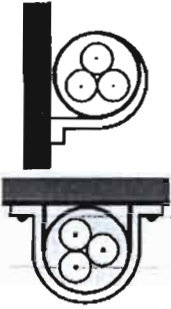
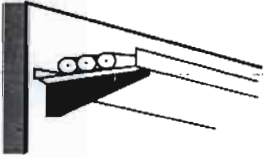
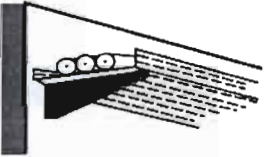
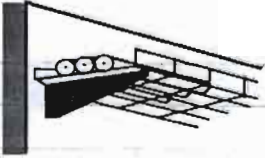
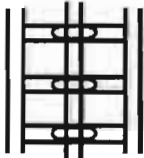
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection		Facteurs de correction			
					f_0	à appliquer		
	Câbles mono ou multiconducteurs avec ou sans armure :							
	- fixés sur un mur	11	C	1	f_1	f_4	f_5	
	- fixés à un plafond	11A	C	0.95	f_1	f_4	f_5	
	- sur des chemins de câbles ou tablettes non perforés	12	C		1	f_1	f_4	f_5
			câbles					
			multi-conducteurs	mono-conducteurs				
	- sur des chemins de câbles ou tablettes perforés en parcours horizontal ou vertical	13	E	F	1	f_1	f_4	f_5
	- sur des corbeaux	14	E	F	1	f_1	f_4	f_5
	- sur des échelles à câbles	16	E	F	1	f_1	f_4	f_5

Tableau 3-1 : mode de pose pour les lettres de section C, E et F

d'une phase sous la tension simple du réseau. Le calcul d'I_{cc3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U. L'intensité I_{cc2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3} = 0.86 I_{cc3}$$

Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple

$$V = U / \sqrt{3}$$

L'intensité I_{cc1} débitée est alors :

$$I_{cc1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{cc} (par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zig zag ou d'un alternateur en régime subtransitoire).

L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.

Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z₀.

Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite,

l'intensité I_{ccH} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé.

Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT).

2.2 Détermination des diverses impédances de court-circuit

Le principe de cette méthode consiste à déterminer les courants de court-circuit à partir de l'impédance que représente le «circuit» parcouru par le courant de court-circuit. Cette impédance se calcule après avoir totalisé séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source d'alimentation du circuit, jusqu'au point considéré.

(Les numéros X permettent, à partir de l'exemple placé en fin de chapitre, de retrouver les explications données dans le texte.)

Impédances du réseau

■ Impédance du réseau amont

Dans la plupart des calculs, on ne remonte pas au-delà du point de livraison de l'énergie. La connaissance du réseau amont se limite alors généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir uniquement la puissance de court-circuit S_{cc} (en MVA).

L'impédance équivalente du réseau amont est :

① $Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$

U est la tension composée du réseau non chargé.

La résistance et la réactance amont se déduisent à partir de Ra / Za en HT par :

Ra / Za ≈ 0.3 en 6 kV.

Ra / Za ≈ 0.2 en 20 kV.

Ra / Za ≈ 0.1 en 150 kV.

Or, $X_a = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}$, d'où

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2}$$

② Pour 20 kV, on a donc

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - (0.2)^2} = 0.980$$

$$X_a = 0.980 Z_a$$

d'où l'approximation $X_a = Z_a$.

■ Impédance interne du transformateur

L'impédance se calcule à partir de la tension de court-circuit u_{cc} exprimée en % :

③ $Z_T = u_{cc} \cdot \frac{U^2}{S_n}$ avec

U = tension composée à vide du transformateur.

S_n = puissance apparente du transformateur.

U · u_{cc} = tension qu'il faut appliquer au primaire du transformateur pour que le secondaire soit parcouru par l'intensité nominale I_n, les bornes secondaires BT étant court-circuitées.

Pour les transformateurs HTA / BT de distribution publique des valeurs de u_{cc} sont fixées (cf. fig. 13) par EDF (HN52 S20) et publiées au niveau européen (HD 428.1S1). A ce sujet il faut noter que la précision de ces valeurs influe immédiatement sur le calcul de l'I_{cc} puisque une erreur de x % sur u_{cc} induit une erreur du même ordre (x %) sur Z_T.

Puissance du transformateur HTA/BT(en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tension de court-circuit u _{cc} (en %)	4	4.5	5	5.5	6	7

Figure 13 : tension de court-circuit U_{cc} normalisée pour les transformateurs HTA/BT de distribution publique



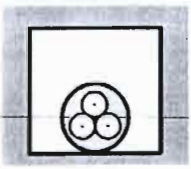
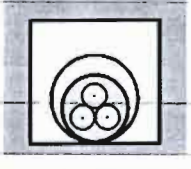
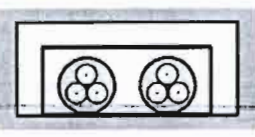
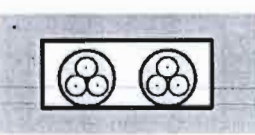
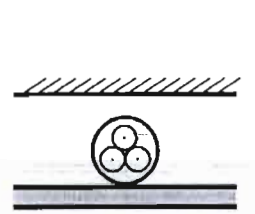
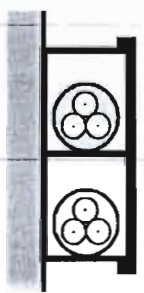

Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_1	f_4	f_5	
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des vides de construction	21	B	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits dans des vides de construction	22A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_6
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés dans des vides de construction	23A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_6
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés noyés dans la construction	24A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_7
	<i>Câbles mono ou multiconducteurs :</i> - dans des faux-plafonds - dans des plafonds suspendus	25	B	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des goulottes fixées aux parois : - en parcours horizontal	31A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--
	- en parcours vertical	32A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--

Tableau 3-2: mode de pose pour la lettre de section B

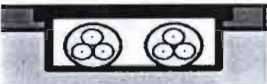
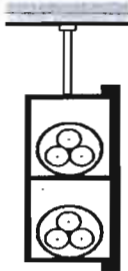
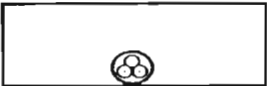
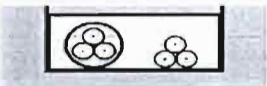
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_1	f_4	f_5	
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des goulottes encastrées dans des planchers	33A	B	0.9	f_1	f_4	f_5	--
	Câble mono ou multi-conducteurs dans des goulottes suspendues	34A	B	0.9	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles multiconducteurs dans des caniveaux fermés, en parcours horizontal ou vertical	41	B	0.95	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des caniveaux ouverts ou ventilés	43	B	1	f_1	f_4	f_5	--

Tableau 3-2(suite) : mode de pose la lettre de section B



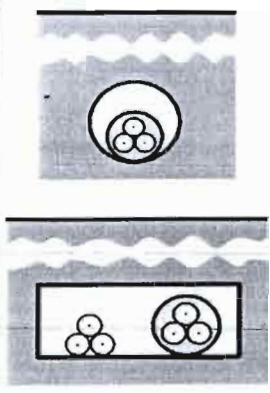
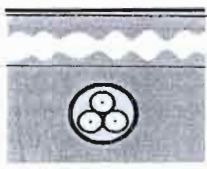
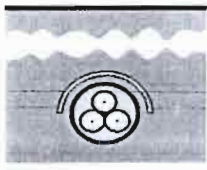
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_2	f_3	f_8	f_9
	<p>Câbles mono ou multi-conducteurs dans des conduits ou dans des conduits profilés enterrés</p>	61	D	0.8	f_2	f_3	f_8	f_9
	<p>Câbles mono ou multi-conducteurs enterrés sans protection mécanique complémentaire</p>	62	D	1	f_2	f_3	f_{10}	--
	<p>Câbles mono ou multiconducteurs enterrés avec protection mécanique complémentaire</p>	63	D	1	f_2	f_3	f_{10}	--

Tableau 3-3 : mode de pose pour la lettre de section D

Lettre de sélection	Isolant et nombre de conducteurs chargés								
	B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2		
C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2	
F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
Section (mm ²) <i>Cuivre</i>									
1.5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
2.5	21	24	25	27	30	31	33	36	
4	28	32	34	36	40	42	45	49	
6	36	41	43	48	51	54	58	63	
10	50	57	60	63	70	75	80	86	
16	68	76	80	85	94	100	107	115	
25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
150		299	319	344	371	395	441	473	504
185		341	364	392	424	450	506	542	575
240		403	430	461	500	538	599	641	679
300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940
500					749	868	946		1083
630					855	1005	1088		1254
Section (mm ²) <i>Aluminium</i>									
2.5	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	
4	22	25	26	28	31	32	35	38	
6	28	32	33	36	39	42	45	49	
10	39	44	46	49	54	58	62	67	
16	53	59	61	66	73	77	84	91	
25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150		227	245	261	283	304	324	346	389
185		259	280	298	323	347	371	397	447
240		305	330	352	382	409	439	470	530
300		351	381	406	440	471	508	543	613
400					526	600	663		740
500					610	694	770		856
630					711	808	899		996

Tableau 3-4 : courants admissibles (en ampère) pour les canalisations dans les conditions standards d'installation (f_0 à $f_{10} = 10$) pour les lettres de section B, C, E et F

Annexe 5

Mode de pose en moyenne tension

Section nominale (mm ²)	Isolé PVC			Isolé PE ^(*)			Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
10	80	89	71	86	97	76	99	110	93
16	105	115	95	110	125	100	125	145	120
25	135	150	125	140	160	130	165	185	160
35	160	180	150	170	195	160	195	225	200
50	190	215	180	200	230	190	230	265	235
70	235	265	230	245	285	240	285	325	295
95	285	320	280	295	340	295	340	390	360
120	320	365	320	335	385	340	385	445	420
150	360	410	370	375	435	385	430	500	475
185	410	470	425	425	490	445	485	560	550
240	475	540	500	490	570	530	560	650	650
300	540	610	580	550	640	600	630	730	740
400	610	700	670	600	690	700	720	840	860
500	680	780	760	700	810	790	800	940	990
630	770	880	870	790	920	920	910	1 060	1 140
800	850	980	990	870	1 010	1 040	1 000	1 170	1 300
1 000	930	1 070	1 110	950	1 100	1 160	1 100	1 270	1 450
1 200	980	1 130	1 210	1 000	1 160	1 260	1 160	1 350	1 570
1 400	1 030	1 190	1 290	1 050	1 220	1 350	1 220	1 420	1 680
1 600	1 080	1 250	1 360	1 100	1 280	1 420	1 280	1 480	1 770
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	69	55	67	76	59	77	87	72
16	80	89	73	86	97	78	98	110	95
25	105	115	96	110	125	100	125	145	125
35	125	140	115	130	150	125	150	175	150
50	150	170	140	160	180	150	180	205	185
70	180	205	175	190	220	185	220	250	230
95	220	250	215	230	265	230	260	300	280
120	250	285	250	260	300	265	300	345	325
150	280	320	285	290	335	300	335	385	370
185	320	365	330	330	380	345	380	440	425
240	370	425	390	385	445	410	440	510	510
300	420	485	455	435	500	470	500	580	580
400	480	550	530	495	580	550	570	660	680
500	540	630	610	560	650	640	640	750	790
630	620	720	710	640	750	750	740	860	920
800	700	810	820	720	840	860	830	970	1 070
1 000	780	900	940	800	930	980	920	1 070	1 220
1 200	840	970	1 030	860	1 000	1 080	990	1 150	1 340
1 400	890	1 030	1 110	910	1 060	1 160	1 050	1 230	1 450
1 600	940	1 080	1 180	950	1 110	1 230	1 100	1 290	1 530

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par:
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau 4-1 : courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12kV)

Isolé PE ^x			Section nominale (mm ²)	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3) ^x		Cuivre	(1)	(2)
110	125	105	16	125	140	130
140	160	135	25	165	185	170
170	195	165	35	195	220	200
200	230	200	50	230	260	245
250	280	250	70	280	320	305
295	335	300	95	335	385	375
335	385	350	120	385	440	425
375	430	395	150	430	495	485
425	490	455	185	490	560	560
490	560	530	240	560	650	660
550	640	610	300	640	730	750
630	720	710	400	720	830	870
700	810	810	500	810	940	1 000
790	920	930	630	910	1 060	1 150
870	1 010	1 050	800	1 010	1 170	1 300
960	1 100	1 180	1 000	1 110	1 280	1 470
1 010	1 170	1 270	1 200	1 180	1 360	1 590
1 070	1 240	1 360	1 400	1 240	1 440	1 700
1 110	1 290	1 430	1 600	1 290	1 500	1 790
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
86	96	81	16	98	110	99
110	125	105	25	125	140	130
130	150	130	35	150	170	160
155	180	155	50	180	205	190
190	220	190	70	220	250	235
230	260	235	95	260	300	290
260	300	270	120	300	340	330
290	335	305	150	335	385	375
330	380	355	185	380	435	430
385	445	420	240	440	510	510
435	500	480	300	500	570	590
495	570	560	400	570	660	680
560	650	650	500	640	740	790
640	740	750	630	740	850	930
720	830	860	800	830	960	1 060
800	930	990	1 000	930	1 070	1 230
860	1 000	1 090	1 200	1 000	1 160	1 350
920	1 060	1 170	1 400	1 060	1 230	1 450
960	1 110	1 240	1 600	1 110	1 290	1 540

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par:
1.05 pour les colonnes (1) et (2)
1.06 pour la colonne (3)

Tableau 4-2 : courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale 18/30 (36) kV

Section nominale (mm ²)	Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)
16	125	140	125
25	160	175	160
35	190	210	195
50	225	250	230
70	270	305	280
95	330	370	345
120	370	420	395
150	415	465	450
185	465	525	510
240	540	610	600
Aluminium	(1)	(2)	(3)
16	96	105	95
25	125	135	125
35	145	165	150
50	175	195	175
70	210	235	220
95	255	285	265
120	290	325	305
150	320	360	345
185	360	410	395
240	420	475	470

Tableau 4-3 : courants admissibles dans les câbles tripolaire à champ radial de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV

Annexe 6

Valeurs des courants de surintensités admissibles dans des écrans de câbles :

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15 (17,5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s
Section du conducteur mm ²												
16	1 100	900	650	1 350	1 000	800	1 800	1 400	1 100			
25	1 200	950	700	1 400	1 050	800	1 800	1 400	1 100			
35	1 400	1 000	900	1 650	1 250	1 000	1 850	1 400	1 100			
50	1 600	1 150	1 000	1 750	1 350	1 050	1 950	1 450	1 150	2 500	1 950	1 550
70	1 750	1 250	1 050	1 900	1 450	1 150	2 100	1 600	1 250	2 700	2 050	1 650
95	1 850	1 350	1 100	2 050	1 550	1 200	2 200	1 700	1 300	2 800	2 150	1 700
120	1 900	1 400	1 150	2 150	1 650	1 300	2 500	1 950	1 550	3 100	2 400	1 900
150	2 150	1 650	1 300	2 400	1 850	1 500	2 600	2 000	1 600	3 150	2 450	1 950
185	2 400	1 850	1 450	2 600	2 000	1 600	2 750	2 150	1 700	3 350	2 600	2 100
240	2 700	2 050	1 650	2 800	2 150	1 700	3 100	2 400	1 950	3 600	2 750	2 200
300	2 800	2 150	1 750	3 150	2 450	1 950	3 300	2 550	2 050	3 800	2 950	2 350
400	3 050	2 350	1 800	3 450	2 650	2 150	3 650	2 800	2 250	4 200	3 300	2 650
500	3 400	2 550	1 950	3 800	2 950	2 350	4 100	3 200	2 550	4 550	3 550	2 850
630	3 750	3 000	2 300	4 250	3 300	2 650	4 450	3 450	2 800	4 950	3 850	3 100
800	4 400	3 400	2 600	4 650	3 600	2 900	4 850	3 750	3 000	5 300	4 150	3 300
1 000	5 100	3 900	3 050	5 200	4 050	3 250	5 350	4 200	3 350	5 850	4 550	3 650
1 200	5 350	4 100	3 300	5 450	4 250	3 400	5 650	4 400	3 550	6 150	4 800	3 850
1 400	5 600	4 400	3 550	5 900	4 550	3 650	6 050	4 700	3 800	6 550	5 100	4 100
1 600	6 000	4 700	3 800	6 200	4 850	3 900	6 400	5 000	4 000	6 900	5 350	4 300

Tableau 4-4 : câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolant PR ou EPR courant de court-circuit admissible dans l'écran (A)



Tension assignée	6/10 (12) kV			8.7/15 (17.5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
	0.5 s	1 s	2 s	0.5 s	1 s	2 s	0.5 s	1 s	2 s	0.5 s	1 s	2 s
Section du conducteur mm²												
16	800	650	490	1 000	740	560	1 200	870	660			
25	900	700	510	1 000	750	570	1 200	870	660			
35	1 000	750	540	1 100	800	600	1 200	880	660			
50	1 100	800	580	1 150	840	640	1 250	1 000	770	1 750	1 300	990
70	1 300	920	700	1 350	990	760	1 450	1 100	820	1 750	1 300	1 000
95	1 350	1 000	750	1 450	1 050	820	1 550	1 150	880	2 050	1 550	1 200
120	1 450	1 050	800	1 500	1 150	860	1 650	1 200	930	2 150	1 650	1 230
150	1 550	1 100	840	1 600	1 200	910	1 700	1 300	1 000	2 250	1 700	1 300
185	1 650	1 150	900	1 700	1 250	970	2 000	1 500	1 200	2 350	1 800	1 400
240	1 800	1 450	1 100	2 000	1 550	1 200	2 150	1 650	1 250	2 650	2 050	1 600
300	2 000	1 550	1 200	2 150	1 650	1 300	2 300	1 750	1 350	2 800	2 150	1 700
400	2 300	1 750	1 400	2 600	2 000	1 550	2 650	2 050	1 600	3 000	2 300	1 800
500	2 550	1 900	1 500	2 900	2 200	1 750	3 050	2 350	1 850	3 400	2 600	2 050
630	2 750	2 050	1 550	3 000	2 300	1 800	3 150	2 400	1 900	3 500	2 650	2 050
800	3 000	2 250	1 700	3 300	2 500	2 000	3 450	2 600	2 100	3 700	2 800	2 200
1 000	3 300	2 400	1 800	3 500	2 700	2 100	3 650	2 800	2 200	3 950	3 000	2 400
1 200	3 550	2 550	1 900	3 700	2 850	2 200	3 850	2 950	2 300	4 200	3 200	2 550
1 400	3 650	2 750	2 000	3 900	3 000	2 350	4 050	3 100	2 450	4 350	3 350	2 650
1 600	3 750	2 850	2 100	4 000	3 100	2 400	4 150	3 200	2 500	4 500	3 400	2 700

Tableau 4-5 : câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolant PE courant de court-circuit admissible dans l'écran (A)



Annexe 7

Volland AG, CH-8153 Rümlang, Ifangstrasse 103, Tel. 044/817 97 97 Fax 044/817 97 00
www.volland.ch



La technique des câbles

Kabeltechnik mit System

Industriesicherungen aM

nach IEC Standard

Zylindersicherungen NHS, Abschaltung träge, Klasse aM, für Motorschutz

Cartouches fusibles industrielles aM standard CEI

Fusibles cylindriques HPC, fusion retardée, classe aM, fusibles protection moteur



Sicherungen träge aM			Fusibles retardés aM				VE Stk	Preis Fr./Stk
Art. Nr.	A	Spannung, Schaltvermögen	Grosse	Melder	Normen	Fassende Sicherungstrenner		
no. Art.	A	Tension, pouvoir de coupure	Taille	Indicateur	Normes	Sectionneur correspondant	UE pcs.	Prix Fr./pcs
F217171J	1	500 VAC, 120 kA	10 x 38	ohne	CE	MSC.10	10	2.00
H218714J	2	500 VAC, 120 kA	10 x 38	sans	CE	MSC.10	10	1.70
W219232J	4	500 VAC, 120 kA	10 x 38	ohne	CE	MSC.10	10	1.70
F222208J	6	500 VAC, 120 kA	10 x 38	sans	CE	MSC.10	10	1.70
Z201295J	8	500 VAC, 120 kA	10 x 38	ohne	CE	MSC.10	10	1.70
Y211552J	10	500 VAC, 120 kA	10 x 38	sans	CE	MSC.10	10	1.70
A213601J	12	500 VAC, 120 kA	10 x 38	ohne	CE	MSC.10	10	1.70
F214618J	16	500 VAC, 120 kA	10 x 38	sans	CE	MSC.10	10	1.70
X216151J	20	500 VAC, 120 kA	10 x 38	ohne	CE	MSC.10	10	1.70
G217172J	25	400 VAC, 120 kA	10 x 38	sans	CE	MSC.10	10	1.70
J218715J	32	400 VAC, 120 kA	10 x 38	ohne	CE	MSC.10	10	2.20
S215135J	6	690 VAC, 80 kA	14 x 51	sans	CE	CMS.14	10	2.70
Z216659J	10	690 VAC, 80 kA	14 x 51	ohne	CE	CMS.14	10	2.70
M217177J	12	690 VAC, 80 kA	14 x 51	sans	CE	CMS.14	10	2.70
Q217686J	16	690 VAC, 80 kA	14 x 51	ohne	CE	CMS.14	10	2.70
P218720J	20	690 VAC, 80 kA	14 x 51	sans	CE	CMS.14	10	2.70
E219769J	25	690 VAC, 80 kA	14 x 51	ohne	CE	CMS.14	10	2.70
M222214J	32	500 VAC, 120 kA	14 x 51	sans	CE	CMS.14	10	2.90
Q200758J	40	500 VAC, 120 kA	14 x 51	ohne	CE	CMS.14	10	2.90
L211035J	45	500 VAC, 120 kA	14 x 51	sans	CE	CMS.14	10	3.00
E211558J	50	400 VAC, 120 kA	14 x 51	ohne	CE	CMS.14	10	3.00
M211565J	16	690 VAC, 80 kA	22 x 58	sans	CE	CMS.22	10	5.00
S212076J	20	690 VAC, 80 kA	22 x 58	ohne	CE	CMS.22	10	5.00
J212597J	25	690 VAC, 80 kA	22 x 58	sans	CE	CMS.22	10	5.00
V213113J	32	690 VAC, 80 kA	22 x 58	ohne	CE	CMS.22	10	5.00
N213613J	40	690 VAC, 80 kA	22 x 58	sans	CE	CMS.22	10	5.00
R214122J	50	690 VAC, 80 kA	22 x 58	ohne	CE	CMS.22	10	5.00
C215650J	63	690 VAC, 80 kA	22 x 58	sans	CE	CMS.22	10	5.60
H216667J	80	690 VAC, 80 kA	22 x 58	ohne	CE	CMS.22	10	5.60
Y217693J	100	500 VAC, 120 kA	22 x 58	sans	CE	CMS.22	10	5.80
J218209J	125	400 VAC, 120 kA	22 x 58	ohne	CE	CMS.22	10	5.80

Kabel
Câbles

Kabelführungsketten
Chaines guide câbles

Steckverbinder
Connecteurs

Verschraubungen/Schläuche
Pressé-étoupes/gaines

Kabelzubehör
Accessoires pour câbles

Werkzeuge und Maschinen
Outils et machines





cartouches industrielles cylindriques type gG



➕ *Caractéristiques techniques (p. 703)
Dimensions (p. 702)*

cartouches industrielles cylindriques type aM



➕ *Caractéristiques techniques (p. 703)
Dimensions (p. 702)*

Emb.	Ref.		Cylindriques type gG		
			Conformes aux normes NF C 60-200, EN 60269-1, CEI 60269-1		
			Pour protection d'installations		
	Sans voyant	Avec voyant	Calibre (A)	Tension (V)	Pouvoir de coupure (kA)
	8 x 32⁽¹⁾				
10	123 01		1	400	20 000
10	123 02	124 02	2		
10	123 04	124 04	4		
10	123 06	124 06	6		
10	123 08	124 08	8		
10	123 10	124 10	10		
10	123 12	124 12	12		
10	123 16	124 16	16		
10	123 20 ⁽²⁾	124 20 ⁽²⁾	20		
			Conformes aux normes NBN C 63-269-1 et 2 - NFC 60 200 - 63 210/211 - CEI 60269-1, 2 et 2.1.		
			Agrées Bureau Veritas		
			HPC (Haut Pouvoir de Coupure)		
	10 x 38 HPC				
10	133 94		0,6	500	100 000
10	133 01		1		
10	133 02	134 02	2		
10	133 04	134 04	4		
10	133 06	134 06	6		
10	133 08	134 08	8		
10	133 10	134 10	10		
10	133 12	134 12	12		
10	133 16	134 16	16		
10	133 20	134 20	20		
10	133 25	134 25	25		
	Sans perçuteur	Avec perçuteur			
	14 x 51 HPC				
10	143 02		2	500	100 000
10	143 04	145 04	4		
10	143 06	145 06	6		
10	143 10	145 10	10		
10	143 16	145 16	16		
10	143 20	145 20	20		
10	143 25	145 25	25		
10	143 32	145 32	32		
10	143 40	145 40	40		
10	143 50	145 50	50		
	22 x 58 HPC				
10	153 04		4	500	100 000
10	153 06		6		
10	153 10	155 10	10		
10	153 16	155 16	16		
10	153 20	155 20	20		
10	153 25	155 25	25		
10	153 32	155 32	32		
10	153 40	155 40	40		
10	153 50	155 50	50		
10	153 63	155 63	63		
10	153 80	155 80	80		
10	153 96	155 96	100		
10	153 97	155 97	125	400	

(1) Appareils dénommés « 8, 5x 31,5 »
(2) Conformes à la norme NFC 61-203
(3) Sans marquage sur la cartouche

Emb.	Ref.		Cylindriques type aM				
			Conformes aux normes NF C 60-200, EN 60269-1, CEI 60269-1				
			Agrées Bureau Veritas				
			Pour protection des moteurs				
	Sans perçuteur	Avec perçuteur	Calibre (A)	Tension (V)	Pouvoir de coupure (kA)		
	8 x 32⁽¹⁾						
10	120 01		1	400	20 000		
10	120 02		2				
10	120 04		4				
10	120 06		6				
10	120 08		8				
10	120 08		10				
10	120 10		10				
			Conformes aux normes NBN C 63-269-1 et 2 - NFC 60 200 - 63 210/211 - CEI 60269-1, 2 et 2.1.				
			Agrées Bureau Veritas				
			HPC (Haut Pouvoir de Coupure)				
	10 x 38 HPC						
10	130 92		0,25	500	100 000		
10	130 95		0,50				
10	130 01		1				
10	130 02		2				
10	130 04		4				
10	130 06		6				
10	130 08		8				
10	130 10		10				
10	130 12		12				
10	130 15		16				
10	130 20 ⁽²⁾		20	400			
10	130 25 ⁽²⁾		25	400			
	14 x 51 HPC						
10	140 02	141 02	2	500	100 000		
10	140 04	141 04	4				
10	140 06	141 06	6				
10	140 08	141 08	8				
10	140 10	141 10	10				
10	140 12	141 12	12				
10	140 16	141 16	16				
10	140 20	141 20	20				
10	140 25	141 25	25				
10	140 32	141 32	32				
10	140 40	141 40	40				
10	140 45	141 45	45	400			
10	140 50	141 50	50	400			
	22 x 58 HPC						
10	150 16	151 16	16	500	100 000		
10	150 20	151 20	20				
10	150 25	151 25	25				
10	150 32	151 32	32				
10	150 40	151 40	40				
10	150 50	151 50	50				
10	150 63	151 63	63				
10	150 80	151 80	80				
10	150 96	151 96	100				
10	150 97	151 97	125			400	
	Neutres						
10	123 00		8 x 32 ⁽¹⁾				
10	123 00		10 x 38				
10	143 00		14 x 51				
10	153 00		22 x 58				





cartouches industrielles à couteaux type gG

cartouches industrielles à couteaux type aM



163 25

163 50

163 80

163 55

163 84

163 84

⊕ Caractéristiques techniques (p. 703)
Dimensions (p. 702)

⊕ Caractéristiques techniques (p. 703)
Dimensions (p. 702)

Conformes aux normes NBN C 63-289-1 et 2
NFC 60 200 et 63 210 - CEI 60269-1, 2 et 2.1 - VDE 0636-21
Agréées Bureau Veritas
HPC (Haut Pouvoir de Coupure)

Conformes aux normes NBN C 63-289-1 et 2
NFC 60 200 et 63 210 - CEI 60269-1, 2 et 2.1 - VDE 0636-22
Agréées Bureau Veritas
HPC (Haut Pouvoir de Coupure)

Emb.	Ref.		A couteaux type gG (CEI) /gL (VDE)		
	Avec voyant	Avec percuteur	Calibre (A)	Tension (V)	Pouvoir de coupure (kA)
			Taille 00		
10	163 18		25	500	120 000
10	163 20		32		
10	163 22		36		
10	163 25		40		
10	163 30		50		
10	163 35		63		
10	163 40		80		
10	163 45		100		
10	163 50		125		
10	163 55		160		
3	168 35	169 35	63	500	120 000
3	168 40	169 40	80		
3	168 45	169 45	100		
3	168 50	169 50	125		
3	168 55	169 55	160		
3	168 60		200		
3	173 50	174 50	125	500	120 000
3	173 55	174 55	160		
3	173 60	174 60	200		
3	173 65	174 65	250		
3	178 60	179 60	200	500	120 000
3	178 65	179 65	250		
3	178 70	179 70	315		
3	178 75	179 75	400		
3	181 25	181 75	500	500	120 000
3	181 50	181 80	630		
			Taille 4		
1	185 80	630	500	120 000	
1	185 65	800			
1	185 90	1000			
1	185 95	1250			

(1) Surcollochage formicamate

Emb.	Ref.		A couteaux type aM		
	Avec voyant	Avec percuteur	Calibre (A)	Tension (V)	Pouvoir de coupure (kA)
			Taille 00		
3	160 22		36	500	120 000
3	160 25		40		
3	160 30		50		
3	160 35		63		
3	160 40		80		
3	160 45		100		
3	160 50		125	400	
			Taille 0		
3	166 35	166 35	63	500	120 000
3	166 40	166 40	80		
3	166 45	166 45	100		
3	166 50	166 50	125		
3	166 55	166 55	160		
3	170 60	171 50	125	500	120 000
3	170 65	171 55	160		
3	170 60	171 60	200		
3	170 65	171 65	250		
3	175 60	176 60	200	500	120 000
3	175 65	176 65	250		
3	175 70	176 70	315		
3	175 75	176 75	400		
3	180 25	180 75	500	500	120 000
3	180 30	180 80	630		
			Taille 3		
1	184 80	630	500	120 000	
1	184 85	800			
1	184 90	1000			
			Taille 4		
			Avec encoche sur couteau pour serrage forcé		
10	163 04		Neutres à couteaux		
1	168 04		Taille 00 surmoulage plastique		
1	173 04		Taille 0		
1	178 04		Taille 1		
1	181 04		Taille 2		
1	185 04		Taille 3		
1	185 04		Taille 4		



Annexe 8

Canalisations	Colonnes	Cuivre		Aluminium	
		A	B	A	B
Câbles tripolaires à champ non radial	(1)	0.540	1.446	0.549	1.321
	(2)	0.543	1.492	0.544	1.386
	(3)	0.588	1.371	0.598	1.293
3 câbles unipolaires	(1)	0.556	1.269	0.571	1.130
	(2)	0.567	1.286	0.573	1.179
	(3)	0.587	1.196	0.605	1.064
Câbles tripolaires à champ radial	(1)	0.581	1.215	0.594	1.089
	(2)	0.573	1.264	0.578	1.155
	(3)	0.600	1.117	0.608	1.004

Tableau 4-6 : **valeurs des coefficients A et B pour les câbles isolés au papier imprégné**

Surtension

5.3.2.1. Elévation du potentiel des masses BT suite à un défaut MT dans le poste de transformation

Dans ce paragraphe, on se propose d'étudier les surtensions en BT résultant d'un défaut à la terre côté MT dans un poste MT/BT et les mesures à prendre pour la protection du matériel et des personnes, en conformité avec la CEI 364-4-442.

Les valeurs des élévations du potentiel des masses du poste et de l'installation BT dépendent des valeurs des résistances des prises de terre, des intensités du courant de défaut et du schéma de liaison à la terre.

■ mise à la terre dans les postes de transformation

Une seule prise de terre doit être réalisée dans un poste de transformation, à laquelle doivent être reliés :

- la cuve du transformateur
- les revêtements métalliques des câbles à haute tension
- les conducteurs de terre des installations à haute tension
- les masses des matériels à haute tension et à basse tension
- les éléments conducteurs.

■ symboles

Dans les paragraphes suivants, les symboles utilisés ont la signification suivante :

I_m : partie du courant de défaut à la terre dans l'installation à haute tension qui s'écoule par la prise de terre des masses du poste de transformation

R_p : résistance de la prise de terre des masses du poste de transformation

U : tension entre phase et neutre de l'installation à basse tension

U_{ϕ} : tension entre phases de l'installation à basse tension

U_f : tension de défaut dans l'installation à basse tension, entre les masses et la terre

U_1 : contrainte de tension dans les matériels à basse tension du poste de transformation

U_2 : contrainte de tension dans les matériels à basse tension de l'installation

■ schémas $TN-a$ et $IT-a$ (voir fig. 5-54)

Correspondance avec la norme C13 100 : $TN-a \rightarrow TNR$; $IT-a \rightarrow ITR$

Dans ces deux schémas, les prises de terre du poste, du neutre et des masses de l'installation sont confondues. À l'intérieur de la zone équipotentielle, les potentiels du sol et des masses s'élèvent simultanément, la tension de contact U_f est alors nulle.

Par contre, en dehors de cette zone, le potentiel du sol reste égal à celui de la terre profonde, tandis que le potentiel des masses s'élève à $U_f = R_p I_m$.

Ainsi, lorsqu'il existe des masses en dehors de la zone équipotentielle et que la tension de contact $U_f = R_p I_m$ ne peut pas être éliminée dans le temps défini par les tableaux 2-3-a et 2-3-b, les schémas $TN-a$ et $IT-a$, ne sont pas acceptables vis-à-vis de la protection des personnes.

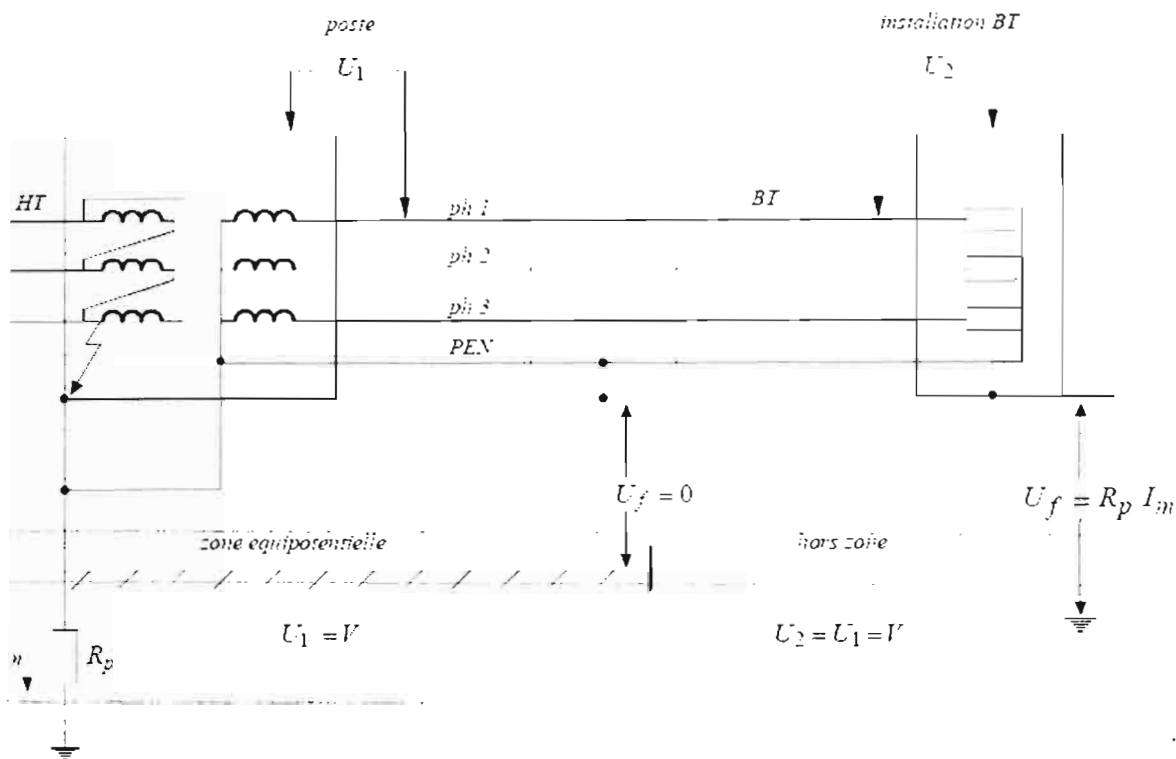
Afin de palier cet inconvénient, les dispositions suivantes doivent être prises :

- schéma $TN-a$: le neutre de l'installation BT doit être relié à une prise de terre distincte, ce qui correspond au schéma $TN-b$ (voir fig. 5-55)
- schéma $IT-a$: les masses de l'installation BT doivent être reliées à une prise de terre distincte de celle du poste, ce qui correspond au schéma $IT-b$ (voir fig. 5-56).

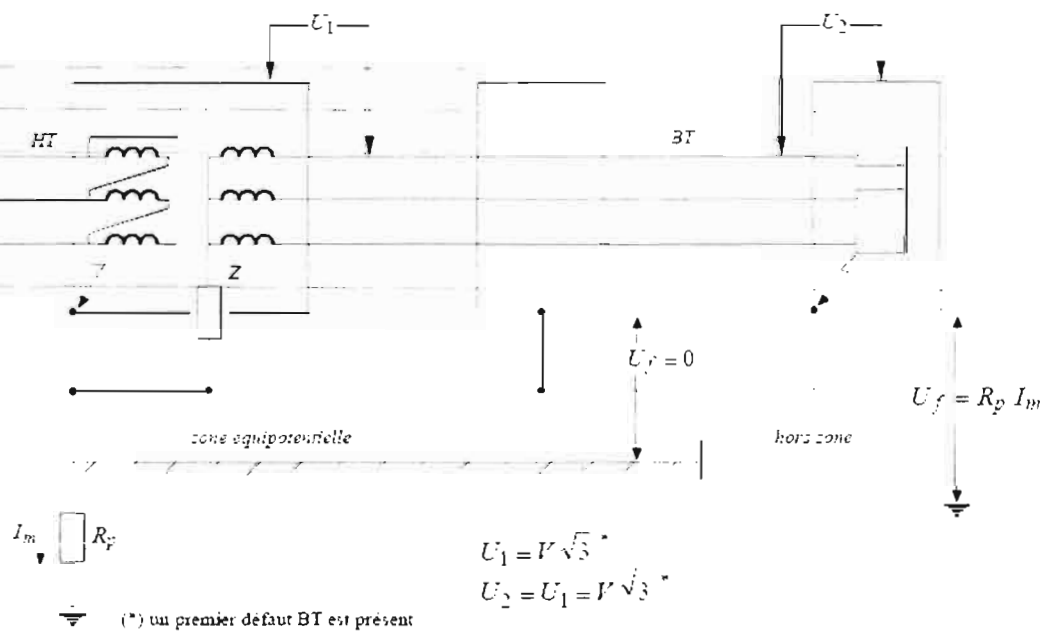
Les schémas $TN-b$ et $IT-b$ permettent d'éliminer les tensions de contact dangereuses, mais font apparaître des surtensions :

- au niveau du matériel BT de l'installation pour le schéma $IT-b$
- au niveau du matériel BT du poste pour le schéma $TN-b$.





TN - a



(*) un premier défaut BT est présent

IT - a

Figure 5-54 : élévation des potentiels en schémas TN-a et IT-a
Ibrahima THIAM

■ schémas *TN-b*, *TT-b* et *IT-c* (voir fig. 5-55)

Correspondance avec la norme C13 100 : *TN-b* → \ ; *TT-b* → *TTS* ; *IT-c* → *ITS*

Dans ces trois schémas, on observe une élévation du potentiel des masses du poste U_1 telle que :

$$U_1 = R_p I_m + V \quad \text{pour les schémas } TN-b \text{ et } TT-b$$

$$U_1 = R_p I_m + V \cdot \sqrt{3} \quad \text{pour les schémas } IT-c \text{ avec la présence d'un premier défaut côté BT}$$

En fonction de la valeur maximale du courant I_m , les valeurs de R_p doivent être limitées de façon à ce que U_1 reste inférieure à la tension de tenue à fréquence industrielle U_{tp} du matériel du poste.

$$U_1 \leq U_{tp}$$

Le tableau 5-6 donne les valeurs maximales de R_p pour différentes valeurs de I_m et U_{tp} .

Valeurs à R_p à ne pas dépasser				
Courant de défaut I_m (A)	= 2 000 V Classe I		$U_{tp} = 4\,000$ V Classe II	= 10 000 V Classe spéciale
	<i>TN-b</i> ; <i>TT-b</i>	<i>IT-c</i>	<i>TN-b</i> ; <i>TT-b</i> ; <i>IT-c</i>	<i>TN-b</i> ; <i>TT-b</i> ; <i>IT-c</i>
300 A	5,9 Ω	5,3 Ω	12 Ω	30 Ω
1 000 A	1,8 Ω	1,6 Ω	3,6 Ω	10 Ω
5 000 A	0,35 Ω	0,32 Ω	0,72 Ω	2 Ω

Tableau 5-6 : valeurs maximales de R_p en schémas *TN-b*, *TT-b* et *IT-c*

■ schémas *TT-a* et *IT-b*

Correspondance avec la norme C13 100 : *TT-a* → *ITN* ; *IT-b* → *ITN*

Dans ces deux cas, la prise de terre des masses du poste et celle du neutre sont communes. La prise de terre des masses de l'installation BT est séparée.

Le courant de défaut à la terre s'écoule à travers la prise de terre commune (poste neutre).

Comme indiqué sur la figure 5-56, on constate qu'il y a risque de claquage pour le matériel BT dont la prise de terre des masses est séparée de celle du poste.

Les conditions suivantes doivent être respectées :

$$U_{tM} > R_p I_m + V \quad \text{pour le schéma } TT-a$$

et
$$U_{tM} > R_p I_m + V \sqrt{3} \quad \text{pour le schéma } IT-b$$

d'où
$$R_p < \frac{U_{tM} - V}{I_m} \quad \text{pour le schéma } TT-a$$

$$R_p < \frac{U_{tM} - V \sqrt{3}}{I_m} \quad \text{pour le schéma } IT-b$$

avec :

U_{tM} : tension de tenue à 50 Hz du matériel BT de l'installation égale à $2V - 1000$ pour $V = 220$ à 250 V, soit 1500 V

Le tableau 5-7 donne les valeurs de R_p pour différentes valeurs de I_m .

	<i>TT-a</i>	<i>IT-b</i>
$I_m = 300$ A	4 Ω	3.5 Ω
$I_m = 1000$ A	1.2 Ω	1 Ω
$I_m = 5000$ A	0.24 Ω	0.2 Ω

Tableau 5-7 : valeurs maximales de R en schémas *TT-a* et *IT-b*

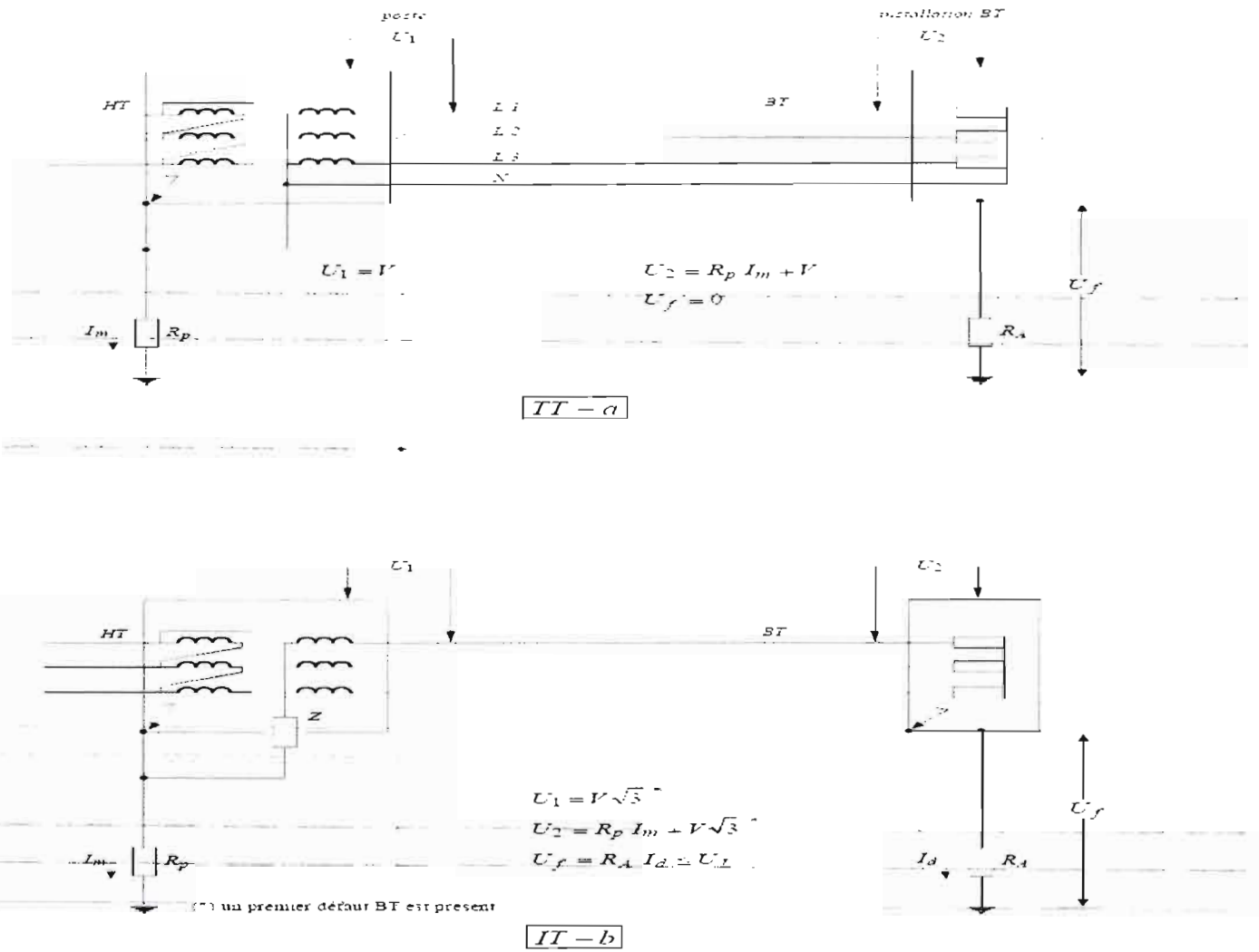


Figure 5-56 : Elévation des potentiels en schémas IT-a et IT-b

■ tableau récapitulatif des tensions de contact et des surtensions qui apparaissent pour chaque schéma de liaison à la terre

	<i>TN - a</i>	<i>IT - a</i>	<i>IT - a</i>	<i>IT - b</i>	<i>TN - b</i>	<i>IT - b</i>	<i>IT - c</i>
Tension de contact	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>
Surtension masses installation BT	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>
Surtension masses poste	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>O</i>

O : oui
N : non

Tableau 5-8 : tensions de contact et surtensions qui apparaissent pour chaque schéma de liaison à la terre