



Université d'El-Oued
Faculté de Technologie

Département de Génie
Électrique

Documents
Pédagogiques et
didactiques

Année Académique :
2024/2025

Dr. Lazhar BOUGOUFFA

Réseaux électriques industriels

AVANT PROPOS

Ce document pédagogique est destiné à accompagner les étudiants du Master Réseaux Électriques dans leur compréhension et leur approfondissement des concepts clés relatifs aux systèmes de gestion, à la conception et à l'optimisation des réseaux électriques dans un environnement industriel.

Il a pour objectif de fournir un cadre théorique solide, combiné à des exemples pratiques, afin de mieux appréhender les défis modernes liés à l'intégration des nouvelles technologies, la gestion de la consommation énergétique, ainsi que l'efficacité des systèmes dans un contexte de transition énergétique.

Au travers des différents modules, l'étudiant pourra explorer les principes fondamentaux des réseaux électriques, les différentes architectures de distribution et de gestion, ainsi que les méthodes avancées d'analyse et de simulation utilisées pour la modélisation de ces systèmes complexes.

Ce document se veut également un outil de réflexion sur les enjeux actuels et futurs auxquels les ingénieurs dans ce domaine devront faire face, notamment en matière de durabilité, de fiabilité et d'innovation.

L'objectif final de ce parcours est de préparer les étudiants à devenir des acteurs clés dans la transformation des réseaux électriques industriels, en leur fournissant à la fois les compétences théoriques nécessaires et la maîtrise des outils pratiques essentiels à leur réussite professionnelle dans ce secteur stratégique .

Nous espérons que ce document contribuera à l'enrichissement des connaissances et à l'épanouissement des compétences de nos étudiants tout au long de leur parcours académique.

Connaissances requise

Calcules des puissances active, réactive et apparent ; calculs dans les circuits ; modélisation des réseaux électriques ; protection électriques.

Dr. L. Bougouffa

الملخص:

تهدف مطبوعة الشبكات الكهربائية الصناعية إلى تزويد طلبة السنة الثانية ماستر بالمعارف النظرية والحسابية التطبيقية المتعلقة بتصميم، تشغيل، وحماية الشبكات الكهربائية داخل المنشآت الصناعية. تتناول المطبوعة بنية الشبكات الكهربائية الصناعية، حساب الأحمال، اختيار الكابلات ووسائل الحماية، أنظمة التأريض، أنظمة الحياض، إضافة إلى أنواع مصادر التغذية وانتقائية الحماية. كما تركز على معايير السلامة الكهربائية والموثوقية وجودة الطاقة، مع ربط الجوانب النظرية بالتطبيقات العملية في الوسط الصناعي.

الكلمات المفتاحية:

الشبكات الكهربائية الصناعية، توزيع الطاقة الكهربائية، حساب الأحمال، الكابلات الكهربائية، أنظمة الحماية، أنظمة التأريض، أنظمة الحياض، السلامة الكهربائية، الموثوقية الكهربائية.

Summary:

The course handout “Industrial Electrical Networks” aims to provide second-year Master’s students with theoretical and practical knowledge related to the design, operation, and protection of electrical networks in industrial installations.

It covers the structure of industrial electrical networks, types of power supply sources, load calculations, cable sizing, protection devices, grounding systems, neutral earthing systems, and short-circuit current analysis. The course also emphasizes electrical safety, reliability, and power quality, while linking theoretical concepts with real industrial applications.

Keywords:

Industrial electrical networks, Electrical power distribution, Load calculation, Electrical cables, Protection systems; Short-circuit currents, Grounding systems; Neutral earthing systems; Electrical safety; Electrical reliability; Load calculation; Electrical cables; Protection systems; Grounding systems ;Neutral earthing systems; Electrical safety;

Semestre 3 Master : Réseaux Electriques

Semestre: 3

UE Fondamentale Code : UEF 1.3.2

Matière : Réseaux électriques industriels

VHS:45h30 (Cours: 1h30, TD 1H30)

Crédits: 4

Coefficient: 2

Objectifs de l'enseignement

La matière a pour objectif de donner aux étudiants les connaissances nécessaires sur les réseaux électriques industriels (architectures, schémas et plans), le calcul du bilan de puissance, de minimisation d'énergie, de choix de canalisation électriques, de calcul de défauts et de protection.

Connaissances préalables recommandées:

Généralités sur des réseaux électriques

Contenu de la matière

I. Les architectures des réseaux

2 semaines

Structure générale d'un réseau privé de distribution, La source d'alimentation, Les postes de livraison HTB, Les postes de livraison HTA, Les réseaux HTA et réseaux HTB à l'intérieur du site, Les réseaux industriels avec production interne.

II. Les régimes de neutre (RN)

3 semaines

Les différents régimes du neutre; L'influence du RN et schémas des liaisons à la terre utilisés en BT ; Le contact indirect en basse tension suivant le RN ; Protection, Particularités des DDR et coupure du conducteur neutre et des conducteurs de phase; Influence sur l'appareillage des règles de coupure et protection des conducteurs; Interaction entre HT et BT; Comparaison des différents RN basse tension-choix; RN utilisés en haute tension.

III. Récepteurs et leurs contraintes d'alimentation

1 semaine

Les perturbations dans les réseaux industriels; Les remèdes pour se prémunir contre le flicker ; Les moteurs électriques, 4. Les autres récepteurs,

IV. Sources d'alimentation

1 semaine

L'alimentation par les RDP ; Les alternateurs (générateurs synchrones), les génératrices asynchrones, Avantages et inconvénients ; Les alimentations sans interruption (ASI),

V. Surtensions et la coordination de l'isolement

2 semaines

Les surtensions; Les dispositifs de protection contre les surtensions ; Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle,

VI. Détermination des sections des conducteurs

3 semaines

Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection en BT; Détermination des sections de conducteurs en MT; Calcul de la section économique

VII. Compensation de l'énergie réactive

2 semaines

Intérêts de la compensation d'ER, Amélioration du $\cos \varphi$; Matériel de compensation de l'ER ; Emplacement des condensateurs ; Détermination de la puissance de compensation par rapport à la facture d'énergie ; Compensation aux bornes d'un transformateur; Compensation des moteurs asynchrones ; Compensation optimale ; Enclenchement des batteries de condensateurs et protection ; Présence d'harmoniques

Mode d'évaluation : Contrôle continu: 40%examen 60%

Références (Livres et photocopiés, sites internet, etc).

- [1] Denis MARQUET, Didier Mignardot, Jacques SCHONEK, "Guide de l'installation électrique 2010 - Normes internationales CEI et nationales françaises NF", Schneider Electric, 2010
- [2] Jean Repérant, "Réseaux électriques industriels - Introduction", Tech. del'Ing., D5020, 2001
- [3] Jean Repérant, "Réseaux électriques industriels - Ingénierie", Tech. del'Ing., D5022, 2001
- [4] Dominique SERRE, "Installations électriques BT - Protections électriques", Tech. del'Ing., D5045, 2006
- [5] SOLIGNAC (G.). – Guide de l'Ingénierie élec-trique des réseaux internes d'usines 1076 p.bibl. (30 réf.) lectra Tech & Doc Lavoisier, EDF. Paris, 1985.

Table des Matières

CHAPITRE I	LES ARCHITECTURES DE RESEAUX ÉLECTRIQUES	4
I.1. INTRODUCTION		4
I.2. ORGANISATION DU RESEAU.....		4
I.2.1. production d'énergie.....		6
I.2.2. transport et distribution.....		6
I.3. STRUCTURE GENERALE D'UN RESEAU DE DISTRIBUTION		7
I.3.1. la source d'alimentation		7
I.3.2. les postes de livraison HTB/HTA.....		7
I.3.3. les réseaux HTA.....		8
I.3.4. les postes de livraison HTA/BT		10
I.3.5. les réseaux BT		11
I.4. EXERCICE CHAPITRE I.....		13
CHAPITRE II	LES REGIMES DE NEUTRE.....	14
II.1. INTRODUCTION.....		14
II.2. LES DIFFERENTS TYPES REGIMES DE NEUTRE EN BT		14
II.2.1. régime TT		15
II.2.2. régime IT		16
II.2.3. régime TN.....		18
II.3. PARTICULARITES DES DISPOSITIFS DIFFERENTIELS RESIDUELS (DDR).....		21
II.3.1. description, principe général.....		21
II.3.2. particularités de mise en œuvre des DDR.....		22
II.4. PROTECTION DES PERSONNES CONTRE LES CHOCS ELECTRIQUES		24
II.4.1. cas des contacts.....		24
II.4.2. risques liés au défaut d'isolement		28
II.5. COMPARAISON DES DIFFERENTS REGIMES DE NEUTRE BASSE TENSION.....		29
II.5.1. comparaison des différents régimes du neutre		29
II.5.2. choix d'un régime de neutre		30
II.6. EXERCICE CHAPITRE II		33
CHAPITRE III	RECEPTEURS ET LEURS CONTRAINTES D'ALIMENTATION	34
III.1. INTRODUCTION		34
III.2. CLASSIFICATION DES CHARGES		34
III. 2.1. classification des charges par type d'utilisation		34
III.2. 2. classification des charges par tarifs.....		35
III.2. 3. classification des charges par catégorie.....		35
III .3. DENSITE DE CHARGE		36
III .4. FACTEURS APPLIQUES AUX CHARGES		37
III .4. 1. définitions.....		37
III .4. 2. facteurs de charge		38
III .5. ALIMENTATION D'UNE ZONE INDUSTRIELLE.....		41
III .5. 1. calcul de la charge électrique.....		41
III .6. EXERCICE CHAPITRE III		46
CHAPITRE IV	DETERMINATION DES SECTIONS DE CONDUCTEURS.....	48
IV.1. INTRODUCTION		48
IV.2. LES CABLE		48

IV.2.1. type de câbles	48
IV.2.3. constitution générale d'un câble	49
IV.3. DETERMINATION DES SECTIONS DE CONDUCTEURS EN BASSE TENSION	50
IV.3.1. principe de la méthode	50
IV.3.2. logigramme du choix de la section des canalisations.....	51
IV.3.3. détermination du courant maximal d'emploi « IB »	52
IV.3.4. CHOIX DU DISPOSITIF DE PROTECTION	53
IV.3.5. courants maximal admissibles dans les canalisations « I ₀ »	53
IV.3.6. section d'une canalisation BT	56
IV.2.7.section des conducteurs de neutre, de protection (PE), d'équipotentialité	57
IV.3.8. chute de tension	58
IV.4. DETERMINATION DES SECTIONS DE CONDUCTEURS EN MOYENNE TENSION	59
IV.4.1. détermination du courant maximal d'emploi	60
IV.4.2. courants admissibles dans les canalisations.....	60
IV.4.3. section d'une canalisation S1.....	61
IV.4.4. déterminer la section S2.....	66
IV.4.5. déterminer la section S3.....	66
IV.4.6. détermination de la section minimale d'un câble moyenne tension.....	69
IV.7. EXERCICE CHAPITRE IV.....	70
CHAPITRE V	
LES SOURCES D'ALIMENTATION	72
V.1. INTRODUCTION	72
V.2. L'ALIMENTATION PAR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	72
V.2.1. raccordement au réseau de distribution publique BT	72
V.2.2. raccordement au réseau de distribution publique MT	73
V.3. ALIMENTATION DE SecOURS	76
V.3.1. les alternateurs (générateurs synchrones)	76
V.3.2. les génératrices asynchrones.....	76
V.3.3. génératrice asynchrone alimentant un réseau indépendant.....	77
V.3.4. avantages comparés des alternateurs et des génératrices asynchrones	77
V.3.5. les sources de secours.....	77
V.4. LES ALIMENTATIONS SANS INTERRUPTION (ASI)	78
V.4.1. ASI fonctionnant en attente passive (passive stand-by ou off-line)	79
V.4.2. ASI fonctionnant en interaction avec le réseau (line interactive).....	80
V.4.3. ASI fonctionnant en double conversion (ou on-line)	81
V.2.LES ALTERNATEURS (GENERATEURS SYNCHRONES)	84
V.2.1. caractéristiques et comportement des alternateurs	84
CHAPITRE VI	
SURTENSIONS ET LA COORDINATION DE L'ISOLEMENT	86
VI.1. INTRODUCTION	86
VI.2. LES SURTENSIONS.....	86
VI.2.1. origine des surtensions.....	87
VI.2.2. classification des surtensions.....	87
VI.2.3. conséquences des surtensions.....	91
VI.3. COORDINATION DE L'ISOLEMENT DANS UNE INSTALLATION ELECTRIQUE INDUSTRIELLE	91
IV.3.1. distance d'isolement et tenue en tension	92
VI.4. PRINCIPE DE LA COORDINATION DE L'ISOLEMENT	93
VI.5. LES DISPOSITIFS DE PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS	94
VI.5.1. les éclateurs.....	94
VI.5.1. les parafoudres.....	95
VI.6. COORDINATION APPLIQUEE A LA CONCEPTION DES INSTALLATIONS ELECTRIQUES	98
VI.6. 1. conséquences d'un claquage.....	98

CHAPITRE VII	COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE	99
VII.1. INTRODUCTION.....		99
VII.2. AMELIORATION DU FACTEUR DE PUISSANCE (COS Φ).....		99
VII.3. LES DIFFERENTS TYPES DE COMPENSATION		100
VII.4. COMPENSATION D'ENERGIE REACTIVE : SYSTEME FIXE ET SYSTEME AUTOMATIQUE		100
VII.4.1. système fixe (batterie de condensateurs fixes)		100
VII.4.2. système variable ou automatique (batteries de condensateurs à régulation automatique ou batterie variable).....		101
VII.5. CHOIX DE LA LOCALISATION		102
VII.5.1. compensation globale		102
VII.5.2. compensation par secteur.....		102
VII.5.3. compensation individuelle		103
VII.6. CHOIX DU TYPE DE COMPENSATION		103
VII.6.1. compensation fixe		103
VII.6.2. compensation automatique ou en "gradins"		103
VII.7. CALCUL DE LA PUISSANCE REACTIVE COMPENSEE "QC"		104
VII.7. 1. exemple d'une installation avant et après compensation		104
BIBLIOGRAPHIE		106

Chapitre I Les Architectures de Réseaux Électriques

I.1. Introduction

Le réseau électrique industriel est caractérisé par plusieurs phénomènes qui lui rendent plus complexe à savoir, la canalisation de l'énergie, le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation demandée. Dans ce cours nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, la structure des réseaux HTA et BT et les différents ouvrages électriques (appareillages) utilisés dans le réseau.

Dans la plupart des pays, les installations électriques doivent répondre à un ensemble de réglementations nationales ou établies par des organismes privés agréés. Il est essentiel de prendre en considération ces contraintes locales avant de démarrer la conception de l'installation. Les niveaux de tension sont définis par :

Tableau I-1 : La norme NF C 15-100 (La norme française)

Domaine de Tension		Tension Alternative [V]	Valeurs usuelles
Très Basse Tension	TBT	$U \leq 50V$	12 – 24 - 48 V
Basse Tension	BTA	$50 < U \leq 500V$	230 - 400V
	BTB	$500 < U \leq 1000V$	690 V
Haute Tension A	HTA1	$1 < U \leq 40 \text{ KV}$	5.5 - 6.6 - 10 - 15 - 20 - 33 KV
	HTA2	$40 < U \leq 50 \text{ KV}$	40.5 KV
Haute Tension A	HTB1	$50 < U \leq 130 \text{ KV}$	63 - 90 KV
	HTB2	$130 < U \leq 350 \text{ KV}$	150 - 225 KV
	HTB3	$350 < U \leq 500 \text{ KV}$	400 KV

Tableau I-2 : La norme CEI (Commission Électrotechnique Internationale)

Domaine de Tension		Tension Alternative [V]	Valeurs usuelles
Basse Tension	BT	$100 < U \leq 1000 \text{ V}$	400 – 690 - 1000 V
Moyenne Tension	MT	$1 < U \leq 35 \text{ KV}$	3.3 – 6.6 – 11 – 22 -33 KV
Haute Tension	HT	$35 < U \leq 230 \text{ KV}$	45 – 66 – 110- 132 – 150 – 220 KV

I.2.Organisation du réseau

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion

dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

L'ÉLECTRICITÉ, COMMENT ÇA MARCHE ?

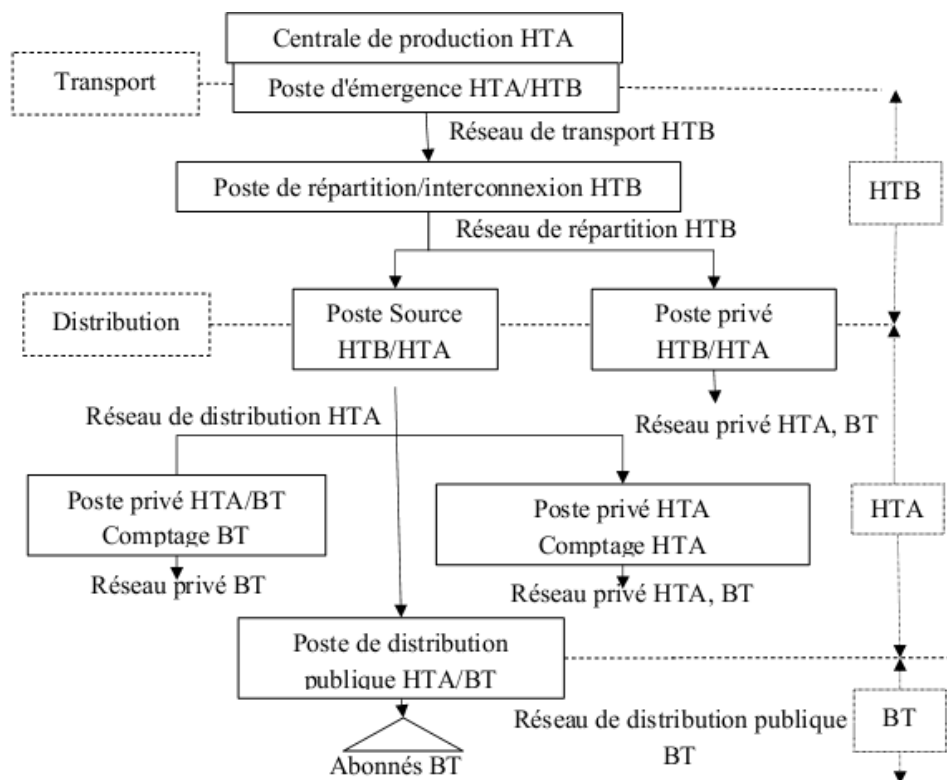
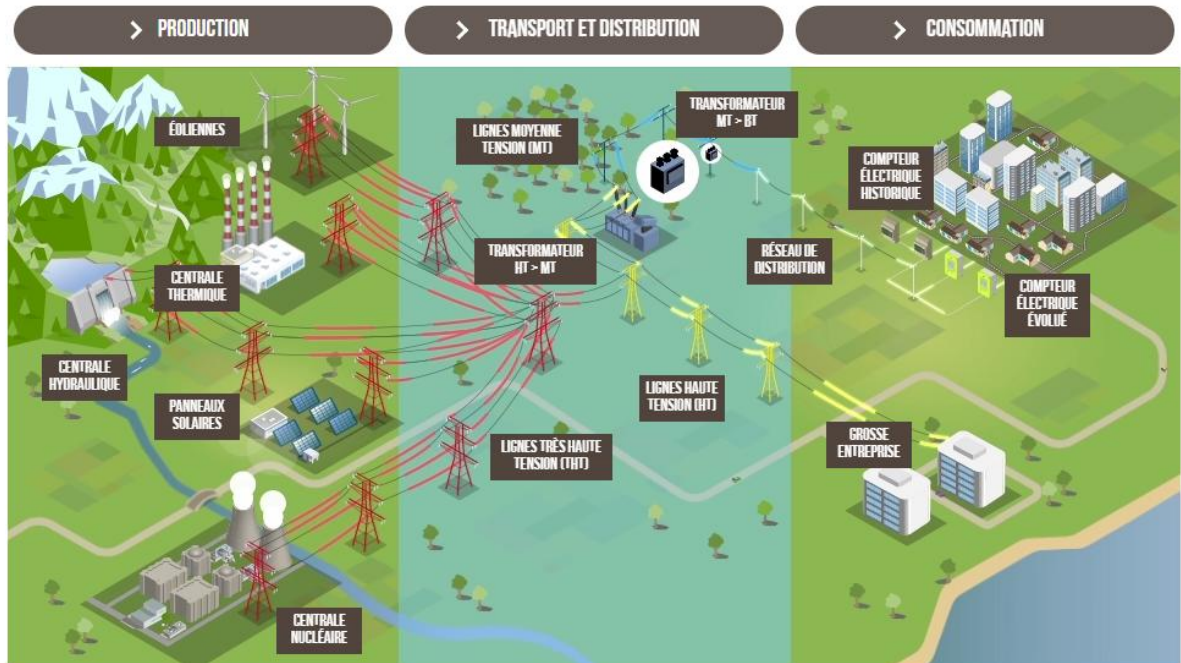


Figure I.1 : Organisation du réseau

I.2.1. production d'énergie

Une centrale de production est composée d'un ou plusieurs générateurs, un ou plusieurs transformateurs de puissance éleveurs et d'un certain nombre de fonctions auxiliaires (soutirage, excitation si génératrice synchrone, démarrage etc...).

La production doit en tout instant être capable de satisfaire la demande (consommation+ pertes), elle doit donc prévoir des moyens de production pour couvrir l'extrême pointe de la demande, même si cette dernière n'existe que quelques minutes par an.

Il existe cinq principaux types de centrales pour produire de l'énergie électrique :

- Les centrales hydrauliques ;
- Les centrales thermiques ;
- Les centrales nucléaires ;
- Les centrales solaires ou photovoltaïques ;
- Les centrales éoliennes.

I.2.2. transport et distribution

❖ Le réseau de transport et d'interconnexion

Le transport de l'énergie de son lieu de production vers les postes d'interconnexion s'effectue par le réseau d'énergie électrique en très haute tension HTB (225 ou 400 kV) quelques fois 800 kV, avec des lignes en triphasé de type aérien. Ce réseau est maillé afin de permettre l'interconnexion entre les centrales débitant simultanément pour couvrir la consommation. Il assure aussi, par interconnexion, des échanges entre les pays.

❖ Le réseau de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation. La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV.

❖ Le réseau de distribution HT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation (postes de distribution publique MT/BT et postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation). La structure est de type aérien ou souterrain. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV.

❖ Le réseau de distribution BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est

souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440V.

- Le réseau de transport HTB en ALGERIE : - 220 kV (et bientôt 400kV) réseau national - 63 et 90 kV réseau régional - 30 et 10 kV distribution HTA.

I.3. Structure générale d'un réseau de distribution

Un réseau de distribution comporte :

- Un étage HTB alimenté par une ou plusieurs sources.
- Un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA ;
- Un étage principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres ;
- Des récepteurs HTA ;
- Des transformateurs HTA / BT (pour les Postes de Distribution Publique) ;
- Des tableaux et des réseaux basse tension
- Des réceptrices basses tensions.

I.3.1. la source d'alimentation

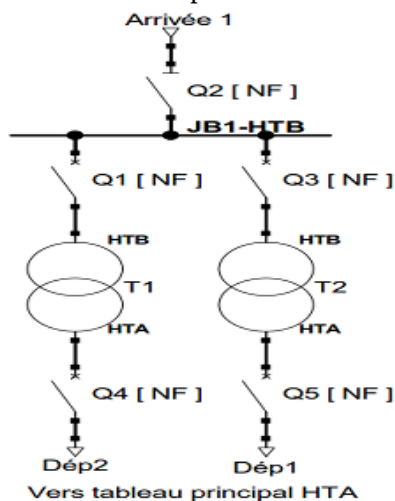
L'alimentation des réseaux industriels peut être réalisée, soit :

- En HTB supérieure à 50 kV.
- En HTA entre 1 kV et 50 kV.
- En BTA.

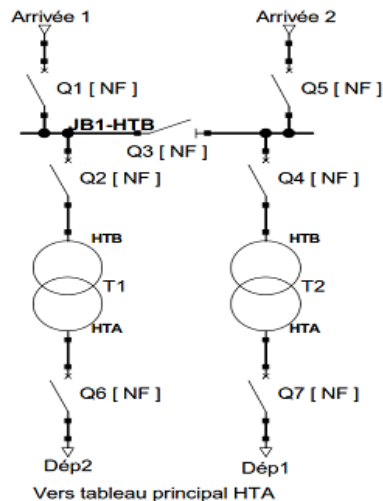
I.3.2. les postes de livraison HTB/HTA

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. Les schémas électriques des postes de livraison HTB sont les suivants :

Alimentation simple antenne



Alimentation double antenne



Alimentation double antenne - double jeu de barres

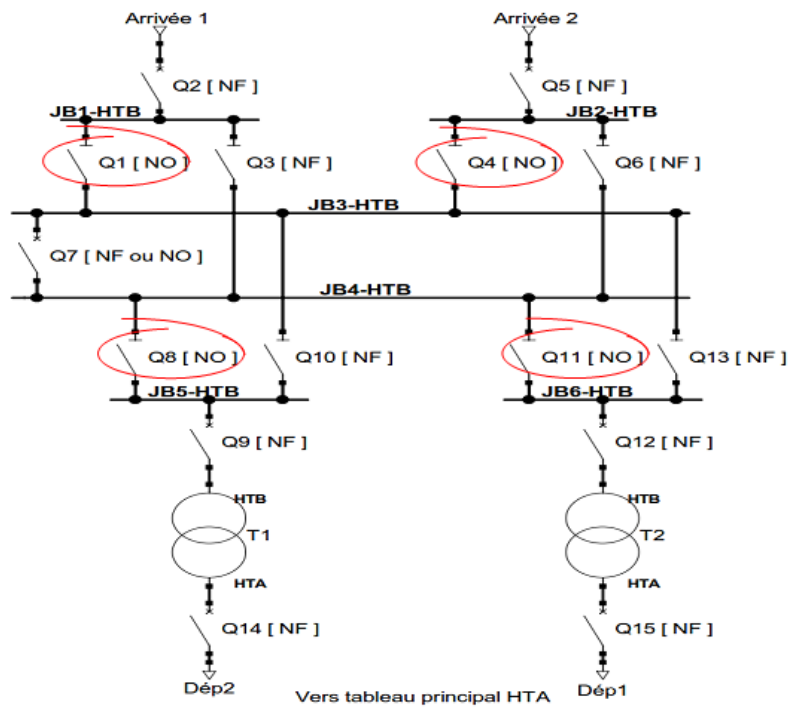


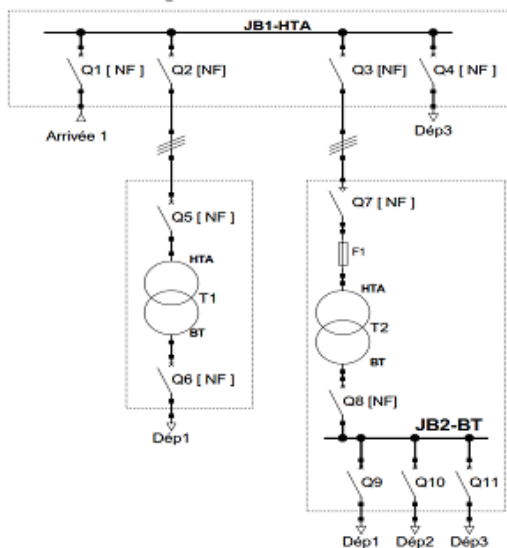
Figure I.3. Poste de livraison HTB

I.3.3. les réseaux HTA

Les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT. La complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût d'investissement. Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique. On distingue essentiellement les types suivants :

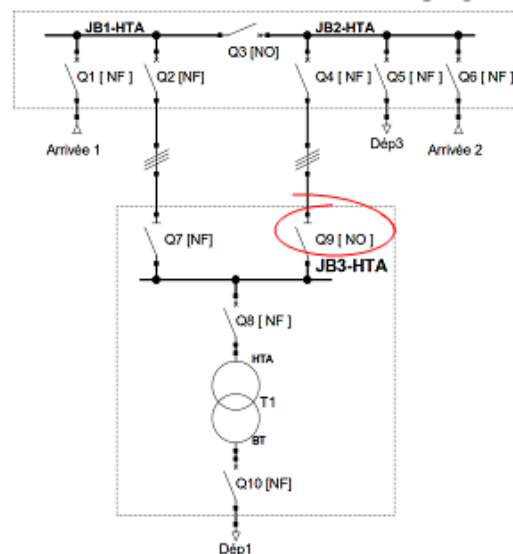
I.3.3.1. les réseaux à architecture radiale

Radial en simple antenne



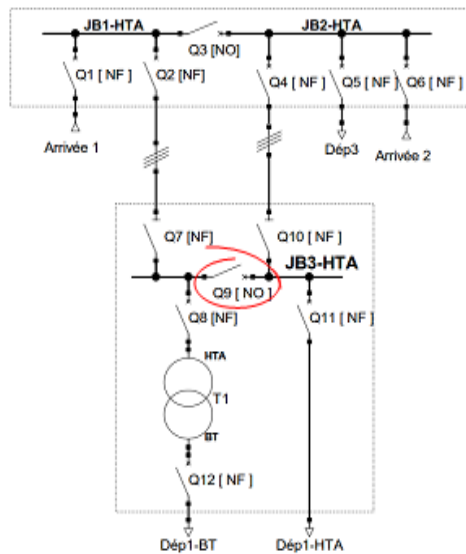
- Les postes sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage
- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles.

Radial en double antenne sans couplage

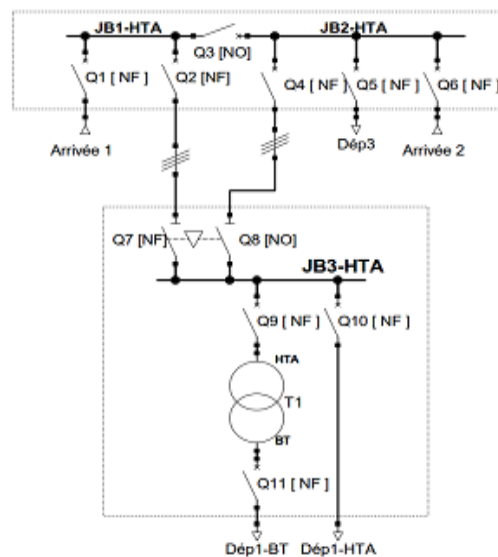


- Le poste est alimenté par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre
- La disponibilité est bonne

Radial en double antenne avec couplage



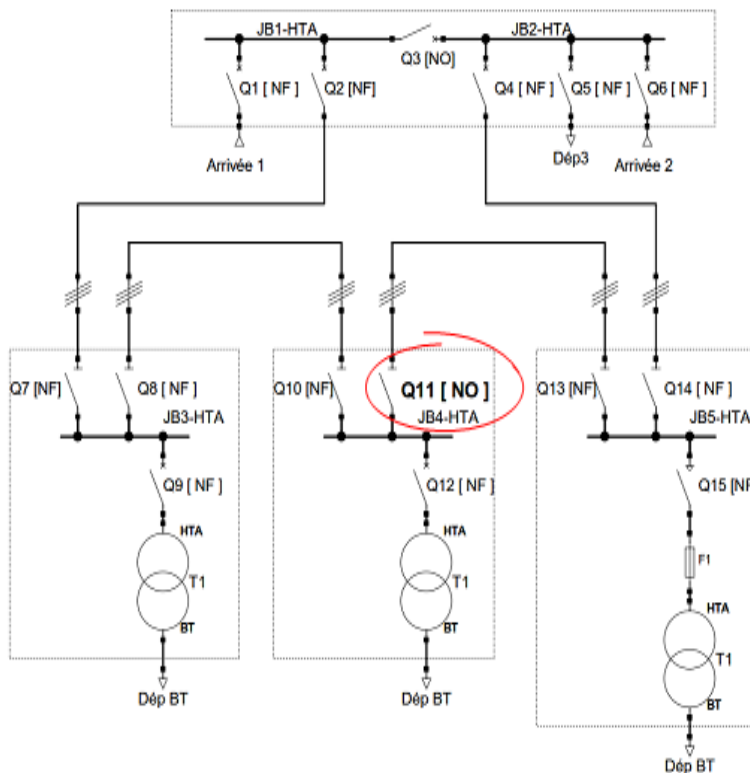
Radial en double dérivation



- Le poste est alimenté par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, Les disjoncteurs de couplage sont ouverts.
- Chaque ½ de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources
- Les postes 1 et 2 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment
- Une très bonne disponibilité.

Figure I.4 : Réseau radiale

I.3.3.2. les réseaux bouclés



- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- Les appareils de coupure des postes 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- Les jeux de barre peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte au point déterminé par l'exploitation.
- En état d'incident, suite défaut sur un câble ou la perte d'une source une autre configuration de boucle pour alimenter tous les postes.

Figure I.5 : Réseau bouclé ouverte

En boucle fermée

Le même schéma en boucle ouverte sauf que Q11 [NF].

- Les jeux de barre peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte au point déterminé par l'exploitation.
- En état d'incident, suite défaut sur un câble ou la perte d'une source une autre configuration de boucle pour alimenter tous les postes.

La configuration en boucle (ouverte ou fermée) Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automate de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

I.3.4. les postes de livraison HTA/BT

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVA et 10 MVA.

I.3.4.1. les postes de livraison HTA à comptage BT

Lorsque le poste de livraison comporte un seul transformateur HTA/BT de puissance inférieure ou égale à 1250 kVA.

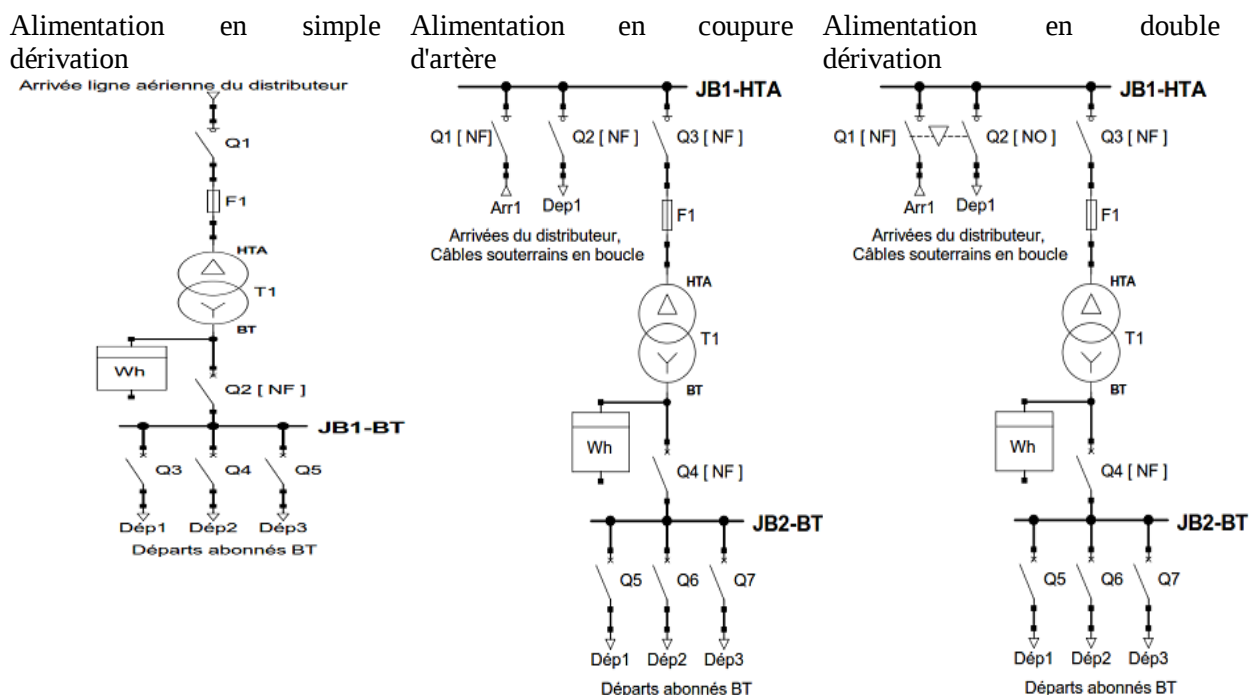


Figure I.6 : Poste de livraison HTA à comptage BT

I.3.4.2. les poste de livraison HTA à comptage HT

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul, de puissance totale supérieure à 1250 kVA et peuvent comporter des départs HTA.

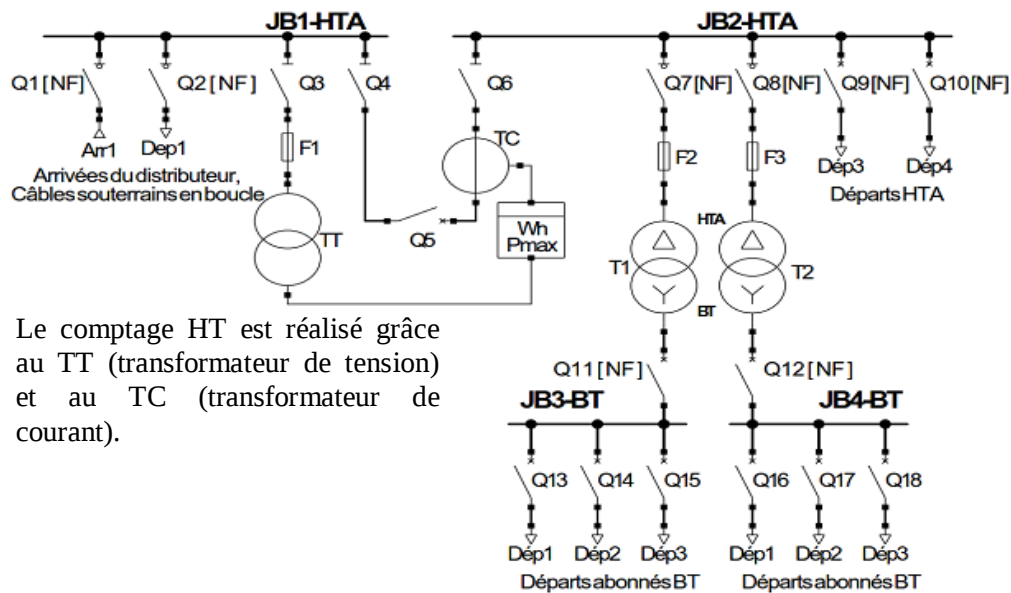


Figure I.7 : Poste de livraison HTA à comptage HT

I.3.5. les réseaux BT

I.3.5.1. modes d'alimentation des tableaux BT

a) L'alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

- Les tableaux Tab-1, 2,3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.
- En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

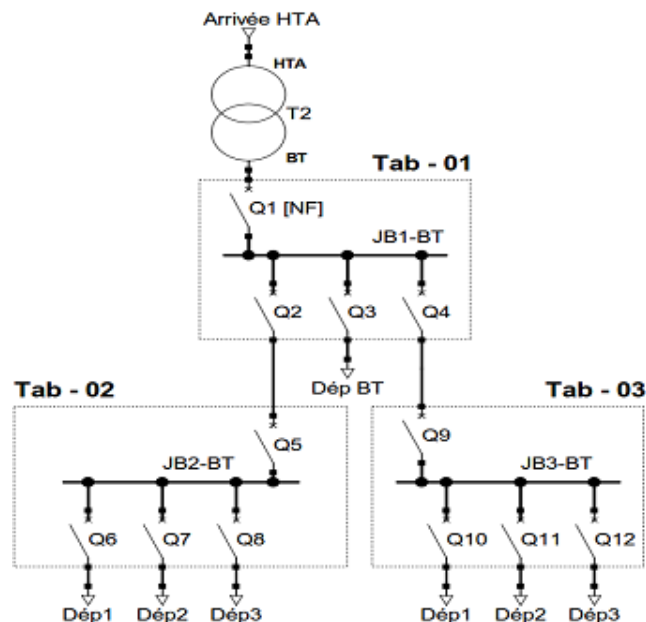


Figure I.8 : Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

b) L'alimentation des tableaux BT par une double alimentation

Sans couplage

Avec couplage

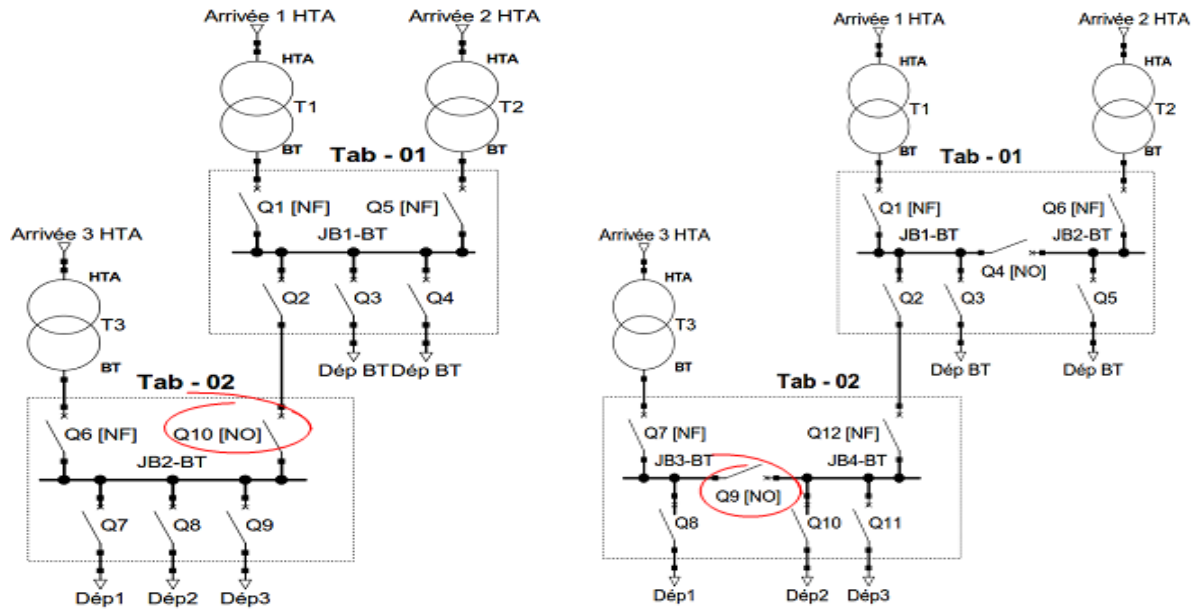


Figure I.9 : Alimentation des tableaux BT par une double alimentation

I.3.5.2. les tableaux BT secourus par des alternateurs

- En fonctionnement normal, Q3 est fermé et Q1 est ouvert. Le tableau Tab-1 est alimenté par le transformateur. En cas de perte de la source normale, on réalise les étapes suivantes :
 - Fonctionnement du dispositif normal/secours, ouverture de Q3.
 - Délestage éventuel d'une partie des récepteurs des circuits prioritaires, afin de limiter l'impact de charge subi par l'alternateur.
 - Démarrage de l'alternateur.
 - Fermeture de Q1 lorsque la fréquence et la tension de l'alternateur sont à l'intérieur des plages requises.

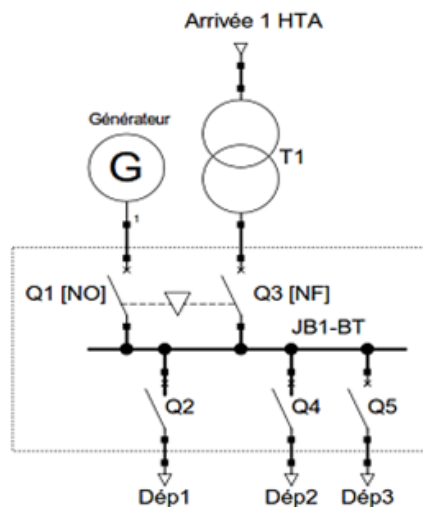


Figure I.10 : Alimentation un transformateur et un alternateur

I.4. Exercice Chapitre I

Exercice 01 Calcule d'un circuit monophasé.

On considère une charge monophasée placée sous une tension sinusoïdale de valeur efficace $V = 230 \text{ V}$ et de fréquence 50 Hz

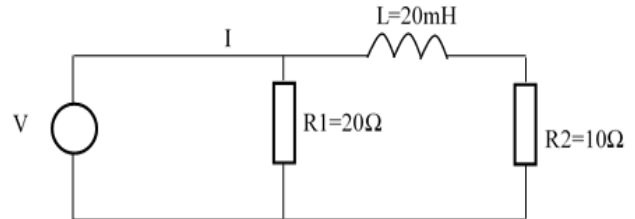
1) Calculer la valeur efficace I_1 du courant circulant dans la résistance R_1 .

2) Calculer la valeur efficace I_2 du courant circulant dans la résistance R_2 .

3) Calculer la valeur efficace I du courant absorbé par l'ensemble de ce circuit.

4) Calculer la valeur des puissances active P , réactive Q et apparente S relatives à ce circuit.

5) En déduire la valeur du facteur de puissance de cette charge.

**Exercice 02**

On veut concevoir une ligne de transport triphasée pour délivrer 190.5 MVA à 220 KV (entre phase), d'une longueur de 63 Km . Les pertes actives dans la ligne ne doivent pas dépasser les 2.5% de la puissance apparente nominale à délivrer. Si la résistivité de matériau de conducteur qu'on veut utiliser est de $2.84 \times 10^{-8} \Omega/\text{m}$. Déterminer :

- Le courant par phase que cette ligne doit transporter ;
- La résistance par phase en Ω
- La section transversale d'un conducteur en m^2

Exercice 03

Considérer une ligne de transmission triphasée de courte longueur 16 Km qui fonctionnent avec une tension de 69 KV . L'impédance par phase de la ligne est égale à $0.125 + j0.4375 \Omega/\text{Km}$.

Déterminer la tension de la source V_s , la régulation de tension, la puissance transmise à partir de la source et le rendement de transmission, dans le cas où la ligne alimente :

- a) Une charge de 70 MVA , avec un facteur de puissance 0.8 en arrière à 64 KV .
- b) Une charge de 120 MVA , avec un facteur de puissance égale à l'unité à 64 KV .

Chapitre II Les Régimes de Neutre

II.1. Introduction

Dans tout système triphasé existent trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé "point 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 entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

Le régime du neutre joue un rôle très important dans le réseau électrique. Lors un défaut d'isolement, ou 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.

II.2. Les différents types régimes de neutre en BT

En basse tension, les régimes de neutre et les schémas des liaisons à la terre sont régis par les normes CEI 364 et NFC 15-100.

Trois schémas sont pris en considération. Chaque schéma est défini par deux lettres (tableau II.1.).

Identification :

• **1^{ère} lettre** : elle indique la situation du neutre du transformateur par rapport à la terre.

T : liaison avec la terre.

I : Isolation par rapport à la terre, ou avec la terre par une impédance. Rappelons que le neutre est relié au point milieu des enroulements secondaires du transformateur.

• **2^{ème} lettre** : elle indique la situation des masses métalliques de l'utilisateur par rapport à la terre.

T : liaison des masses de l'utilisation avec la terre.

N : liaison des masses de l'utilisation avec le conducteur neutre.

Tableau II.1 : Identification d'un régime de neutre.

1 ^{ère} lettre : neutre du transformateur		2 ^{ème} lettre : masses des appareils	
Raccordé à la terre	T	Raccordé à la terre	T
Isolé de la terre	I	liaison avec le neutre	N

• **3^{ème} lettre** : elle concerne le régime TN.

C : dans ce cas, le conducteur de protection PE et le conducteur neutre N sont Confondus, il est appelé PEN.

S : dans ce cas, le conducteur de protection PE et le conducteur neutre N sont Séparé.

II.2.1. régime TT

a- Définition :

Le point neutre est relié directement 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).

Cette solution simple à l'étude et à l'installation est celle qui employée par la société d'électricité pour les réseaux de distribution basse tension.

b- Schéma de principe :

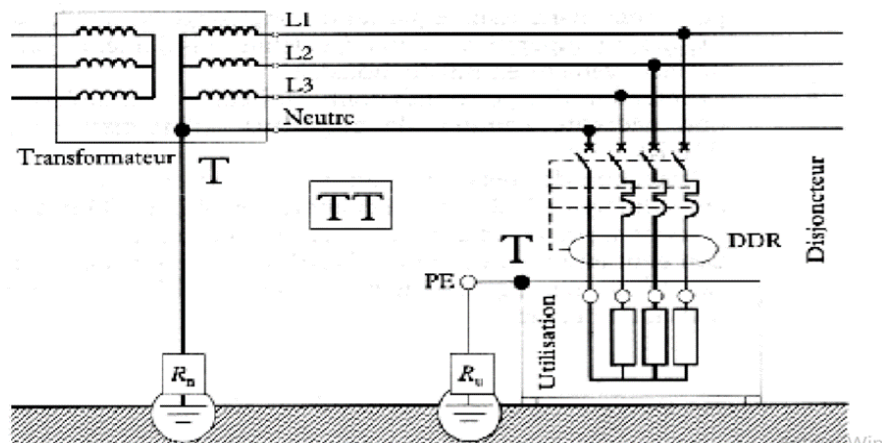


Figure II.1 : Schéma TT.

Où :

R_n : résistance de la prise de terre du neutre.

R_u : résistance de la prise de terre des masses et du sol.

DDR : Disjoncteur Différentielle Résiduel.

PE : conducteur de protection.

Le courant de défaut circule dans la boucle constituée par les résistances : de la prise de terre du neutre R_n , de la prise de terre des masses et du sol R_u .

c- Caractéristiques du schéma TT :

Technique d'exploitation :

- coupure au premier défaut d'isolement.

Technique de protection des personnes :

- mise à la terre des masses, associée à l'emploi obligatoire de dispositifs différentiels résiduels (au moins un, en tête de l'installation).
- toutes les masses protégées par un même dispositif différentiel résiduel doivent être reliées à la même prise de terre.
- les masses simultanément accessibles doivent être reliées à la même prise de terre.

d - Conditions d'exploitation:

Un dispositif de coupure différentiel DDR doit couper l'alimentation dès que la tension de défaut est supérieure à U_L . Cette condition implique une relation entre la résistance de la prise de terre des masses R_u , l'intensité de déclenchement du dispositif différentiel de protection ΔI_n et la tension limite U_L .

$$R_u \times \Delta I_n \leq U_L \quad (\text{II.1})$$

Toutes les masses protégées par un même dispositif différentiel doivent être reliées à une prise de terre. Le régime TT est imposé dans les installations alimentées par le réseau de distribution publique basse tension, seuls les usagers propriétaires du transformateur (industriels, lycées techniques, hôpitaux, ...) peuvent utiliser d'autres régimes de neutre.

- Protection des personnes contre les contacts indirects : l'installation nécessite l'emploi de dispositifs différentiels de protection (DDR).
- Protection des personnes contre les contacts directs : les disjoncteurs différentiels de branchement de sensibilité 500 mA ou 300 mA n'assurent pas la protection contre les contacts directs. Cette protection peut être assurée par DDR de haute sensibilité (10 mA).

Les mêmes remarques sont applicables au schéma TNS avec protection différentielle.

II.2.2. régime IT

a- définition :

Le neutre est isolé (aucune liaison électrique) ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée de 1000 à 2500 Ω (première lettre I).

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.

b- schéma de principe :

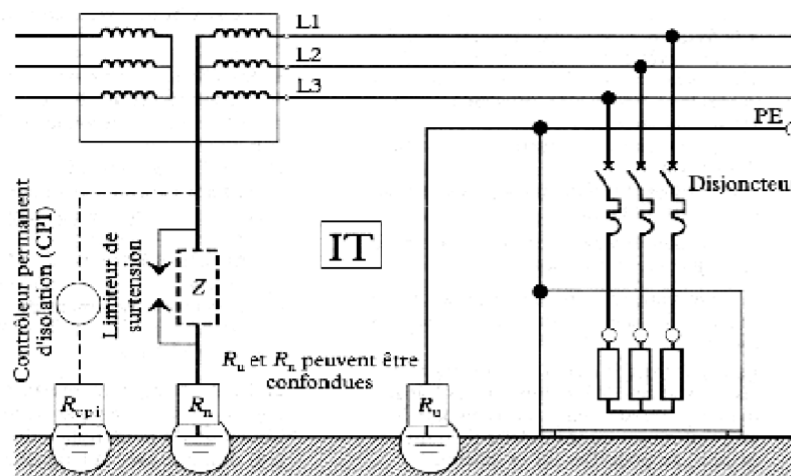


Figure II.2. : Schéma IT.

Où :

R_{CPI} : résistance de contrôleur permanent d'isolement.

Z : impédance relié entre le neutre et la terre.

c- Caractéristiques :

Technique d'exploitation :

- -surveillance permanente de l'isolement,
- -signalisation du premier défaut d'isolement,
- -recherche et élimination obligatoires du défaut,
- -coupure si il existe deux défauts d'isolement simultanés (double défaut).

Technique de protection des personnes :

- interconnexion et mise à la terre des masses,
- surveillance du premier défaut par un contrôleur permanent d'isolement,
- coupure au deuxième défaut par les protections contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles).

La condition à respecter est :

$$I_{\text{défaut}} > I_{\text{magnétique}} \text{ du disjoncteur} \quad (\text{II.2})$$

$$I_{\text{défaut}} > I_{\text{fusion}} \text{ du fusible} \quad (\text{II.3})$$

d- conditions d'exploitation :

Il ne peut être employé que dans les installations alimentées à partir d'un poste de transformation privé. Le courant de premier défaut ne provoque pas le fonctionnement du dispositif de protection, sous réserve qu'il soit suffisamment faible pour ne pas faire apparaître des tensions de défauts dangereuses.

$$I_d \leq U_d / Z_n \quad (\text{II.4})$$

$$Z_n = R_u + R_n + Z \quad (\text{II.5})$$

$$R_u + R_n \ll Z \quad (\text{II.6})$$

Où : Z_n impédance de neutre.

Un contrôleur permanent d'isolement CPI : doit signaler l'apparition de ce premier défaut.

En cas de deuxième défaut (court-circuit entre phases), la protection doit être assurée par le dispositif de protection contre les courts-circuits :

- L'installation d'un limiteur de surtensions entre le point neutre du transformateur HT/BT et la terre est obligatoire.

- Le limiteur de surtensions doit supporter le courant de court-circuit du transformateur.

- La surveillance de l'isolement nécessite un personnel d'entretien qualifié ;

—L'équipotentialité des masses doit être parfaite.

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 les unes des autres, ou situées dans des bâtiments différents, ne le soient pas. Dans ce cas, chaque groupe de masses reliées à la même prise de

terre, et chaque masse reliée individuellement à la terre doivent être protégés par un dispositif différentiel à courant résiduel.

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

Si le neutre n'est pas accessible, le limiteur de surtension est installé entre une phase et la terre. Il protège le réseau basse tension contre les élévations de tension résultant d'un amorçage entre les enroulements haute tension et basse tension du transformateur.

II.2.3. régime TN

a- définition :

Le point neutre d'alimentation est relié directement à la terre (première lettre T).

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

Ce régime comporte deux variantes différentielles par une troisième lettre (C de commun ou S de séparé).

C : dans ce cas, le conducteur de protection PE et le conducteur neutre N sont Confondus, il est appelé PEN.

S : dans ce cas, le conducteur de protection PE et le conducteur neutre N sont Séparés.

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

b- Schéma de principe :

- Premier cas :

Le conducteur de neutre et de protection sont confondus en un seul conducteur appelé PEN. Le schéma est identifié par une troisième lettre C et est noté TNC (voir fig. II.3) :

- ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm² cuivre et 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en aval d'un schéma TNS (norme C15-100).

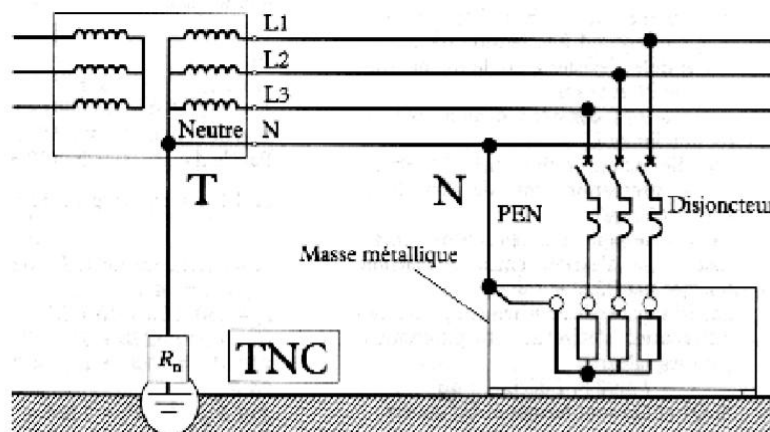


Figure II.3 : schéma TNC.

- Deuxième cas :

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés. Le schéma est alors identifié par la troisième lettre S et est noté TNS (voir fig II-4).

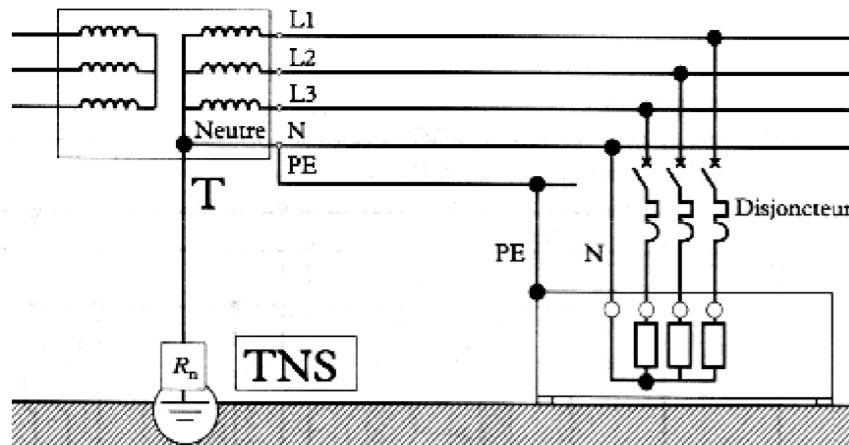


Figure II.4 : schéma TNS.

Des prises de terre doivent être réparties uniformément le long du conducteur de protection.

En TN, ce schéma est obligatoire pour des sections inférieures à 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est interdit en amont d'un schéma TNC.

c- Caractéristiques :

Technique d'exploitation :

-coupure au premier défaut d'isolement.

Technique de protection des personnes :

-interconnexion et mise à la terre des masses et du neutre impératives.

-coupure au premier défaut par les protections contre les sur intensités (disjoncteur ou fusible).

d- condition d'exploitation :

Le courant de défaut ne circule pas dans le sol mais le fil neutre d'impédance Z , tout se passe comme s'il y avait un court-circuit entre phase et neutre. Le dispositif de protection contre le court-circuit assure également la protection des personnes contre les contacts indirects. Le schéma TN ne peut être employé que dans les installations alimentées à partir d'un poste des installations alimentées à partir d'un poste de transformation privé. La coupure de l'alimentation est effectuée par l'appareil qui protège la ligne contre le court-circuit : fusible ou disjoncteur magnétique, cette coupure est effective au premier défaut d'isolement.

$$Z_f \times I_f \leq U_c \quad (\text{II.7})$$

• I_f : courant de fonctionnement provoquant la coupure de dispositif de protection dans le temps prescrit par la courbe de sécurité.

• U_c : tension de contact. Si une personne touche une masse au moment de l'apparition du défaut, il faut que l'appareil de protection coupe rapidement afin qu'il n'y ait aucun danger.

• Z_f : impédance de la boucle de défaut. Celle-ci dépend essentiellement de la longueur et de la section du neutre. Il faut absolument éviter toute rupture de conducteur de protection PEN.

Les charpentes métalliques, ne peuvent pas être utilisées comme conducteur de protection.

e- Combinaison des schémas :

- Combinant des schémas TNC et TNS :

Les deux schémas TNC et TNS peuvent être utilisés dans une même installation. Mais le schéma TNC (4 fils) doit toujours être en amont du schéma TNS (5 fils) (voir fig. II.5).

Le conducteur PEN ne doit comporter aucun dispositif de protection, de commande ou de sectionnement, il ne doit pas être commun à plusieurs circuits.

Comme précisé précédemment, la mise au neutre nécessite la création d'un système équipotentiel pour éviter la montée en potentiel des masses et des éléments conducteurs lors des défauts phase-terre. Il est, par conséquent, nécessaire de relier le conducteur PEN à de nombreuses prise de terre réparties dans l'installation.

Dans le câblage interne d'une machine Dans le câblage interne d'une machine (schéma TNS), le conducteur neutre ne peut pas être utilisé comme conducteur de protection.

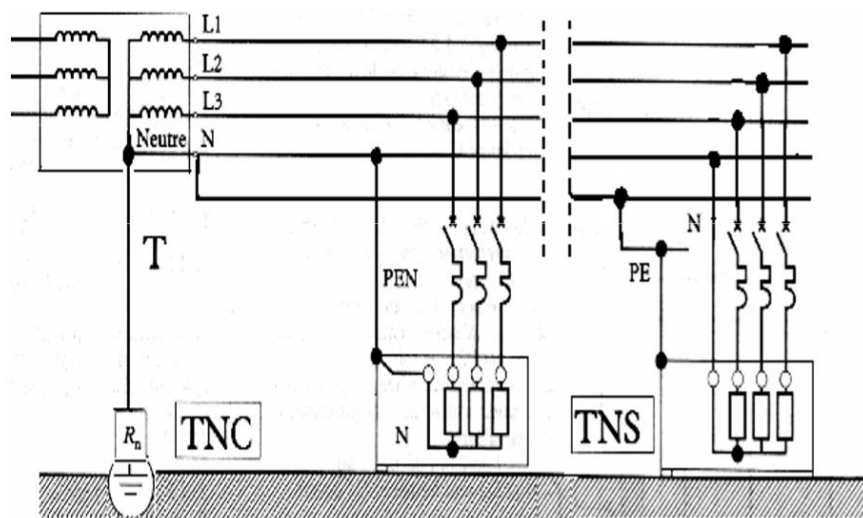


Figure II.5 : combinant des schémas TNC et TNS.

- Combinant des schémas TNC –TNS –TT :

Le schéma suivant (fig III.6) propose trois niveaux d'alimentation :

- L'alimentation principale, assurée selon le schéma TNC, il n'y a que quatre fils.
- La distribution, effectuée également en schéma TNC, toujours en quatre fils.
- Des circuits divisionnaires et terminaux qui nécessitent un schéma TNS avec protection différentielle :

En monophasé trois fils (Ph + N + PE), en triphasé cinq fils (3 Ph + N + PE).

Dans ce dernier cas, on revient au schéma TT, avec nécessité d'en respecter les conditions d'exploitation.

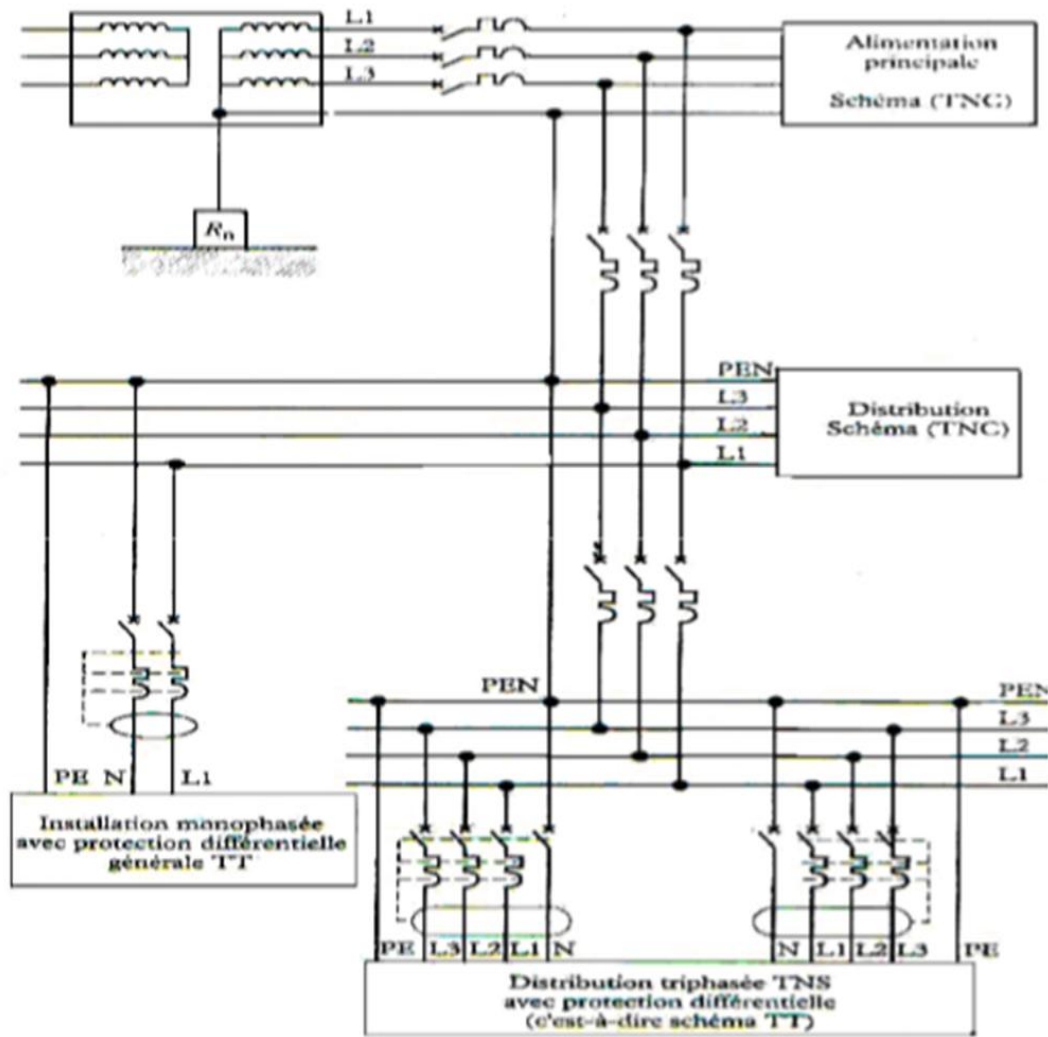


Figure II.6 : Combinant des schémas TNC –TNS –TT.

II.3. Particularités des dispositifs différentiels résiduels (DDR)

II.3.1. description, principe général

Le principe de fonctionnement d'un dispositif différentiel résiduel (fig II.7).

Un bobinage, enroulé sur un circuit magnétique disposé autour des conducteurs du circuit à protéger réalise la somme des courants parcourant ce circuit. En situation normale, cette somme et le courant i_3 sont nuls. A l'apparition d'un défaut d'isolement, il se développe un courant différentiel I_d qui se referme par l'extérieur (conducteur de protection, prises de terre, etc...) et un courant i_3 qui provoque le fonctionnement du dispositif.

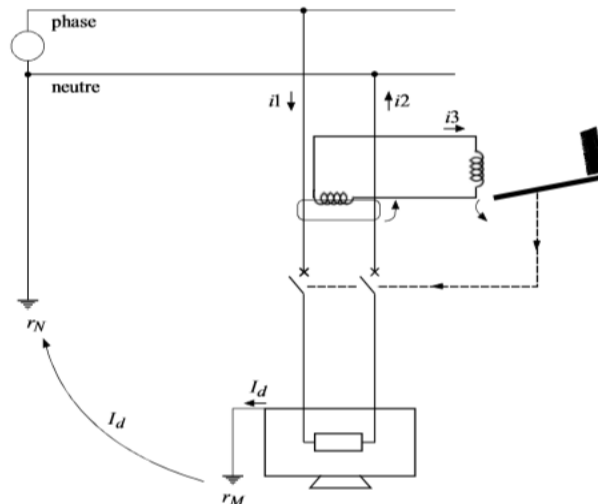


Figure II.7 : illustration du principe des dispositifs différentiels résiduels

II.3.2 particularités de mise en œuvre des DDR

Divers phénomènes peuvent perturber le fonctionnement des dispositifs différentiels résiduels et ainsi provoquer des déclenchements intempestifs. Ces phénomènes sont exposés ci-dessous.

a- courants de fuite permanents :

Toute installation électrique BT possède un courant de fuite à la terre, dû, pour une part importante, à la capacité phase-terre des conducteurs. Il est d'autant plus élevé que le réseau est étendu. Il est majoré par les capacités incorporées aux filtres de certains récepteurs électroniques (bureautique, informatique, etc...).

Le courant de fuite permanent peut être évalué sur la base suivante :

- canalisations mono ou triphasées : **1,5 mA/100 m**
- filtres mono ou triphasés : de l'ordre **de 3 mA/récepteur**.
- planchers chauffants : **1 mA/kW**.

Ces courants peuvent provoquer le fonctionnement intempestif des dispositifs différentiels résiduels ayant un haut niveau de sensibilité.

b- courants de fuite transitoires :

La mise sous tension des capacités mentionnées précédemment génère des courants d'appel transitoires très courts qui peuvent être modélisés par une onde oscillatoire de courant **0,5μs /100 kHz** (fig II.8). Des amplitudes supérieures à **10 A** avec un front de montée de l'ordre de 1 μs ont pu être constatées à la mise sous tension.

L'apparition d'un premier défaut d'isolement est à l'origine de courants transitoires qui correspondent au changement brutal de la tension appliquée aux capacités de l'installation. On assiste à la décharge de la capacité de la phase en défaut et à la charge des capacités des phases saines.

Ces courants, par nature déséquilibrés, peuvent entraîner le fonctionnement intempestif de dispositifs différentiels résiduels.

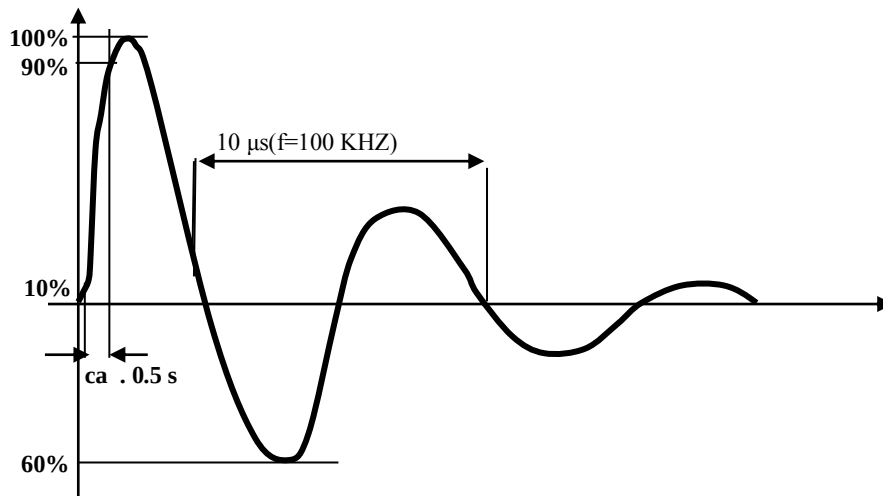


Figure II.8 : onde de courant normalisée 0,5 µs/100 kHz.

c- influence des surtensions :

Les réseaux électriques sont le siège de surtensions d'origine atmosphériques ou dues au fonctionnement des dispositifs de protection (coupures de charges inductives par exemple).

Leur observation a établi que leur niveau, en basse tension, demeure en général inférieur à 6 kV et qu'elles peuvent être représentées par l'onde conventionnelle 1,2 /50 µs (fig II.9).

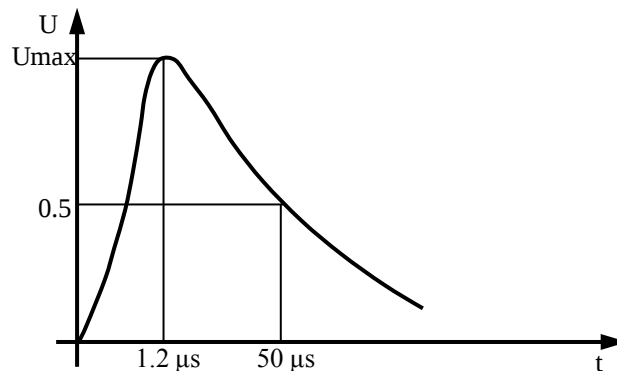
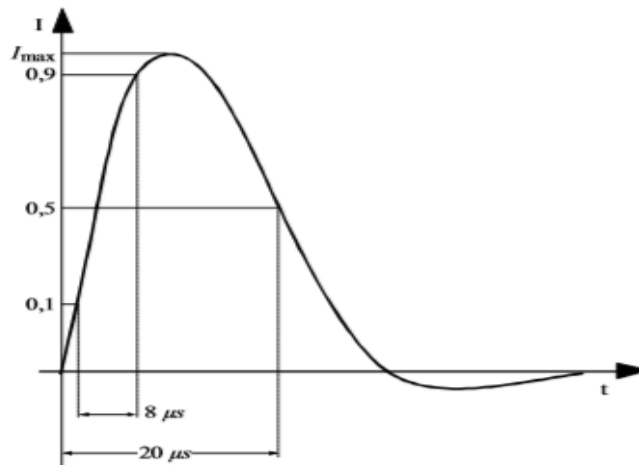


Figure II.9 : surtension normalisée 1,2/50 µs.

Ces surtensions sont à l'origine de courants représentés par l'onde conventionnelle 8/20µs de valeur crête de plusieurs dizaines d'ampères (voir fig. II.10).

Ils s'écoulent à la terre par les capacités de l'installation, les parafoudres ou par claquage des points faibles de l'installation et peuvent provoquer le fonctionnement des dispositifs différentiels.

Figure II.10 : onde de courant normalisée 8/20 μ s.

II.4. Protection des personnes contre les chocs électriques

II.4.1. cas des contacts

Toute personne entrant en contact avec une pièce sous tension est soumise à une différence de potentiel : il y a donc pour elle un risque d'électrisation (on entend par électrisation, le fait de recevoir un choc électrique n'entraînant pas la mort). On distingue deux sortes de contacts : le contact direct et le contact indirect.

a- Cas des contacts directs :

C'est le contact d'une personne avec une partie active d'un matériel sous tension. Le contact peut avoir lieu avec une phase ou avec le neutre (voir fig. II.11).



Figure II.11 : contact direct.

- La totalité du courant de fuite traverse le corps humain, il y a deux possibilités de protection :
 - Sans coupure de l'alimentation, en mettant hors de portée les parties actives sous tension (isolation, barrières, etc.)
 - Avec coupure automatique de l'alimentation, en utilisant des dispositifs différentiels à haute sensibilité : ce sont des appareils de protection capables de détecter et de couper rapidement un faible courant de défaut 10 mA ou 30 mA.

b- cas des contacts indirects :

C'est le contact d'une personne avec une masse d'un récepteur mise accidentellement sous tension à la suite d'un défaut d'isolement (voir fig II.12).

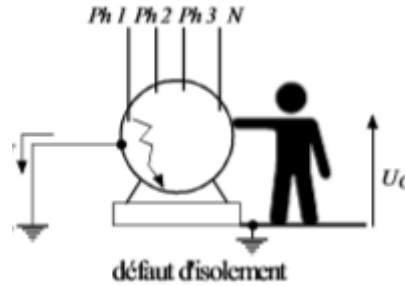


Figure II.12 : contact indirect.

•Seule une partie du courant de fuite traverse le corps humain, mais le danger reste très important ; il y a toujours deux possibilités de protection :

-Sans coupure automatique de l'alimentation en employant du matériel de classe II (double isolation).

-Avec coupure automatique de l'alimentation ; c'est dans cette éventualité que la connaissance des régimes de neutre est importante.

-Le système de protection doit être en conformité avec les exigences du régime du neutre choisi ou imposé. Cette protection n'est réelle que si les deux conditions suivantes sont réalisées :

-Toutes les masses métalliques doivent être reliées à une même prise de terre ;

-La coupure automatique de l'alimentation doit être suffisamment rapide pour ne pas soumettre à une tension dangereuse les personnes qui toucheraient une masse portée à un potentiel trop élevé. Pour tous les types de schémas de neutres, les temps admis en fonction de la tension de contact présumée doit être respecté Dans tous les cas : $U_c \leq U_L$.

Contrairement à une idée très répandue, le risque pour les personnes n'est pas lié uniquement à la valeur de la tension appliquée au corps humain, mais aussi à celle du courant susceptible de le traverser et à la durée du contact. Le courant et la tension sont liés par la loi d'Ohm

$$I = U / R_h \quad (II.8)$$

Où R_h est la résistance du corps humain.

Cette résistance varie en fonction de la tension de contact, de l'état et de l'humidité de la peau, ainsi que du trajet du courant à l'intérieur du corps humain.

Les valeurs de la résistance du corps humain en fonction de la tension de contact à laquelle il est soumis (voir fig. II. 13).

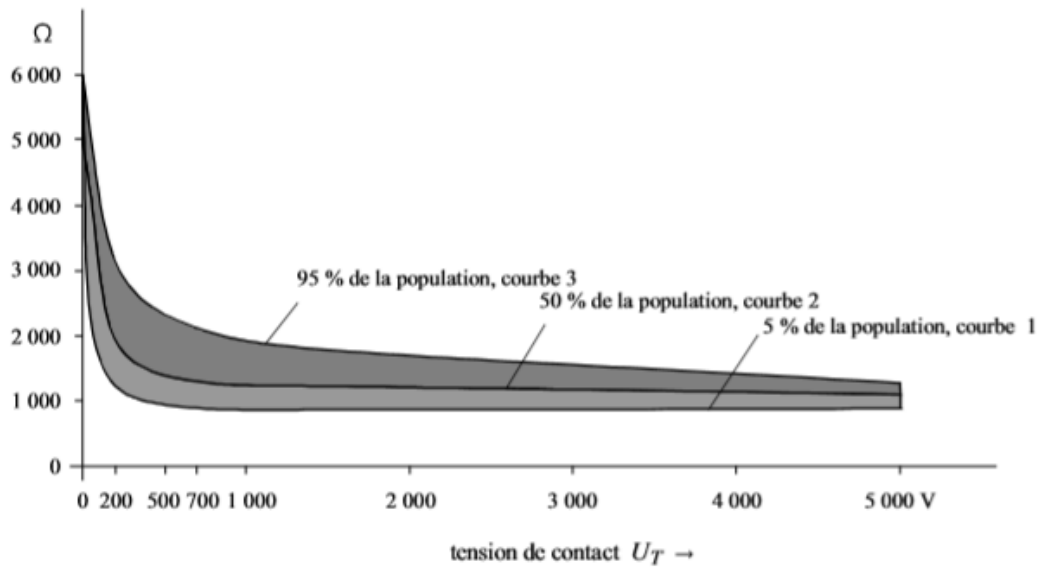


Figure II. 13 : valeurs statistiques des impédances totales du corps humain valables pour un trajet courant main à main ou main à pied.

5 % de la population signifie que 5 % des personnes ont une impédance inférieure à la courbe 1.

50 % de la population signifie que 50 % des personnes ont une impédance inférieure à la courbe 2

95 % de la population signifie que 95 % des personnes ont une impédance inférieure à la courbe 3

Cette même publication indique également les effets du courant électrique sur les personnes en fonction de sa valeur et de sa durée pour le courant alternatif à 50 ou 60 Hz (voir figII.14).

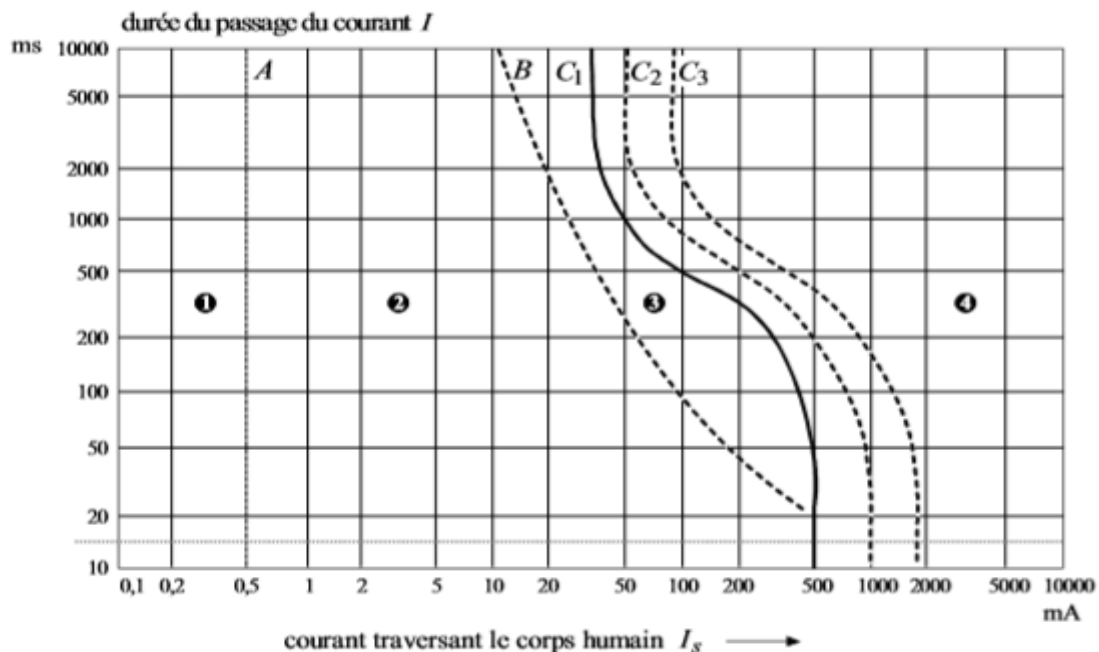


Figure II. 14 : effets du courant électrique 50/60 Hz.

1 : non perception.

3 : effets réversibles - crispation musculaire.

2 : perception.

4 : possibilité d'effets irréversibles, danger de mort.

La courbe C1 définit la limite d'exposition temps-courant à un choc électrique, à ne pas franchir.

C'est sur ces données que l'on a établi les tableaux 3-2 et 3-3 fixant les temps théoriques maximum de coupure de l'alimentation en fonction de la tension de contact présumée, à laquelle est soumise une personne.

Ils ont été construits à partir des graphiques 3-13 et 3-14 et en tenant compte d'une résistance additionnelle matérialisant le port de chaussures et le contact avec le sol. Ils permettent de définir, suivant la nature des locaux, les tensions limites conventionnelles U_L qui peuvent être maintenues sans danger pour les personnes : autrement dit, une tension de contact inférieure à U_L ne nécessite pas de coupure, par contre, toute tension de contact supérieure à U_L nécessite l'élimination du défaut dans un temps au plus égal à celui fixé par les tableaux II.2 et II.3.

Les tensions limites conventionnelles ont été fixées à 50 V pour les locaux secs et à 25 V pour les locaux humides.

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

Tableau II.2 : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les locaux secs ($U_L = 50V$).

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 II.3 : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les locaux humides à ($U_L = 25V$).

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

II.4.2. risques liés au défaut d'isolement

Un défaut d'isolement, quelle que soit sa cause, présente des risques pour la vie des personnes, la conservation des biens, la disponibilité de l'énergie électrique, tout ceci relevant de la sûreté.

a- risque d'électrisation des personnes :

Une personne (ou un animal) soumise à une tension électrique est électrisée. Protéger l'homme des effets dangereux du courant électrique est prioritaire, le risque d'électrisation est donc le premier à prendre en compte (voir tableau II.4).

Tableau II.4 : effets du courant alternatif (50 à 60 Hz) sur le corps humain.

L'intensité de courant	Effets du courant sur le corps humain
0,5 Ma	Sensation très faible
10 Ma	Contraction musculaire (tétanisation)
30 mA	Seuil de paralysie respiratoire
75 mA	Seuil de fibrillation cardiaque irréversible
1 A	Arrêt du cœur

b- risque d'incendie ou d'explosion : (voir fig. II.15)

Ce risque, lorsqu'il se matérialise, peut avoir des conséquences dramatiques pour les personnes et les biens. Bon nombre d'incendies ont pour origine un échauffement important et ponctuel ou un arc électrique provoqué par un défaut d'isolement. Le risque est d'autant plus important que le courant de défaut soit élevé.

Les schémas générant des courants de défaut importants doivent être évités dans les installations et locaux présentant des risques d'explosion ou d'incendie.

Il est établi qu'un courant de défaut de 500 mA peut porter à incandescence des parties conductrices de faible section et de ce fait provoquer un incendie ou une explosion. C'est la raison pour laquelle la norme C15-100 article 482-2-10 recommande, quel que soit le régime du neutre, l'utilisation de dispositifs différentiels résiduels ayant un réglage inférieur ou égal à 500 mA pour les locaux et installations à risque d'explosion ou d'incendie.

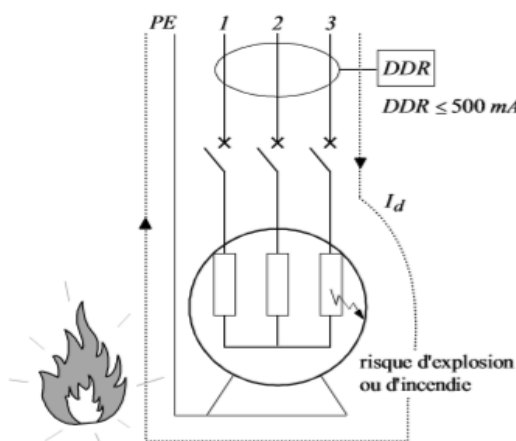


Figure II. 15 : risque d'incendie ou d'explosion.

II.5. comparaison des différents régimes de neutre basse tension

II.5.1. comparaison des différents régimes du neutre

Tableau II.5 : Comparaison des différents régimes du neutre

Type de Régime de neutre	Caractéristiques
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 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 importants, doivent être équipés de DDR appropriés afin d'éviter les déclenchements intempestifs.
Schéma TN	- Il est utilisable uniquement dans les installations alimentées par un transformateurs HT/BT ou BT/BT 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. Le schéma TNC : - Il peut faire apparaître une économie à l'installation par la suppression d'un pôle et d'un conducteur. - Il implique l'utilisation de canalisations fixes et rigides (NF C 15-100). - 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 électroniques 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. Le schéma TNS : - 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
Schéma IT	- 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 se 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.
--	--

II.5.2. choix d'un régime de neutre

a- performances des régimes du neutre

Les performances des régimes du 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 :
- Schémas TT et IT :

Dans le schéma 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 TNC :

Le schéma TNC 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'intensité du courant générée par le défaut d'isolement est élevée et le risque est important.

En cas de défaut impédant, le schéma TNC réalisé sans dispositifs différentiels 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 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, TNS et IT peuvent, satisfaire tous les critères de comptabilité électromagnétique s'ils sont correctement mis en œuvre. On notera seulement que le schéma TNS amène davantage de perturbations pendant la durée du défaut, car le courant de défaut est plus élevé. En revanche les schémas TNC ou TNC-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.

- Contraintes de mise en œuvre :

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

Le schéma TNS réalisé sans dispositifs différentiels, les schémas TNC et IT imposent 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.

b- choix et recommandations d'emploi (voir tableau II.6) :

Lorsque le choix du régime de 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.

- Le schéma IT 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 TNS est recommandé pour les installations peu évolutives :

Il est réalisé en général dans différentiel.

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

- des perturbations passagères

- des risques de dommages élevés
- des incendies.

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

Si des dispositifs différentiels de moyenne sensibilité 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 TNS réalisés selon les règles de l'art sont généralement satisfaisants, le schéma TNC ou TNC-S, par contre, est déconseillé, en effet il présente des risques permanents, en particulier :

- chutes de tension le long du PEN.
- circuloire de courant dans les éléments conducteurs, les blindages, et les masses.
- champ magnétique rayonné.
- en cas de défaut franc, l'intensité du courant est élevée d'où risque de dommages importants
- absence de protection contre les défauts d'isolement impédant.

Tableau II.6 : choix du régime du neutre.

	<i>TNC</i>	<i>TNS</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
Installations ou 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 fuits importants	C	C	P	D

Où :

(1) avec DDR de sensibilité < 500mA.

C : Conseillé.

P : Possible.

D : Déconseillé.

I : Interdit.

II.6. Exercice Chapitre II

Exercice 01:

Soit le réseau TT de distribution 220/380 V suivant.

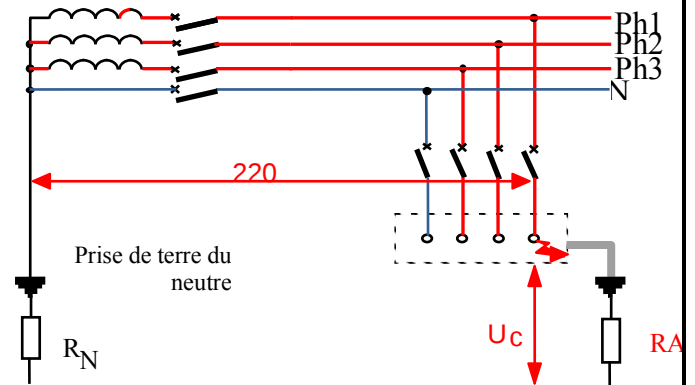
1° Tracer la boucle de défaut

2° Calculer le courant de défaut

Avec : $R_d = 0,1 \Omega$, $R_N = 10 \Omega$; $R_A = 20 \Omega$

3° Calculer la tension de contact ?

En déduire si ce type de défaut est dangereux.

**Exercice 02:**

Un premier défaut d'isolement survient sur la machine 1 entre la phase 1 et la masse

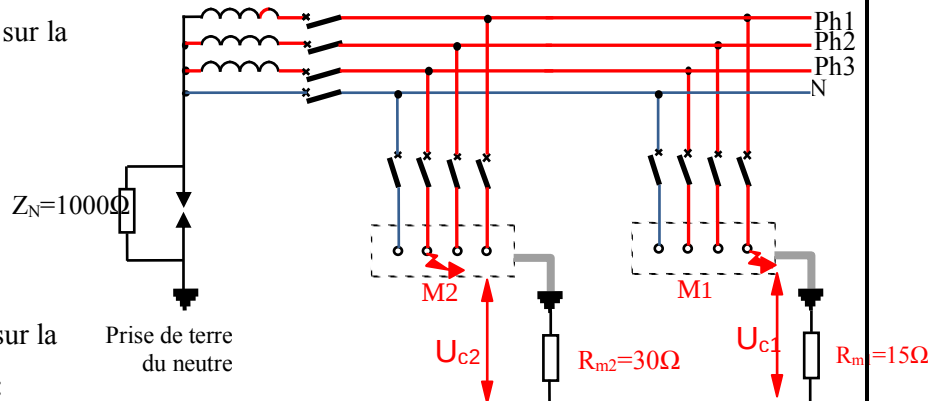
1 - Représenter le courant de défaut I_{d1} sur le schéma, et calculer I_{d1}

2 - Calculer la tension de contact U_{c1}

Second défaut

Un second défaut d'isolement survient sur la machine 2 entre la phase 3 et la masse :

1 - Calculer la tension de contact U_{c2} et le courant de défaut I_{d2}

**Exercice 03:**

1. Soit un réseau de distribution triphasé. Quelle est le régime de neutre utilisé ?

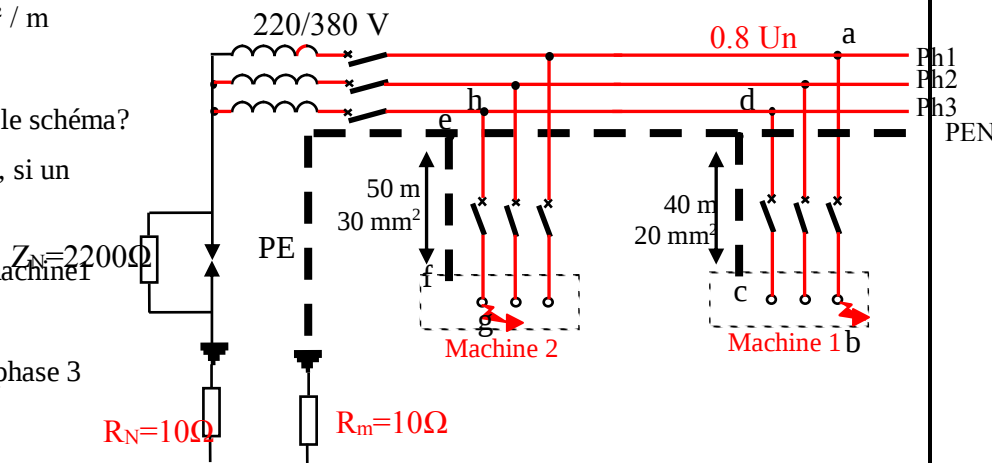
On donne : $\rho_{\text{cuivre}} = 0.0225 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$

1. Donner la boucle de défaut sur le schéma?

2. Calculer le courant de défaut I_d , si un premier défaut d'isolement entre la phase 1 et la masse de la machine 1 et un second défaut d'isolement survient sur la machine 2 entre la phase 3 et la masse.

3. Déterminer la tension de défaut U_d

4. La personne est-elle en danger ?



Chapitre III Récepteurs et leurs contraintes d'alimentation

III.1. Introduction

Les réseaux de distribution forment une partie très importante des systèmes électriques car toute la puissance générée doit être distribuée aux utilisateurs, qui sont dispersés sur de vastes territoires.

Le système électrique de puissance (SEP) est l'ensemble des centrales de production, des lignes de transmission et des réseaux de distribution qui fonctionnent de manière coordonnée. En situation normale, toutes les machines du système fonctionnent en parallèle, et la fréquence dans l'ensemble du SEP reste constante.

La détermination des charges électriques est le point de départ pour résoudre des problèmes techniques et économiques complexes liés à la conception et à l'exécution de réseaux de distribution.

La charge peut être définie comme la quantité qui caractérise la consommation de puissance par des récepteurs ou des consommateurs d'énergie électrique.

Un récepteur est un consommateur individuel et un consommateur est un groupe de récepteurs.

III.2. Classification des Charges

L'électrification peut généralement prendre en charge les types de charges suivants :

1) **Résidentielle** : urbaine et rurale. Les charges résidentielles ont la densité la plus faible par rapport aux charges commerciales et industrielles, et elles diminuent de l'urbain au rural, de sorte que l'électrification rurale est économiquement moins rentable, bien qu'elle soit justifiée d'un point de vue social. Actuellement, dans les zones rurales, des systèmes de distribution monophasés ainsi que des centrales solaires et hybrides sont utilisés.

2) **Charge Commerciale** : zones centrales, centres commerciaux et bâtiments commerciaux. Les densités de charge dans ces cas sont plus élevées.

3) **Charge Industrielle** : petites et grandes industries. Parfois, la charge industrielle est incluse dans les charges commerciales. Les charges industrielles peuvent généralement avoir des puissances élevées et souscrire des services à haute tension, tels que 115 kV ou plus.

III. 2.1. classification des charges par type d'utilisation

Comme mentionné, les charges peuvent être classées en résidentielles, commerciales et industrielles. Les charges résidentielles sont à basse tension, à faible puissance et, dans la plupart des cas, monophasées. Les charges commerciales sont généralement triphasées et de puissance moyenne.

Les charges industrielles peuvent être à haute tension, par exemple, une entreprise de services publics peut fournir de l'énergie à 85 115 ou même 230 kV.

III.2. 2. classification des charges par tarifs

Il existe une classification importante des charges fournies par les prix de l'électricité, car la passation des contrats pour le service doit être conclue en tenant compte de l'obtention du plus grand bénéfice pour l'utilisateur.

Généralement, les pays appliquent des taux différents afin de favoriser certains types d'utilisateurs, tels que les utilisateurs domestiques ou les petits utilisateurs industriels, la fabrication, les boulangeries, l'éclairage public, etc.

Il existe également des tarifs différentiels dans certains pays, selon lesquels l'énergie consommée dans la nuit est moins chère que le jour. Il existe plusieurs tarifs tel que :

Tarif 1 : Service domestique.

Tarif 1 A : Service domestique par temps très chaud.

Tarif 2 : Service général jusqu'à 25 KW de demande.

Tarif 3 : Service général pour plus de 25 KW de demande.

Tarif 4 : Service d'éclairage public

Tarif 5 : Service de pompage des eaux potables et noires.

Tarif 6 : Service de pompage d'eau pour l'irrigation.

III.2. 3. classification des charges par catégorie

Les charges alimentées en énergie électrique par le réseau de distribution peuvent être classées en trois catégories ou degrés de sensibilité par rapport à l'interruption de service :

a) Première catégorie ou charges sensibles

En premier lieu, il y a les hôpitaux de tous types et les maisons privées où se trouvent des patients équipés d'équipements de survie qui, lorsqu'ils cessent de fonctionner, provoquent la mort du patient.

Dans le deuxième cas, par exemple, il y a l'industrie chimique qui produit des fibres synthétiques, puisque l'interruption du service entraîne un gaspillage de matières premières et nécessite d'effectuer des travaux de maintenance pour rétablir le fonctionnement.

Les institutions liées au protocole gouvernemental, comme les installations militaires de la sécurité nationale, appartiennent également à ce groupe.

b) Deuxième catégorie ou charges insensibles

Ce groupe comprend les entreprises industrielles qui arrêtent leur production en raison de coupures de courant mais ne subissent pas de dommages à leurs machines ou à leurs matières premières. L'industrie du vêtement, etc.

c) Troisième catégorie charges normales

Dans cette dernière catégorie, l'arrêt peut être de plus de 24 heures. Comme l'éclairage public et les domiciles.

III .3. Densité de Charge

La charge, telle qu'elle est généralement comprise, fait référence au pic de demande diversifiée ou, en d'autres termes, au pic de demande concordant.

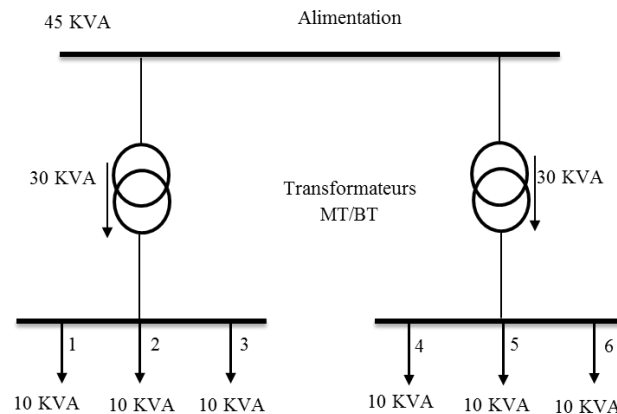


Figure III.1 : Schéma unifilaire du circuit primaire pour alimenter les transformateurs de distribution résidentiels.

Dans la figure, on considère que la charge de pointe de chaque maison est de 10 kVA. Cette charge se prolonge pendant une durée donnée, par exemple 15 minutes.

La charge de pointe des trois maisons est inférieure à la somme arithmétique des trois demandes individuelles, car elles ne sont pas simultanées, c'est-à-dire qu'elles ne coïncident pas dans le temps.

On peut voir que la demande de pointe de trois maisons individuelles est de 30 kVA et la demande totale des deux transformateurs est de 45 kVA. À partir de là, le pic de demande diversifiée par maison est de $45 / 6 = 7,5$ kVA.

Le pic de demande diversifiée par maison n'atteint pas en réalité 5 kVA, mais est d'environ 3 kVA. Le pic de demande diversifiée pour un grand nombre d'utilisateurs est la valeur utilisée pour définir la densité de charge.

Dans les zones résidentielles et rurales, le pic de demande diversifiée par utilisateur est pris en compte à partir des transformateurs de la sous-station de distribution, tandis que dans les zones commerciales et industrielles, il est pris en compte à partir du transformateur de distribution.

La densité de charge est déterminée en additionnant les charges incluses dans la zone desservie et en les rapportant à l'unité de surface. La densité de charge peut être exprimée en kVA par km² ou en kVA par km.

Tableau III.1 : Montre quelques plages typiques de densité de charge.

Type de zone	Densité de charge kVA/km ²	Observations
Résidentiel à faible densité —rural—	3.86 - 11 5	On prend le nombre de fermes ou de résidences par leur demande diversifiée. 2 kVA chacune.
Résidentiel de densité moyenne —suburbain—	115 - 464	Il repose sur environ 600 maisons couvrant 20 % de la superficie totale avec une charge moyenne de 0,5 à 2 kVA par maison.
Résidentiel à haute densité —urbain—	464 - 1864	Zone de 600 couvrant 80 % de la superficie totale, avec une charge moyenne de 0,5 à 2 kVA par maison.
Résidentiel à très haute densité	5 794 - 7 725	Maisons et bâtiments avec chauffage et climatisation. Saturation des bâtiments dans toute la zone.
Commercial	3 862 - 115 880	Cette plage couvre depuis de petits centres commerciaux jusqu'aux zones centrales des grandes villes.

III .4. Facteurs appliqués aux charges

Comme indiqué précédemment, la détermination des charges réelles d'une installation électrique est d'une grande importance et pour faciliter l'atteinte de cet objectif, plusieurs facteurs sont utilisés. Avant d'expliquer les facteurs, il est nécessaire de faire les définitions suivantes :

III .4. 1. définitions

1- charge installée : C'est la somme des puissances nominales individuelles de tous les éléments consommateurs d'énergie de l'installation électrique considérée. Il est désigné par C_i .

$$C_i = \sum_{i=1}^n P_i \quad (\text{III.1})$$

Où : C_i : charge installée. P_i : puissance de l'élément i .

2- densité de charge : C'est le rapport entre la charge installée et la surface, ou la charge correspondant à la surface unitaire :

$$D_c = \frac{C_i}{A} \quad (\text{III.2})$$

Où : D_c : densité de charge, MW/km² ou MVA/km². A : superficie, km²

3- demande : La demande d'une installation électrique est la charge moyenne mesurée aux bornes de réception, pendant une période de temps donnée.

Cette période est appelée intervalle de demande. L'intervalle de demande est la période au-delà laquelle la charge est moyennée. Pour cela, on définit deux types de demande :

a) demande instantanée, (une demande immédiate,)

b) demande soutenue. (Continuité de la demande.)

L'intervalle de demande peut être de 10 à 30 minutes ou plus, selon l'objectif poursuivi.

La connaissance de la demande maximale aide à définir la capacité en MW de la station de production. Par exemple, pour dimensionner un équipement électrique, la demande maximale peut être considérée pour un intervalle de 10 minutes, tandis que pour la protection, ce serait la demande instantanée (secondes). La demande peut être exprimée en unités de puissance ou de courant.

4- Demande de pointe : La demande de pointe d'une charge est la demande instantanée la plus élevée de la charge sur une période de temps donnée.

III .4. 2. Facteurs de charge

Les facteurs les plus couramment utilisés pour déterminer les charges sont les suivants :

1- Facteur de demande : Le facteur de demande d'un intervalle de temps (t) d'une charge est la relation entre la demande maximale et sa charge installée.

$$F_d = \frac{D_M(t)}{C_i} \quad (\text{III.3})$$

Le facteur de demande peut être inférieur ou égal à 1, égal 1 uniquement dans des cas exceptionnels, comme pour l'éclairage de certains bâtiments publics.

Les charges commerciales ont des facteurs de demande allant de 0,4 dans les écoles et les boulangeries à 0,7 dans les usines.

2- Facteur d'utilisation : Le facteur d'utilisation dans un intervalle de temps (t) est le rapport entre la demande maximale et la capacité nominale de l'élément. Ce facteur représente la fraction de la capacité du système utilisée au cours d'une période de charge donnée.

$$F_u = \frac{D_M(t)}{P_i} \quad (\text{III.4})$$

Le facteur d'utilisation peut être appliqué aux transformateurs, aux lignes d'alimentation, aux sous-stations de distribution, etc.

3- Facteur de charge : Le facteur de charge est défini comme la relation entre la demande moyenne D_m et la demande maximale D_M dans un intervalle de temps donné.

$$F_c = \frac{D_m}{D_M} \quad (\text{III.5})$$

Le facteur de charge peut être inférieur ou égal à 1. La demande maximale correspond à un instant dans l'intervalle de demande moyen. La demande moyenne diminue à mesure que l'intervalle considéré augmente et donc le facteur de charge diminue également.

Le facteur de charge peut être déterminé approximativement :

$$F_c = \frac{D_m(t)}{D_M(t)} \text{ ou bien : } F_c = \frac{E_{consommée}}{D_M(t)} \quad (\text{III.6})$$

Cet indicateur est prépondérant dans les décisions à prendre sur l'exploitation du réseau électrique si on aura une hausse brutale de la charge qui peut avoisiner en permanence la demande maximale.

Du facteur de charge on peut définir le facteur de charge quotidien, hebdomadaire, mensuel, par saison ou même annuel comme suit :

$$\text{Facteur de charge quotidien} = \frac{\text{Charge moyenne} \cdot 24\text{h}}{\text{Pique de charge en KW} \cdot 24\text{h}} \quad (\text{III.7})$$

$$\text{Facteur de charge hebdomadaire} = \frac{\text{Charge moyenne} \cdot 7 \cdot 24\text{h}}{\text{Pique de charge en KW} \cdot 7 \cdot 24\text{h}} \quad (\text{III.8})$$

$$\text{Facteur de charge mensuel} = \frac{\text{Charge moyenne} \cdot 30 \cdot 24\text{h}}{\text{Pique de charge en KW} \cdot 30 \cdot 24\text{h}} \quad (\text{III.9})$$

4- facteur de diversité : Le choix d'une ligne d'alimentation ou d'un transformateur doit être effectué en fonction de la demande maximale, car cela donnera les conditions de fonctionnement les plus difficiles ; Cependant, lorsque plusieurs utilisateurs sont alimentés, leur demande maximale ne coïncide pas dans le temps, il faut donc tenir compte de la diversité des charges.

La diversité des demandes maximales d'un seul groupe est établie par le facteur de diversité, c'est-à-dire par la relation entre la somme des demandes maximales individuelles et la demande maximale du groupe.

$$F_{div} = \frac{\sum D_{Mi}}{D_{M \text{ Système}}} \quad (\text{III.10})$$

Généralement, pour un F_{div} égale ou nettement supérieur à 1, on aura une pauvre diversité. Plus le F_{div} est très supérieur à 1 plus la diversité est bonne.

Diversité de charge. C'est la différence entre la somme des pointes de deux ou plusieurs charges individuelles et la pointe de la demande maximale.

$$\text{Diversité de la charge} = (\sum_{i=1}^n D_i) - D_g \quad (\text{III.11})$$

5- facteur de coïncidence : Il est défini comme l'inverse du facteur de diversité :

$$F_{co} = \frac{1}{F_{div}} = \frac{D_{M \text{ syst}}}{\sum D_{Mi}} \quad (\text{III.12})$$

C'est le rapport entre la demande maximale d'un groupe d'utilisateurs et la somme des demandes maximales individuelles qui composent le groupe, prises au cours de la même période d'alimentation.

Tableau III. 2 : Facteurs de diversité et de coïncidence

Équipement de système	F_{div}	F_{co}
Entre transformateurs	1.2-1.35	0.74 - 0.833
Entre les alimentations primaires	1.08-1.2	0.833 - 0.926
Entre sous-stations de distribution	1.05 -1.2 5	0.80 - 0.952

Tableau III. 3 : Le facteur de coïncidence peut être déterminé par le tableau de demande maximale diversifiée.

Type de service	KVA/Maison
Résidentiel d'intérêt social	0.3 - 0.6
Résidentiel moyennes	0.6 - 1.5
Résidentiel de luxe (sans climatisation)	1.5 - 2.5
Résidentiel de luxe (avec climatisation)	4.0 - 5.0

Pour calculer la demande maximale d'un distributeur, procédez comme suit :

$$D_{M\text{ alim}} = F_{co}(\sum D_{mi(R)} + \sum D_{mi(C)} + \sum D_{mi(I)}) \quad (\text{III.13})$$

Où : R : résidentiel. C : commercial. I : industriel.

Lors de la planification des systèmes de distribution, il est très important de considérer le taux de croissance annuel, pour réaliser le projet de manière à ce qu'après 20 ans la charge puisse être alimentée, soit par des agrandissements, soit par une augmentation de la puissance des équipements. Dans tous les cas, il faut choisir la meilleure option.

La charge future pour un nombre n d'années est calculée par l'expression suivante :

$$C_n = C_a(1 + t)^n \quad (\text{III.14})$$

Avec : C_n : charge de l'année n . C_a : charge actuelle. t : taux de croissance du réseau (en p.u.). n : nombre d'années.

6- Facteur de perte : C'est le rapport entre les pertes de puissance moyennes et les pertes de puissance en charge de pointe, sur une période de temps donnée.

$$F_p = \frac{\text{Les pertes moyenne}}{\text{les pertes de puissance en charge de pointe}} \quad (\text{III.15})$$

En général, le facteur de perte a une valeur comprise dans la plage déterminée par le facteur de charge :

$$F_c^2 < F_p < F_c \quad (\text{III.16})$$

Le facteur de perte ne peut pas être obtenu directement à partir du facteur de charge, mais des formules approximatives telles que les suivantes sont utilisées :

$$F_p = 0,3 F_c + 0,7 F_c^2 \quad (\text{III.17})$$

Cette formule fournit des résultats largement acceptés dans la pratique dans les systèmes de distribution.

La durée de la demande moyenne en une période de temps spécifié, tel qu'une journée, un mois ou une année peut être obtenue de la courbe charge-durée comme suit :

$$\text{Demande moyenne} = \frac{\text{KWH (ou MWH) consommée en une période de temps donnée}}{\text{nombre d'heures dans la même période de temps}} \quad (\text{III.18})$$

7- facteur de capacité : C'est un facteur qui est beaucoup plus utilisé par les services de production d'électricité. Ce facteur (F_{Ca}) est défini comme suit :

$$\text{Facteur de capacité} = \frac{\text{Energie réelle produite ou alimentée en période T}}{\text{Capacité maximale estimée (même réserve)}} \quad (\text{III.19})$$

On peut y avoir le F_{Ca} annuel aussi.

$$\text{Facteur de capacité annuel} = \frac{\text{Energie réelle produite en une année}}{\text{Capacité maximale estimée} \cdot 8760 \text{ heure}} \quad (\text{III.20})$$

Le facteur de capacité indique le taux d'utilisation d'une station de production. Si le système travail toujours à sa capacité maximale estimée alors le Facteur de diversité **Fd = 1 (100%)**.

Le facteur de capacité diffère du facteur de charge. En réalité la capacité estimée de chaque équipement est toujours supérieure à la demande maximale. Le système de production à toujours une capacité de réserve pour des augmentations futures de charge et de la maintenance des sous stations de production.

Le facteur de capacité peut être lié au pique de charge via la formule :

$$\text{Facteur de capacité} = \frac{\text{Pique de charge}}{\text{Capacité de syteme}} * \text{Facteur de charge} \quad (\text{III.21})$$

Il est clair qu'en absence de réserve, le facteur de capacité est le facteur de charge sont égales.

III .5. Alimentation d'une Zone Industrielle

Avant de procéder à l'alimentation en énergie électrique d'une zone industrielle il faut tout d'abord faire une étude sur les différents usines à implanter sur cette zone ; la qualité de la tension d'alimentation et la catégorie des récepteurs. Généralement les récepteurs sont classés en trois catégories

1. les récepteurs de première catégorie

Ce type de récepteur admet une coupure en alimentation en énergie électrique uniquement pendant le branchement automatique de la source de réserve ; donc il doit être alimenté au minimum par deux sources indépendantes ou soit par une source d'alimentation et un groupe électrogène

2. les récepteurs de deuxième catégorie

Ce type de récepteur est le récepteur le plus répondu dans l'industrie ; il admet une coupure en alimentation en énergie électrique pendant le branchement de la source de réserve par le personnel exploitant. La durée maximale de coupure peut aller jusqu'à deux heures (2h).

3. les récepteurs de troisième catégorie

Ce type de récepteur admet une coupure en alimentation en énergie électrique pendant le temps nécessaire à la réparation ou au remplacement de la partie défectueuse du récepteur. La durée maximale de coupure peut aller jusqu'à vingt-quatre heures (24h).

Le choix de la configuration du réseau électrique d'alimentation pour chaque usine dépend de plusieurs paramètres tels que le Poste de Livraison (**P.L.**) de la zone ; le Poste de Distribution de chaque Usine (**P.D.U.**) et les Poste de Transformation des Ateliers (**P.T.A.**)

III .5. 1. calcul de la charge électrique

Il existe plusieurs méthodes de calcul des charges électriques parmi les méthodes les plus utilisées nous avons :

- la méthode du facteur de demande (**Kd**) (méthode statique)
- la méthode du coefficient de simultanéité (**Ks**)
- la méthode spécifique ou bien (la méthode simplifiée)

Chaque méthode à un domaine d'utilisation bien déterminé par exemple la méthode du facteur de demande (**Kd**) est très répondue dans le calcul des charges électriques dans les petites usines et même dans les usines moyennes.

Elle est basée sur l'utilisation de la puissance installée des récepteur et du facteur de demande (**Kd**) qui varie en fonction de l'utilisation de ce récepteur, ce facteur de demande varie généralement entre **0.5** jusqu'à **1** mais si ce facteur de demande n'est pas spécifié il faut le considérer comme égale à **1**.

La méthode du coefficient de simultanéité est très rencontrée dans le calcul des charges électriques des **Postes de Distribution Publique (P.D.P)**. Par exemple le poste a implanté dans un lotissement etc. elle est basée sur l'utilisation de la puissance de chaque abonné à alimenter c'est-à-dire de la superficie en **m²** de chaque abonné généralement pour un **F2** on prévoit une puissance de **3KW** entre **F3** et **F7** on prévoit une puissance de **6KW** et supérieur à **F7** on prévoit une puissance de **9KW** et le nombre d'abonné à alimenter voir le tableau 1.

Le nombre d'abonné	1à4	5à10	11à15	15à20	21à30	31à50	41 à 50	Supérieur à 50
Ks	1	0.89	0.85	0.79	0.72	0.68	0.62	0.5

Exemple :

Si nous allons alimenter un nombre d'abonnés de 28 ayant les superficies suivantes :

14 abonnés ayant un nombre de chambres entre F3 et F7

6 abonnés ayant un nombre de chambre supérieur à F7

8 abonnés ayant des F2 c'est-à-dire une chambre plus salon et une cuisine.

La puissance active calculer pour ce groupe de récepteur est calculée de la manière suivante :

$$P_c = 0.72 \times (14 \times 6 + 6 \times 9 + 8 \times 3) = 116.64 \text{KW}$$

Donc la puissance apparente du poste de distribution publique (P.D.P.) à installer doit être légèrement supérieur ou égale à $P_c = 116.64 \text{KW}$

a. méthode spécifique

La méthode de la charge spécifique ou la méthode simplifiée est très utilisée dans le calcul de l'éclairage des ateliers ou des hangars elle est basée sur les charges spécifiques qui dépendent du milieu à éclairer c'est-à-dire de la puissance électrique nécessaire pour obtenir une norme requise d'éclairages pour **1m²** de la charge calculée.

Exemple pour un atelier d'usinage la puissance spécifique pour l'éclairage est $S_{n.ecl} = 300VA/m^2$ donc pour un atelier d'usinage ayant une longueur $L=30m$ et une largeur $l = 10m$ et une hauteur de $3m ; 6m$ ou $9m$

La puissance apparente nécessaire pour éclairer cet atelier est calculée de la manière suivante :

$$S_c = F \cdot S_{n.ecl} \quad (III.22)$$

Où S_c : la puissance calculée d'éclairage.

F : la surface de l'atelier à éclairer $F= L \times l$ dans notre cas $F=30 \times 10 = 300m^2$

Donc $S_c = 300 \times 300 = 90000VA$ c'est-à-dire **90KVA**.

Une autre expression utilisée pour le calcul de la puissance active nécessaire pour un type d'éclairage est donnée par la formule suivante :

$$P_{c.ecl} = K_{ecl} \cdot F \cdot P_{n.ecl} \quad (III.23)$$

Où K_{ecl} : c'est le coefficient d'utilisation de l'éclairage généralement il varie entre **0.8 et 1**

F : la surface à éclairer en m^2 .

$P_{n.ecl}$: la puissance spécifique d'éclairages en W/m^2 ou VA/m^2

b. la méthode du facteur de demande

Cette méthode permet de calculer la puissance demandée par les postes de transformation ateliers (**P.T.A.**) et le poste de distribution usine (**P.D.U.**). Les récepteurs dans cette méthode sont généralement divisés en deux groupes et cela en fonction de leurs tension d'alimentation :

- Les récepteurs à H.T ou $Un \geq 1000V$.
- Les récepteurs à B.T ou $Un < 1000V$.

b.1 les récepteurs à B.T.

La puissance active calculée est déterminée par l'équation suivante :

$$P_c = K_d \cdot \sum_{i=1}^m P_{ni} \quad (\text{en } KW) \quad (III.24)$$

Où P_{ni} : est la puissance active installée d'un groupe de récepteur **B.T** en **KW**

m : est le nombre de récepteur **B.T**.

K_d : est le facteur de demande correspondant à un groupe de récepteur

La puissance réactive calculée est déterminée par l'équation suivante :

$$Q_c = K_d \cdot \sum_{i=1}^m Q_{ni} \quad (\text{en } KVAR) \quad (III.25)$$

Où Q_{ni} : est la puissance réactive installée d'un groupe de récepteur **B.T** en **KVAR**.

Si cette puissance réactive n'est pas connue on peut la calculer à partir de la puissance apparente S_{ni} et du facteur de puissance $\cos \varphi_i$

$$S_{ni} = \sqrt{P_{ni}^2 + Q_{ni}^2} \text{ ou } P_{ni} = S_{ni} \cdot \cos \varphi_i \text{ et } Q_{ni} = S_{ni} \cdot \sin \varphi_i \quad (III.26)$$

La puissance apparente calculée d'un groupe de récepteur en **KVA**. Est :

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (III.27)$$

b. 2. les récepteurs à H.T.

a) la puissance active calculée est déterminée par la relation suivante :

$$P_c = K_{div} \cdot (\sum_{i=1}^{\sigma} P_{ni} + \sum_{j=1}^{\beta} P_{mj}) + \Delta P \quad (III.28)$$

Où P_{ni} : la puissance active installée d'un groupe de récepteurs à **B.T** en **KW**.

K_{div} : Coefficient de diversité de l'ensemble

P_{mj} : la puissance active installée d'un groupe de récepteur à **H.T** en **KW**.

ΔP : les pertes de puissance active du transformateur alimentant ce groupe de récepteur (moteurs secondaires du groupe récepteur)

σ : le nombre de récepteur **B.T.** alimentés par le secondaire du transformateur.

β : le nombre de récepteur **H.T.** (moteurs principaux du groupe de récepteur)

Si les pertes de puissance actives dans le transformateur ne sont pas connues elles peuvent être déterminées par la relation suivante

$$\Delta P \leq 2 \% \cdot S_{nt} \quad (III.29)$$

S_{nt} : la puissance nominale du transformateur.

b) la puissance réactive calculée est déterminée par la relation suivante :

$$Q_c = (\sum_{i=1}^{\sigma} Q_{ni} + \sum_{j=1}^{\beta} Q_{mj}) + \Delta Q - Q_{comp} \text{ (en KVAR)} \quad (III.30)$$

Où Q_{ni} : la puissance réactive installée d'un groupe de récepteurs à **B.T** en **KVAR**.

Q_{mj} : la puissance réactive installée d'un groupe de récepteur à **H.T** en **KVAR**.

ΔQ : les pertes de puissance active du transformateur alimentant ce groupe de récepteur (moteurs secondaires du groupe récepteur) en **KVAR**

σ : le nombre de récepteur **B.T.** alimentés par le secondaire du transformateur.

β : le nombre de récepteur **H.T.** (moteurs principaux du groupe de récepteur)

Si les pertes de puissance réactives dans le transformateur ne sont pas connues elles peuvent être déterminées par la relation suivante :

$$\Delta Q \leq 0.12 \% S_{nt} \quad (III.31)$$

S_{nt} : la puissance nominale du transformateur choisi.

Q_{comp} : la puissance réactive compensée et cela il dépend du facteur de puissance moyen qui est déterminé par la relation suivante :

$$\cos \phi_{moy} = \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot \cos \phi_i / \sum_{i=1}^n P_{ni} \quad (III.32)$$

Où $\cos \phi_i$: est le facteur de puissance de chaque moteur du groupe de récepteur.

Les facteurs de puissance de chaque moteur ainsi les puissances nominales des transformateurs des ateliers et leurs pertes actives et réactives peuvent être obtenus par plusieurs méthodes telles que les cahiers de charges de chaque atelier ou chaque usine ou bien des guides de conception des zones industriels etc.

La charge totale des récepteurs d'une usine est déterminée par l'expression suivante :

$$P_{c.tot} = \sum_{i=1}^n P_{ci} + P_{c.ecl} \text{ (en KW)} \quad (III.33)$$

Où $P_{c.tot}$: c'est la puissance active calculée totale de l'usine en **KW**.

P_{ci} : c'est la puissance active calculée de chaque atelier en **KW**.

$P_{c.ecl}$: c'est la somme de la puissance active calculée de l'éclairage en **KW**.

n : est le nombre d'atelier.

$$Q_{c.tot} = \sum_{i=1}^n Q_{ci} + Q_{c.ecl} \quad (III.34)$$

Où $Q_{c.tot}$: c'est la puissance réactive calculée totale de l'usine en **KVAR**.

Q_{ci} : c'est la puissance réactive calculée de chaque atelier en **KVAR**.

$Q_{c.ecl}$: c'est la somme de la puissance réactive calculée de l'éclairage en **KVAR**.

La puissance apparente totale de l'usine ou celle du poste de distribution usine (**P.D.U**) ou bien du poste de livraison de l'usine (**P.L**) est déterminée de l'expression suivante

$$S_{c.tot} = \sqrt{P_{c.tot}^2 + Q_{c.tot}^2} \quad (III.35)$$

Où $S_{c.tot}$: c'est la puissance apparente calculée totale de l'usine en **KVA**.

La puissance du poste de distribution usine ou la puissance du poste de livraison doit être égalé ou légèrement supérieur à $S_{c.tot}$.

$$S_{(P.D.U)} = S_{(P.L)} \geq S_{c.tot} \quad (III.36)$$

III .6. Exercice Chapitre III

Exercice 01 :

Il y a un quartier comprenant 250 maisons d'habitation, un atelier et un centre commercial. La demande diversifiée par maison est de 2,5 KVA, l'atelier consomme 32 KVA et le centre commercial 80 KVA. La superficie totale est de 47 000 m². Déterminons la densité de charge, la puissance du transformateur de la sous-station de distribution et le nombre de transformateurs de distribution de 75 KVA à installer.

Exercice 02 :

Un système de distribution alimente un lotissement qui compte des charges d'éclairage résidentiel, commercial et public, en plus de répondre aux besoins d'une petite zone industrielle. L'alimentation est souterraine et a une capacité nominale de **7,5 MVA**. La puissance demandée par le réseau et les charges totales installées sont indiquées dans les tableaux suivants :

III.2.1 Tableau de charge et les heures

Heures		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Résidentiel	am	280	280	280	350	400	450	600	950	950	800	700	700
	Pm	500	500	500	700	700	800	1000	1200	1200	800	350	300
Commercial	am	350	350	350	350	350	500	500	700	700	1100	11000	1100
	Pm	1150	1150	900	900	900	900	1300	1300	1300	1300	400	400
Eclairage	am	50	50	50	50	50	50	--	--	--	--	--	--
	Pm	--	--	--	--	--	--	50	50	50	50	50	50
Industriel	am	400	400	400	400	600	700	1550	1600	1600	1400	1500	1500
	Pm	1550	1550	1300	1300	800	800	800	1000	500	500	400	400

III.2.2 Tableau de charge installé

Type de charge	Charge, KW	Facteur de puissance
Résidentiel	1800	0.95
Commercial	1600	0.85
Eclairage publique	50	1.0
Industriel	2300	0.84

Avec les données précédentes, déterminez :

1. Totalisez les charges en KVA.
2. Déterminez la demande maximale individuelle et totale.
3. Calculez le facteur de demande pour chaque charge et le total.
4. Calculez le facteur d'utilisation du l'alimentation.
5. Trouvez le facteur de charge de chaque secteur et le total.
6. Calculez le facteur de coïncidence (correspondance) du l'alimentation.
7. Calculez le facteur de perte de chaque charge et le total

Exercice 03:

Soit une ligne de **25 kV** à laquelle sont raccordés **10 transformateurs de 167 kVA**. Le facteur de demande pour chacun des transformateurs est de **75 %**. Le facteur de simultanéité de la ligne est de **0.6**.

1. Quelle est la puissance maximale appelée par cette ligne ?

2. Quel est le facteur de demande diversifié des transformateurs de la ligne ?

Exercice 04:

Soit une ligne de **25 kV** à laquelle sont raccordés **40 transformateurs** de **167 kVA**. Le facteur d'utilisation pour chacun des transformateurs est de **60%** durant la journée de la pointe hivernale et la charge est distribuée uniformément sur les transformateurs. Supposer que la pointe de charge se rapporte à des périodes identiques pour chacun des transformateurs.

La ligne est équilibrée et triphasée à conducteurs de calibre **477 AL**. Les tableaux indiquent que l'impédance de séquence directe de la ligne par unité de longueur (km) est de **$0.125 + j0.41 \Omega$** . Si la puissance maximale appelée par la ligne dans la journée de la pointe hivernale est de **4000 kVA** avec un facteur de puissance de **0.95** en retard,

1. Quel est le facteur de demande pour chacun des transformateurs ?
2. Quel est le « taux d'utilisation » des transformateurs
3. Quel est la puissance moyenne appelée par chacun des transformateurs ?
4. Calculer approximativement le facteur de perte.
5. Calculer les pertes en énergie pour une période d'un an.

Exercice 05 :

Déterminer la puissance appelée par un broyeur de ciment ainsi que la puissance compensée par la batterie de condensateur à installer pour que cet atelier fonctionne dans des bonnes conditions. Il se compose :

1. d'un moteur asynchrone triphasé avec **$P=3250 \text{ KW}$** ; **3Φ** et **$Un=5.5 \text{ KV}$**
2. d'un moteur asynchrone de ventilation **3Φ** **$P=300 \text{ KW}$** ; un **$\cos\phi = 0.87$** et **$Un=5.5 \text{ KV}$**
3. de **4** Compresseurs ou chaque compresseur est alimenté par un moteur asynchrone **3Φ** ayant une puissance **$P=200 \text{ KW}$** ; et un **$\cos\phi = 0.88$** et **$Un=380 \text{ V}$**
4. D'un séparateur qui est alimenté par un moteur à courant continu de puissance **$P=132 \text{ KW}$**
5. D'un électro-filtre ayant une puissance **$P=90 \text{ KW}$** avec un **$\cos\phi = 0.80$** et **$Un=380 \text{ V}$**
6. d'un atelier de broyage ayant une puissance **$S=494 \text{ KVA}$** ; **$\cos\phi = 0.80$** et **$Un=380 \text{ V}$**

L'ensemble est éclairé par des lampes à gaz fluorescent dont la puissance totale de l'éclairage **$P_{\text{ecl}}=30 \text{ KW}$** .

Le facteur de demande des compresseurs **$K_d=0.88$** tandis que pour le broyeur de ciment **$K_d=1$** mais le coefficient de diversité de l'ensemble **$K_{div}=0.55$** .

Chapitre IV Détermination des sections de conducteurs**IV.1. Introduction**

Les conducteurs et câbles représentent les éléments actifs des liaisons électriques, puisqu'ils conduisent le courant électrique. Il en existe une très grande variété pour satisfaire à toutes les utilisations de l'énergie électrique. Installations domestiques (maisons), industrielles, appareils semi-portatifs (machine à laver, sèche-linge, appareils portatifs (radio, baladeur, chauffage électrique d'appoint, . . .)

IV.2. Les câble

Un conducteur isolé est un ensemble formé d'une âme conductrice et de son enveloppe isolante. L'enveloppe isolante est souvent recouverte d'une coloration soit monochrome, soit bicolore en fonction des demandes des clients ou normalisation.

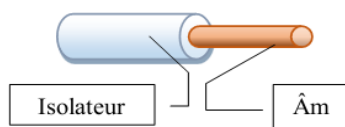


Figure IV.1 : Câble

IV.2.1. type de câbles**IV.2.1.1. câble unipolaire**

Un câble unipolaire est un conducteur isolé comportant en plus une ou plusieurs gaines de protection. Le câble unipolaire est souvent utilisé à partir d'une section. En effet, lorsque la section est relativement importante, il devient plus difficile de cintrer un ensemble de conducteur.

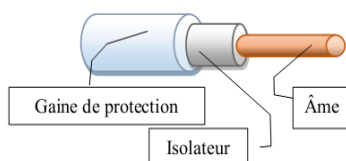


Figure IV.2 : Câble unipolaire

De même, le refroidissement d'un câble unipolaire est meilleur. La différence avec un conducteur est aussi une protection accrue contre les agressions externes au câble (écrasement, chocs, produits chimique ...).

IV.2.1.2. câble multipolaire

Un câble multipolaire est un ensemble de conducteurs électriquement distincts mais comportant une protection commune.

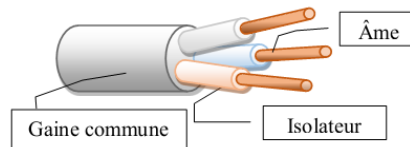


Figure IV.3 : Câble multipolaire

IV.2.3. constitution générale d'un câble

IV.2.3.1. âme

a) caractéristiques électriques

L'âme conductrice doit présenter une résistivité très faible ; pour éviter les pertes par effet joules, on emploie :

- Cuivre : $\rho = 17.241 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$ (valeur de résistivité à 20 °C.)
- Aluminium : $\rho = 28.264 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$
- Almélec : $\rho = 32.6 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$
- Acier : $\rho = 150 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$

b) caractéristiques mécaniques

L'âme des conducteurs doit être assez souple, pour suivre les tracés compliqués des canalisations. L'âme est massive lorsqu'elle est constituée d'un conducteur unique. On dit qu'elle est câblée lorsqu'elle est formée de plusieurs brins assemblés en torons. Les brins des âmes câblées sont répartis en couches successives.

- Une couche = 1 + 6 = 7 brins
- Deux couches = 1 + 6 + 12 = 19 brins
- Trois couches = 1 + 6 + 12 + 18 = 37 brins

c) classe de souplesse

La souplesse d'un câble dépend du nombre de brins pour une même section conductrice. La souplesse des câbles est définie en 6 classes : les âmes les plus rigides étant en classe 1, les plus souples en classe 6.

Tableau IV.1 : Classe de souplesse d'un câble

Section nominale	Âme des câbles		
[mm ²]	Nombre de brin × diamètre d'un brin [mm]		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
1,5	1×1,38	1×1,38	7×0,50
2,5	1×1,78	7×0,67	7×0,67
4	1×2,25	7×0,85	
6	1×2,76	7×1,04	
10	1×3,57	7×1,35	12×1,04
16	1×4,50	7×1,70	19×1,04
25	1×5,65	7×2,140	19×1,35
35	1×6,60	7×2,52	19×1,53
50	7×2,93	19×1,78	27×1,53
70	19×2,14	37×1,53	
95	19×2,52	37×1,78	
120	19×2,85	37×2,25	61×1,60
150	19×3,20	37×2,25	61×1,78
185		37×2,52	91×1,60
240		37×2,85	61×2,25
300		37×3,20	61×2,52
400		61×2,85	
500		61×3,20	
630		127×2,52	
800		127×2,85	
1000		127×3,20	

Section nominale	Âme des câbles		
[mm ²]	Nombre de brin × diamètre d'un brin [mm]		
	Classe 4	Classe 5	Classe 6
0,5	7×0,30	16×0,20	28×0,15
0,75	11×0,30	24×0,20	42×0,15
1	14×0,30	32×0,20	56×0,15
1,5	12×0,40	30×0,25	85×0,15
2,5	20×0,40	50×0,25	140×0,15
4	20×0,50	56×0,30	228×0,15
6	30×0,50	84×0,30	189×0,20
10	49×0,50	80×0,40	324×0,20
16	56×0,60	126×0,40	513×0,20
20	84×0,60	196×0,40	783×0,20
35	98×0,67	276×0,40	1107×0,20
50	144×0,67	396×0,40	702×0,30
70	192×0,67	475×0,40	909×0,30
95	266×0,67	360×0,50	
120	342×0,67	475×0,50	1702×0,30
150	266×0,85	608×0,50	2109×0,30
185	330×0,85	756×0,50	2590×0,30
240	420×0,85	925×0,50	3360×0,30
300	518×0,85	1221×0,50	4270×0,30
400	672×0,85	1525×0,50	
500	854×0,85	1769×0,55	

IV.2.3.2. enveloppe isolante

L'enveloppe isolante est la matière entourant l'âme, elle est destinée à assurer son isolation. Elle doit posséder des propriétés bien précises.

IV.3. Détermination des sections de conducteurs en basse tension

Le bilan de puissance c'est la première étape essentielle de l'étude de conception d'un réseau. Elle doit cerner et localiser géographiquement les valeurs des puissances actives et réactives. Selon l'étendu du site, les puissances installées et leurs répartitions, l'installation sera divisée en plusieurs zones géographiques. Le bilan des puissances actives et réactives sera alors fait pour chaque zone en appliquant, aux puissances installées, les facteurs d'utilisation propre à chaque récepteur.

IV.3.1. principe de la méthode

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 des chutes de tension 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 principe de la méthode de détermination de la section du câble peut être décrit par les étapes suivantes :

1^{ère} étape :

- Détermine le courant maximal d'emploi $I_B \Rightarrow$ déduit le courant assigné I_n du dispositif de protection.
- Calcule le courant de court-circuit maximal I_{cc} du dispositif de protection.

2^{ème} étape :

- Détermine le facteur global de correction « K ».
- On choisit la section adéquate du conducteur.

3^{ème} 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.

IV.3.2. logigramme du choix de la section des canalisations

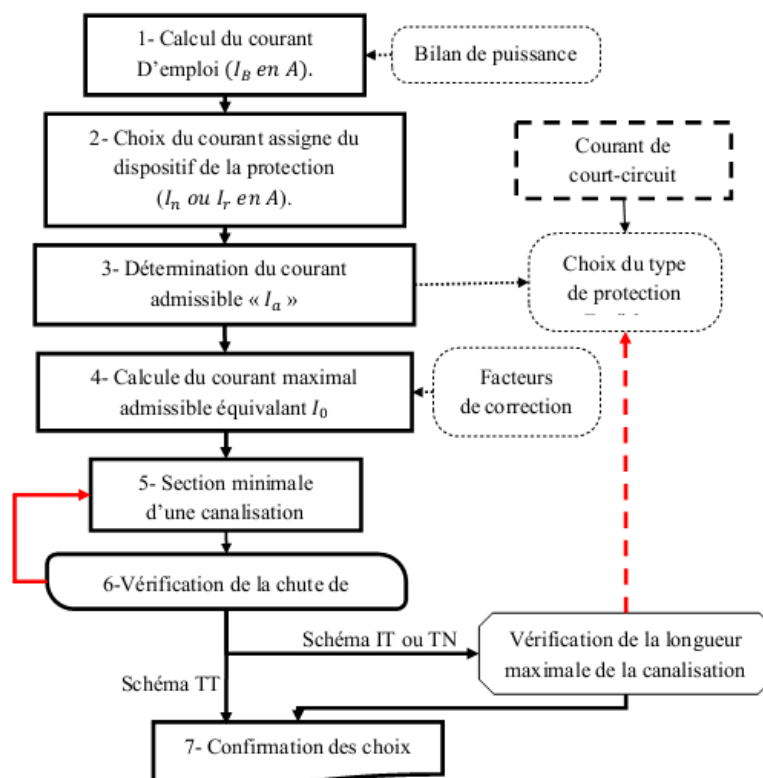


Figure IV.4 : Le logigramme de choix de la section du câble»

IV.3.3. détermination du courant maximal d'emploi « IB »

Le courant maximal d'emploi (I_B) est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation. Il correspond à la plus grande puissance transportée en service, en tenant compte des facteurs d'utilisation et de simultanéité de l'installation.

En courant continu

$$I_B = \frac{P}{U} \left\{ \frac{\text{puissance absorbée (en W)}}{\text{tension de service (en V)}} \right\} \quad (\text{IV.1})$$

En courant alternatif

• En monophasé

$$I_B = \frac{S}{U} \left\{ \frac{\text{puissance apparente absorbée (VA)}}{\text{tension entre les deux conducteurs (en V)}} \right\} \quad (\text{IV.2})$$

• En triphasé

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3}U} \left\{ \frac{\text{puissance apparente absorbée (VA)}}{\text{tension entre phases (en V)}} \right\} \quad (\text{IV.3})$$

Influence des harmoniques

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 :

$$I_{eff} = \sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} I_p^2} \quad (\text{IV.4})$$

I_1 : Valeur de courant à 50 Hz (ou 60 Hz) I_p : Valeur du courant harmonique de rang p

a) facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement « a »

La puissance apparente d'un récepteur est :

$$S = P_u \times a \quad \{P: \text{puissance utile (en kW)}\} \quad (\text{IV.5})$$

$$a = \frac{1}{\eta \times \cos \varphi} \quad (\text{IV.6})$$

• η : Le rendement. • $\cos \varphi$: Facteur de puissance.

b) Facteur d'utilisation des appareils « b »

Dans une installation industrielle, on suppose que les récepteurs ne seront jamais utilisés à pleine puissance, qui varie généralement de 0,3 à 1. À défaut de précision, on peut prendre :

• $b = 0,75$ Pour les moteurs ; • $b = 1$ Pour l'éclairage et le chauffage.

c) 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.

Tableau IV.2 : Facteur de simultanéité

Bâtiment administratif	
Utilisation	c
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prises de courant	0.1 à 0.2

Armoire de distribution industrielle	
Nombre de circuits	c
1	1
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
5 à 9	0.7
10 et plus	0.6

d) 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.

Le courant maximal d'emploi est alors :

$$I_B = \frac{P}{U} \times a \times b \times c \times d \quad (\text{IV.7})$$

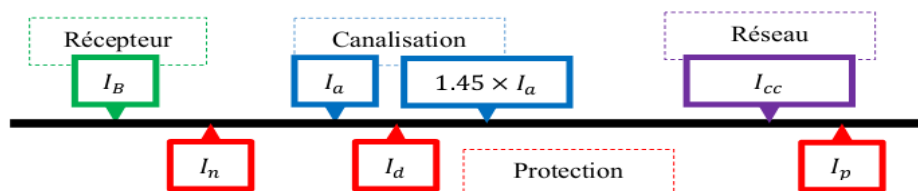
IV.3.4. choix du dispositif de protection

Figure IV.5 : Les courants d'une canalisation

✚ **Courant nominal ou de réglage « I_n »**

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

$$I_B < I_n \text{ ou } I_r < I_a \quad (\text{IV.8})$$

✚ **Courant conventionnel de déclenchement « I_d »**

Il doit satisfaire la relation suivante :

$$I_d \leq 1.45 \times I_n \quad (\text{IV.9})$$

Tableau VI.3 : Courant conventionnel de déclenchement

Protection	Courant de déclenchement
Disjoncteur domestique	$I_d = 1.45 \times I_n$
Disjoncteur industriel	$I_d = 1.30 \times I_n$
Fusible	$I_d = k_f \times I_n$ avec $k_f = 1.6$ à 1.9 selon les fusibles

✚ **Pouvoir de coupure « I_p »**

Il doit être supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée :

$$I_p \geq I_{cc-Tri} \quad (\text{IV.10})$$

IV.3.5. courants maximal admissibles dans les canalisations « I₀ »

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

Le courant admissible **I₀** par la canalisation dans les conditions standards est déterminé par le tableau selon le mode de protection :

Tableau IV.4 : Le courant de la canalisation dans les conditions standards

Protégée par un fusible		Protégée par un Disjoncteur
$I_n \leq 10 \text{ A}$	$I_a = 1,31 \times I_n$	$I_a = I_n$
$10 \text{ A} < I_n \leq 25$	$I_a = 1,21 \times I_n$	
$I_n > 25 \text{ A}$	$I_a = 1,1 \times I_n$	

Calculer le courant maximal admissible par la canalisation en fonction de ses conditions d'installation :

$$I_0 = I_a / K \quad (IV.11)$$

Avec « K » est le facteur de correction globale.

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_n \quad (IV.12)$$

a) influence du mode de pose « K₁ »

Les principaux modes de pose utilisés dans les réseaux industriels sont indiqués :

- Son numéro et sa lettre de sélection associés
- Les facteurs de correction à appliquer.

Tableau IV.5 : Lettre de sélection et facteur de correction de mode de pose « K₁ »

Type d'éléments conducteurs	Mode de pose	Lettre	K ₁
Conducteurs et câbles multiconducteurs	Dans des caniveaux ouverts ou ventilés	B	1
	Dans des vides de construction ou caniveaux fermés ou faux-plafonds		0.95
	Dans des goulottes		0.9
	Dans des conduits dans des vides		0.865
	Fixés sur un mur	C	1
	Fixés à un plafond		0.95
Câbles multiconducteurs	Sur chemin de câbles ou tablettes non perforées		1
	Chemins de câbles ou tablettes perforés	E, F	1
	Sur des corbeaux		1
	Sur des échelles à câbles		1
Câbles mono ou multiconducteurs	Dans des conduits ou dans des conduits profilés enterrés	D	0.8
	Enterré		1

b) influence de la température « K₂ »

$$K_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - \theta_1}} \quad (IV.13)$$

Tableau IV.6 : Facteurs de correction K₂ (influence de la température)

Températures du sol (°C) θ ₀	Canalisations enterrées θ ₁ = 20°C		Canalisations non enterrées θ ₁ = 30°C		
	PVC θ _p = 70 °C	PR et EPR θ _p = 90 °C	Caoutchouc (θ _p = 60 °C)	PVC θ _p = 70 °C	PR et EPR θ _p = 90 °C
10	1,10	1,07	1,29	1,22	1,15
15	1,05	1,04	1,22	1,17	1,12
20	-	-	1,15	1,12	1,08
25	0,95	0,96	1,07	1,06	1,04
30	0,89	0,93			
35	0,84	0,89	0,93	0,94	0,96
40	0,77	0,85	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,80	0,71	0,79	0,87
50	0,63	0,76	0,58	0,71	0,82
55	0,55	0,71	-	0,61	0,76
60	0,45	0,65	-	0,50	0,71
65	-	0,60	-	-	0,65
70	-	0,53	-	-	0,58
75	-	0,46	-	-	0,50
80	-	0,38	-	-	0,41

Exemple : $K_2 = \sqrt{\frac{70-10}{70-20}} = 1.09 \approx 1.10$

c) influence de la nature du sol « K₃ »

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 :

Tableau IV.7 : Facteurs de correction K_3 (influence de la nature du sol)

Résistivité thermique du terrain Km/W	Facteur de correction	Observations		
		Humidité	Nature du terrain	
0,40	1,25	Pose immergée	Marécages sable	Argile et calcaire
0,50	1,21	Terrain très humide		
0,70	1,13	Terrain humide		
0,85	1,05	Terrain dit normal		
1,00	1,00	Terrain sec		
1,20	0,94			Cendres et mâchefer
1,5	0,86	Terrain sec		
2,00	0,76			
2,50	0,70			
3,00	0,65			

d) influence mutuelle des circuits « K_4 »**Les câbles disposés horizontalement (jointifs) « K_{41} »**

Lorsque la distance horizontale entre câbles voisins est supérieure à deux fois leur diamètre extérieur, aucun facteur de réduction n'est nécessaire.



Figure IV.6 : Exemple de quatre câbles jointifs

Tableau IV.8 : Facteurs de correction K_{41} (influence de la disposition horizontale)

Lettre de sélection	Nombre de câbles multiconducteurs ou groupes de câbles non-conducteurs jointifs											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C, F	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
C	Murs	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire	
	Plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64		
E, F	Tablettes	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72		
	Échelles	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78		

Les câbles disposés en plusieurs couches « K_{42} »

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, les facteurs de correction doivent être appliqués.



Figure IV.7 : Exemple de trois couches de câble

Tableau IV.9 : Facteurs de correction K_{42} (influence de la disposition de couche)

Nombres de couches	2	3	4 ou 5	6 à 8	9 et plus
Facteurs de correction	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

$$K_4 = K_{41} \times K_{42} \quad (\text{IV.14})$$

e) conducteur Neutre chargé « K_n »Tableau IV.10 : Facteur de correction K_n (conducteur Neutre chargé)

I_{h3}	K_n	Conducteur neutre
$I_{h3} < 15\%$	1	$S_N = S_{ph}$ (Neutre non chargé (16%))
$15\% < I_{h3} < 33\%$ Où N'est pas défini	0,84	$S_N = S_{ph} = S_{pho} \times \frac{1}{0,84}$
$33\% < I_{h3}$	$\frac{0,84}{1,45}$	In=1,73 fois le courant calculé Câbles multipolaires : $S_N = S_{ph} = S_{pho} \times \frac{1,45}{0,84}$ Câbles unipolaires : $S_N = S_{pho} \times \frac{1,45}{0,84}, \quad S_{ph} = S_{pho} \times \frac{1}{0,84}$

f) facteur de tolérance « K_T »

La tolérance de (+5%) admise par la norme (N'est pas défini $K_T = 1$)

g) facteurs de correction supplémentaires « K_S »

N'est pas défini $K_S = 1$

IV.3.6. section d'une canalisation BT

Les sections des conducteurs de circuits doivent être déterminées en fonction de courant admissible.

Tableau IV.11 : Détermination de la section d'un câble non enterrée

I_0		Caoutchouc ou PVC			Butyle ou PR ou éthylène PR					
Lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
Section cuivre (mm ²)	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 aluminium (mm ²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
	300		351	381	406	440	497	508	543	613
	400					526	600	663		740
	500					610	694	770		856
	630					711	808	899		996

Tableau VI.12 : Détermination de la section d'un câble enterrée

I_0		Caoutchouc ou PVC		Butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
Section cuivre [mm ²]	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
Section aluminium [mm ²]	300	480	581	565	677
	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

IV.2.7. section des conducteurs de neutre, de protection (PE), d'équipotentialité

A. section du conducteur neutre

Tableau IV.13 : Section du câble Neutre

Type de circuit	Section de neutre
Circuit monophasé	$S_N = S_{ph}$
Circuit triphasé :	
Cuivre $S_{ph} \leq 16 \text{ mm}^2$ Aluminium $S_{ph} \leq 25 \text{ mm}^2$	
Circuit triphasé :	$S_N < S_{ph}$ Voir tableau du coefficient K_n
Cuivre $S_{ph} > 16 \text{ mm}^2$ Aluminium $S_{ph} > 25 \text{ mm}^2$	

B. section des conducteurs de protection (PE)

Dans une installation basse tension, les conducteurs de protection assurent l'interconnexion des masses d'utilisation et l'écoulement à la terre des courants de défaut d'isolement.

a) Section des conducteurs de protection entre transformateur HTA/BT et tableau BT

Le tableau donne les valeurs des sections des conducteurs de protection (mm²) en fonction de la puissance nominale du transformateur HTA/BT et du temps de fonctionnement t (en seconde) de la protection HTA. Lorsque la protection est assurée par un fusible, la section à prendre en compte correspond à $t = 0,2 \text{ s}$

Tableau IV.14 : Section des conducteurs de protection entre transformateur HTA/BT et tableau principal BT

Puissance du transformateur (kVA)		Nature des conducteurs		Conducteurs nus			Conducteurs isolés au PVC			Conducteurs isolés au PR		
Tension BT		Cuivre	t (s)	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5s	-
127/220	230/400	Aluminium		-	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5 s
≤ 63	≤ 100	Section des conducteurs de protection S_{PE} (mm2)		25	25	25	25	25	25	25	25	25
100	160			25	25	35	25	25	50	25	25	35
125	200			25	35	50	25	35	50	25	25	50
160	250			25	35	70	35	50	70	25	35	50
200	315			35	50	70	35	50	95	35	50	70
250	400			50	70	95	50	70	95	35	50	95
315	500			50	70	120	70	95	120	50	70	95
400	630			70	95	150	70	95	150	70	95	120
500	800			70	120	150	95	120	185	70	95	150
630	1 000			95	120	185	95	120	185	95	120	150

b) Section des conducteurs de protection des masses basse tension : (PE)

La section du conducteur PE est définie en fonction de la section des phases (pour le même métal conducteur) comme suit :

Tableau IV.15 : Section du conducteur PE

Schéma de liaison de terre	Type de circuit	Section PE
IT et TN-S	Inclus $S_{ph} \leq 16 \text{ mm}^2$ $16 \text{ mm}^2 < S_{ph} \leq 35 \text{ mm}^2$ $S_{ph} > 35 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = S_{ph}$ $S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$ $S_{PE} = S_{ph}/2$
	Séparé	2,5 mm ² Avec protection mécanique 4 mm ² Sans protection mécanique
TN-C	Cuivre Aluminium	10 mm ² 16 mm ²
TT	Cuivre Aluminium	25 mm ² 35 mm ²

C. section des conducteurs d'équipotentialité

Les conducteurs d'équipotentialité permettent de mettre au même potentiel, ou à des potentiels voisins, des masses et des éléments conducteurs.

Tableau IV.16 : Section des conducteurs d'équipotentialité

Type de circuit	Section de conducteurs d'équipotentialité S_L
Principale	$6 \text{ mm}^2 \leq S_L = S_{PE-max}$ ($S_{L-max} = 25 \text{ cuivre} = 35 \text{ AL}$)
Supplémentaire Entre deux masses Entre une masse et une structure	$S_L = S_{PE}$ (De la masse la plus grande) $S_L = S_{PE}/2$ (Même condition PE séparé)

IV.3.8. chute de tension

L'impédance d'une canalisation est faible mais non nulle : lorsqu'elle est traversée par le courant d'emploi, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité. Or le bon fonctionnement d'un récepteur est conditionné par la tension à ses bornes.

Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation. La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à l'autre.

Les valeurs typiques des installations BT sont données par le tableau suivant :

Tableau IV.17 : Chutes de tension admissibles dans les réseaux BT

Type d'installation	Éclairage	Autres usages
Alimentation depuis le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par un poste privé MT/BT	6%	8%

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau ci-dessus il est nécessaire d'augmenter la section de certains circuits afin de revenir dans les domaines de tolérance.

Tableau IV.18 : Chute de tension selon le type de circuit

Circuit	Chute de tension	
	(en V)	(en %)
Monophasé : deux phases	$\Delta U = 2 \times I_b \times (R \cos \theta + X \sin \theta)$	$\frac{\Delta U}{U}$
Monophasé : phase et neutre		$\frac{\Delta U}{V}$
Triphasé équilibré	$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \cos \theta + X \sin \theta)$	$\frac{\Delta U}{U}$

Tableau IV.19 : Valeur de résistance et réactance du câble BT

$R = \rho \times \frac{l}{S}$	Résistance de ligne avec ρ résistivité du conducteur en service normal		
	• $\rho = 22.5 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$ Pour le cuivre • $\rho = 36 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$ Pour l'aluminium		
$X = \lambda \cdot l$	Réactance de la ligne avec λ réactance linéique des conducteurs		
	$\lambda = 0.08 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$	Pour les câbles tripolaires	
	$\lambda = 0.09 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$	Pour les câbles unipolaires serrés en nappe	
		Pour les câbles unipolaires serrés en triangle	
	$\lambda = 0.15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$	Pour les câbles unipolaires espacés	

❖ **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.**

IV.4. Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension

Les principes établis pour déterminer la section du câble MT sont :

- ✚ Déterminer le courant maximal d'emploi I_B des récepteurs à alimenter ;
- ✚ Déterminer la section S_1 satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble, pour cela il faut :
 - Facteur de correction global K ;
 - Courants admissibles des différents ;
- ✚ Déterminer la section S_2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé
- ✚ Déterminer la section S_3 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

$$(S = \max(S_1, S_2, S_3)) \quad (\text{IV.15})$$

IV.4.1. 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.

IV.4.2. 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 le courant admissible par une canalisation dans les conditions réelles d'installation, il faut déterminer les facteurs de correction.

A. Modes de pose « K1 »

Tableau IV.20 : Lettre de sélection et facteur de correction mode pose

Mode de pose	Lettre	K_1
Conduits en montage apparent	A	0.9
Conduits en montage encastré	B	0.9
Pose sur chemins de câbles ou tablettes	F	1
Pose sur corbeaux ou sur échelles à câbles	G	1
Goulottes (fermées)	H	0.9
Gouttières (goulottes ouvertes)	J	1
Conduits dans caniveaux ouverts ou ventilés	L	0.8
Pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés		0.9
Pose directe dans caniveaux fermés		0.8
Pose directe dans des caniveaux remplis de sable		0.8
Enterré directement (câbles armés)	S	1
Enterré avec protection mécanique		1
Enterré dans des fourreaux		0.8
Câbles posés sur caniveau, enterré directement dans le sol avec,		0.8
Lignes aériennes	V	1.1

B. influence mutuelle des circuits « K2 »

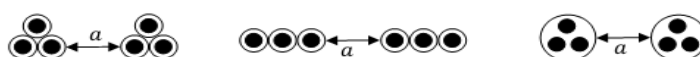


Figure IV.8 : Les modes de pose de deux câbles

Tableau IV.21 : Facteurs de correction pour l'influence mutuelle des câbles enterrés

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

Tableau IV.22 : Facteurs de correction pour l'influence mutuelle câbles posés dans l'air

Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs				
	2	3	4	6	> 9
Sur tablettes horizontales non perforées	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70
Sur tablettes horizontales perforées ou sur corbeaux	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75

C. influence de température « K3 »

Le même tableau BT.

D. facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol différent de 1 K.m/W

Tableau IV.23 : Facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol

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

IV.4.3. section d'une canalisation S1

Désignation du câble moyenne tension $U_0/U(U_m)$ { U_0 : est la tension assignée entre chacun des conducteurs et la terre, ou l'écran métallique } { U : est la tension assignée entre conducteurs } { U_m : est la valeur maximale de la tension la plus élevée du réseau }

A. câbles tripolaires à champ non radial ($U \leq 6/6$ (7.2) kV)

Tableau IV.24 : Détermination de la section d'un câble tripolaire à champ non radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/6 (7,2) kV

Isolé PVC			Section nominale	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)	Cuivre	(1)	(2)	(3)
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 calculées pour des câbles à âme sectorale

B. câbles constitués par trois câbles unipolaires ($U \leq 6/10$ (12) kV)

Tableau IV.25 : Détermination de la section d'un câble constitué par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV

Section nominale	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR		
Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
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)

C. câbles constitués par trois câbles unipolaires (6/6 (7,2) kV<U≤18/30 (36) kV)

Tableau IV.26 : Détermination de la section d'un câble constitué par trois câbles unipolaires de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV.

Isolé PE*			Section nominale	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)*	Cuivre	(1)	(2)	(3)
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)	1 290 (2)	1 430 (3)	1 600 Aluminium	1 290 (1)	1 500 (2)	1 790 (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)

D. câbles tripolaires à champ radial ($U \leq 6/10$ (12) kV)

Tableau IV.27 : Détermination de la section câbles tripolaires à champ radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV

Section nominale	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR		
Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	80	87	71	85	94	75	97	110	92
16	100	115	90	110	120	98	125	140	120
25	130	145	120	140	155	125	160	180	155
35	160	175	145	165	190	155	190	215	190
50	185	205	175	195	220	185	225	250	225
70	230	255	215	240	270	230	275	310	280
95	275	305	260	285	320	275	330	370	340
120	310	345	300	325	365	315	370	420	385
150	345	385	340	365	415	365	420	475	445
185	390	435	385	410	465	410	470	535	510
240	450	500	450	475	530	485	540	610	590
300	500	560	520	530	605	560	610	690	680
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	68	55	66	73	58	75	84	71
16	79	87	71	84	94	76	96	110	92
25	100	115	93	110	120	99	125	140	120
35	120	135	115	130	145	120	150	165	145
50	145	160	135	150	170	140	175	195	175
70	180	195	165	185	210	175	215	240	215
95	210	235	205	220	250	215	255	285	260
120	240	270	235	250	285	245	290	325	300
150	270	300	265	285	325	280	325	370	345
185	305	340	300	320	360	320	365	415	395
240	350	390	355	370	420	380	425	480	465
300	395	440	405	420	475	435	480	540	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)

E. câbles tripolaires à champ radial (6/6 (7,2) kV < U ≤ 18/30 (36) kV)

Tableau IV.28 : Détermination de la section câbles tripolaires à champ radial de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV

Section nominale	Isolé EPR ou PR		
Cuivre	(1)	(2)	(3)
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

IV.4.4. déterminer la section S2

La section minimale du conducteur S2 satisfaisant l'échauffement en cas de court-circuit est déterminer par :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t} \quad (\text{IV.16})$$

I_{cc} : courant de court-circuit maximal. Il est calculé par la méthode des impédances.

t : durée du court-circuit

k : coefficient dont la valeur est donnée dans le tableau suivant :

Tableau IV.29 : 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				

IV.4.5. déterminer la section S3

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

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.

$$I_d = \frac{V_N}{R_N} \quad (\text{IV.17})$$

V_N : tension simple du réseau ;

R_N : résistance de limitation.

La section est déterminée selon le type de câble dans les tableaux suivants :

A. câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PR ou EPR

Tableau VI.30 : Câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PR ou EPR

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15(17,5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
Durée du court-circuit	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												
16	1100	900	650	1350	1000	800	1800	1400	1100			
25	1200	950	700	1400	1050	800	1800	1400	1100			
35	1400	1000	900	1650	1250	1000	1850	1400	1100			
50	1600	1150	1000	1750	1350	1050	1950	1450	1150	2500	1950	1550
70	1750	1250	1050	1900	1450	1150	2100	1600	1250	2700	2050	1650
95	1850	1350	1100	2050	1550	1200	2200	1700	1300	2800	2150	1700
120	1900	1400	1150	2150	1650	1300	2500	1950	1550	3100	2400	1900
150	2150	1650	1300	2400	1850	1500	2600	2000	1600	3150	2450	1950
185	2400	1850	1450	2600	2000	1600	2750	2150	1700	3350	2600	2100
240	2700	2050	1650	2800	2150	1700	3100	2400	1950	3600	2750	2200
300	2800	2150	1750	3150	2450	1950	3300	2550	2050	3800	2950	2350
400	3050	2350	1800	3450	2650	2150	3650	2800	2250	4200	3300	2650
500	3400	2550	1950	3800	2950	2350	4100	3200	2550	4550	3550	2850
630	3750	3000	2300	4250	3300	2650	4450	3450	2800	4950	3850	3100
800	4400	3400	2600	4650	3600	2900	4850	3750	3000	5300	4150	3300
1 000	5100	3900	3050	5200	4050	3250	5350	4200	3350	5850	4550	3650
1 200	5350	4100	3300	5450	4250	3400	5650	4400	3550	6150	4800	3850
1 400	5600	4400	3550	5900	4550	3650	6050	4700	3800	6550	5100	4100
1 600	6000	4700	3800	6200	4850	3900	6400	5000	4000	6900	5350	4300

B. câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PE

Tableau IV.31 : Câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PE

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15 (17,5) kV			12/20 (24)kV			18/30 (36) kV		
Durée du court-circuit	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												
16	800	650	490	1000	740	560	1200	870	660			
25	900	700	510	1000	750	570	1200	870	660			
35	1000	750	540	1100	800	600	1200	880	660			
50	1100	800	580	1150	840	640	1250	1000	770	1750	1300	990
70	1300	920	700	1350	990	760	1450	1100	820	1750	1300	1000
95	1350	1000	750	1450	1050	820	1550	1150	880	2050	1550	1200
120	1450	1050	800	1500	1150	860	1650	1200	930	2150	1650	1230
150	1550	1100	840	1600	1200	910	1700	1300	1000	2250	1700	1300
185	1650	1150	900	1700	1250	970	2000	1500	1200	2350	1800	1400
240	1800	1450	1100	2000	1550	1200	2150	1650	1250	2650	2050	1600
300	2000	1550	1200	2150	1650	1300	2300	1750	1350	2800	2150	1700
400	2300	1750	1400	2600	2000	1550	2650	2050	1600	3000	2300	1800
500	2550	1900	1500	2900	2200	1750	3050	2350	1850	3400	2600	2050
630	2750	2050	1550	3000	2300	1800	3150	2400	1900	3500	2650	2050
800	3000	2250	1700	3300	2500	2000	3450	2600	2100	3700	2800	2200
1000	3300	2400	1800	3500	2700	2100	3650	2800	2200	3950	3000	2400
1200	3550	2550	1900	3700	2850	2200	3850	2950	2300	4200	3200	2550
1400	3650	2750	2000	3900	3000	2350	4050	3100	2450	4350	3350	2650
1600	3750	2850	2100	4000	3100	2400	4150	3200	2500	4500	3400	2700

C. câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2 kV)

Tableau IV.32 : Câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2 kV)

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

IV.4.6. détermination de la section minimale d'un câble moyenne tension

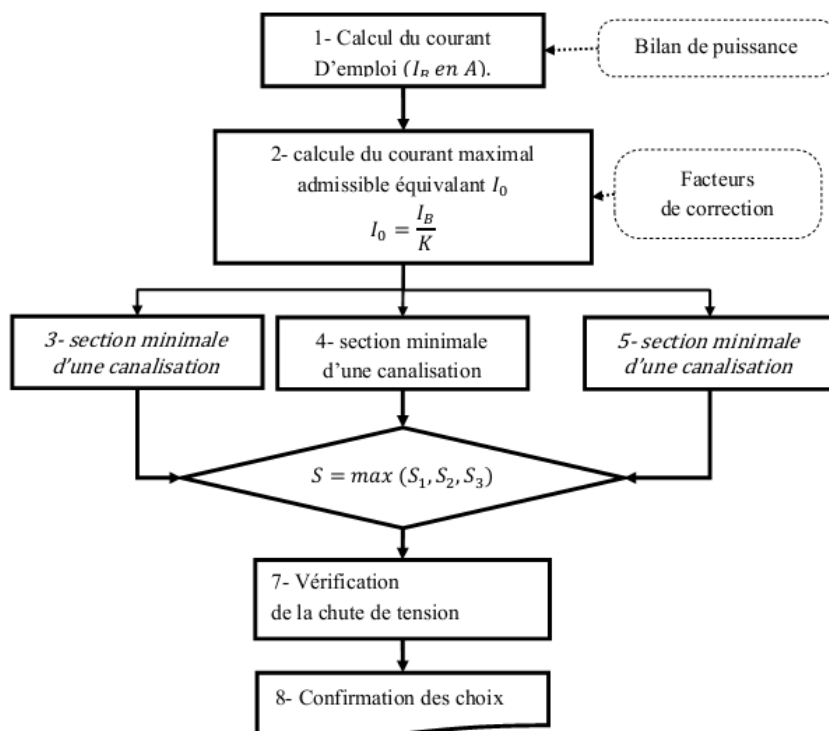


Figure IV.9 : Le logigramme de choix de la section du câble MT

IV.7. Exercice Chapitre IV

Exercice 01

Un moteur triphasé 400 V, de puissance 7.5 kW ($I_n = 15A$) $\cos \varphi = 0,85$ est alimenté par 80 m de câble cuivre ($\rho = 12.241 \cdot 10^{-3} \Omega \text{ mm}^2 \text{ m}^{-1}$) triphasé de section 4 mm^2 , avec une réactance de $0.08 \text{ m}\Omega/\text{m}$.

- Calculer la chute de tension totale en régime permanent dans la ligne est-elle admissible ?

Exercice 02

On désire vérifier l'alimentation d'une charge triphasée dont les caractéristiques sont :

- Puissance 15KW • $\cos \varphi = 0.85$ • Rendement : 0.89 • Facteur d'utilisation : 0.85 ; Alimentée par un réseau triphasé 230 /400V, en câbles cuivre multipolaire de 15 m isole en PVC suspendus sur un mur à une température de 40° C . – Protection réseau est assurée par fusible. Schéma de liaison de terre TN-C

1. Déterminer la section des câbles, si on admet une chute de tension autorisée est de 5 %. (Les harmoniques à 16%)

2. Quel sera la section du câble si on utilise une âme en AL.

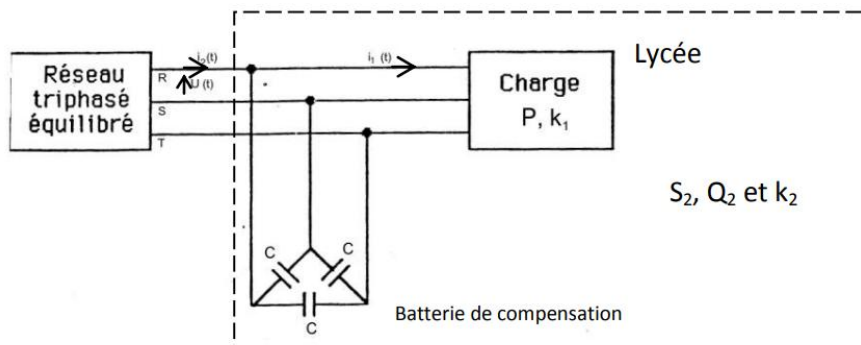
Exercice 03

Une installation triphasée équilibrée de tension 400 V et de fréquence $f=50\text{Hz}$ absorbe une puissance active 12 kW et une puissance apparente 15k VA. Calculez :

- le facteur de puissance de l'installation ;
- La puissance réactive consommée ;
- La puissance réactive nécessaire pour amener le facteur de puissance à la valeur de 0,93 ;
- La capacité des condensateurs de compensation couplés en triangle permettant de ramener le facteur de puissance à 0.93.

Exercices 04

Le réseau sinusoïdal triphasé 400 V / 50 Hz alimente le lycée (charge triphasée équilibrée). La puissance active consommée par le lycée est $P = 400 \text{ kW}$ avec facteur de puissance 0.8



- Calculez alors l'intensité I_1 du courant en ligne ainsi que la puissance réactive Q_1 consommée.
- Calculez la puissance apparente S_1 .

- On souhaite obtenir un nouveau facteur de puissance 0.93.
- Quelle est la puissance P_2 consommée ?
- Calculez les nouvelles valeurs de la puissance apparente S_2 de l'installation, de l'intensité I_2 du courant en ligne, et de la puissance réactive Q_2 .
- Déduisez-en la valeur de la puissance réactive Q_c fournie par la batterie de condensateurs.
- Déterminez la capacité C des condensateurs couplés en triangle.
- Calculez l'intensité I_3 du courant en ligne si le facteur de puissance était 1.

Chapitre V Les sources d'alimentation

V.1. Introduction

Pour la source principale, il est nécessaire de faire le choix de l'alimentation par un réseau moyenne tension ou par un réseau basse tension.

En pratique, le raccordement à un réseau MT peut être nécessaire lorsque les puissances absorbées par les récepteurs excèdent (ou éventuellement sont prévues d'excéder) une certaine valeur 40kVA dans le cas de gestionnaire du réseau **SONELGAZ** ou, si la qualité de service recherchée est incompatible, avec une fourniture basse tension. Toutefois si l'installation risque de perturber le réseau de distribution publique, le distributeur peut orienter l'exploitant vers le raccordement en moyenne tension.

V.2. L'alimentation par les réseaux de distribution publique

Les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau public de distribution moyenne et basse tension dans des conditions normales d'exploitation sont de définir et de décrire les valeurs caractérisant la tension d'alimentation fournie :

V.2.1. raccordement au réseau de distribution publique BT

De part sa situation particulière, l'interconnexion entre les installations privées et le réseau de distribution basse tension, généralement dénommé "branchement", fait en Algérie par **SONELGAZ** l'objet d'une norme spécifique de gestionnaire du réseau de distribution (GRD) algérien. Ce branchement peut être monophasé ou triphasé, c'est l'utilisation du client qui guide ce choix.

La puissance appelée au point de livraison (PDL) est limitée par un dispositif approprié à la valeur souscrite par l'utilisateur. Le point de livraison est un point important car toute la contractualisation avec le gestionnaire du réseau se fait à cet emplacement. Il s'agit du raccordement avec l'installation de l'utilisateur. En aval de ce point de livraison.

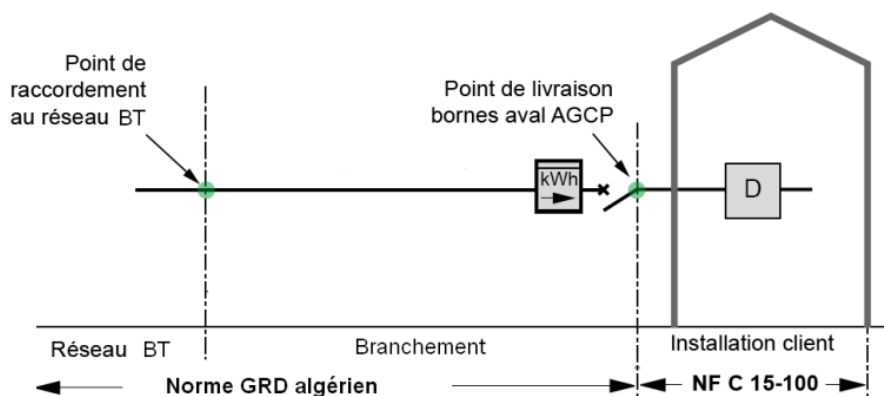


Figure V.1 : Branchement individuel a puissance limitée.

V.2.2. raccordement au réseau de distribution publique MT

Le raccordement d'une installation électrique à un réseau de distribution d'électricité MT est toujours réalisé au moyen d'un poste MT dédié, habituellement qualifié de "poste principal". En fonction de sa taille et de critères spécifiques liés principalement aux charges (tension nominale, nombre, puissance, emplacement, etc.), l'installation peut comprendre des sous-stations supplémentaires qualifiées de "postes secondaires"

Les emplacements de ces postes sont soigneusement choisis afin d'optimiser le coût lié aux câbles MT et BT. Ils sont alimentés à partir du poste principal par le circuit interne MT.

Les raccordements possibles à un réseau public MT sont les suivantes :

- simple dérivation,
- coupure d'artère,
- double dérivation, avec deux interrupteurs en charge équipés d'un inverseur de source,
- double dérivation avec double jeu de barres et interconnexion. Les deux arrivées du réseau public sont équipées d'un inverseur de sources.

L'installation basse tension est alimentée au moyen de transformateurs abaisseurs MT/BT. Ces transformateurs sont indifféremment situés soit dans le poste principal, soit dans les postes secondaires. Les petites installations peuvent comprendre un seul transformateur MT/BT installé dans le poste principal dans la plupart des cas.

Le comptage peut être effectué soit au niveau MT soit au niveau BT. Il est autorisé au niveau BT pour toute installation comprenant un seul transformateur MT/BT, à condition que la puissance nominale du transformateur reste en dessous de la limite fixée par le distributeur local d'électricité (630 kVA dans le cas de réseau **SONELGAZ**).

Un poste principal comprend cinq fonctions de base :

- **Fonction 1** : raccordement au réseau public MT,
- **Fonction 2** : protection générale de l'installation,
- **Fonction 3** : alimentation et protection des transformateurs de puissance MT / BT situés dans le poste,
- **Fonction 4** : alimentation et protection de la distribution interne MT,
- **Fonction 5** : comptage.

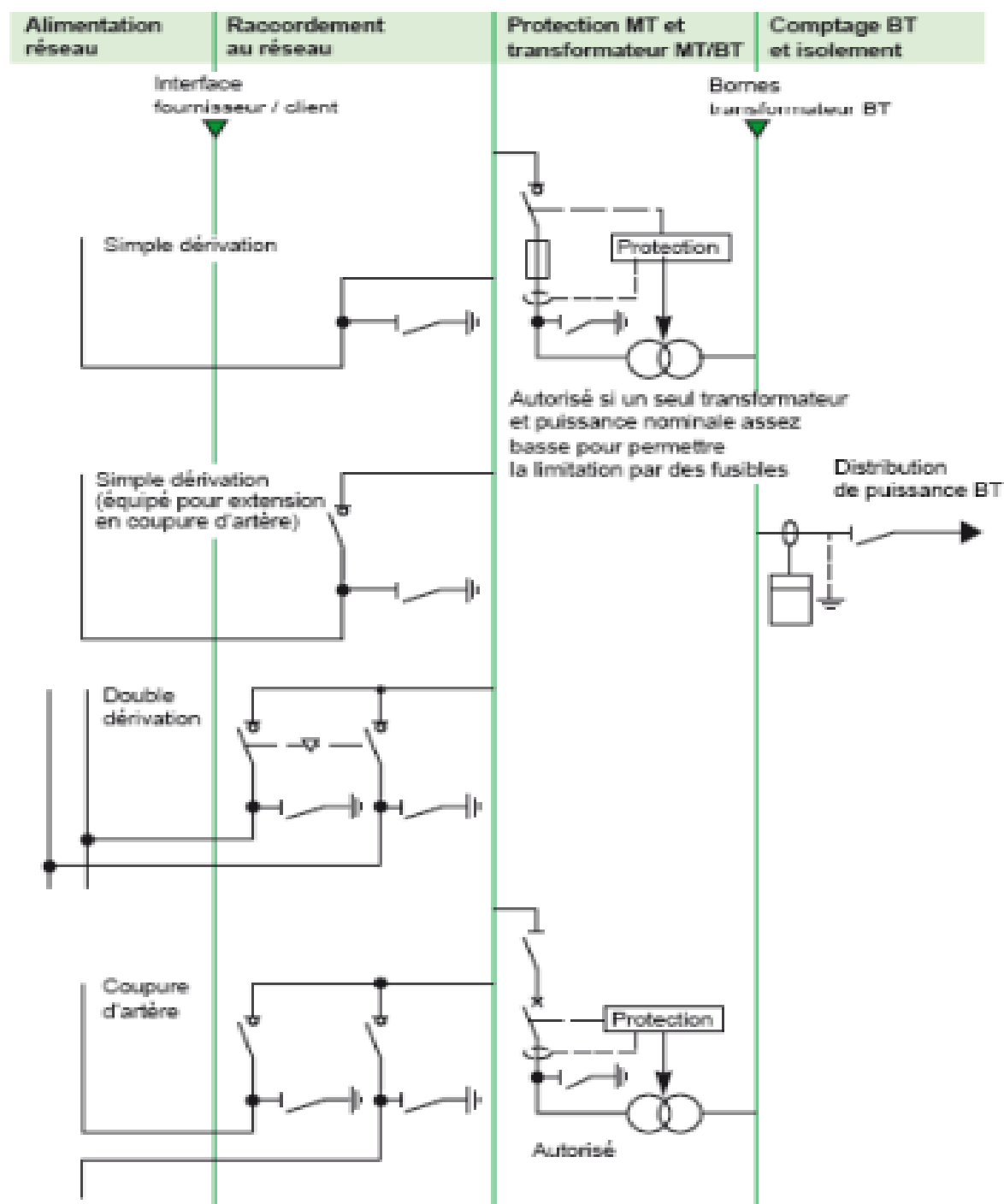


Figure V.2 : Raccordement MT avec comptage BT

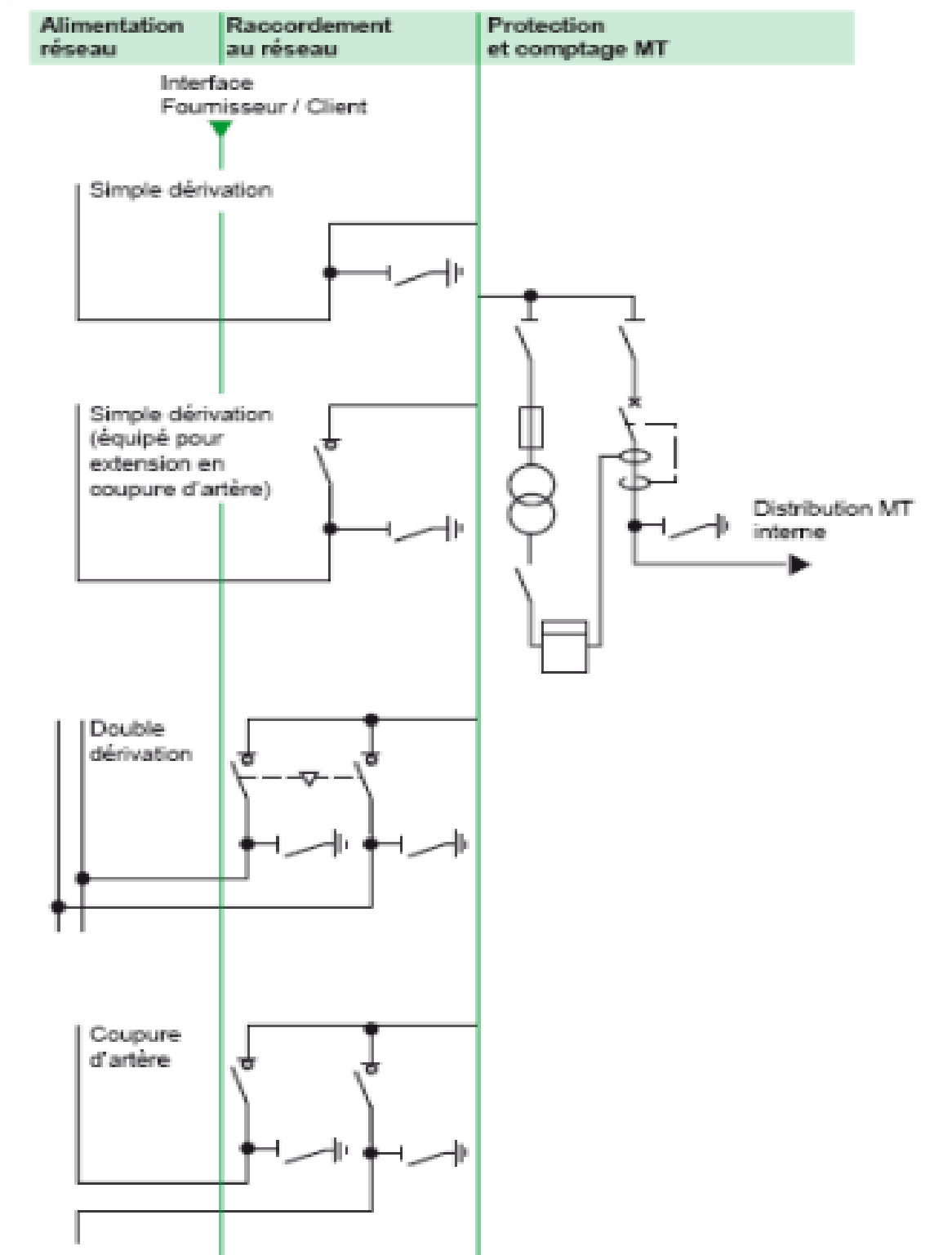


Figure V.3 : Raccordement MT avec comptage MT

V.3. Alimentation de secours

V.3.1. les alternateurs (générateurs synchrones)

Alternateur débitant sur un réseau de puissance "infinie" : Pour faire débiter l'alternateur sur le réseau de distribution ou de transport, la fréquence et la tension sont imposées, on dispose de deux moyens d'action :

- Augmenter la puissance mécanique fournie par la machine d'entraînement ;
- Modifier le courant d'excitation

Réglage de la puissance active : Si on augmente la puissance mécanique en laissant le courant d'excitation constant, la puissance électrique augmente alors de la même quantité, sinon il y aurait accélération et la machine ne tournerait plus à la vitesse de synchronisme, indispensable à son fonctionnement.

Réglage de la puissance réactive : maintenant on laisse constante la puissance mécanique, et on fait varier le courant d'excitation

Alternateur débitant sur un réseau indépendant : Lorsque l'alternateur n'est pas couplé au réseau de distribution, et débite sur un réseau indépendant, la fréquence et la tension ne sont pas imposées par le réseau. Il faut ajuster la vitesse pour que la fréquence soit correcte, en agissant sur la puissance mécanique. Cette action est réalisée par un régulateur de vitesse.

V.3.2. les génératrices asynchrones

Génératrice asynchrone couplée à un réseau de puissance infinie : Lorsque la GA est couplé au réseau de distribution ou de transport, celui-ci impose sa tension et sa fréquence. Par ailleurs, il fournit à la GA l'énergie réactive dont elle a besoin quel que soit son régime de fonctionnement.

- **Puissance active et rendement :** La puissance électrique nominale fournie, sera à peu près égale à la puissance électrique absorbée en moteur, c'est-à-dire à la puissance mécanique nominale du moteur divisé par son rendement.
- **Couplage :** Pour coupler une GA sur le réseau, on l'accélère progressivement jusqu'à sa vitesse de synchronisme N_s puis on met le stator sous tension. À cette vitesse, le couple de la machine est nul et le courant est minimal en régime établi.
- **Découplage :** Le découplage involontaire par protection se traduit généralement par un passage en survitesse du groupe machine d'entraînement-génératrice, à moins que l'ensemble ne puisse être freiné très rapidement. À cause de ces survitesses, appelées également emballements, on n'utilise pratiquement jamais de GA bipolaires (vitesse de synchronisme 3 000 tr/min à 50 Hz). Les GA tétra-polaires ne sont employés qu'à faible puissance ou lorsque le groupe comporte un frein mécanique à manque de courant.

V.3.3. génératrice asynchrone alimentant un réseau indépendant

Ce type d'utilisation des GA est moins courant et réservé en pratique aux machines de faible ou moyenne puissance (mais restant inférieure à 100 kW environ). Le problème est double :

- La GA, par nature, ne fournit pas d'énergie réactive, contrairement à l'alternateur. De plus, il faudra lui fournir son énergie d'excitation.
- Comme pour toute source autonome d'énergie, il faudra stabiliser la tension et la fréquence du réseau.

V.3.4. avantages comparés des alternateurs et des génératrices asynchrones

Connexion a un réseau de puissance "infinie" : Pour des puissances pas très importantes, jusqu'à quelques MW, la génératrice asynchrone ne présente que des avantages par rapport à l'alternateur :

- Meilleure fiabilité : construction plus simple et généralement plus robuste.
- Simplicité et sécurité d'utilisation : couplage plus facile, appareillage plus simple, aucun risque d'alimentation inopinée d'une portion de réseau.

Le seul avantage de l'alternateur est sa capacité à fournir de l'énergie réactive.

Alimentation d'un réseau indépendant : Les GA peuvent être utilisées pour alimenter un réseau indépendant lorsqu'il s'agit d'installations simples. En revanche, lorsque le réseau à alimenter devient plus complexe, en particulier lorsque son $\cos \varphi$ varie constamment, l'alternateur devient alors mieux adapté.

V.3.5. les sources de secours

Les générateurs ont pour but d'alimenter les installations prioritaires en cas de défaillance du réseau. Ils sont placés soit sur le réseau BT du tableau prioritaire, soit en alimentation au niveau du jeu de barres MT. Une source de secours fonctionne généralement déconnecté du réseau. Un système de permutation de sources est donc nécessaire.

L'énergie électrique fournie par une source de secours est produite par un alternateur, entraîné par un moteur thermique. Aucune énergie ne peut être produite tant que l'alternateur n'a pas atteint sa vitesse nominale. Ce type de dispositif ne convient donc pas pour une alimentation sans coupure. La source de secours peut fonctionner en permanence ou par intermittence. Son autonomie est en fonction de la quantité de carburant disponible.

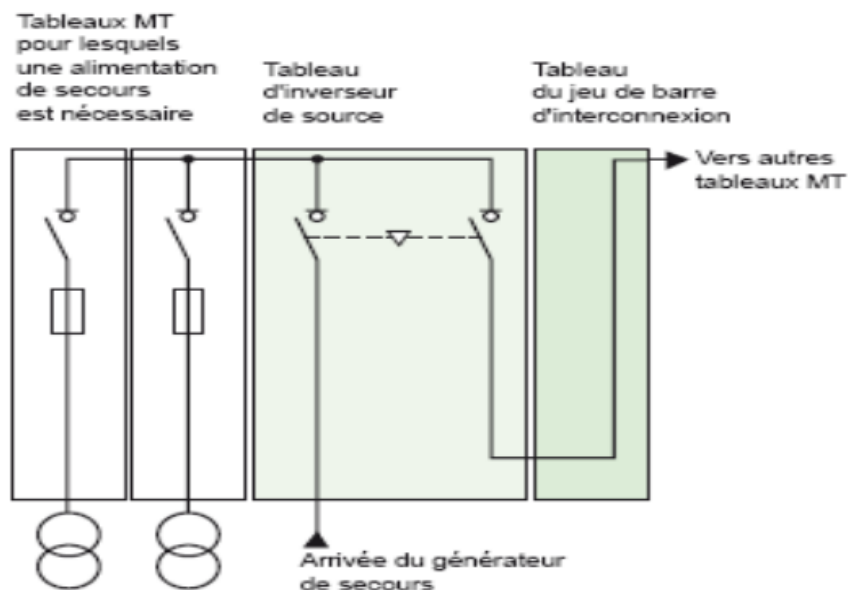


Figure V.4 : Raccordement d'une source de secours en MT.

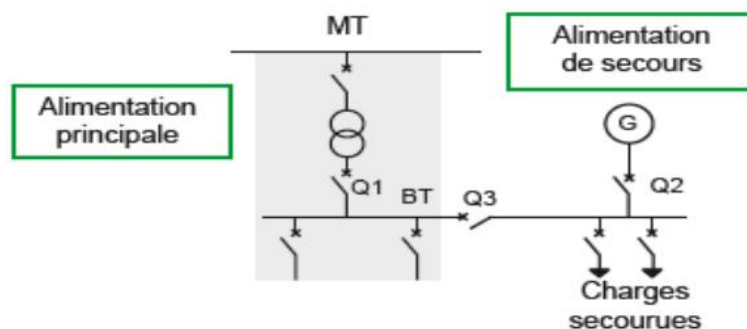


Figure V.5 : Raccordement d'une source de secours en BT

V.4. Les alimentations sans interruption (ASI)

La source principale, ou une source de remplacement (groupe électrogène) permet d'assurer la disponibilité de l'énergie électrique aux bornes des récepteurs, mais ne garantit pas la qualité de l'énergie fournie vis-à-vis de ces perturbations. Or, de nombreuses applications électroniques sensibles nécessitent une alimentation en énergie électrique exempte de ces perturbations, a fortiori de coupures, et ayant des tolérances de fluctuation autour des valeurs nominales plus strictes que celles du réseau. C'est le cas, par exemple, de centres informatiques, de centraux téléphoniques, ou de certains systèmes de contrôle-commande de processus industriels. Pour ces applications, il faut donc concilier les impératifs de disponibilité et de qualité de l'énergie électrique.

Cette fonction de production d'une énergie fiabilisée pour alimenter ces applications, est réalisée par les ASI (Alimentations Sans Interruption), couramment dénommées "onduleurs", qui concilient les impératifs de disponibilité et qualité de l'énergie.

Une alimentation sans interruption (ASI) peut être ajoutée si nécessaire au niveau BT pour éviter l'interruption de l'alimentation pendant le temps de démarrage du générateur. L'autonomie de la

batterie ou du volant d'inertie doit être compatible avec le temps maximum de démarrage et de prise de charge du générateur.

L'énergie électrique d'une ASI est fournie à partir d'un dispositif de stockage : batterie d'accumulateurs ou volant d'inertie. Ce système permet d'éviter toute coupure d'alimentation. L'autonomie du système est limitée : de quelques minutes à quelques heures.

Une ASI comprend schématiquement les équipements suivants :

- **redresseur-chargeur**, qui produit un courant continu qui charge une batterie et alimente un onduleur,
- **Onduleur** (élément électronique d'une ASI qui transforme le courant continu en courant alternatif), qui produit une énergie de qualité, c'est-à-dire : épurée de toutes les perturbations du réseau, et notamment de toutes les microcoupures, dans des tolérances compatibles avec les exigences des appareils électroniques,
- **Batterie**, qui procure une autonomie de fonctionnement suffisante (8 min à 1 h et plus) pour assurer la sécurité des personnes et de l'exploitation en se substituant si besoin au réseau,
- **contacteur statique**, dispositif à semi-conducteur qui permet de commuter la charge sans temps de coupure de l'onduleur sur le réseau et vice versa.

Les types d'ASI statiques sont définis par la norme CEI 62040 qui distingue les ASI fonctionnant en :

- attente passive (en anglais : passive stand-by, parfois aussi : off-line),
- interaction avec le réseau (en anglais : line-interactive),
- double conversion (en anglais : double conversion, parfois aussi : on-line).

Pratiquement, une ASI dispose en général de deux entrées qui sont notées "Réseau 1" et "Réseau 2" dans la suite de ce chapitre

- L'entrée Réseau 1 est alimentée par le réseau source, en pratique par un câble tiré depuis un départ du réseau amont de distribution publique ou privée.
- L'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau secours, en pratique par un câble tiré d'un départ du réseau amont distinct de celui alimentant l'entrée Réseau 1, ce départ pouvant être secouru (ex : groupe électrogène, autre ASI, etc.). Lorsqu'il n'existe pas de réseau secours disponible, l'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau source (dédoublage du câble de l'entrée Réseau 1). L'entrée Réseau 2 est aussi utilisée pour alimenter le circuit by-pass de l'ASI lorsqu'il existe. Ainsi, le by-pass sera alimenté par le réseau secours ou le réseau source, selon la disponibilité ou non d'un réseau secours.

V.4.1. ASI fonctionnant en attente passive (passive stand-by ou off-line)

Principe de fonctionnement : L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau.

- **Mode normal** : La charge est alimentée par le réseau, via un filtre qui élimine certaines perturbations et peut réaliser une régulation de la tension (la norme parle de "dispositifs additionnels de conditionnement"). L'ASI est en attente passive.
- **Mode autonomie** : Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un temps de permutation très court (< 10 ms). L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

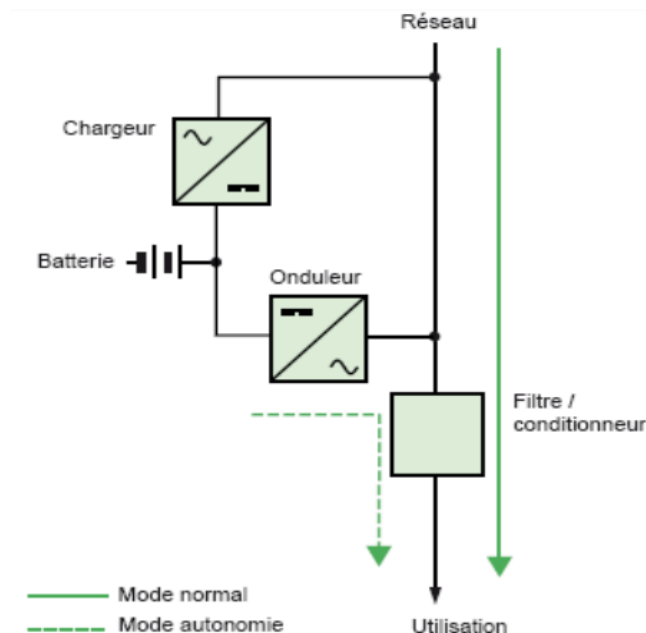


Figure V.6 : ASI fonctionnant en attente passive

Utilisation : Cette configuration résulte en fait d'un compromis entre un niveau acceptable de protection contre les perturbations et le coût correspondant. Elle n'est utilisable qu'avec de faibles puissances (< 2 kVA). D'autre part, fonctionnant sans véritable contacteur statique, elle fait intervenir un temps de basculement sur l'onduleur. Ce temps est acceptable pour certaines applications unitaires, mais incompatible avec les performances requises par des ensembles plus complexes et sensibles (gros centres informatiques, centraux téléphoniques, etc.). En outre, la fréquence de sortie n'est pas régulée et il n'y a pas de by-pass.

V.4.2. ASI fonctionnant en interaction avec le réseau (line interactive)

Principe de fonctionnement : L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau mais assure aussi la charge de la batterie. Il interagit de ce fait avec le réseau par un fonctionnement réversible.

- **Mode normal** La charge est alimentée par le réseau conditionné constitué par le réseau en parallèle avec l'ASI. Cette ASI est en fonctionnement permanent afin de conditionner la

puissance de sortie et/ou d'assurer la recharge de la batterie. La fréquence de sortie est dépendante de la fréquence du réseau.

- **Mode autonomie** Lorsque la tension du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance du réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un transfert sans coupure grâce à un contacteur statique. Ce dernier déconnecte également l'alimentation d'entrée pour éviter un retour d'alimentation depuis l'onduleur. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.
- **Mode by-pass** Ce type d'ASI peut comporter un bypass. En cas de défaillance d'une des fonctions de l'ASI, l'alimentation de la charge peut être alors transférée sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou secours selon l'installation).

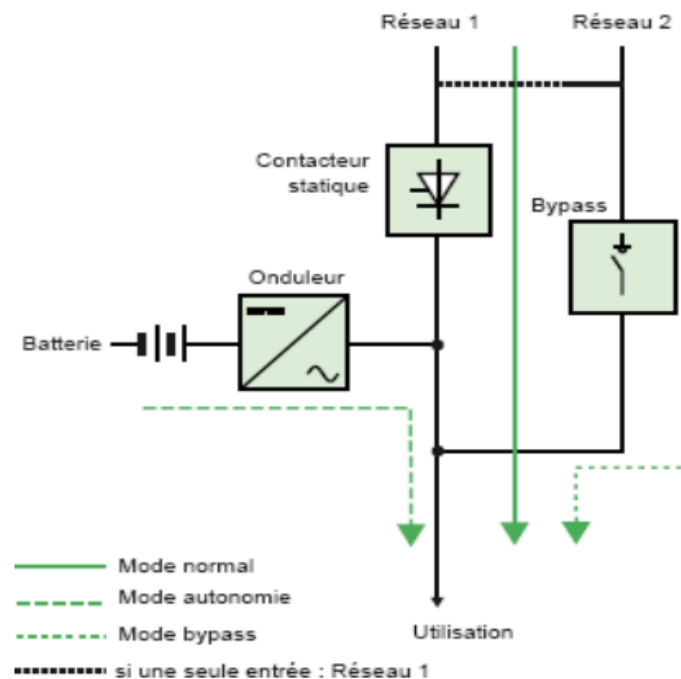


Figure V.7 : ASI en interaction avec le réseau

Utilisation : Cette configuration est mal adaptée à la régulation de charge sensible en moyenne et forte puissance car ne permettant pas de régulation de la fréquence. Elle reste de ce fait marginale dans le domaine des moyennes et fortes puissances.

V.4.3. ASI fonctionnant en double conversion (ou on-line)

Principe de fonctionnement : L'onduleur est inséré en série entre le réseau et l'application.

- **Mode normal** La puissance fournie à la charge transite par la chaîne convertisseur-chargeur onduleur qui réalise une double conversion alternatif-continu-alternatif, d'où la dénomination utilisée.

- **Mode autonomie** Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge, après un transfert sans coupure grâce à un contacteur statique. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.
- **Mode bypass** Ce type d'ASI comporte en général un bypass statique, le plus souvent appelé contacteur statique. L'alimentation de la charge peut alors être transférée sans coupure sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou le réseau secours selon l'installation) dans les cas suivants :
 - défaillance de l'ASI,
 - transitoire de courant de charge (courant d'appel ou d'élimination de défaut) ;
 - pointes de charge. Toutefois l'adjonction d'un bypass suppose des fréquences d'entrée et de sortie identiques et, si les niveaux de tension sont différents, un transformateur de bypass doit être prévu. Pour certaines charges, il faut synchroniser l'ASI avec le réseau d'alimentation du bypass pour maintenir la permanence de l'alimentation dans de bonnes conditions. Par ailleurs, en mode bypass une perturbation du réseau d'entrée peut se répercuter sur l'utilisation, puisque l'onduleur n'intervient plus. Nota : une autre voie de bypass, appelée souvent bypass de maintenance, est prévue pour pouvoir réaliser la maintenance. Sa fermeture est commandée par un interrupteur manuel.

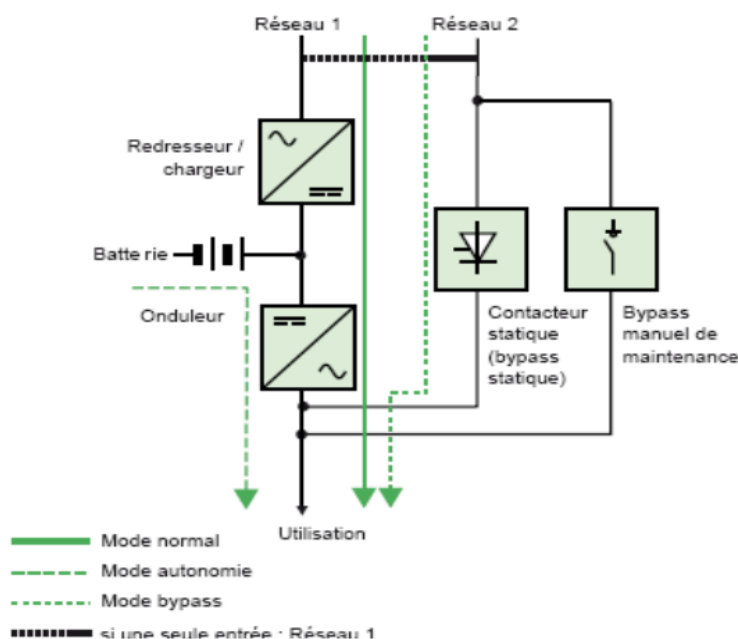


Figure V.8 : ASI en double conversion

Utilisation : Dans cette configuration, il n'y a pas de temps de permutation lors des transferts de la charge sur onduleur du fait de la présence d'un contacteur statique. Cette configuration permet aussi à

la tension et à la fréquence de sortie d'être indépendantes des conditions de la tension et de la fréquence d'entrée. Ceci permet à l'ASI, lorsqu'elle est conçue pour, de fonctionner en convertisseur de fréquence. C'est la principale configuration utilisée pour les moyennes et fortes puissances (à partir de 10 kVA).

1- La fréquence

$$50 \text{ Hz} \pm 1 \% \quad (\text{V.1})$$

2- L'amplitude

Tableau V.1 : Caractéristiques principales de la tension MT et BT fournie par un réseau public de distribution

	Alimentation à basse tension	Alimentation à moyenne tension
• Variation	$Un \pm 10\%$	$Un \pm 10\%$
• Variations rapides	Généralement $< 5\%$ de Un mais pouvant atteindre 10%	Généralement $< 4\%$ de Un mais pouvant atteindre 6%
• Creux de tension	- Profondeur : entre 10% et 99% d'Un. - Durée : entre 10 ms et 1 minute - Nombre : À 1 millier par an	- Profondeur : entre 10% et 99% de Un - Durée : entre 10 ms et 1 minute - Nombre : À 1 millier par an
• Coupures brèves	- Tension au point de livraison $< 1\%$ de Un - Durée : Jusqu'à 3 min. - Nombre : À <i>plusieurs centaines par an</i>	- Tension au point de livraison $< 1\%$ de Un - Durée : Jusqu'à 3 min. - Nombre : À <i>plusieurs centaines par an</i>
• Coupures longues	- Tension au point de livraison $< 1\%$ de Un - Durée : Supérieure à 3 minutes - Nombre : entre 10 et 50 par an	- Tension au point de livraison $< 1\%$ de Un - Durée : Supérieure à 3 minutes - Nombre : entre 10 et 50 par an
• Flicker	La mesure de l'intensité $P_{it} \leq 1$ pendant 95% du temps de chaque période d'une semaine	La mesure de l'intensité $P_{it} \leq 1$ pendant 95% du temps de chaque période d'une semaine
• Surtensions temporaires phases et terre.	- En général, l'amplitude peut atteindre la valeur de la tension entre phases. - La surtension suite un défaut côté amont d'un transformateur ne dépasse généralement pas la valeur de $1,5 Un$	- Pour les réseaux à neutre à la terre direct ou par une impédance, la surtension ne doit pas dépasser $1,7 Un$ - Pour les réseaux à neutre isolé ou avec bobine, la surtension ne doit pas dépasser $2 Un$
• Surtensions transitoires entre phases et terre	- Amplitude généralement $< 6 \text{ kV}$ crête - Temps de montée variant de moins de quelques μs à plusieurs ms	
• Déséquilibre de la tension fournie	La composante inverse de la tension sont inférieures à 2% .	La composante inverse de la tension sont inférieures à 2% .

3- la forme de l'onde ;

Tableau V.2 : Valeurs maximales des tensions harmoniques au point de livraison des réseaux MT et BT

Harmoniques impairs non multiples de 3		Harmoniques impairs multiples de 3		Harmoniques pairs	
Rang	Tension %	Rang	Tension %	Rang	Tension %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 à 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				

4- la puissance de court-circuit

C'est la puissance de court-circuit au point de livraison du site :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{cc} = \frac{U_n^2}{Z} \quad (\text{V.2})$$

U_n , V_n : tensions composée et simple du réseau

Z : impédance équivalente au réseau amont vue du point de livraison

I_{cc} : valeur du courant de court-circuit triphasé au point de livraison

Une puissance de court-circuit élevée présente l'avantage de rendre le réseau moins sensible aux perturbations produites par les utilisateurs telles que flicker, harmoniques, pointes de courant des démarrages des moteurs, ... Elle présente, par contre, l'inconvénient de nécessiter un appareillage susceptible de véhiculer ou couper un courant de court-circuit élevé.

V.2. Les alternateurs (générateurs synchrones)

V.2.1. caractéristiques et comportement des alternateurs

- L'amplitude de la force électromotrice interne E est proportionnelle au courant continu d'excitation I_f circulant dans le rotor si on néglige la saturation.

- L'angle de phase δ , appelé angle interne caractérise le décalage angulaire entre l'axe magnétique du rotor (ou E) et la référence constituée par la tension V aux bornes du stator. Il existe une corrélation étroite entre δ et l'échange d'énergie entre le rotor et le stator, c'est-à-dire l'énergie transformée de la forme mécanique à la forme électrique.

- Dans le cas particulier, l'angle de phase φ est compris entre 0 et $\pi/2$.

- L'alternateur fournit au circuit extérieur triphasé

Une puissance active : $P = 3 V I \cos \varphi$

Une puissance réactive : $Q = 3 V I \sin \varphi$

Ainsi, lorsque la tension aux bornes de l'alternateur est constante (cas d'exploitation normale), On obtient alors :

$$P = \frac{3 \cdot E \cdot V}{X_d} \cdot \sin \delta \quad (\text{V.3})$$

X_d : Réactance synchrone

Il apparaît la relation liant l'angle interne de la machine δ avec la puissance active fournie.

Celle-ci représente la puissance transformée de la forme mécanique à la forme électrique.

La puissance réactive :

$$Q = \frac{3 \cdot E \cdot V}{X_d} \cdot \cos \delta - \frac{3 \cdot V^2}{X_d} \quad (\text{V.4})$$

Le couple électromagnétique résistant C_r s'obtient en divisant l'expression de P par ω/p :

$$P = \frac{p}{\omega} \cdot \frac{3 \cdot E \cdot V}{X_d} \cdot \sin \delta \quad (\text{V.5})$$

p : nombre de pair de pôle.

V.2.1.1. alternateur débitant sur un réseau de puissance "infinie"

Pour faire débiter l'alternateur sur le réseau de distribution ou de transport, la fréquence et la tension sont imposées, on dispose de deux moyens d'action :

- Augmenter la puissance mécanique fournie par la machine d'entraînement
- Modifier le courant d'excitation I_f .
- Réglage de la puissance active : Si on augmente la puissance mécanique en laissant I_f constant, la puissance électrique augmente alors de la même quantité, sinon il y aurait accélération et la machine ne tournerait plus à la vitesse de synchronisme $/p$, indispensable à son fonctionnement.
- Réglage de la puissance réactive : maintenant on laisse constante la puissance mécanique, et on fait varier le courant d'excitation I_f .

Chapitre VI Surtensions et la coordination de l'isolement

VI.1. Introduction

La coordination de l'isolement est une discipline qui permet de réaliser le meilleur compromis technicoéconomique dans la protection des personnes et des matériels contre les surtensions pouvant apparaître sur les installations électriques, que ces surtensions aient pour origine le réseau ou la foudre.

Elle participe à l'obtention d'une grande disponibilité de l'énergie électrique. Elle est d'autant plus utile qu'elle concerne des réseaux de tensions élevées. Pour maîtriser la coordination de l'isolement il est nécessaire :

- De connaître le niveau des surtensions pouvant exister sur le réseau,
- D'utiliser les bonnes protections quand cela est nécessaire,
- De choisir le niveau de tenue aux surtensions des divers composants du réseau, parmi les tensions d'isolement permettant de satisfaire les contraintes déterminées.

VI.2. Les surtensions

Ce sont des perturbations qui se superposent à la tension nominale d'un circuit (la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel). Elles peuvent apparaître :

- Entre phases ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel,
- Entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre et sont dites de mode commun.

Leur caractère varié et aléatoire les rend difficiles à caractériser et n'autorise qu'une approche statistique en ce qui concerne leur durée, leurs amplitudes et leurs effets. **Le tableau IV.2.1** présente les principales caractéristiques de ces perturbations. En fait, les risques se situent essentiellement au niveau des dysfonctionnements, de la destruction de matériel et, en conséquence, du non continuité de service. Ces effets peuvent apparaître sur les installations des distributeurs d'énergie ou sur les installations des utilisateurs. Les perturbations peuvent conduire à:

- des interruptions courtes (réenclenchements automatiques sur les réseaux de distribution publique MT par lignes aériennes),
- des interruptions longues (intervention pour changement d'isolants détruits, voire remplacement de matériel).

Tableau VI.1 : caractéristiques des différents types de surtensions.

type de surtension (cause)	coefficient de surtension MT-HT	durée	raideur du front fréquence	amortissement
à fréquence industrielle (défaut d'isolement)	$\leq \sqrt{3}$	longue > 1 s	fréquence industrielle	faible
de manœuvre (interruption de court-circuit)	2 à 4	courte 1 ms	moyenne 1 à 200 kHz	moyen
atmosphérique (coup de foudre direct)	> 4	très courte 1 à 10 μ s	très élevée 1000 kV/ μ s	fort

VI.2.1. origine des surtensions

Les surtensions peuvent être d'origine interne ou externe.

- Origine interne : Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des et de du réseau lui-même.
- Origine externe : Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple :
 - Surtension provoquée par la foudre.
 - Propagation d'une surtension HT à travers un transformateur vers un réseau interne d'usine.

VI.2.2. classification des surtensions

Les surtensions sont classées selon leur durée et leur forme.

VI.2.2.1. classification selon la durée

Sur tension temporaire

Sur tension à fréquence industrielle de durée relativement longue (de quelques périodes à quelques secondes). Un court-circuit d'une des phases d'un réseau triphasé à la terre (défaut d'isolement d'un câble HT par exemple) peut produire une surtension temporaire sur les autres phases (phénomène non négligeable en haute tension). Les systèmes de régulation de tension des alternateurs peuvent aussi créer des surtensions temporaires lors de phénomènes transitoires. La Ferro-résonance est une surtension transitoire ou temporaire.

Sur tension transitoire

Sur tension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie. Les surtensions transitoires sont divisées en :

- Sur tension à front lent
- Sur tension à front rapide
- Sur tension à front très rapide.

VI.2.2.2. classification selon les formes de tensions normalisées

Les formes d'ondes normalisées utilisées pour effectuer les essais des matériels :

1- surtensions à fréquence industrielle

Sous cette appellation de fréquence industrielle sont regroupées les surtensions ayant des fréquences inférieures à 500 Hz. Les surtensions à fréquence industrielle ont généralement pour origine :

- Un défaut à la terre ;
- Une résonance ou une Ferro-résonance ;
- Une rupture du conducteur neutre ;
- Un défaut d'un régulateur de tension d'un alternateur ou d'un régleur en charge de transformateur
- Une surcompensation de l'énergie réactive suite à un défaut d'un régulateur var-métrique ;
- Un délestage de charge, notamment lorsque la source d'alimentation est un alternateur.

a- surtension provoquée par un défaut d'isolement

Une surtension due à un défaut d'isolement apparaît sur un réseau triphasé, lorsque le neutre est isolé ou impédant.

En effet, lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la masse ou la terre (blessure d'un câble souterrain, mise à la terre d'un conducteur aérien par des branchages, défaut dans un équipement...), la phase concernée est mise au potentiel de la terre et les deux autres sont alors soumises, par rapport à la terre, à la tension composée $U=\sqrt{3} \ v$

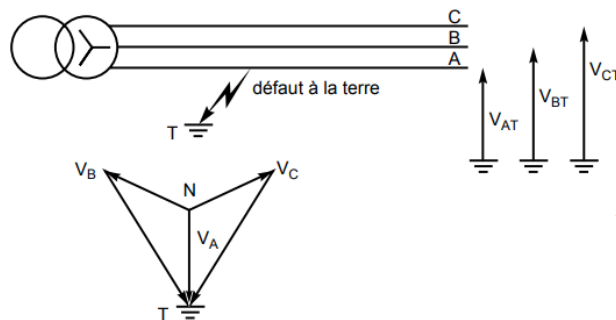


Figure VI.1 : Surtension temporaire sur un réseau à neutre isolé de la terre, en présence d'un défaut d'isolement

De façon plus précise, lors d'un défaut d'isolement sur la phase A, un facteur **Sd** de défaut à la terre est défini par le rapport de la tension des phases B et C par rapport à la terre, à la tension simple du réseau. L'équation ci-après permet de calculer **Sd** :

$$Sd = \frac{\sqrt{3(k^2 + k + 1)}}{k + 2} \quad (VI.1)$$

Avec : $k = \frac{X_o}{X_d}$

X_d étant la réactance directe du réseau vu du point de défaut, et X_o la réactance homopolaire.

A noter que:

- si le neutre est parfaitement isolé, soit $X_o = \infty$: $S_d = 3^{1/2} = \sqrt{3}$
- si la mise à la terre du neutre est parfaite soit $X_o = X_d$: $S_d = 1$.
- si, comme dans le cas général, $X_o \leq 3X_d$: $S_d \leq 1,25$.

b- surtension sur une longue ligne à vide (effet Ferranti)

Une surtension peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre. Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne. En effet, avec

- L et C désignant respectivement l'inductance et la capacité totale de la ligne ;
- U_s et U_e étant les tensions à l'extrémité ouverte et à l'entrée de la ligne, le facteur de surtension est égal à :

$$\frac{U_s}{U_e} = \frac{1}{1 - \frac{1}{2} L \cdot C \cdot \omega^2} \quad (\text{VI.2})$$

Ce facteur de surtension est de l'ordre de 1,05 pour une ligne de 300 km et de 1,16 pour une ligne de 500 km. Ces valeurs sont sensiblement les mêmes pour les lignes HT et THT. Ce phénomène se produit en particulier lorsqu'une ligne longue est brusquement déchargée.

c- surtension par ferro-résonance

La surtension est alors le résultat d'une résonance particulière qui se produit lorsqu'un circuit comporte tout à la fois un condensateur (volontaire ou parasite) et une self avec circuit magnétique saturable (un transformateur par exemple). Cette résonance peut apparaître surtout lorsqu'une manœuvre (ouverture ou fermeture d'un circuit) est réalisée sur le réseau avec un appareil dont les pôles sont séparés ou à fonctionnement non simultané. Le circuit représenté par le schéma de la figure IV.2, avec en série une inductance à noyau saturable L et la capacité du réseau C , facilite la compréhension du phénomène. Il est alors possible de dessiner les trois courbes :

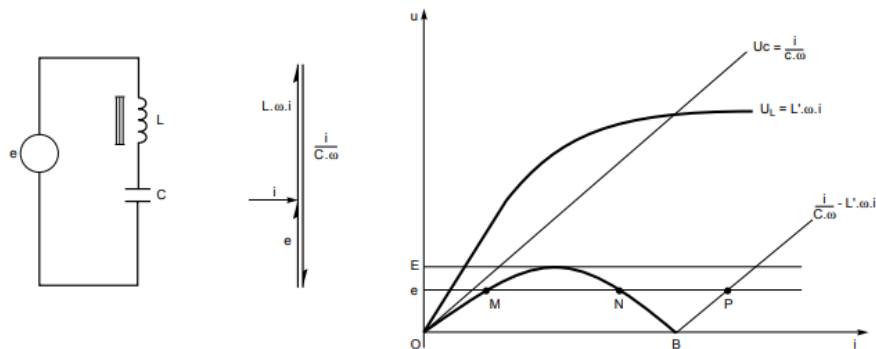


Figure VI.2 : principe de la ferro-résonance

2) surtensions de manœuvre

Lors des manœuvres de mise sous tension ou de mise hors tension de récepteurs, des surtensions transitoires apparaissent sur le réseau. Ces surtensions sont d'autant plus dangereuses si le courant coupé est inductif ou capacitif. L'amplitude, la fréquence et la durée d'amortissement de ce régime transitoire dépendent des caractéristiques du réseau considéré et des caractéristiques mécaniques et diélectriques de l'appareil de coupure. C'est une tension de choc ayant une durée jusqu'à la crête de 250 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500 μ s.

a- surtension de commutation en charge normale

Une charge «normale» est essentiellement résistive, c'est-à-dire que son facteur de puissance est supérieur à 0,7. Dans ce cas, la coupure ou l'établissement des courants de charge ne posent pas de problème majeur. Le coefficient de surtension (rapport de l'amplitude de la tension transitoire et de la tension de service) varie entre 1,2 et 1,5.

b- surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs

Ce type de surtension a trois phénomènes générateurs : l'arrachement du courant, le réamorçage et le pré-amorçage. Le schéma de la figure IV.3 représente un réseau alimentant une charge à travers un disjoncteur et comporte :

- une source de tension sinusoïdale d'inductance L_1 et de capacité C_1 ,
- un disjoncteur D , non dissociable de ses éléments parasites L_{p1} et C_{p1} ,
- une charge inductive L_2 dont on ne peut ignorer la capacité répartie symbolisée par un condensateur C_2 ,
- enfin, une inductance de ligne L_0 , généralement négligeable.

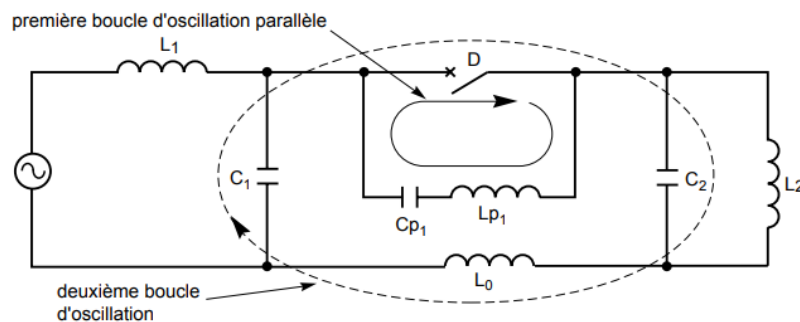


Figure IV.3 : circuit équivalent pour l'étude des surtensions provoquées par l'interruption de courants inductifs où : C_{p1} : capacité du disjoncteur, L_{p1} : inductance du disjoncteur.

c- surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs

Ce type de surtension a trois phénomènes générateurs : l'arrachement du courant, le réamorçage et le pré-amorçage. Le schéma de la figure IV.3 représente un réseau alimentant une charge à travers un disjoncteur et comporte :

- une source de tension sinusoïdale d'inductance L_1 et de capacité C_1 ,

- un disjoncteur D, non dissociable de ses éléments parasites Lp1 et Cp1,
- une charge inductive L2 dont on ne peut ignorer la capacité répartie symbolisée par un condensateur C2,
- enfin, une inductance de ligne L0, généralement négligeable.

d- surtension provoquée par les manœuvres sur des circuits capacitifs

Par circuits capacitifs, il faut entendre les circuits constitués des batteries de condensateurs et les lignes à vide.

3) surtensions atmosphériques (foudre)

L'orage est un phénomène naturel connu de tous, spectaculaire et dangereux. Les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions et surintensités d'origine atmosphérique. Une particularité des coups de foudre est leur polarisation : ils sont généralement négatifs (nuage négatif et sol positif). Environ 10 % sont de polarité inverse, mais ce sont les plus violents.

C'est une tension de choc ayant une durée de front montant de 1,2 μ s pour la tension, 8 μ s pour le courant et une durée de descente jusqu'à 50 μ s.

Une distinction est souvent établie entre :

- Le coup de foudre «direct» touchant une ligne,
- Et le coup de foudre «indirect»

Tombant à proximité d'une ligne, sur un pylône métallique, ou, ce qui revient au même, sur le câble de garde, (mis à la terre, ce câble relie les sommets des pylônes, il est destiné à protéger les conducteurs actifs des coups de foudre directs).

VI.2.3. conséquences des surtensions

Les conséquences peuvent être très diverses suivant la nature des surtensions, leur amplitude et leur durée. Elles sont résumées dans ce qui suit :

- Claquage du diélectrique isolant des équipements ;
- Dégradation du matériel par vieillissement ;
- Perte de l'alimentation suite aux coupures longues ;
- Perturbation des circuits de contrôle - commande et de communication ;
- Contraintes électrodynamiques (destruction ou déformation de matériel) et thermiques (fusion d'éléments, incendie, explosion) ;
- Danger pour l'homme et les animaux.

VI.3. Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle

Les premiers réseaux électriques étaient technologiquement très rudimentaires et à la merci des conditions atmosphériques comme le vent ou la pluie :

- Le vent, en faisant varier les distances entre les conducteurs, était à l'origine d'amorçages,

- La pluie favorisait les fuites de courant à la terre.

Ces problèmes ont conduit à :

- Utiliser des isolateurs,
- Déterminer des distances d'isolement,
- Relier les masses métalliques des appareils à la terre.

La coordination de l'isolement a pour rôle de déterminer les caractéristiques d'isolement nécessaires et suffisantes des divers constituants des réseaux en vue d'obtenir une tenue homogène aux tensions normales, ainsi qu'aux surtensions de diverses origines.

Son but final est de permettre une distribution sûre et optimisée de l'énergie électrique.

Cette optimisation permet de trouver le meilleur rapport économique entre les différents paramètres dépendant de cette coordination :

- Coût de l'isolement,
- Coût des protections,
- Coût des défaillances (perte d'exploitation et réparation) compte-tenu de leurs probabilités.

En effet si, à l'aide de techniques appropriées, les surtensions de manœuvre de l'appareillage peuvent être limitées, il est impossible d'agir sur la foudre. Il est donc nécessaire de localiser le point de plus faible tenue par lequel s'écoulera le courant engendré par la surtension, et de doter tous les autres éléments du réseau d'un niveau de tenue diélectrique supérieur.

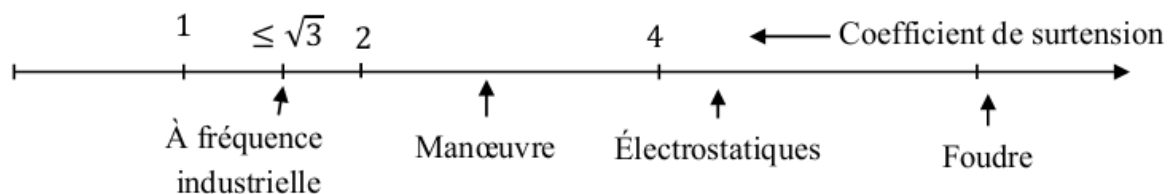


Figure VI.4 : Différents niveaux de tensions présents sur des réseaux

VI.3.1. distance d'isolement et tenue en tension

VI.3.1.1. distance d'isolement

Cette appellation regroupe deux notions, l'une de «distance dans les gaz (air, SF6, etc. ...)» et l'autre de «ligne de fuite» des isolants solides (fig.IV.2.6) :

- La distance dans les gaz est le plus court chemin entre deux parties conductrices.
- la ligne de fuite est également le plus court chemin entre deux conducteurs, mais suivant la surface externe d'un isolant solide (on parle de cheminement).

Ces deux distances sont directement liées au souci de protection contre les surtensions, mais leurs tenues ne sont pas identiques.

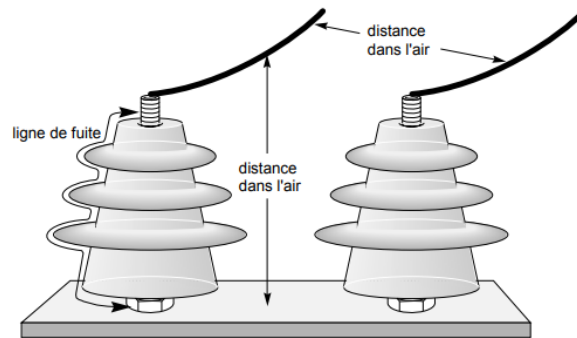


Figure IV.5 : distance dans l'air et ligne de fuite

IV.4. Principe de la coordination de l'isolement

Étudier la coordination de l'isolement d'une installation électrique c'est donc définir, à partir des niveaux de tensions et surtensions susceptibles d'être présents sur cette installation, un ou des niveaux de protection contre les surtensions.

Les matériels de l'installation et les dispositifs de protection sont alors choisis en conséquence (fig. IV.6).

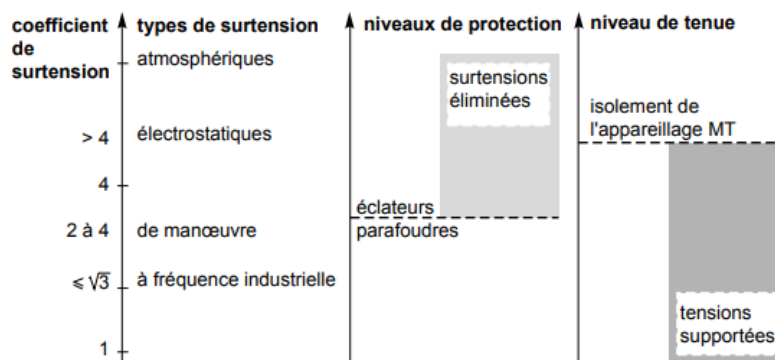


Figure. IV.6 : coordination de l'isolement : positionner correctement le niveau de protection et la tenue de l'appareillage en fonction des surtensions probables.

Le niveau de protection est déduit des conditions :

- D'installation,
- D'environnement,
- Et d'utilisation du matériel.

L'étude de ces «conditions» permet de déterminer le niveau de surtension qui pourra solliciter le matériel durant son utilisation. Le choix du niveau d'isolement adapté permettra de s'assurer que, vis-à-vis de la fréquence industrielle et des chocs de manœuvre au moins, ce niveau d'isolement ne sera jamais dépassé. Vis-à-vis du choc de foudre, un compromis doit généralement être fait entre le niveau d'isolement, le niveau de protection de parafoudres éventuels et le risque de défaillance admissible. Pour bien maîtriser les niveaux de protection apportés par les limiteurs de surtension, il

convient de bien connaître leurs caractéristiques et leur comportement ; c'est l'objet du chapitre ci-après.

VI.5. Les dispositifs de protection contre les surtensions

VI.5.1. les éclateurs

Utilisés en MT et HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/ BT. Leur rôle est de constituer un point faible maîtrisé dans l'isolement du réseau, afin qu'un amorçage éventuel se produise systématiquement là.

Le premier et le plus ancien des appareils de protection est l'éclateur à pointes. Il était constitué de deux pointes en vis-à-vis, appelées électrodes, dont l'une était reliée au conducteur à protéger et l'autre à la terre. Les modèles actuels les plus courants sont basés sur ce même principe mais comportent deux « cornes » permettant d'allonger l'arc, de faciliter le rétablissement de qualités diélectriques par désionisation de l'intervalle d'amorçage et d'aboutir, dans certains cas, à l'extinction.

Certains ont en plus, entre ces deux électrodes, une tige destinée à éviter le « court-circuitage » intempestif par les oiseaux (cf. fig. IV.7) et leur électrocution. La distance entre les deux électrodes permet d'ajuster le niveau de protection. Ce dispositif est simple, assez efficace et économique, mais ses inconvénients sont nombreux :

- la tension d'amorçage présente une dispersion importante. En effet, elle dépend fortement des conditions atmosphériques ; des variations de plus de 40 % ont pu être observées ;
- le niveau d'amorçage dépend aussi de l'amplitude de la surtension (cf. fig. IV.8) ;
- le retard à l'amorçage est d'autant plus long que la surtension est faible. Dans ces conditions, il est possible qu'une onde de choc provoque l'amorçage d'un appareil dont la tension de tenue est supérieure à celle de l'éclateur pour peu que cet appareil présente un retard à l'amorçage plus faible (câbles par ex.).

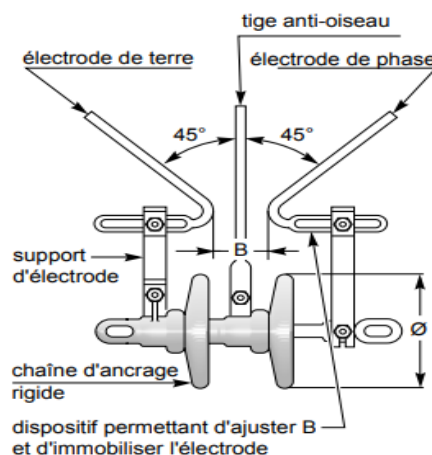


Figure VI.7 : un éclateur MT avec tige antioiseaux (exemple : sur les réseaux EDF 24 kV, $B \approx 25$ mm.)

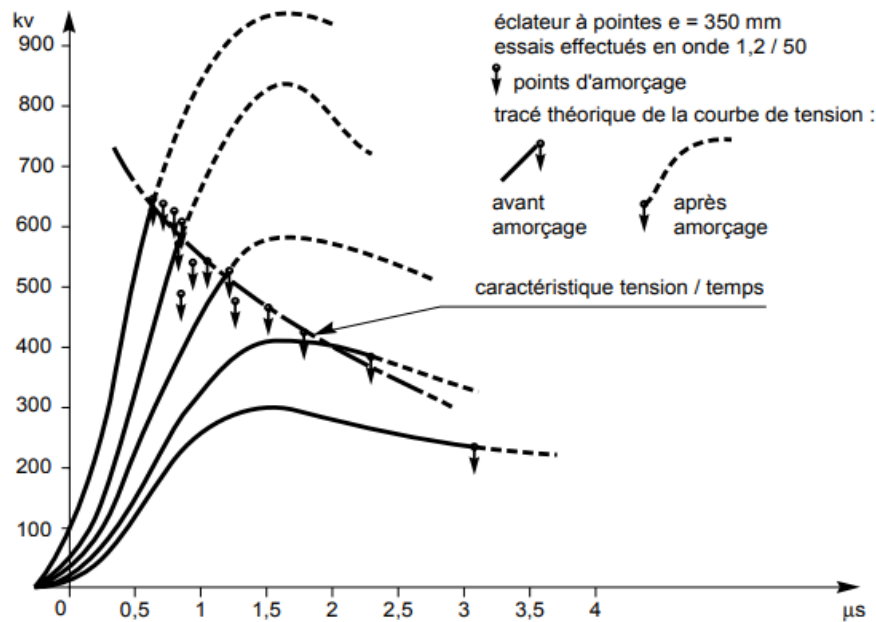


Figure. VI.8 : comportement d'un éclateur à pointes, en choc de foudre normalisé, en fonction de la valeur de crête

De plus, après amorçage, l'ionisation entre les électrodes maintient l'arc qui est alors alimenté par la tension du réseau et peut donner lieu (fonction de la mise à la terre du neutre) à un courant de suite à fréquence industrielle. Ce courant est un défaut franc à la terre et nécessite l'intervention des protections placées en tête de ligne (disjoncteur à réenclenchement rapide ou disjoncteur shunt par exemple).

Enfin l'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements (transformateurs et moteurs) situés à proximité. Encore en place sur les réseaux, les éclateurs sont aujourd'hui de plus en plus remplacés par les parafoudres.

VI.5.1. les parafoudres

Leur avantage est de ne pas présenter de courant de suite et d'éviter que le réseau soit mis en court-circuit, puis hors tension après amorçage. Différents modèles ont été conçus : parafoudre à filet d'eau, parafoudre à gaz. Seuls les types les plus répandus sont présentés dans les lignes qui suivent. Ils sont utilisés sur les réseaux HT et MT.

a- les parafoudres à résistances variables et éclateurs

Ce type de parafoudre associe en série des éclateurs et des résistances non linéaires (varistances) capables de limiter le courant après le passage de l'onde de choc.

Après l'écoulement de l'onde de courant de décharge, le parafoudre n'est plus soumis qu'à la tension du réseau. Celle-ci maintient un arc sur l'éclateur, mais le courant correspondant, dit «courant de suite», traverse la résistance dont la valeur est maintenant élevée. Il est donc assez faible, pour ne pas endommager l'éclateur, et être interrompu lors du premier passage à zéro du courant (extinction naturelle de l'arc).

La non linéarité des résistances permet de conserver une tension résiduelle, qui apparaît aux bornes de l'ensemble, proche du niveau d'amorçage car, plus le courant augmente, plus la résistance décroît.

Diverses techniques ont été utilisées pour la réalisation des parafoudres à varistances et éclateurs. La plus classique utilise une résistance au carbure de silicium (SiC).

Certains parafoudres comportent également des systèmes répartiteurs de tension (diviseurs résistifs ou capacitifs) et des systèmes de soufflage de l'arc (aimants ou bobines pour un soufflage magnétique). Ce type de parafoudre est caractérisé par :

- Sa tension d'extinction, ou tension assignée, qui est la tension à fréquence industrielle la plus élevée sous laquelle le parafoudre peut se désamorcer spontanément. Elle doit être supérieure à la plus forte surtension temporaire à fréquence industrielle susceptible d'apparaître sur le réseau.
- ses tensions d'amorçage suivant les formes d'onde (fréquence industrielle, choc de manœuvre, choc de foudre...) ; elles sont définies statistiquement.
- son pouvoir d'écoulement de courant de choc, c'est-à-dire la capacité de dissipation d'énergie. On traduit généralement la capacité d'absorption par la tenue à des ondes rectangulaires de courant.

b- les parafoudres à oxyde de zinc (ZnO)

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistances variables et éclateurs. (cf. fig. IV.9). L'absence d'éclateur fait que le parafoudre à ZnO est continuellement conducteur mais, sous la tension nominale du réseau protégé, avec un courant de fuite à la terre très faible (inférieur à 10 mA). Leur principe de fonctionnement est très simple et repose sur la caractéristique fortement non linéaire des varistances à ZnO. Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de 1,5 MΩ à 15 Ω entre la tension de service et la tension au courant nominal de décharge

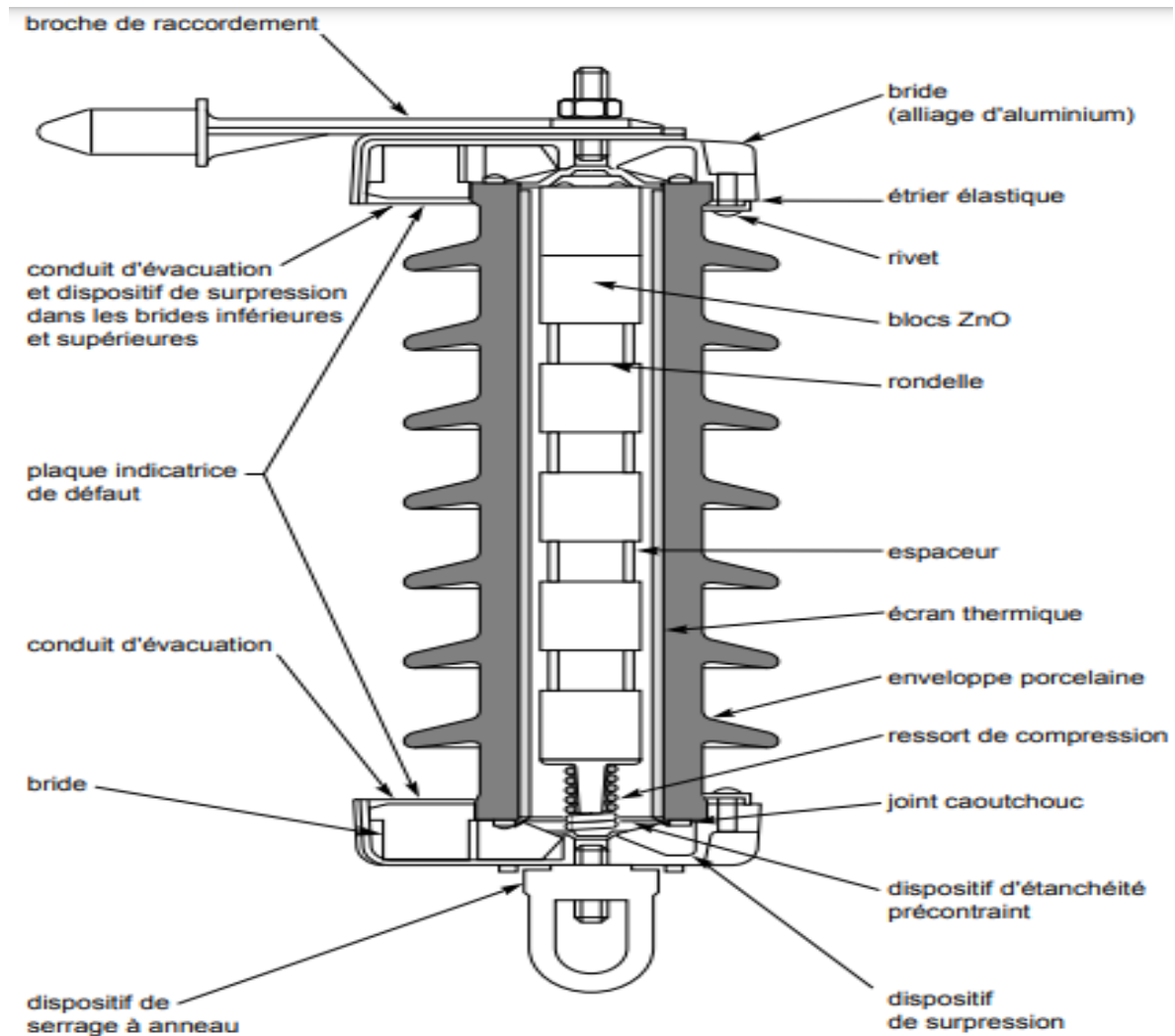


Figure. VI. 9 : exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour le réseau 20 kV EDF.

Ces parafoudres ont pour avantages des performances de limitation et une fiabilité accrue par rapport aux parafoudres à carbure de silicium.

Des améliorations ont été apportées ces dernières années, en particulier dans le domaine de la stabilité thermique et électrique des pastilles de ZnO lors de leur vieillissement. Ainsi, en 1989 sur 15 000 parafoudres de ce type installés par EDF, après dix-huit mois d'expérimentation, seules deux défaillances ont été constatées et les caractéristiques, vérifiées par des essais, n'avaient pas varié.

Un parafoudre à ZnO est caractérisé par

- Sa tension maximale de service permanent ;
- Sa tension assignée qui peut être liée, par analogie avec les parafoudres à carbure de silicium, à la tenue aux surtensions temporaires ;
- Le niveau de protection, défini arbitrairement comme la tension résiduelle du parafoudre soumis à un choc de courant donné (5, 10 ou 20 kA selon la classe), onde 8/20 μ s ;
- Courant nominal de décharge ;
- Tenue au courant de choc. (elle traduit le besoin de tenue à des ondes longues entraînant une dissipation d'énergie importante et non la nécessité d'écouler de tels courants en exploitation).

VI.6. Coordination appliquée à la conception des installations électriques

Cette étude est d'autant plus économiquement importante que la tension de service est élevée.

Trois critères justifient cette affirmation:

- L'augmentation du nombre de clients ou de la puissance distribuée,
- L'augmentation du coût de la défaillance (coût du matériel à remplacer),
- La part relative plus faible de l'étude de coordination dans le coût total de l'installation.

VI.6. 1. conséquences d'un claquage

Une défaillance diélectrique (claquage ou amorçage) peut provoquer :

- Le fonctionnement des protections dans le meilleur des cas,
- Des destructions de matériels dans le pire des cas,
- Une interruption de service à chaque défaillance. En HT, la coupure d'alimentation qui survient alors peut concerner une ville entière, une région, comme un centre sidérurgique ; elle occasionne :
- Un risque de déstabilisation du réseau,
- Une perte de facturation d'énergie pour le distributeur d'énergie,
- Une perte de production pour les abonnés industriels,
- Un danger pour les personnes (par exemple dans les hôpitaux) et pour les données informatiques.

Chapitre VII Compensation de l'énergie réactive

VII.1. Introduction

De nombreux récepteurs consomment de l'énergie réactive pour créer les champs électromagnétiques (moteurs, transformateurs, ballasts de tubes fluorescents, etc.).

Compenser l'énergie réactive, c'est fournir cette énergie à la place du réseau de distribution par l'installation d'une batterie de condensateurs, source d'énergie réactive de puissance Q_c .

Tous les appareils et machines à induction (c'est-à-dire à bobinages électromagnétiques) qui fonctionnent sur les systèmes à courant alternatif convertissent l'énergie électrique fournie par les générateurs du système d'alimentation en travail mécanique et en chaleur. Cette énergie est mesurée en kWh, et est appelée énergie "active".

Pour effectuer cette conversion, les champs magnétiques doivent être établis dans les machines. Le champ magnétique est créé par la circulation du courant dans les bobines, qui sont principalement inductives. Le courant dans ces bobines est donc en retard de 90° par rapport à la tension, et représente le courant réactif absorbé par la machine.

Il convient de noter que, bien que courant réactif n'absorbe pas de puissance du système, il provoque des pertes de puissance dans les réseaux de transport et distribution par échauffement des conducteurs.

En pratique, les courants de charge dans les systèmes d'alimentation sont invariablement inductifs, et les impédances des réseaux de transport et de distribution à prédominance inductive également. La combinaison d'un courant inductif traversant une réactance inductive est la condition la plus défavorable en termes de chute de tension (c'est-à-dire directement en opposition de phase à la tension du système). Pour ces deux raisons (pertes de puissance en ligne et chute de tension), les opérateurs de réseau cherchent à réduire la valeur des courants réactifs (inductifs) autant que possible.

VII.2. Amélioration du facteur de puissance ($\cos \varphi$)

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active (en KW) et la puissance apparente (en KVA).

Le facteur de puissance d'une charge qui peut être un seul récepteur, ou un ensemble de récepteurs (par exemple, une installation électrique complète), est donnée par le rapport P/S soit des kW divisés par des KVA à un instant donné.

$$FP (\cos \varphi) = P \text{ (KW)} / S \text{ (KVA)}$$

On utilise également la variable $\tan \varphi$. Dans les mêmes conditions, nous avons la relation :

$$\tan \varphi = Q \text{ (Kvar)} / P \text{ (KW)}$$

La plage des valeurs du facteur de puissance est $[0, 1]$.

Si les courants et les tensions sont parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal au $\cos \varphi$.

Un facteur de puissance proche de l'unité signifie que l'énergie réactive est faible comparée à l'énergie active, en revanche une valeur faible, proche de zéro, indique la condition inverse.

VII.3. Les différents types de compensation

En basse tension, la compensation de l'énergie réactive s'effectue au choix avec deux systèmes d'équipements :

- Système à compensation fixe utilisant des condensateurs de valeur fixe délivrant une puissance réactive constante (si la puissance des condensateurs nécessaire à la compensation est inférieure à 15% de la puissance du transformateur).

- Système à compensation automatique mettant en jeu une batterie de condensateurs divisée en gradins et commandée par un régulateur variable (si la puissance des condensateurs nécessaire à la compensation est supérieure à 15% de la puissance du transformateur). Ce dernier adapte la puissance réactive fournie aux besoins de l'installation en fonction du $\cos \varphi$

$Q_c / S_n < 15 \%$ compensation fixe

$Q_c / S_n \geq 15 \%$ compensation automatique

Avec : Q_c : puissance réactive de l'équipement de compensation, en kVAr.

S_n : puissance apparente du transformateur de l'installation, en kVA.

Le seuil de 15 % est une valeur indicative conseillée pour éviter les effets de la surcompensation à vide.

La compensation peut être :

- globale, en tête d'installation.
- par secteur, au niveau du tableau de distribution.
- individuelle, aux bornes de chaque récepteur inductif.

La compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande (compensation locale).

VII.4. Compensation d'énergie réactive : système fixe et système automatique

VII.4. 1. système fixe (batterie de condensateurs fixes)

La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

La mise sous tension de ces batteries est :

- soit manuelle par disjoncteur ou interrupteur.
- soit semi-automatique par contacteur commandé à distance.

Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas :

- d'installation électrique à charge constante fonctionnant 24h/24.
- de compensation réactive interne des transformateurs.
- de compensation individuelle des moteurs et autres charges inductives.

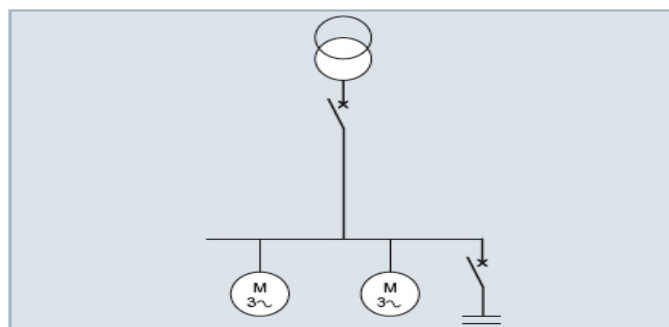


Figure VII. 1 : Compensation d'énergie réactive : système fixe

VII.4. 2. système variable ou automatique (batteries de condensateurs à régulation automatique ou batterie variable)

La puissance réactive fournie par la batterie est modulable en fonction des variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

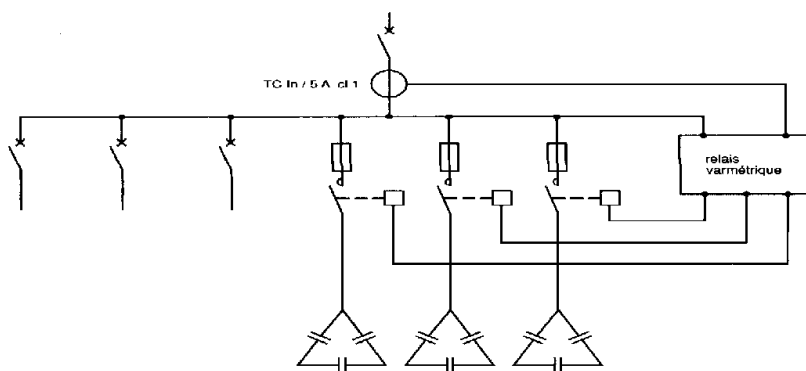


Figure VII. 2 : Compensation d'énergie réactive : système automatique

Ces batteries sont composées d'une association en parallèle de gradins condensateurs (gradin = condensateur + contacteur).

La mise en service ou hors service de tout ou une partie de la batterie étant asservie à un régulateur varmétrique intégré.

Ces batteries sont également utilisées dans le cas :

- d'installation électrique à charge variable.
- de compensation de tableaux généraux (TGBT) ou gros départ.

- d'installation d'une batterie dont la puissance est supérieure à 15 % de la puissance du transformateur.

a) principe et intérêt de la compensation automatique :

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins. Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin en Kvar.

Un relais varmétrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermeture des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant TC associé au relais varmétrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme décrit dans le schéma de la Fig. VII. 2.

En gérant la compensation au plus près des besoins de la charge, les risques de produire des surtensions durant les périodes de faible charge sont évités ainsi que, en empêchant l'établissement de surtension, les dégradations probables des appareils et des équipements sont réduites.

VII.5. Choix de la localisation

VII.5.1. compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure la compensation pour l'ensemble des charges. Elle convient lorsqu'on cherche essentiellement à supprimer les pénalités et soulager le poste de transformation.

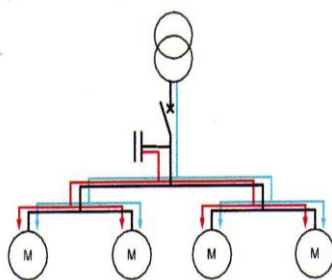


Figure VII. 3 : Compensation globale

VII.5.2. compensation par secteur

La batterie est installée en tête du secteur d'installation à compenser. Elle convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

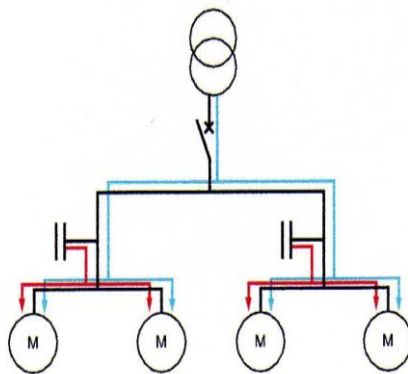


Figure VII. 4 : Compensation par secteur

VII.5.3. compensation individuelle

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur inductif (moteur en particulier). Elle est à envisager lorsque la puissance du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite. Cette compensation est techniquement idéale puisqu'elle produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité ajustée à la demande.

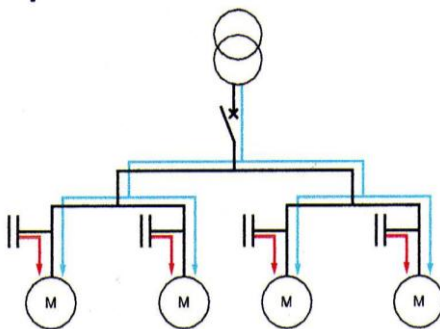


Figure VII. 5 : Compensation individuelle

VII.6. Choix du type de compensation

VII.6.1. compensation fixe

On met en service l'ensemble de la batterie, dans un fonctionnement "tout ou rien". La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (par contacteur), asservie aux bornes des moteurs.

VII.6.2. compensation automatique ou en "gradins"

La batterie de condensateurs est fractionnée en gradins, avec possibilité de mettre en service plus ou moins de gradins, en général de façon automatique. Ce type de batterie est installé en tête de la distribution BT ou d'un secteur important. Elle permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins sont pilotés par un relais varométrique.

VII.7. Calcul de la puissance réactive compensée "Qc"

A partir de la puissance active et du facteur de puissance de l'installation :

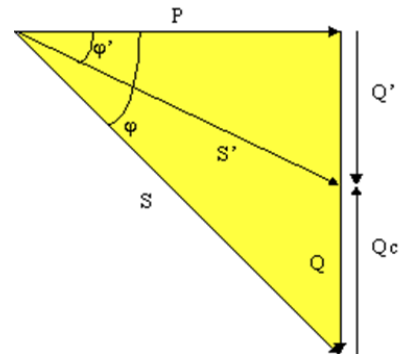
$$Q_c (\text{Kvar}) = P (\tan \varphi - \tan \varphi')$$

$\tan \varphi$ correspond au $\cos \varphi$ de l'installation avant compensation et $\tan \varphi'$

φ' correspond au $\cos \varphi'$ souhaité avec compensation.

Avant compensation :

- Puissance active : P (KW)
- Puissance réactive : Q (Kvar)
- Puissance apparente : S (KVA)
- Facteur de puissance $\cos \varphi$



Après compensation avec une puissance réactive de compensation Q_c (Kvar) :

- Puissance active : P (KW)
- Puissance réactive : Q' (Kvar)
- Puissance apparente : S' (KVA)
- Facteur de puissance $\cos \varphi'$

VII.7. 1. exemple d'une installation avant et après compensation

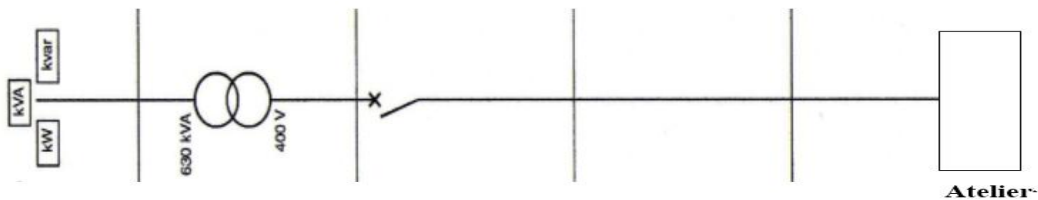


Figure VII. 6 : Exemple

Avant la compensation on a :

- Un facteur de puissance $\cos \varphi = 0.75$
- La puissance active $P = 500 \text{ KW}$
- La fréquence $f = 50 \text{ HZ}$
- La tension $U = 400 \text{ V}$

Alors:

1-Calcul de la puissance appelée (puissance apparente) :

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{500}{0.75} = 666.66 \text{ KVA.}$$

2-Le courant véhiculé dans l'installation en aval du disjoncteur est :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{500000}{\sqrt{3} 400 0.75} = 962.25 \text{ A}$$

3-L'énergie réactive qui est consommée :

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi = \sqrt{3} 400 962.25 0.66 = 441 \text{ Kvar.}$$

4- Les pertes dans les câbles sont calculées en fonction du carré du courant :

$$\text{Qui est : } (962.25)^2$$

$$P_{\text{joule}} = 3RI^2$$

Après compensation :

Après la mise d'une batterie de condensateurs pour un facteur de puissance $\cos \varphi = 0.94$, les calculs sont :

1-Calcul de la puissance appelée (puissance apparente) :

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{500}{0.94} = 531.91 \text{ KVA.}$$

2-Le courant véhiculé dans l'installation en aval du disjoncteur est :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{500000}{\sqrt{3} 400 0.94} = 767.75 \text{ A.}$$

3-L'énergie réactive qui est consommée :

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi = \sqrt{3} 400 767.75 0.34 = 181,47 \text{ Kvar}$$

4- Les pertes dans les câbles sont calculées en fonction du carré du courant :

Les pertes dans les câbles sont réduites de : 37 % par rapport à la valeur initiale (sans compensation).

Les avantages sont multiples :

- Économie sur le dimensionnement des équipements électriques car la puissance appelée diminue ;
- Augmentation de la puissance active disponible au secondaire des transformateurs ;
- Diminution des chutes de tension et des pertes en lignes ;
- Économie sur la facture d'électricité, en supprimant la consommation excessive d'énergie réactive.

Où compenser ?

Le lieu d'installation d'un équipement de compensation d'énergie réactive dépend de deux critères :

1- la taille de l'installation :

- Installation avec un tableau général de distribution (TGBT) et une distance vers les tableaux secondaires relativement faible,
- Installation divisée électriquement en zones différentes, avec une distance importante entre elles, c'est à dire avec une distribution interne d'énergie et des tableaux secondaires de taille importante.

2- l'existence de fortes charges consommatrices d'énergie :

Dans ce cas, il convient de faire une étude de compensation d'énergie ou de filtrage d'harmoniques au niveau de chaque charge.

En fonction de ces critères, on peut résumer par le schéma ci-contre les différents lieux possibles de raccordement et ses avantages.

Bibliographie

- [1] Abdesselam ABDERRAHMANI, "Polycopié pédagogique Réseaux électriques industriels", Université TAHRI Mohammed Béchar. 2018-2019.
- [02] Christophe PRÉVÉ. Robert JEANNOT " Guide de conception des réseaux électriques industriels ". Schneider Electric. Février 1997.
- [03] D. Fulchiron " surtensions et coordination de l'isolement ". Cahier Technique Merlin Gerin n° 151. Édition décembre 1992.
- [04] José Dolores Juárez Cervantes "Sistemas de distribución de energía eléctrica". Manuels scolaires et manuels pratique. UNIVERSITÉ AUTONOME MÉTROPOLITAINE Mexique. Édition 1995.
- [5] A. Jefferson, " La compensation active de puissance réactive - Une solution efficace aux problèmes associés à la puissance réactive ", Édition 1999.