

“RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET

FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES  
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



*Polycopié de cours*

# Réseaux électriques industriels

Cours et exercices résolus

Préparé par :

DR. BOUAZZA ABDELKADER

Promotion : Master 2 Réseaux électriques

Semestre : 03

Expertisé par :

- Pr. SMAILI Attalah
- Pr. MESLEM Youcef

Année universitaire 2020 /2021

# PRÉFACE

---

Ce support de cours est issu du cours de Réseaux électriques industriels, que j'enseigne à l'université Ibn-Khaldoun de Tiaret, il a été réalisé à partir de nombreuses références bibliographique et destiné aux étudiants de la deuxième année master réseaux électriques (semestre 03) comme il peut aussi être utile pour d'autres spécialités techniques. La structure de ce cours a été pour l'essentiel imposée afin de respecter le programme national.

L'objectif visé à travers ce cours est de rapprocher, aux étudiants, les connaissances nécessaires et les concepts liés à l'étude des réseaux électriques industriels (architectures, schémas et plans... etc.), le calcul du bilan de puissance, de minimisation d'énergie, de choix de canalisation électriques, de calcul de défauts et de protection. Compléter sa connaissance des concepts de base des réseaux électriques et les approfondir en les appliquant à des systèmes industriels.

Je souhaiterais que ce modeste cours soit un ajout précieux aux ressources pédagogiques de notre université et constitue un support de cours de valeur pour nos étudiants.

Les textes présentés dans ce polycopié ont été inspirés de certains guides et catalogues techniques. Tout commentaire ou proposition ou critique constructive permettant l'amélioration des textes ainsi élaborés sera recueillie avec grand intérêt.

**Abdelkader BOUAZZA**

Maitre de Conférence A

Département de Génie électrique

Faculté des sciences appliquées

Université Ibn-Khaldoun de TIARET

E-mail : [abdelkader.bouazza@univ-tiaret.dz](mailto:abdelkader.bouazza@univ-tiaret.dz)

# CONTENTS

---

<b>1</b>	<b>Architecture des réseaux électriques</b>	<b>1</b>
1.1	Introduction . . . . .	2
1.2	Définition . . . . .	3
1.3	Organisation du réseau . . . . .	3
1.3.1	Production d'énergie . . . . .	4
1.3.2	Transport et distribution . . . . .	5
1.4	Critères de choix d'une topologie . . . . .	6
1.5	Éléments dépendants de la topologie choisie . . . . .	6
1.6	Structure générale d'un réseau privé de distribution . .	7
1.7	Source d'alimentation . . . . .	8
1.8	Les postes de transformation . . . . .	9
1.8.1	Qualités recherchées d'un poste de livraison . . . . .	9
1.9	Postes de livraison HTB . . . . .	10
1.9.1	Schéma en simple antenne . . . . .	10
1.9.2	Schéma en double antenne . . . . .	11
1.9.3	Double antenne / double jeu de barres . . . . .	12
1.10	Postes de livraison HTA/BT . . . . .	13
1.10.1	Postes de livraison HTA/BT à comptage BT . . . . .	13
1.10.2	Alimentation en simple dérivation . . . . .	13
1.10.3	Alimentation en coupure d'artère . . . . .	14
1.11	Structure des réseaux HTA . . . . .	15
1.11.1	Réseau radial en simple antenne . . . . .	15
1.11.2	Réseau radial en double antenne sans couplage . . . . .	16
1.11.3	Réseau radial en double antenne avec couplage . . . . .	17
1.11.4	Réseau en boucle . . . . .	18
1.11.5	Réseau en double dérivation . . . . .	20
1.12	Réseaux HTB à l'intérieur du site . . . . .	22
1.13	Exercices . . . . .	23
1.13.1	Exercice N°1 . . . . .	23
1.13.2	Exercice N°2 . . . . .	24
1.13.3	Exercice N°3 . . . . .	26

---

---

<b>2</b>	<b>Les régimes de neutre</b>	<b>28</b>
2.1	Introduction . . . . .	29
2.2	Définition . . . . .	30
2.3	Principe des schémas de liaison à la terre (SLT) . . . . .	31
2.4	Les différents types de régime de neutre . . . . .	32
2.4.1	Régime TT . . . . .	33
2.4.2	Régime TN . . . . .	35
2.4.3	Régime IT . . . . .	37
2.5	Exercices . . . . .	40
<b>3</b>	<b>Récepteurs et leurs Contraintes d’Alimentation</b>	<b>44</b>
3.1	Introduction . . . . .	45
3.2	Les types de perturbation . . . . .	45
3.2.1	Variations de fréquence . . . . .	45
3.2.2	Variations de l’amplitude de tension . . . . .	46
3.2.3	Modifications de la forme d’onde : les harmoniques . . . . .	47
3.2.4	Le déséquilibre du système triphasé . . . . .	49
3.3	Remèdes contre le flicker . . . . .	49
3.3.1	Choix du mode d’éclairage . . . . .	49
3.3.2	Alimentation sans interruption (ASI) . . . . .	50
3.3.3	Modification du perturbateur . . . . .	50
3.3.4	Ajout d’un volant d’inertie . . . . .	50
3.3.5	Utilisation de convertisseur tournant . . . . .	50
3.3.6	Modification du réseau . . . . .	50
3.3.7	Introduction d’une capacité - série . . . . .	51
3.3.8	Insertion d’une réactance série . . . . .	51
3.3.9	Insertion d’une réactance shunt saturée . . . . .	52
3.3.10	Insertion réactance de découplage . . . . .	53
3.3.11	utilisation d’un compensateur synchrone . . . . .	54
3.3.12	Utilisation d’un compensateur statique (SVC) . . . . .	54
3.4	Moteurs électriques . . . . .	55
3.4.1	Moteurs asynchrones . . . . .	55
3.4.2	Moteur synchrone . . . . .	55
3.4.3	Effets des perturbations sur les moteurs . . . . .	55
3.5	Machine à souder par arc . . . . .	57

---

3.6	Fours à induction . . . . .	57
3.6.1	Contraintes d'alimentation et perturbations . . . . .	58
3.7	Dispositifs d'électronique de puissance . . . . .	59
3.7.1	Contraintes d'alimentation . . . . .	59
3.8	Eclairage . . . . .	60
3.8.1	Sensibilité aux perturbations . . . . .	60
3.8.2	Perturbations produites . . . . .	60
<b>4</b>	<b>Les sources d'alimentation</b>	<b>61</b>
4.1	Introduction . . . . .	62
4.2	Alimentation par les réseaux de distribution publique	62
4.3	Alternateurs (générateurs synchrones) . . . . .	63
4.3.1	Fonctionnement de l'alternateur . . . . .	64
4.3.2	Systèmes d'excitation des machines synchrones . . . . .	66
4.4	Génératrices asynchrones . . . . .	69
4.4.1	couplée à un réseau de puissance infinie . . . . .	69
4.4.2	alimentant un réseau indépendant . . . . .	70
4.4.3	Avantages comparés des alternateurs et des génératrices asynchrones . . . . .	70
4.5	Les alimentations sans interruption (ASI) . . . . .	71
4.6	Groupe électrogène . . . . .	72
<b>5</b>	<b>Les surtensions et la coordination de l'isolement</b>	<b>74</b>
5.1	Introduction . . . . .	75
5.2	Les surtensions . . . . .	75
5.2.1	Origine des surtensions . . . . .	75
5.2.2	Classification des surtensions . . . . .	76
5.3	Les dispositifs de protection contre les surtensions . . . . .	78
5.3.1	Principe de la protection . . . . .	78
5.3.2	Protection des installations BT . . . . .	83
5.4	Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle . . . . .	83
<b>6</b>	<b>Les conducteurs et câbles</b>	<b>85</b>
6.1	Introduction . . . . .	86
6.2	Constitution d'un conducteur . . . . .	86
6.2.1	âme d'un conducteur . . . . .	87

---

6.2.2	l'isolant d'un conducteur . . . . .	88
6.3	Constitution d'un câble . . . . .	90
6.3.1	les câbles monoconducteurs . . . . .	90
6.3.2	les câbles multiconducteurs . . . . .	91
6.4	Identification et repereage des conducteurs . . . . .	91
6.5	Choisir un conducteur ou un câble . . . . .	92
6.6	Désignation suivant les normes . . . . .	92
6.6.1	Dénomination harmonisée des conducteurs selon le CENELEC . . . . .	93
6.6.2	Dénomination des câbles et conducteurs selon l'UTE . . . . .	93
6.7	Exemple 01 . . . . .	93
6.8	Exemple 02 . . . . .	95
6.9	Exercices . . . . .	96
6.9.1	Exercice N°1 . . . . .	96
6.9.2	Exercice N°2 . . . . .	97
<b>7</b>	<b>La compensation de l'énergie réactive</b>	<b>100</b>
7.1	Introduction . . . . .	101
7.2	L'énergie réactive : définitions et rappels essentiels . . . . .	101
7.2.1	Energies active, réactive, apparente . . . . .	101
7.2.2	Composantes active et réactive du courant . . . . .	102
7.2.3	Composantes active et réactive de la puissance . . . . .	102
7.3	Facteur de puissance . . . . .	103
7.4	Objectifs . . . . .	104
7.5	La compensation de l'énergie réactive . . . . .	105
7.6	Choix du type de compensation . . . . .	106
7.6.1	Choix de la localisation . . . . .	106
7.6.2	Choix du type de compensation . . . . .	107
7.7	Compensation d'énergie réactive en présence d'harmoniques . . . . .	107
7.8	Principe de la compensation . . . . .	108
7.9	Inconvénients d'un mauvais facteur de déphasage . . . . .	110
7.10	Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance . . . . .	110
7.10.1	Diminution de la facture d'électricité . . . . .	110
7.10.2	Diminution de la section des câbles . . . . .	111
7.10.3	Diminution des pertes en ligne . . . . .	111

7.10.4	Augmentation de la puissance active transportée . . . . .	111
7.10.5	Réduction de la chute de tension . . . . .	112
7.11	Les batteries de condensateur . . . . .	112
7.11.1	Choix d'une batterie de condensateur . . . . .	112
7.11.2	Moyens de compensation . . . . .	113
7.12	Différentes possibilités d'implantation des batteries condensateurs . . . . .	115
7.12.1	Compensation globale . . . . .	115
7.12.2	Compensation partielle (par secteur) . . . . .	116
7.12.3	Compensation locale (individuelle) . . . . .	116
7.13	Exercices . . . . .	117
7.13.1	Exercice N°1 . . . . .	117
7.13.2	Exercice N°2 . . . . .	119
7.13.3	Exercice N°3 . . . . .	119
<b>I</b>	<b>Annexes</b>	<b>120</b>
<b>8</b>	<b>Annexe I: Système Per Unit</b>	<b>121</b>
8.1	Introduction . . . . .	122
8.1.1	Puissance, tension et courant de base . . . . .	123
8.1.2	Impédance et admittance de base . . . . .	125
8.1.3	Chute de tension . . . . .	126
8.1.4	Changement de base . . . . .	127
8.2	Modélisation des lignes . . . . .	128
8.3	Modélisation des transformateurs . . . . .	129
8.3.1	Le transformateur idéal dans les calculs de réseau . . . . .	130
8.3.2	Insertion d'un transfo dans un système per unit . . . . .	132
8.3.3	Schéma équivalent . . . . .	133
8.4	Modélisation des machines synchrones . . . . .	133
8.5	Exercice . . . . .	135
8.6	Résolution de l'Exercice pu . . . . .	135
<b>9</b>	<b>Annexe II: travaux pratiques</b>	<b>141</b>
9.1	TP01: Schéma de puissance . . . . .	142
9.2	TP02: Les architectures des réseaux . . . . .	146
9.3	TP03: Les régimes de neutre . . . . .	148

# 1

## ARCHITECTURE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

---

## 1.1 Introduction

Un système électrique se compose de trois segments de base : la production, le réseau et les consommateurs (charges). Pour le segment de réseau, on distingue deux parties : la transmission et les systèmes de distribution. Ces systèmes diffèrent selon leurs topologies, leurs niveaux de tension, leurs tailles, leurs opérations, leurs objectifs, etc. (Fig.1) L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. L'étude d'une architecture complète présente 5 grandes fonctions élémentaires : la transformation, le transport, la distribution, la conversion et l'exploitation. Dans ce chapitre, on identifiera les différents postes de livraison HT et la structure des réseaux MT et BT.

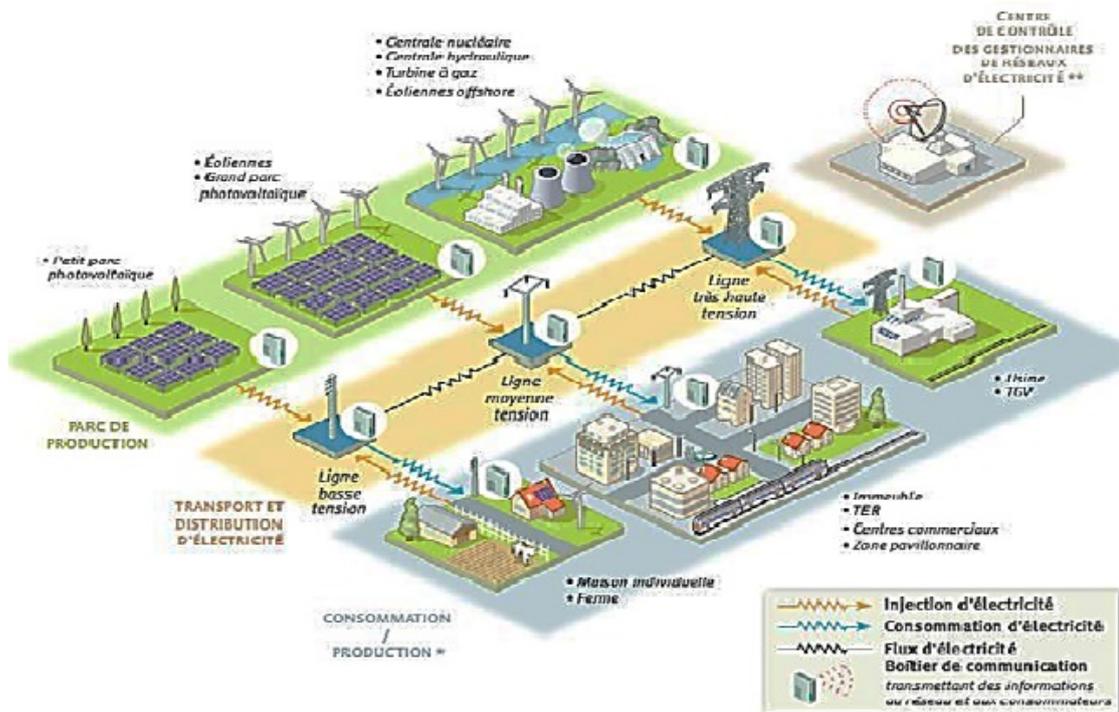


Figure 1.1: Hiérarchisation du réseau électrique

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:

	Domaine de tension	Tension alternative [V]	Valeurs usuelles
Très basse tension	TBT	$U \leq 50V$	12–24–48V
Basse tension	BTA	$50 ; U \leq 500V$	230–400 V
	BTB	$500 ; U \leq 1000 V$	690 V
Haute tension A	HTA 1	$1 ; U \leq 40 KV$	5,5–6,6–10–15–20–33 KV
	HTA 2	$40 ; U \leq 50 KV$	40,5 KV
Haute tension B	HTB 1	$50 ; U \leq 130 KV$	63–90 KV
	HTB 2	$130 ; U \leq 350 KV$	150–225 KV
	HTA 3	$350 ; U \leq 500 KV$	400 KV

**Table 1.1: La norme NFC 15-100 (La norme française)**

La tension nominale des réseaux existants à 220/380 V doit évoluer vers la valeur recommandée 230/400 V.

	Domaine de tension	Tension [V]	Valeurs usuelles
basse tension	BT	$100 ; U \leq 1000 V$	400–690–1000 V
Moyenne tension	MT	$1 ; U \leq 35 KV$	3,3–6,6–11–22–33 KV
Haute tension	HT	$35 ; U \leq 230 KV$	45–66–110–132–150–220 KV

**Table 1.2: La norme CEI (Commission Électrotechnique Internationale)**

## 1.2 Définition

On désigne par les termes (architecture, topologie, structure) l'ensemble des principes (schémas, protection, mode d'exploitation) utilisés pour véhiculer l'énergie électrique en distribution publique. Le choix d'une topologie est toujours le résultat de compromis technico-économiques.

## 1.3 Organisation du réseau

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant 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 (fig.2). Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en oeuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

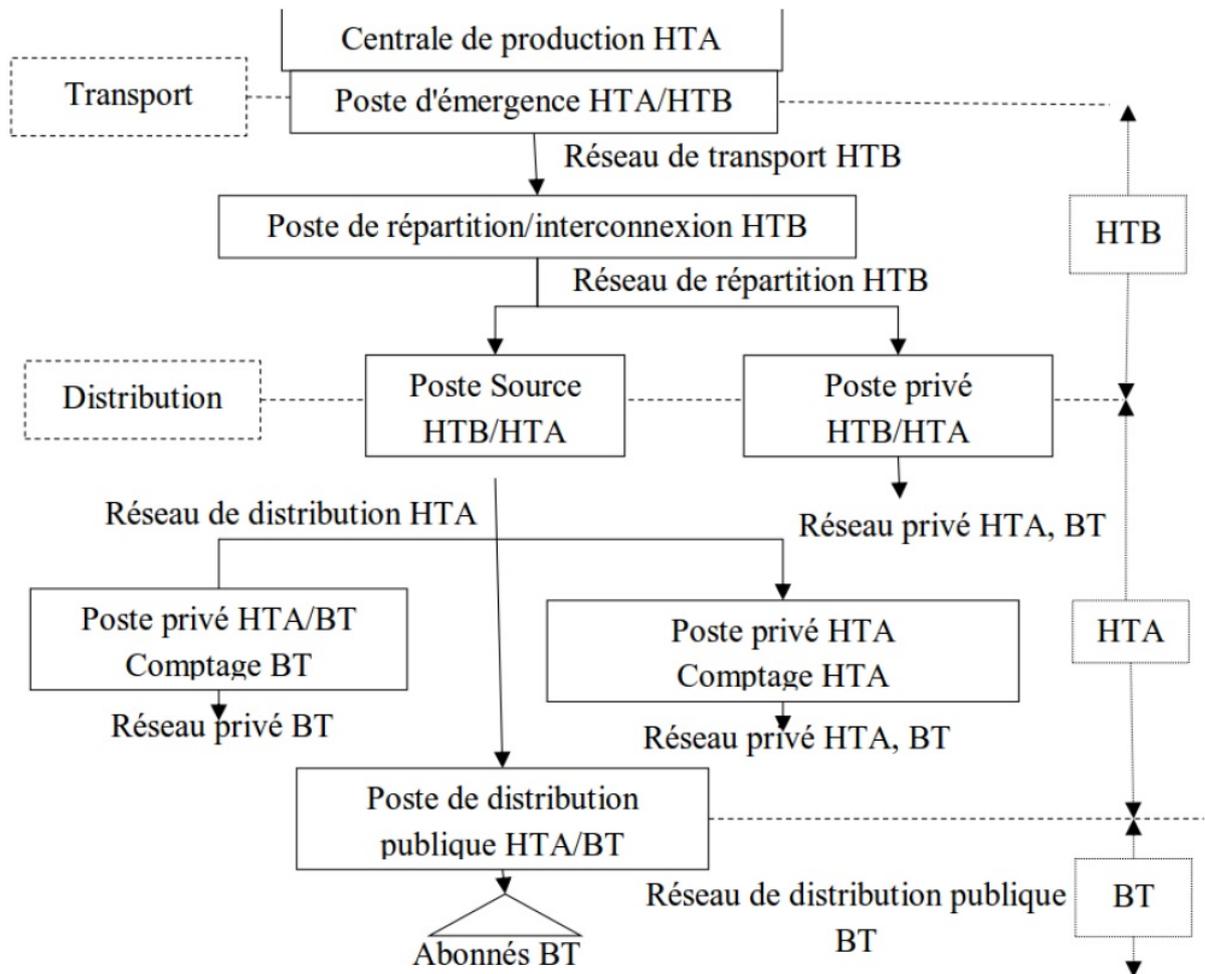


Figure 1.2: Organisation du réseau

### 1.3.1 Production d'énergie

Une centrale de production est composée de 1 ou plusieurs générateurs, 1 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 solaires ou photovoltaïques ;
- Les centrales nucléaires ;
- Les centrales éoliennes.

### 1.3.2 Transport et distribution

---

#### 1.3.2.1 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.

#### 1.3.2.2 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.

### 1.3.2.3 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.

### 1.3.2.4 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 440 V.

## 1.4 Critères de choix d'une topologie

---

Le choix d'une topologie doit répondre aux objectifs visés :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens ;
- Obtenir un niveau de qualité de service fixé ;
- Assurer le résultat économique souhaité.

## 1.5 Éléments dépendants de la topologie choisie

---

Les principaux éléments de conception d'une topologie d'un réseau de distribution sont :

1. Les puissances demandées et la valeur maximale des courants de défaut à la terre.

2. La (ou les) tension de service
3. La tenue aux surtensions et la coordination des isolements
4. Le (ou les) schéma des livraisons à la terre, ainsi que le nombre de fils distribués ;
5. La longueur maximale des départs (qqs dizaines de km en MT)
6. Le type de distribution : Aérien ou souterrain.
7. Le type d'exploitation : manuelle, automatique, téléconduite.

## 1.6 Structure générale d'un réseau privé de distribution

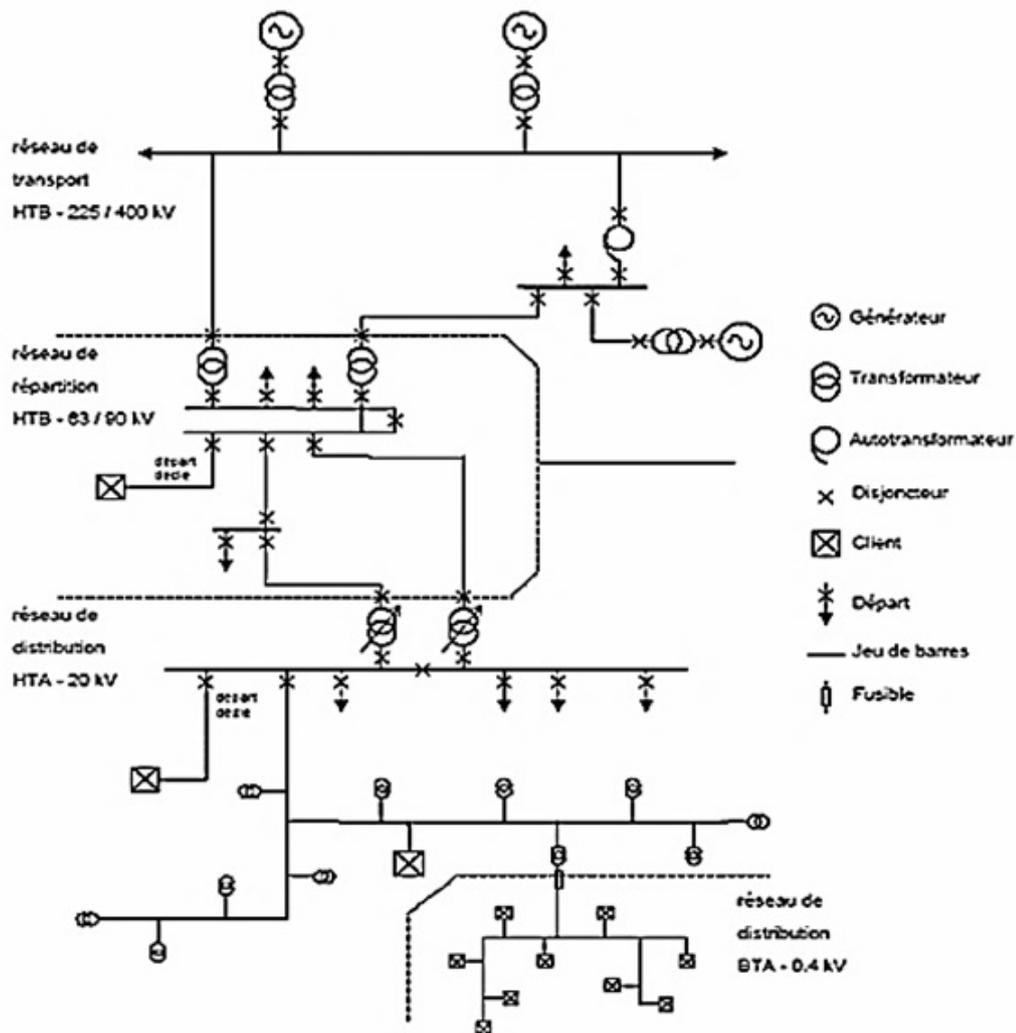


Figure 1.3: Structure générale d'un réseau privé de distribution

Un réseau privé de distribution HTB (Fig. 1.3) comporte :

- un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, et composé de jeux de barres et de disjoncteurs
- une source de production interne
- un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA
- un tableau principal HTA ayant un ou plusieurs jeux de barres
- un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT
- des récepteurs HTA
- des transformateurs HTA / BT
- des tableaux et des réseaux basse tension
- des récepteurs basse tension

## 1.7 Source d'alimentation

---

La tension de la source d'alimentation est fortement liée à la puissance demandée par consommateur. Les puissances associées aux différentes tensions résultent d'une étude technico-économique globale qui permet d'associer une tension de livraison à la puissance demandée. L'alimentation des réseaux industriels peut être réalisée, soit :

- en **HTB**:  $U \geq 50\text{kV}$ , en général 63kV, 90kV ou 225 kV.
- en **HTA**:  $1\text{kV} \leq U \leq 50\text{kV}$ , en général 5,5kV, 10kV, 15kV, 20kV ou 33kV.
- en **BTA**:  $U \leq 1\text{kV}$ , en général 400 V. La tension de la source d'alimentation est liée à la puissance de livraison.

## 1.8 Les postes de transformation

Un poste de transformation est considéré comme un noeud où transitent les flux de puissances. Il constitue un élément majeur dans le système de répartition ou de distribution. Il est composé est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, régler de la tension, comptage, surveillance, . . .etc. Cet ensemble d'appareillage comporte :

- – Des jeux de barres ;
- – Des transformateurs ;
- – Des appareillages de coupure (disjoncteurs et sectionneurs) ;
- – Des compensateurs ;
- – Appareillage de mesure et de comptage de puissance ;
- autres.

### 1.8.1 Qualités recherchées d'un poste de livraison

#### **a: La sécurité**

C'est l'aptitude à conserver un maximum de dérivations (départs) saines en service, en cas de non ouverture du disjoncteur chargé d'isoler une partie en défaut.

#### **b: La souplesse**

C'est l'aptitude d'un poste à réaliser plusieurs découplages et y raccorder n'importe quel départ.

#### **c: La maintenabilité**

Aptitude à permettre la poursuite de l'exploitation d'une dérivation malgré l'indisponibilité d'un disjoncteur.

**d: La simplicité**

Aptitude à changer de configuration en manoeuvrant le minimum d'appareils.

## 1.9 Postes de livraison HTB

Ils concernent les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre:

- d'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB
- d'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

### 1.9.1 Schéma en simple antenne

Ce schéma assure une liaison unique entre la source et le récepteur (Fig. 1.4).

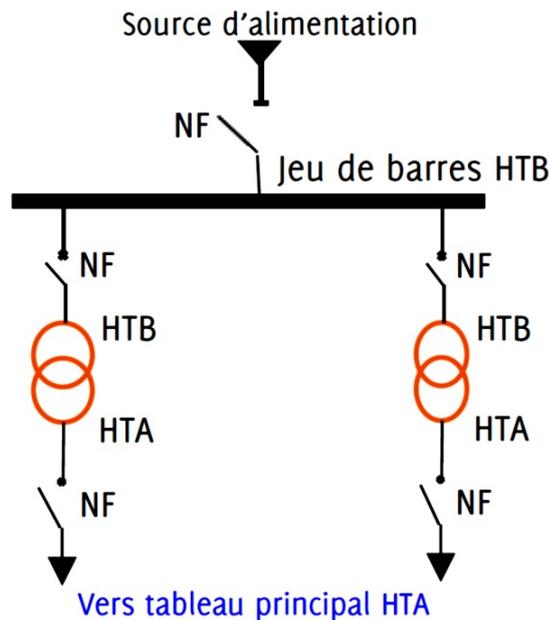


Figure 1.4: Schéma en simple antenne

**a. Avantages**

- Ce schéma est le plus simple ;

- Il est moins coûteux ;
- Il nécessite une protection par appareillage simple.

### b. Inconvénients

- Il est défavorable pour la continuité de service : la défaillance d'un élément engendre la mise hors tension permanente de tout le réseau situé en aval.

## 1.9.2 Schéma en double antenne

En fonctionnement normal, les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage. Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément. Lors d'une perte d'une source par exemple, l'autre source assure la totalité de l'alimentation (Fig. 1.5).

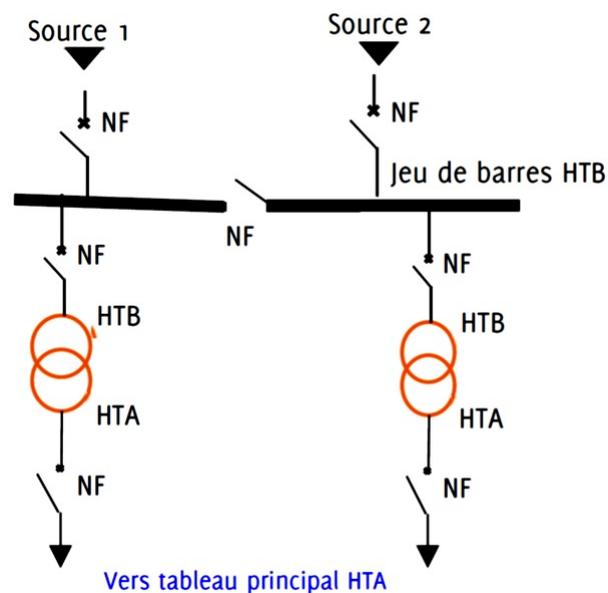


Figure 1.5: Schéma en double antenne

### a. Avantages

- Ce poste assure la continuité de service, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau;
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement

### b. Inconvénients

- Ce schéma est plus coûteux que celui à simple antenne;
- Il ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

#### 1.9.3 Double antenne / double jeu de barres

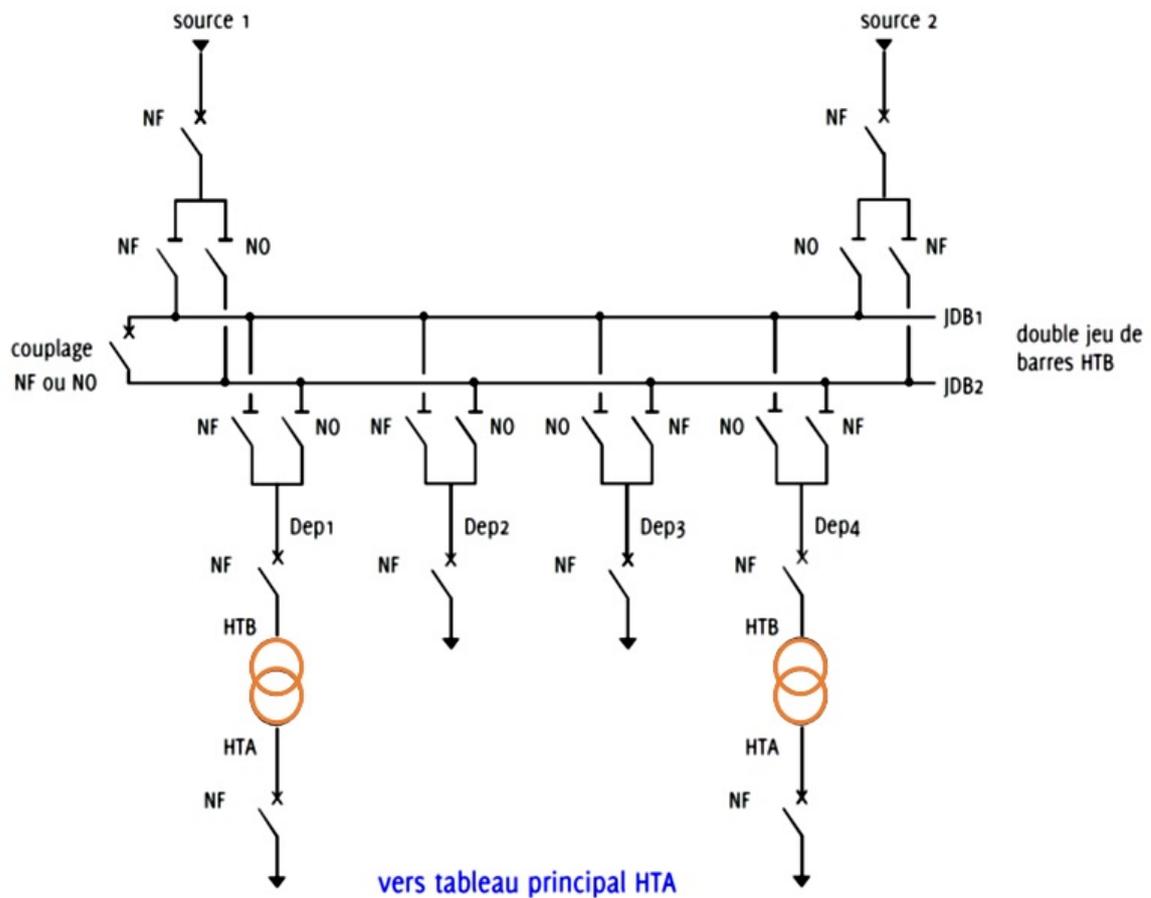


Figure 1.6: Alimentation double antenne / double jeu de barres d'un poste de livraison HTB

- **En fonctionnement normal** : la source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép.1 et Dép.2. La source 2 alimente JB2 et les départs Dép.3 et Dép.4. Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.;
- **En fonctionnement perturbé** : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la continuité de service. Lors d'un défaut sur un jeu de barres, le

disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente les départs.

**a. Avantages**

- Bonne disponibilité d'alimentation;
- Très grande souplesse pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres;
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure.

**b. Inconvénients**

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres

## 1.10 Postes de livraison HTA/BT

Dès que la puissance demandée atteint 50 *kVA*, les entreprises industrielles ou tertiaires sont alimentées en haute tension 20 *Kv* (*HTA*) via un poste de transformation *HTA/BT* disposé à proximité des charges. Le poste de transformation *HTA/BT* s'appelle aussi poste de livraison dont la puissance est généralement comprise entre 250 *kVA* et 10 *MVA*. Il comporte essentiellement de l'appareillage de comptage et de protection et un ou plusieurs transformateurs.

### 1.10.1 Postes de livraison HTA/BT à comptage BT

Un poste de livraison à comptage BT est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 35 *kV*. Il ne comporte qu'un seul transformateur *MT/BT* dont le courant secondaire  $I_n \leq 2000A$  soit une puissance  $S_n \leq 1250KVA$  pour une tension composée de 400V Le comptage en BT permet l'utilisation de transformateurs de mesure économiques et peu encombrants.

### 1.10.2 Alimentation en simple dérivation

La protection P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45A. Ce poste est utilisé en général pour la distribution publique *HTA*

en lignes aériennes, il comporte une seule source d'alimentation possible par le distributeur (Fig. 1.7).

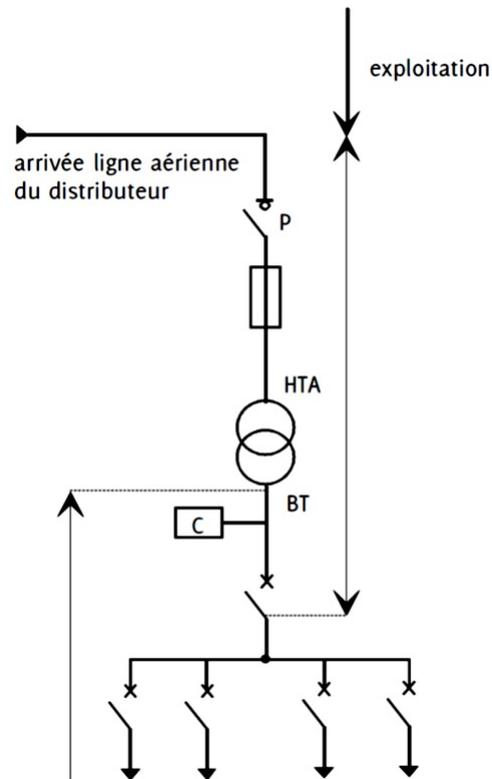


Figure 1.7: Alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

### 1.10.3 Alimentation en coupure d'artère

La protection P doit être un disjoncteur si le courant nominal  $I_n \geq 45A$ . Ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains. Il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation fiable à partir de deux postes sources ou 2 départs HTA, ce qui limite les interruptions pour travaux ou en cas de panne (Fig. 1.8).

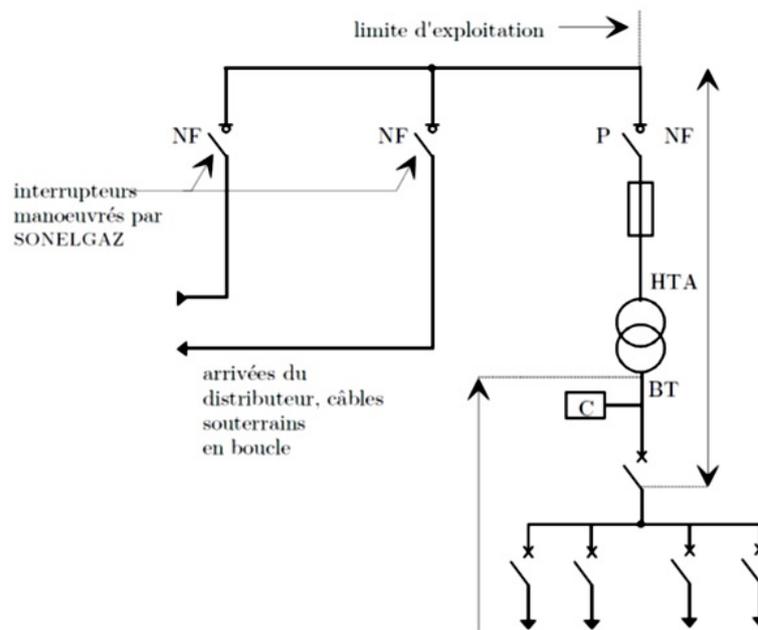


Figure 1.8: Alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT

## 1.11 Structure des réseaux HTA

La complexité de la structure de réseaux HTA diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré. Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

### 1.11.1 Réseau radial en simple antenne

Il consiste en une liaison unique avec le distributeur de sorte que toute charge ne peut être alimentée que par un seul chemin (Figure 1.9). Cette structure est recommandée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles. Elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

#### a. Avantages

- Ce schéma est le plus simple
- Il nécessite une protection par appareillage simple
- Faibles coûts d'installation..

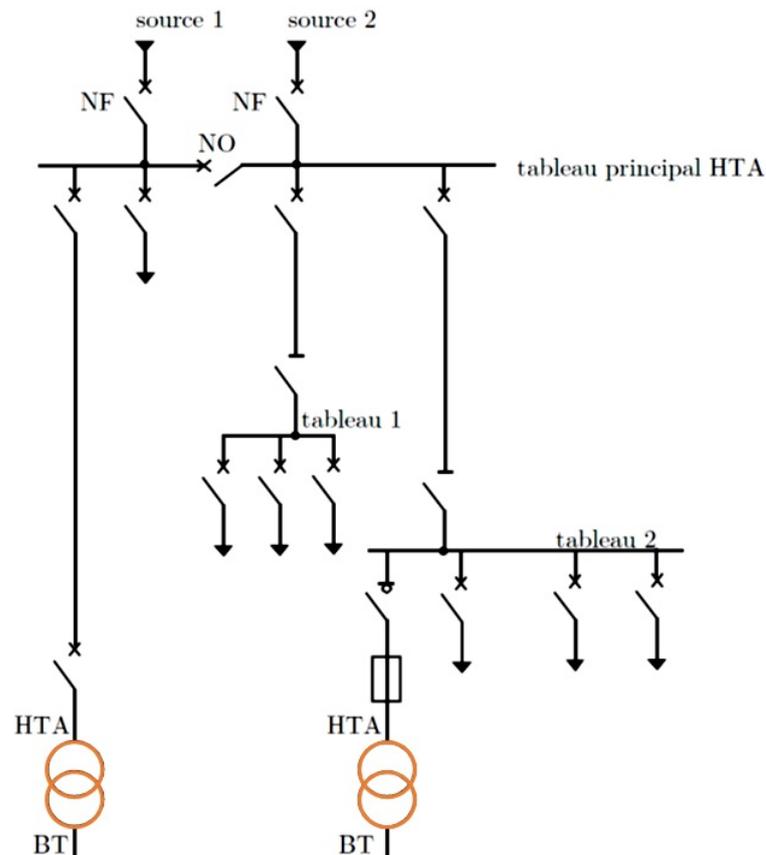


Figure 1.9: Réseau radial en simple antenne

### b. Inconvénients

– Il est défavorable pour la continuité de service : la défaillance d'un élément entraîne la mise hors tension du réseau situé en aval.

## 1.11.2 Réseau radial en double antenne sans couplage

Pour pallier l'inconvénient du réseau radial en simple antenne, on met en parallèle les réseaux les plus importants (Fig. 1.10). Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre.

### a. Avantages

– La disponibilité est bonne

### b. Inconvénients

– L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

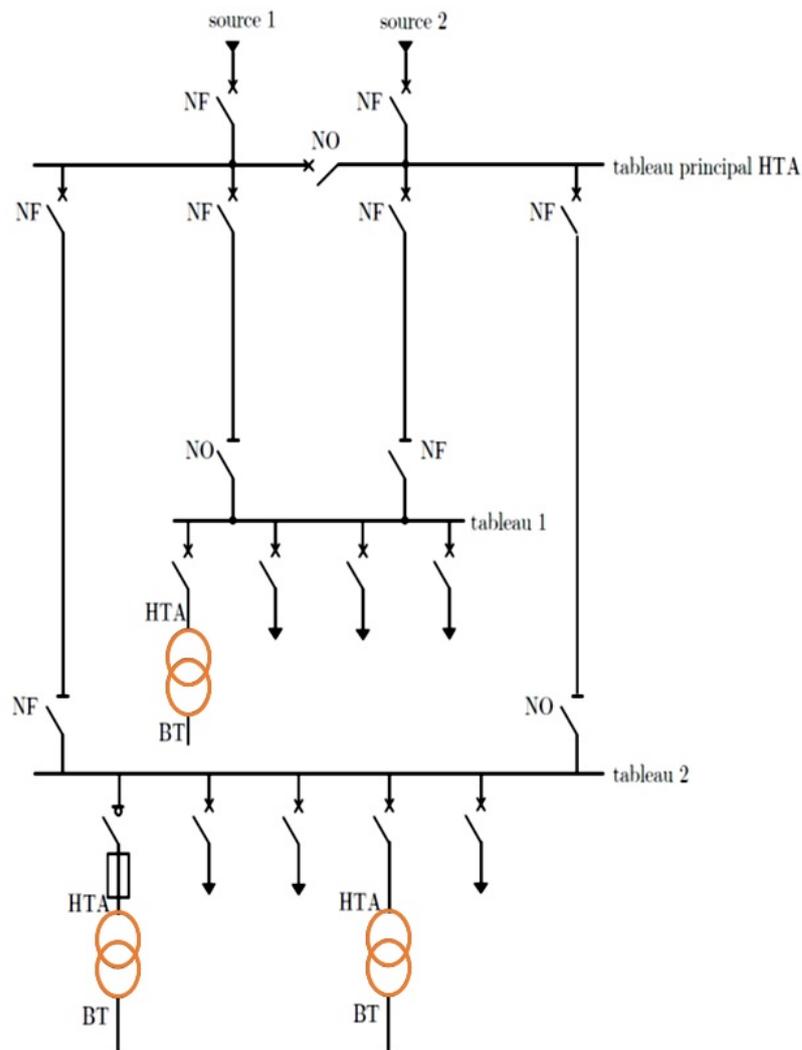


Figure 1.10: Réseau radial en double antenne sans couplage

### 1.11.3 Réseau radial en double antenne avec couplage

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts. Chaque demi jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources (Fig. 1.11).

- En cas de défaut sur l'une des lignes, l'alimentation de l'abonné est permutée sur la seconde.
- Cette structure est recommandée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, exemple dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

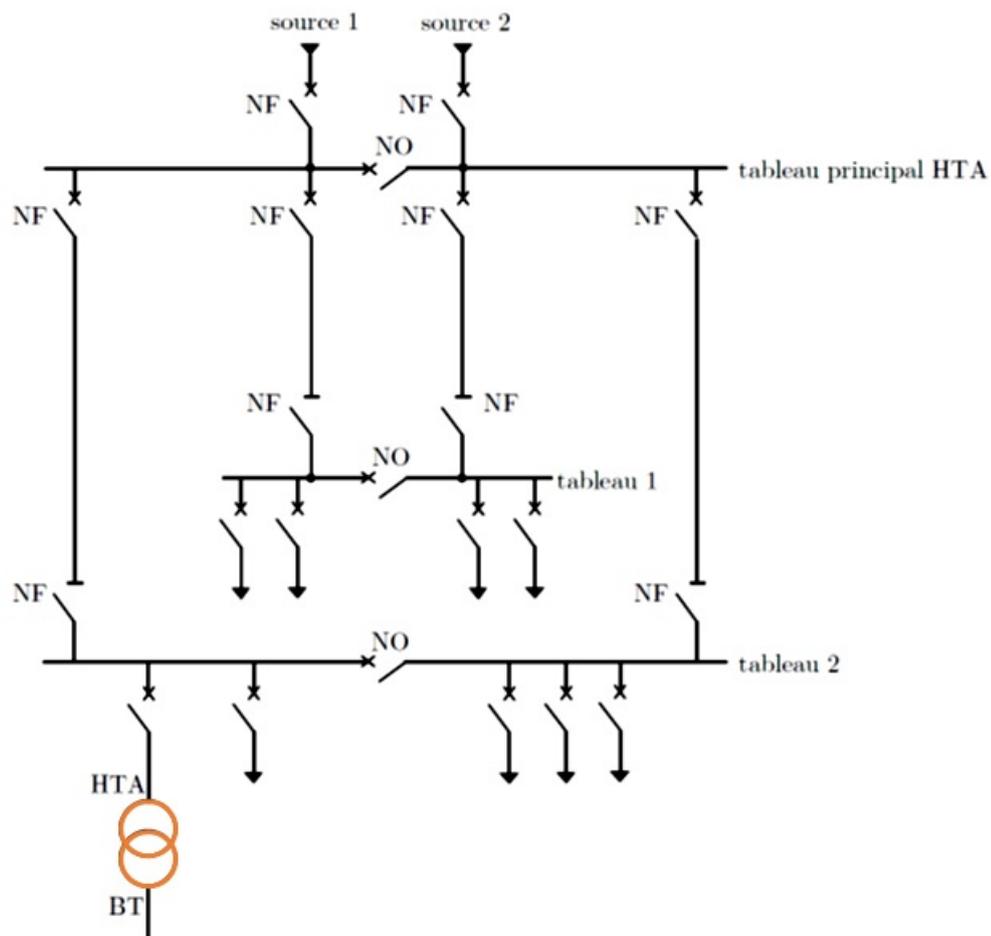


Figure 1.11: Réseau HTA radial en double antenne avec couplage

#### 1.11.4 Réseau en boucle

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. On en distingue :

##### 1.11.4.1 Réseau en boucle ouverte

Il est aussi appelé réseau en « coupure d'artère ». Toute charge peut être alimentée par deux chemins électriques possibles, dont en permanence un seul un chemin est effectif, le secours étant réalisé par cette possibilité de bouclage.

Ce réseau possède toujours un point d'ouverture dans la boucle, il est équivalent à deux antennes (fig. 1.12). Les charges peuvent être des postes de distribution publique MT/BT, et/ou des postes de livraison pour un abonné en MT.

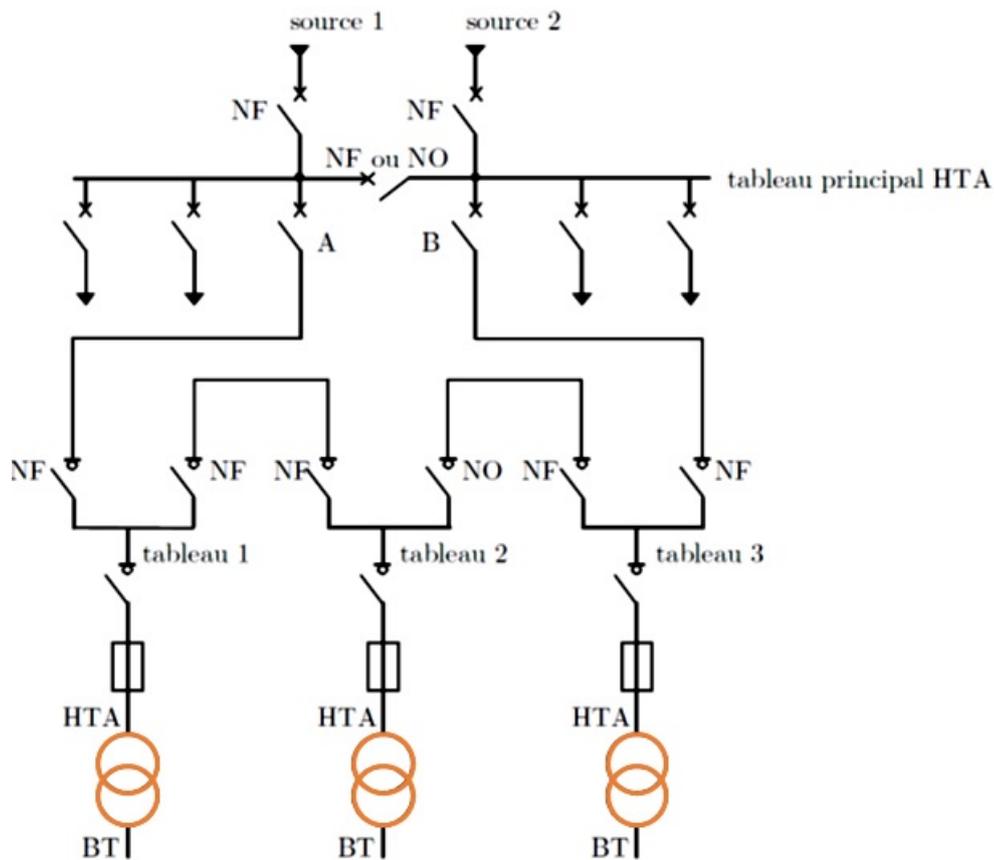


Figure 1.12: Réseau en boucle ouverte

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- En fonctionnement **normal**, la boucle est **ouverte** (sur la figure, au niveau du tableau 2).

#### 1.11.4.2 Réseau en boucle fermée

- Tous les appareils de coupure sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.

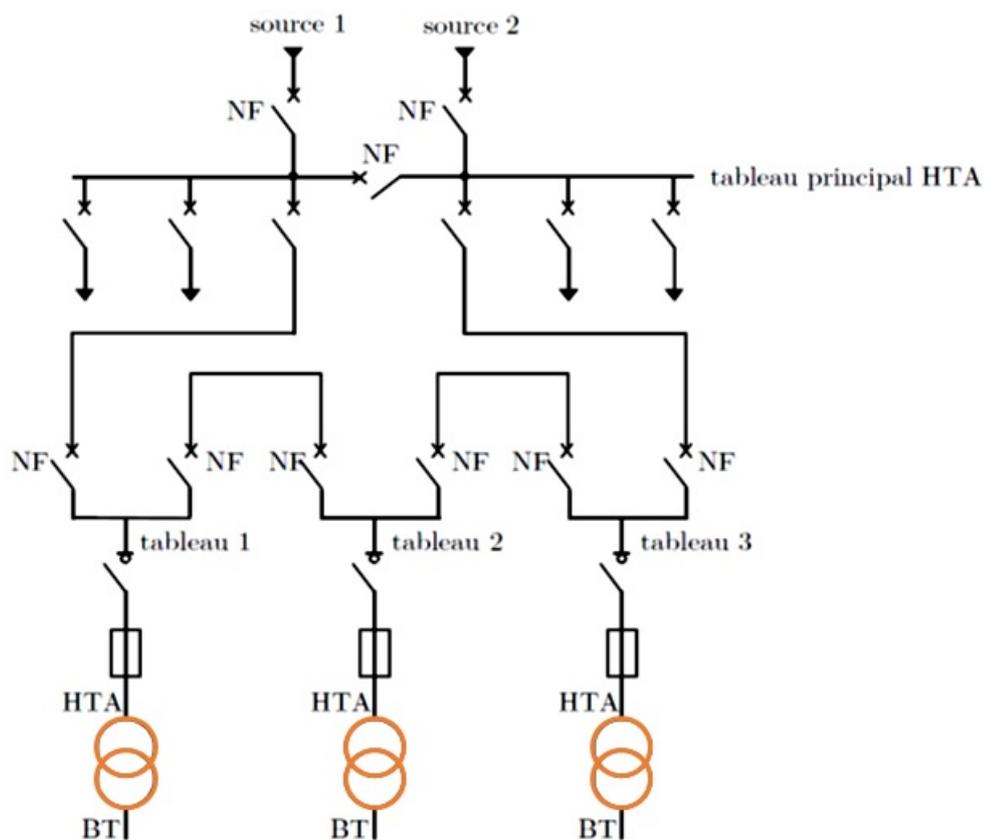


Figure 1.13: Réseau en boucle fermée

#### a. Avantages

– Ce réseau est plus performant que celui à boucle ouverte car il évite les coupures d'alimentation.

#### b. Inconvénients

– Il est plus onéreux car il nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

### 1.11.5 Réseau en double dérivation

En cas de défaut sur l'une des lignes, l'alimentation de l'abonné est permutée sur la seconde. Les deux arrivées sont différentes mais peuvent être issues du même poste source. Par exemple, Dans la Fig.14, les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment. a.

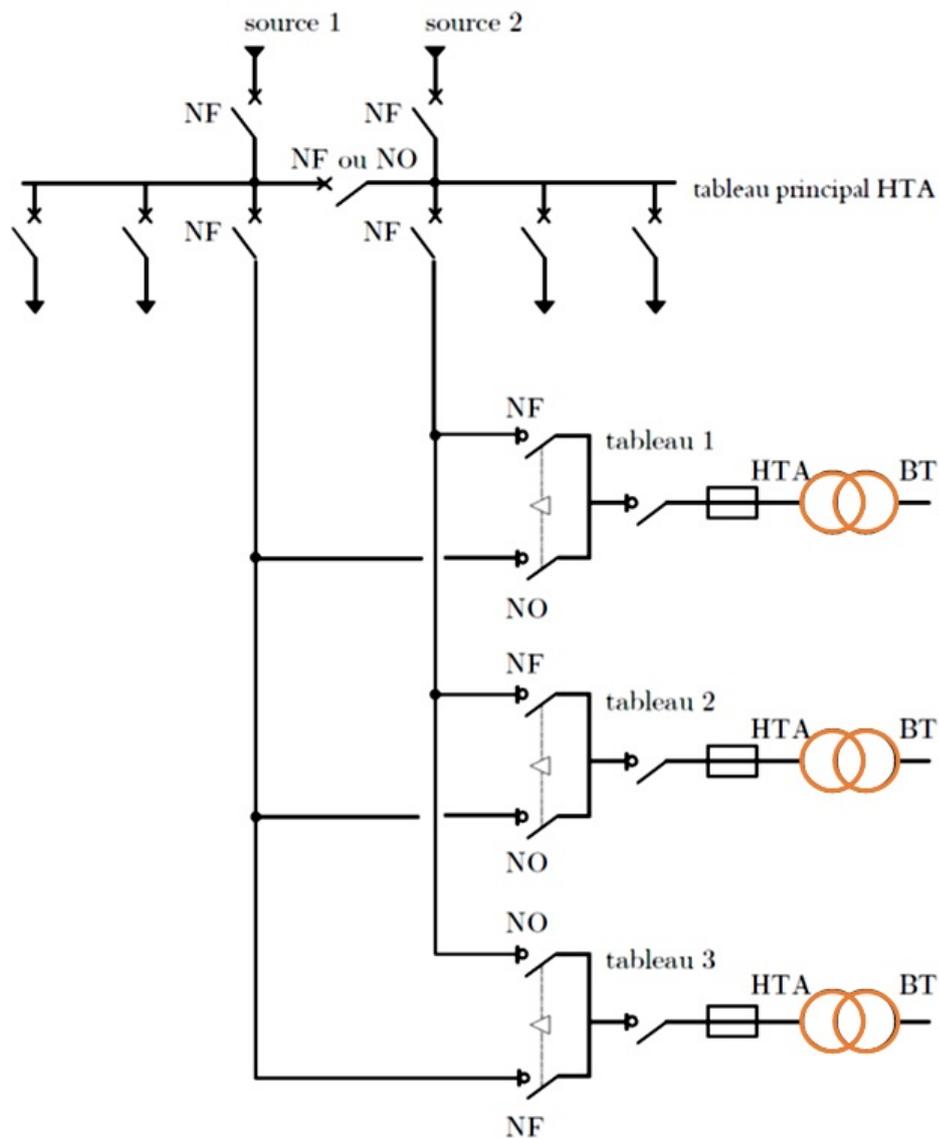


Figure 1.14: Réseau en double dérivation

**Avantages**

- La continuité de service est assurée
- Le transfert est très rapide.

**b. Inconvénients**

- Il Le coût d'installation et d'exploitation est élevé.

**c. Domaines d'application**

- Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions

futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

## 1.12 Réseaux HTB à l'intérieur du site

Les réseaux HTA sont composés de tableaux et de liaisons alimentant ces tableaux. Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente.

– **Un jeu de barres, une source d'alimentation:**

En cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

– **Un jeu de barres sans couplage, deux sources:**

Les deux sources d'alimentation peuvent fonctionner en parallèle où l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres), les départs ne sont plus alimentés.

– **Deux demi jeu de barres avec couplage, 2 sources d'alimentation:**

Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

- S'il est ouvert, chaque source alimente un demi-jeu de barres.
- En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les 2 demi jeux de barres.
- En cas de défaut sur un demi jeu de barres, une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

– **Un jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation:**

Les 3 sources peuvent fonctionner en parallèle où l'une en secours des deux autres. En cas de défaut sur le jeu de barres, les départs ne sont plus alimentés.

– **Trois sections de barres avec couplages, trois sources d'alimentation:**

Les 2 disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés.

- S'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de jeu de barres.

- En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermé, une source alimente 2 sections de barres et l'autre 1 section de barres.
- En cas de défaut sur une section de barres, une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

## 1.13 Exercices

### 1.13.1 Exercice N°1

Un abonné HTA est alimenté directement par un réseau de distribution en 30 kV ; L'alimentation est réalisée par une boucle. En cas de coupure une antenne permet d'alimenter l'ensemble de l'installation (le retour sur la boucle doit se faire automatiquement si la tension revient sur la boucle). L'usine comprend :

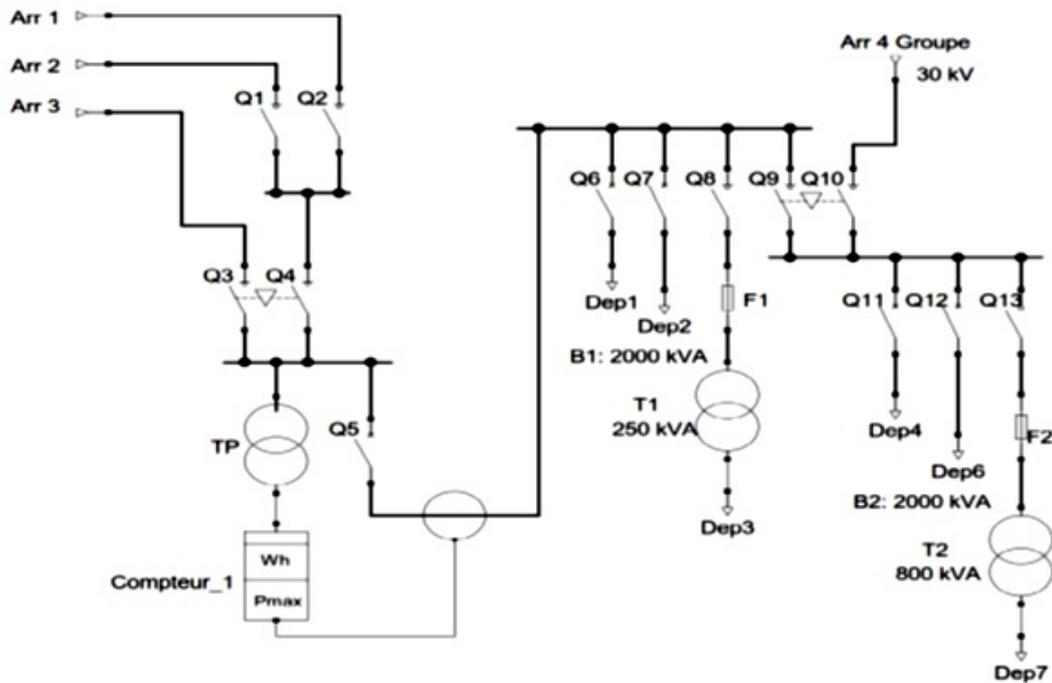
- Une boucle B1 non prioritaire de 2000 kVA alimentant différents postes;
- Un transformateur T1 non prioritaire de 250 kVA;
- Une boucle B2 prioritaire de 2000 kVA.
- Un transformateur T2 prioritaire de 800 kVA;

L'usine possède enfin un groupe alternateur 380 V / 20 kV qui permet de secourir les départs prioritaires.

On demande :

- \* Le schéma synoptique du réseau.

## Solution



## 1.13.2 Exercice N°2

On considère une source triphasée alimentant deux charges montées en parallèle.

- Charge 1 : 300kVA,  $\cos \varphi = 0.8AR$
- Charge 2 : 240kVA,  $\cos \varphi = 0.6AV$

Sachant que la succession des phases est abc et la tension simple :

$$\vec{V}_{an} = \frac{2400}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ V$$

1. Tracer le circuit équivalent pour une phase ;
2. Trouver les courants de ligne.

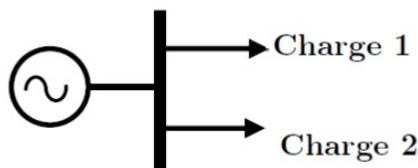


Figure 1.15

**Solution**

On commence par analyser la phase « a » (fig. 1.15)

Pour la charge 1

$$\bar{S}_{a1} = \frac{1}{3}\bar{S}_1 = \frac{1}{3}300\angle\varphi_1 = 100\angle\varphi_1 \quad kVA$$

Avec  $\varphi_1 = +\arccos(0.8) = +36.9^\circ$  :  $\varphi_1$  est positif puisque  $\cos \varphi$  est en AR (inductif).

Pour la charge 2

$$\bar{S}_{a2} = \frac{1}{3}\bar{S}_2 = \frac{1}{3}240\angle\varphi_2 = 80\angle\varphi_2 \quad kVA$$

Avec  $\varphi_2 = -\arccos(0.6) = -53.1^\circ$  :  $\varphi_2$  est négatif puisque  $\cos \varphi$  est en AV (capacitif).

Le courant  $\bar{I}_{a1}$  traversant la charge 1

$$\bar{S}_{a1} = \bar{V}_{an} \cdot \bar{I}_{a1}^*$$

d'où

$$\bar{I}_{a1} = \left[ \frac{\bar{S}_{a1}}{\bar{V}_{an}} \right]^* = \left[ \frac{100\angle + 36.9^\circ}{\frac{2.4}{\sqrt{3}}\angle 0^\circ} \right]^* = 72.2\angle - 36.9^\circ A$$

Le courant  $\bar{I}_{a2}$  traversant la charge 2

$$\bar{S}_{a2} = \bar{V}_{an} \cdot \bar{I}_{a2}^*$$

d'où

$$\bar{I}_{a2} = \left[ \frac{\bar{S}_{a2}}{\bar{V}_{an}} \right]^* = \left[ \frac{80\angle - 53.1^\circ}{\frac{2.4}{\sqrt{3}}\angle 0^\circ} \right]^* = 57.7\angle + 53.1^\circ A$$

On considère que les deux charges sont de connexion Y

**L'impédance de la charge 1 est :**

$$\bar{Z}_{an1} = \frac{\bar{V}_{an}}{\bar{I}_{a1}} = \frac{1386\angle 0^\circ}{72.2\angle - 36.9^\circ} = 19.2\angle + 36.9^\circ \Omega = (15.36 + j11.52)\Omega$$

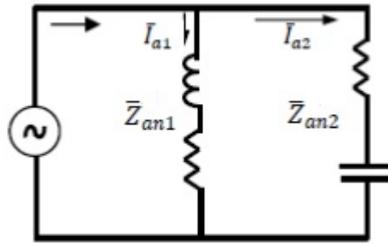


Figure 1.16

L'impédance de la charge 2 est:

$$\bar{Z}_{an2} = \frac{\bar{V}_{an}}{\bar{I}_{a2}} = \frac{1386 \angle 0^\circ}{57.7 \angle +53.1^\circ} = 24 \angle -53.1^\circ \Omega = (14.4 - j19.2) \Omega$$

Le circuit équivalent pour une phase est montré dans la figure 1.16

Le courant de ligne est:

$$\bar{I}_n = \bar{I}_{a1} + \bar{I}_{a2} = 72.2 \angle -36.9^\circ + 57.7 \angle +53.1^\circ = 92.3 + j2.9 = 92.4 \angle 1.8^\circ \text{ A}$$

Puisque les trois phases sont équivalentes (système équilibré) :

$$\bar{I}_b = 92.4 \angle (1.8^\circ - 120^\circ) = 92.4 \angle (-118.2^\circ) \text{ A}$$

$$\bar{I}_c = 92.4 \angle (1.8^\circ + 120^\circ) = 92.4 \angle (+121.8^\circ) \text{ A}$$

### 1.13.3 Exercice N°3

Refaire l'exercice N°2. en exprimant toutes les quantités en pu. Utiliser les valeurs de base suivantes :  $U_b = 2400\text{V}$  et  $S_b = 300\text{KVA}$

**Solution**

$$\bar{V}_u = \frac{\bar{U}}{U_b} = 1 \text{ pu}$$

$$\bar{S}_{1u} = \frac{\bar{S}_1}{S_b} = \frac{300}{300} \angle (+36.9^\circ) = 1 \angle (+36.9^\circ) \text{ pu}$$

$$\bar{S}_{2u} = \frac{\bar{S}_2}{S_b} = \frac{240}{300} \angle (-53.1^\circ) = 0.8 \angle (-53.1^\circ) \text{ pu}$$

$$\bar{I}_{1u} = \frac{\bar{S}_{1u}}{\bar{V}_u} = 1 \angle (-36.9^\circ) \text{ pu}$$

$$\bar{I}_{2u} = \frac{\bar{S}_{2u}}{\bar{V}_u} = 0.8 \angle (-53.1^\circ) \text{ pu}$$

$$\bar{Z}_{1u} = \frac{\bar{V}_u}{\bar{I}_{1u}} = 1 \angle (+36.9^\circ) \text{ pu} = (0.8 + j0.6) \text{ pu}$$

$$\bar{V}_{uu} = \frac{1 \angle (0^\circ)}{\bar{I}_{2u}} = \frac{1}{0.8 \angle (+53.1^\circ)} \text{ pu} = 1.25 \angle (-53.1^\circ) = (0.75 - j1.0) \text{ pu}$$

Le courant de ligne:

$$\bar{I}_u = \bar{I}_{1u} + \bar{I}_{2u} = 1.28 + j0.04 = 1.28 \angle (+1.8^\circ) \text{ pu}$$

$$I_b = \frac{S_{3\phi b}}{\sqrt{3}U_b} = \frac{300}{\sqrt{3} \times 2.4} = 72.2 \text{ A}$$

$$\bar{I}_L = \bar{I}_{1u} \times I_b = 1.28 \times 72.2 \angle (+1.8^\circ) \text{ pu} = 92.4 \angle (+1.8^\circ) \text{ pu}$$

# 2

## LES RÉGIMES DE NEUTRE

---

## 2.1 Introduction

L'utilisation de l'énergie électrique présente des risques pour les **personnes** ainsi que pour les **matériels**

Le risque de contact électrique peut être **direct** ou **indirect** (figure 2.1).

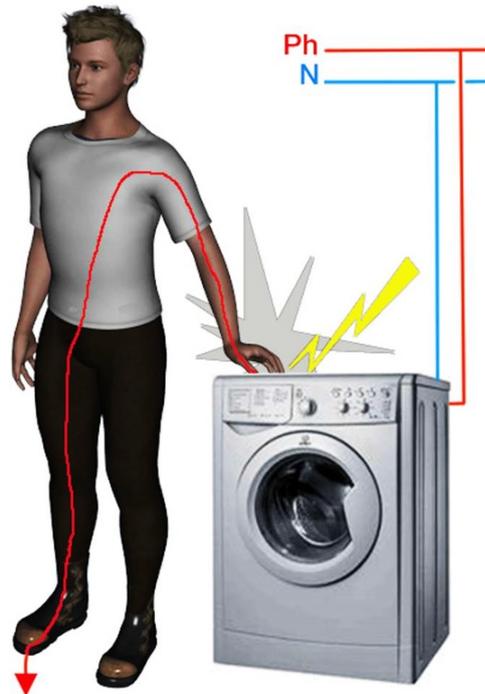


Figure 2.1: les risques électriques

On appelle contact indirect le contact des personnes avec des masses mises accidentellement sous tension.

- Une masse et une partie métallique normalement isolée, mais susceptible d'être touchée. (Avec la vibration de la machine un défaut peut survenir « par exemple: la masse touche la phase, isolant touche la carcasse ... etc. »)
- La sévérité (le danger) du choc subi (le courant qui circule dans la personne) dépend de l'**intensité du courant  $I$** , de la **durée du contact  $t$** , de la **sensibilité de la personne  $R_h$**  ( $R_h$  = résistance du corps humaine)

### Solution:

Il faut utiliser la mise à la terre avec un dispositif de coupure automatique du courant selon le type de régime de neutre choisi.

## 2.2 Définition

Physiquement, le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile. Dans une installation HT ou BT, le neutre peut ou non être relié à la terre. On parle alors de régime de neutre, on l'appelle aussi les schémas de liaison à la terre ou SLT qui décrivent la situation d'un réseau de distribution par rapport à la terre. Dans un réseau, le régime du neutre contribue à réduire le courant de défaut, et assure la continuité de service lors d'un défaut.

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.

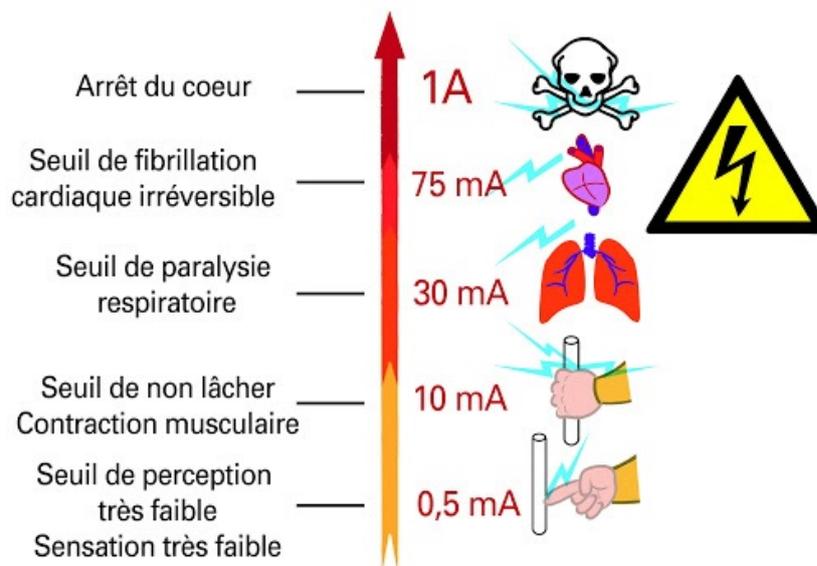


Figure 2.2: Les dangers de l'électricité par ordre

le tableau 2.1 montre la variation de la résistance du corps humain en fonction de la tension de contact et de l'état de la peau.

TENSION DE CONTACT	PEAU SECHE	PEAU HUMIDE	PEAU MOUILLÉE	PEAU IM-MERGÉE
25 V	5000	2500	1000	500
50 V	4000	2000	875	440
250 V	1500	1000	650	325
> 250 V	1000	1000	650	325

Table 2.1: Article 322-2 de la norme NFC 15-100

Le seuil de dangerosité des tensions est fixé par la tension limite de sécurité notée  $U_L$ .

Endroit	sec	humide	immergé
$U_L$	50 V	25 V	12 V

Table 2.2: seuil de dangerosité des tensions

### 2.3 Principe des schémas de liaison à la terre (SLT)

Les schémas de liaison à la terre permettent de prévoir le parcours des courants de défaut et d'évaluer, avec une précision suffisante, leur grandeur. Cela permet de définir:

- le type et le réglage de dispositifs de protection approprié ;
- l'emplacement du montage de ces dispositifs;
- les procédures de surveillance à mettre en oeuvre.

Les schémas de liaison à la terre (SLT) ou régimes de neutre décrit la manière dont le neutre du générateur (en général la sortie d'un transformateur), est relié avec la terre ainsi que la situation des masses métalliques de l'installation par rapport à la terre (figure 2.3)

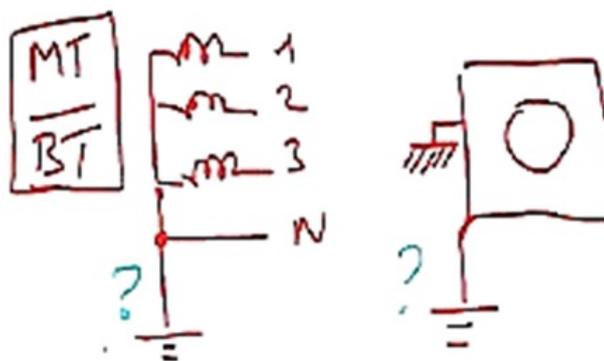


Figure 2.3: exemple d'une installation SLT

Le type de mise à terre du point neutre des réseaux va permettre de maîtriser plus au moins bien certaines perturbations et d'en limiter les effets. La connexion du neutre à la terre peut être réalisée de 5 façons différentes :

1.  $Z_n = \infty$  : Neutre isolé, pas de liaison intentionnelle
2.  $Z_n = R \nearrow$  : Est une résistance de valeur plus ou moins élevée
3.  $Z_n = jL\omega \swarrow$  : Est une réactance, de valeur faible en général
4.  $Z_n$  : Est une réactance de compensation, destinée à compenser la capacité du réseau
5.  $Z_n = 0$  : Le neutre est relié directement à la terre.

$$I_f = I_C + I_N \quad (2.1)$$

$I_f$  : Courant de défaut

$I_C$  : Courant capacitif

$Z_f$  : Impédance de défaut

$I_N$  : Courant du neutre

Ces types vont agir sur trois notions {sécurité -service - couts} via six critères:

- **Sécurité:** Protection simple    Compétence du personnel
- **Service:** Continuité de service
- **Couts:** Surtensions    Phénomènes transitoires    Energie du défaut

En particulier, deux considérations techniques importantes sont contradictoires:

- Réduire le niveau des surtensions
- Réduire le courant de défaut à la terre ( $I_f$ )

## 2.4 Les différents types de régime de neutre

Il existe 3 types de régime :

- T T
- T N (TNC d TNS)
- I T

Claque régime de neutre est identifié grâce à deux lettres:

1 <sup>ère</sup> lettre: situation du neutre du transformateur par rapport à la terre		2 <sup>ème</sup> lettre: situation des masses de récepteur par rapport à la terre ou au neutre	
T	Pour neutre raccorde a la terre.	T	Pour masse reliée à la terre
I	Pour neutre isolé de la terre.	N	Pour masse reliée au neutre

**2.4.1** Régime TT

Les deux lettres qui définissent ce régime signifient:

- T : Le neutre du transformateur relié à la terre.
- T : Les masses métalliques reliées à la terre.

Ce régime est celui employé pour les réseaux de distribution basse tension (figure 2.4)

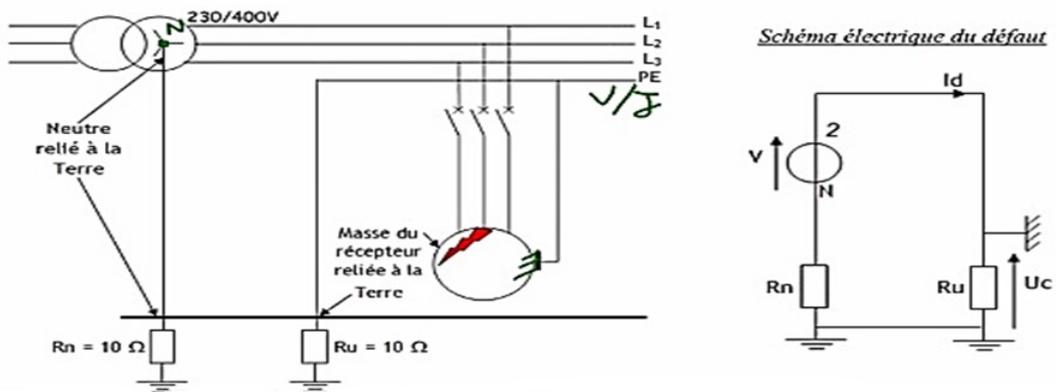


Figure 2.4: défaut dans la 2eme phase d'une installation TT

Lors d'un défaut d'isolement, un courant de défaut circule par la terre.

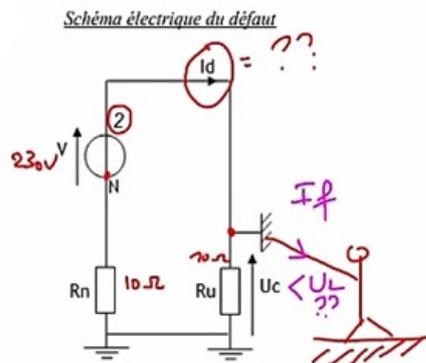


Figure 2.5: circulation du courant de dfaut

**Danger potentiel et principe de protection:**

– **courant de défaut :**

$$I_d = \frac{V}{R_n + R_u} = \frac{230}{10 + 10} = 11.5 \text{ A} \quad (2.2)$$

– **Tension de contact :**

Une tension de contact apparait entre **les masses métalliques et le sol.**

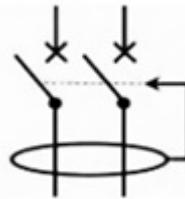
$$U_C = R_u \times I_d = 10 \times 11.5 = 115V \quad (2.3)$$

Cette tension est potentiellement dangereuse car elle est supérieure à la tension limite de sécurité  $U_L = 50 \text{ V}$  (cas du sol sec).

→ La coupure de l'installation est obligatoire dès l'apparition du défaut.

– **Protection :**

Elle est assurée par un dispositif différentielle à courant résiduel DDR



**Figure 2.6: dispositif différentielle à courant résiduel DDR**

La sensibilité  $I\Delta_N$  de ce DDR dépend de la tension limite de sécurité  $U_L$  et de la résistance de la prise de terre  $R_u$  de l'installation

$$I\Delta_N \leq \frac{U_L}{R_u} \quad (2.4)$$

*RN* : Une bonne prise de terre doit avoir la résistance la plus faible possible. Cette résistance dépend de la nature du sol (par exemple humide =  $R_u$  faible)

Toute installation TT doit être protégée par un **dispositif différentielle résiduel** placé à l'origine de l'installation.

Il faut vérifier que  $t_f \leq t_C$  Avec :

$t_f$  : temps de coupure du dispositif de protection.

$t_C$  : temps de coupure maximal autorisé par la norme (NFC par exemple)

Temps de coupure $t_c$ maximal des DDR (régime TT)	
Tension alternative de contact présumé	Temps de coupure maximal en (s)
$50 \text{ V} < U_0 \leq 120 \text{ V}$	0,3
$120 \text{ V} < U_0 \leq 230 \text{ V}$	0,2
$230 \text{ V} < U_0 \leq 400 \text{ V}$	0,07
$U_0 > 400 \text{ V}$	0,04

### 2.4.2 Régime TN

Les deux lettres qui définissent ce régime signifient:

- **T** : Le neutre du transformateur relié à la terre.
- **N** : Les masses métalliques reliées au neutre.

Il existe deux types de schéma TN:

- **Le TNC** : ou le neutre et le conducteur de protection (PE) sont confondus. Ce schéma est interdit pour les faibles sections.
- **Le TNS** : ou le neutre et le conducteur de protection (PE) sont séparés.

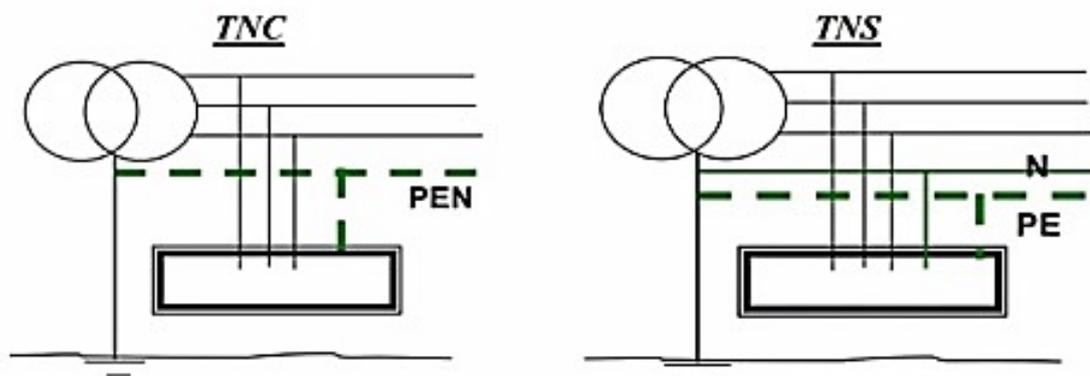


Figure 2.7: Schéma de principe du régime TN

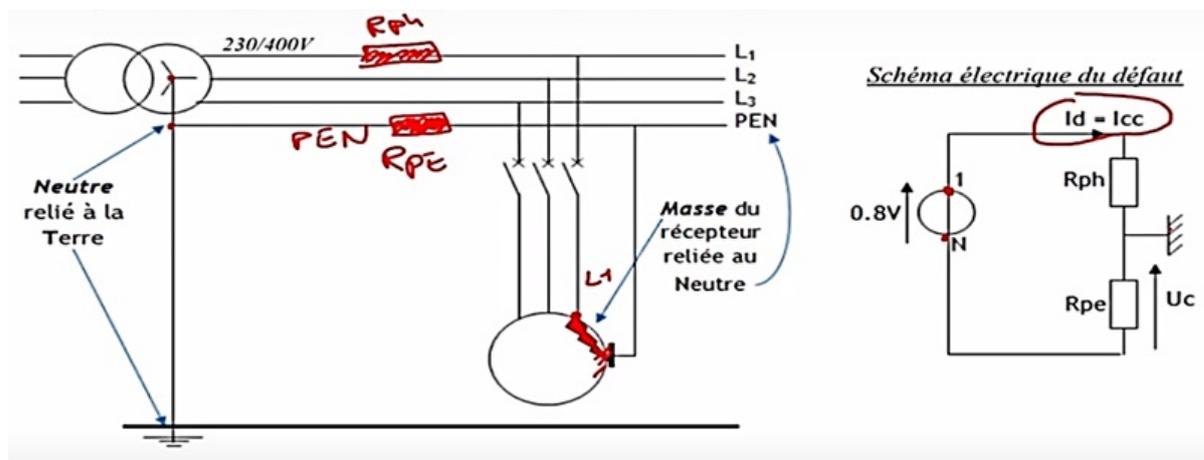
#### Boucle de Défaut

Les prises de terre du neutre et des masses sont interconnectées.

En cas de défaut, un courant  $I_d$  circule dans le conducteur PE ou PEN

#### Danger potentiel et principe de protection:

Un défaut d'isolement se traduit par un court-circuit (Risque d'incendie).

Figure 2.8: défaut dans la 3<sup>ème</sup> phase d'une installation TN**Courant de défaut:**

Le courant de défaut n'est limité que par la résistance des conducteurs (phase et protection)

d'après les normes internationales, la chute de tension  $\Delta U$  ne doit pas dépasser les 20% de la tension nominale, donc  $V \geq (80\% V_N) \cong 0.8 V_N$

$$I_d = \frac{0.8 \times V}{R_{ph} + R_{PE}} \quad (2.5)$$

sachant que

$$R_{ph} = \rho \frac{L}{S_{ph}} \text{ et } R_{PE} = \rho \frac{L}{S_{PE}} \quad (2.6)$$

$$I_d = \frac{0.8 \times V \times S_{ph}}{\rho \times L \times (1 + m)} \text{ avec } m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}} \quad (2.7)$$

**Tension de contact :**

Si on suppose que les deux conducteurs sont identiques (en sections et matériaux de production)

$$R_{ph} = R_{PE}$$

donc

$$U_C = \frac{0.8 \times V}{2} = 0.4 \times V = 0.4 \times 230 = 92 \text{ V} > U_L$$

Cette tension est **potentiellement dangereuse** car elle est supérieure à la tension limite de sécurité  $U_L = 50 \text{ V}$  (cas du sol sec).

La coupure de l'installation est obligatoire dès l'apparition du premier défaut.

Tension nominale	Temps de coupure $t_c$ (s)	
	$U_L = 50 \text{ V}$	$U_L = 25 \text{ V}$
230 V	0,4	0,2
400 V	0,2	0,06

**Protection :**

Contre les surintensités, il faut s'assurer que :

- Pour un disjoncteur:  $I_{mag} < I_d \rightarrow I_{mag} < \frac{0.8 \times V \times S_{ph}}{\rho \times L \times (1+m)}$   
( $I_{mag}$  : courant de fonctionnement du déclencheur magnétique)
- Pour un fusible:  $I_{fusion} < I_d \rightarrow I_{fusion} < \frac{0.8 \times V \times S_{ph}}{\rho \times L \times (1+m)}$   
( $I_{fusion}$  : courant de fusion du fusible).

Il faut vérifier que  $t_f < t_C$ . Avec :

$t_f$  : temps de coupure du dispositif de protection.

$t_C$  : temps de coupure maximal autorisé par la norme (NFC par exemple)

**2.4.3 Régime IT**

Les deux lettres qui définissent ce régime signifient:

- **I** : Le neutre du transformateur est isolé.
- **T** : Les masses métalliques sont reliées à la terre.

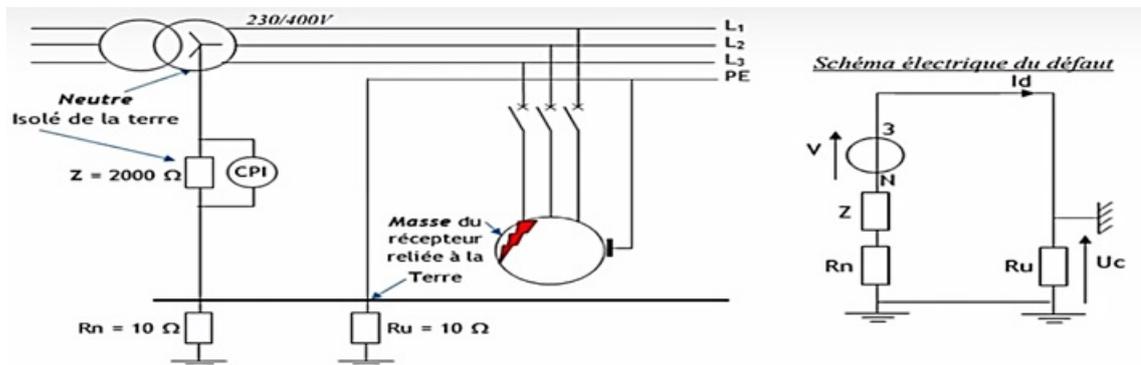


Figure 2.9: Schéma de principe du régime IT (premier défaut)

**Boucle de Défaut: premier défaut**

Le neutre du transformateur est relié à la terre à travers une impédance  $Z$  et surveillé par *CPI* (contrôleur permanent d'isolement)

**Danger potentiel et principe de protection:****Courant de défaut:**

Lors d'un défaut d'isolement, un courant de défaut circule par la terre

$$I_d = \frac{V}{Z_{\text{totale}}} = \frac{230}{2000 + 10 + 10} = 0.11 \text{ A}$$

**Tension de contact:**

La tension de contact apparait entre les masses métalliques et le sol

$U_C = R_u \times I_d = 10 \times 0.11 = 1.1 \text{ V} \rightarrow$  Tension **non dangereuse** pour les personnes

La coupure n'est pas automatique. Mais le défaut doit être recherché et éliminé

**Protection :**

L'appareil qui signale ce premier défaut est le contrôleur permanent d'isolement *CPI*

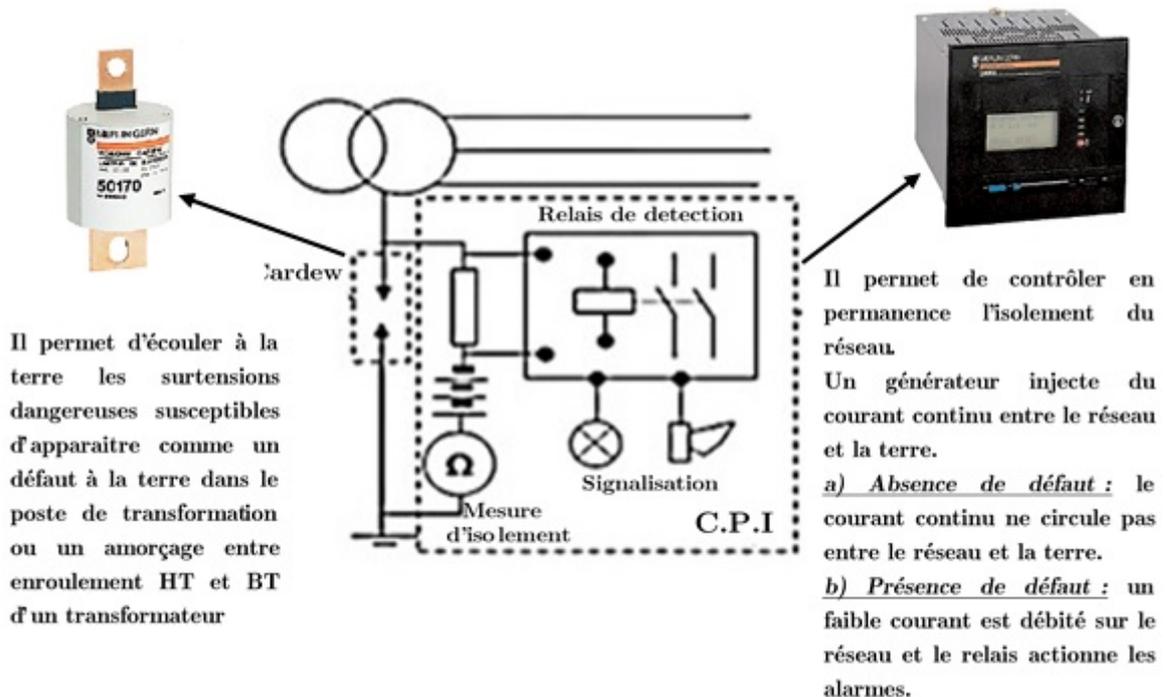


Figure 2.10: principe de fonctionnement d'un CPI

Ce régime est utilisé dans les usines de production et les hôpitaux (déclanchement

d'une alarme pour réparer le défaut avant la coupure du courant)

### Remarque importante :

le problème si le premier défaut persiste et un deuxième défaut apparaît

### Boucle de défaut : deuxième défaut

En cas de double défaut, il y'a présence d'un fort courant de court-circuit (entre phase) et d'une tension de contact (UC) dangereuse.

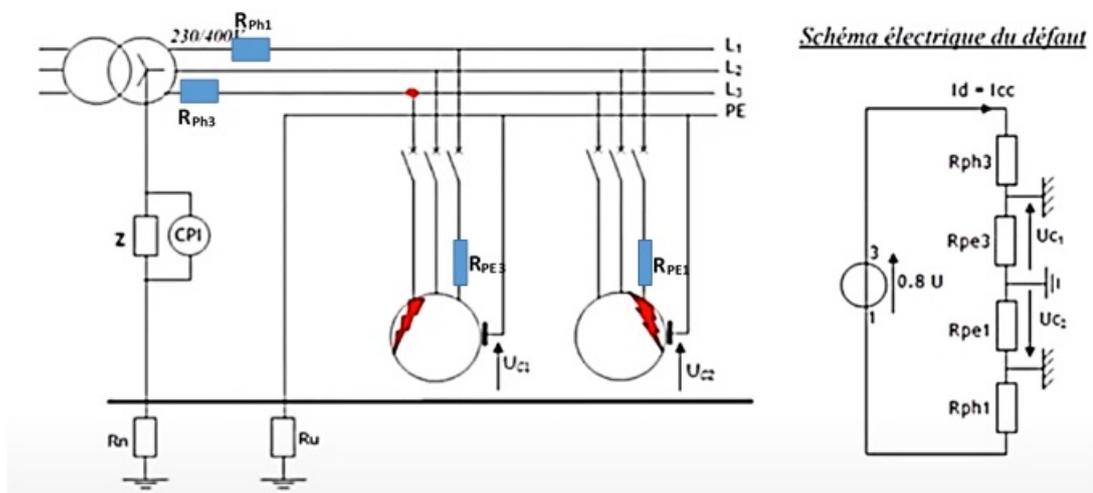


Figure 2.11: Schéma de principe du régime IT (deuxième défaut)

### Danger potentiel et principe de protection:

Si un deuxième défaut apparaît avant l'élimination du premier défaut. Un courant de court-circuit (risque d'incendie) s'établit entre phases ou entre phase et neutre.

### Courant de défaut:

Le courant de défaut n'est limité que par la résistance des conducteurs (phases et protection):

$$I_d = \frac{0.8 \times U}{(R_{ph3} + R_{PE3} + R_{ph1} + R_{PE1})} = \frac{230}{2000 + 10 + 10} = 0.11 \text{ A}$$

$$\text{Si } R_{ph1} = R_{ph3} = R_{ph} \quad \text{et} \quad R_{PE1} = R_{PE3} = R_{PE}$$

$$\rightarrow I_d = \frac{0.8 \times U}{2(R_{ph} + R_{PE})} = \frac{0.8 \times U}{2 \times \rho \times L \times (1 + m)}$$

Temps de coupure maximale des protections		
Tension nominale $U_0$	Temps de coupure maximal en s	
	$U_L = 50 \text{ V}$	$U_L = 25 \text{ V}$
120 – 127	0,8	0,35
220 – 230	0,4	0,2
380 – 400	0,2	0,06
> 400	0,1	0,02

**Tension de contact :**

$$\text{Si } R_{ph} = R_{PE} \quad \text{Donc} \quad U_C = \frac{0,8 \times U}{4} = \frac{0,8 \times 400}{4} = 80 \text{ V}$$

Cette tension est **potentiellement dangereuse** car elle est supérieure à la tension limite  $U_L = 50 \text{ V}$  → La coupure de l'installation est obligatoire dès l'apparition du deuxième défaut.

**Protection:**

La coupure est assurée par les protections contre les surintensités. Il faut s'assurer que :

- Pour un disjoncteur:  $I_{mag} < I_d \rightarrow I_{mag} < \frac{0,8 \times U \times S_{ph}}{2 \times \rho \times L \times (1+m)}$   
( $I_{mag}$  : courant de fonctionnement du déclencheur magnétique).
- Pour un fusible:  $I_{fusion} < I_d \rightarrow I_{fusion} < \frac{0,8 \times U \times S_{ph}}{2 \times \rho \times L \times (1+m)}$   
( $I_{fusion}$  : courant de fusion du fusible)

Il faut vérifier que  $t_f < t_C$ . Avec :

$t_f$  : temps de coupure du dispositif de protection.

$t_C$  : temps de coupure maximal autorisé par la norme (NFC par exemple)

## 2.5 Exercices

Soit les réseaux de distribution BT (230/400 V) comme montré dans la figure 2.11.

Un défaut d'isolement se produit dans les résistances entre la phase 1 et la masse métallique.

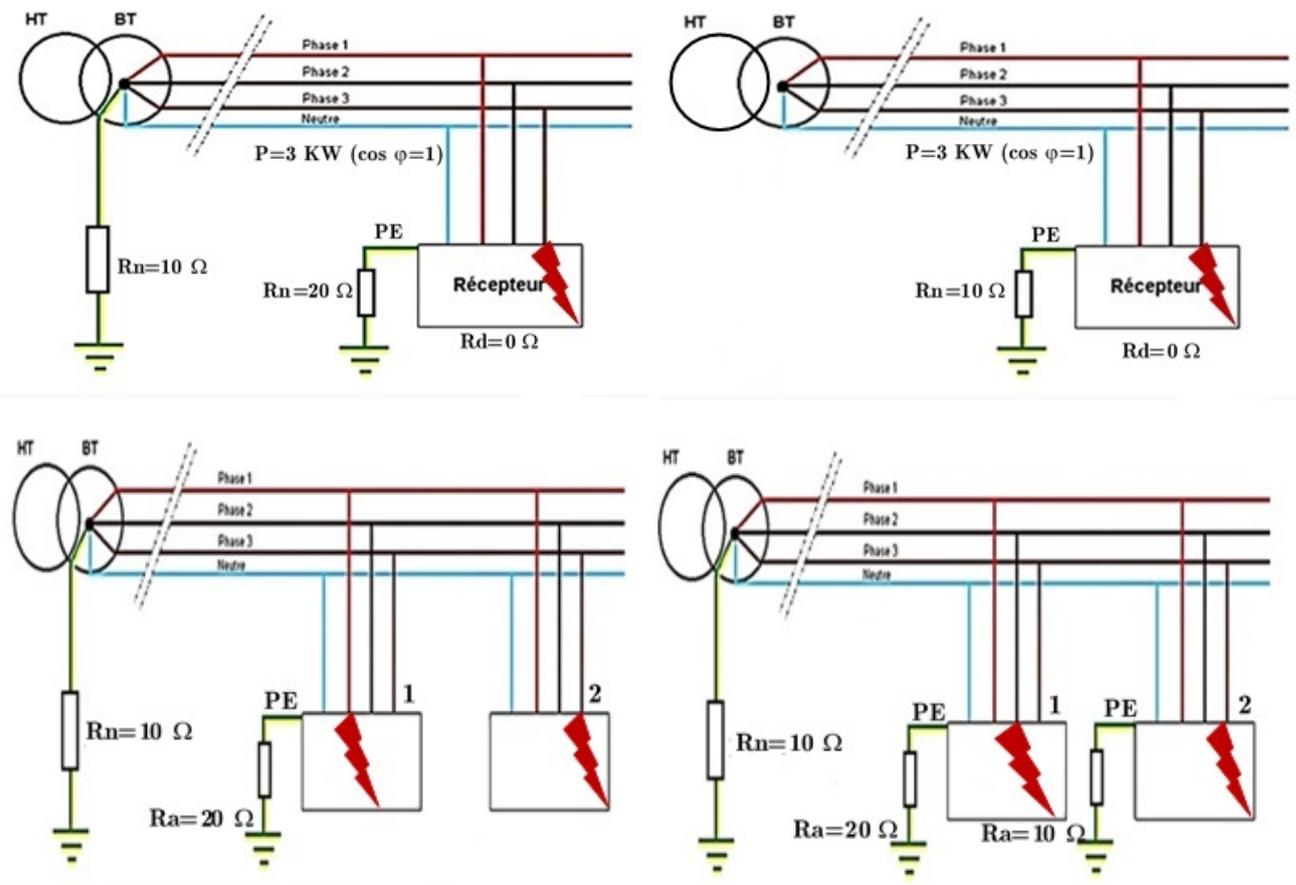


Figure 2.12

1. Déterminer le type de régime utilisé.
2. Dessiner le parcours du courant de défaut.
3. Calculer le courant de défaut passant à la terre et les tensions de contacts.
4. En déduire si ce type de défaut est dangereux.

**Solution:**

1) Source T ; Masse T Donc le régime (TT)

Le courant de défaut:

$$I_d = \frac{V}{R_d + R_N + R_T} = \frac{230}{0 + 10 + 20} = 7,66A$$

La tension de masse par rapport à la terre est:

$$U_C = R_A \times I_d = 20 \times 7.66 = 153,2 V$$

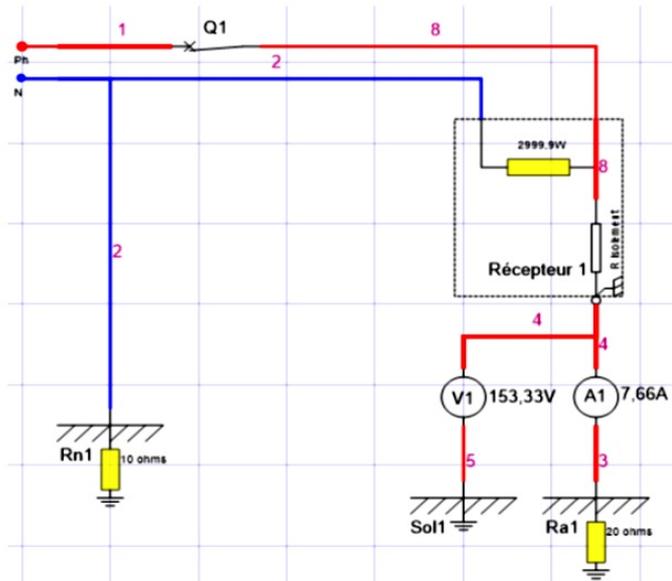


Figure 2.13

$V > 50 \text{ V}$  Cette tension est mortelle.

Lorsqu'il survient un défaut d'isolement, il y a une élévation dangereuse du potentiel des masses métalliques.

3) Récepteur 1 : TT Récepteur 2 : non normalisé

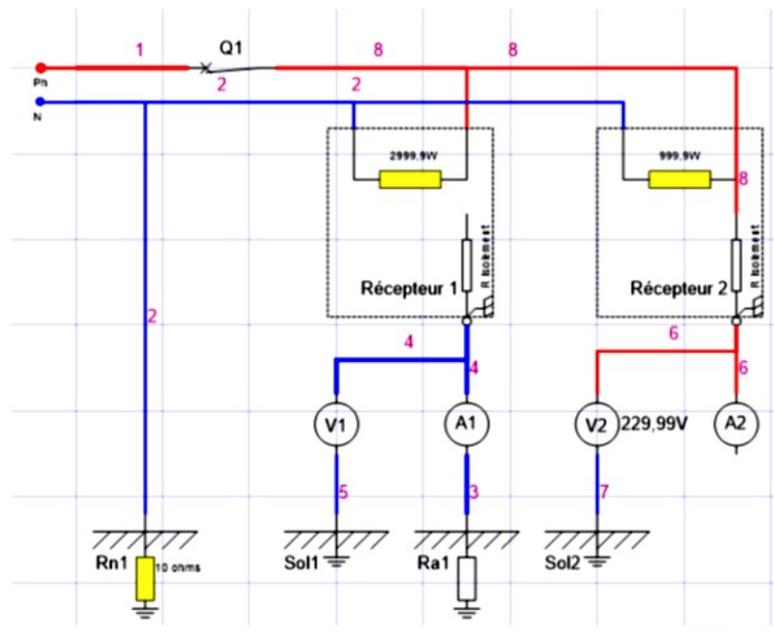


Figure 2.14

Le courant de défaut:

$$I_d = 0$$

Tensions de contact:

$$U_1 = 0$$

$$U_2 = 230V > 50V \text{Dangereuse}$$

Il faut relier toutes les masses à la terre.

# 3

## RÉCEPTEURS ET LEURS CONTRAINTE D'ALIMENTATION

---

## 3.1 Introduction

---

L'énergie électrique fournie aux récepteurs peut être perturbée : les caractéristiques fondamentales (tension, fréquence) peuvent sortir des tolérances. Des phénomènes de distorsion, de superposition peuvent affecter le signal. Des phénomènes transitoires peuvent être source de dysfonctionnement.

## 3.2 Les types de perturbation

---

Une perturbation est tout phénomène électromagnétique susceptible de dégrader les performances d'un dispositif, équipement ou système électrique. On classe les perturbations affectant les réseaux industriels en quatre catégories:

1. les variations de la fréquence
2. les variations de l'amplitude de tension
3. les modifications de la forme d'onde
4. les déséquilibres du système triphasé

### 3.2.1 Variations de fréquence

---

Les variations de fréquence dépendent de la présence ou l'absence de l'alimentation du distributeur.

#### 3.2.1.1 Réseau de distribution public

---

Les fluctuations de la fréquence d'un réseau de distribution public sont rares et n'apparaissent que lors des défauts graves sur le réseau de production et de transport. Ce type de perturbations apparaît notamment suite à un déséquilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique.

### 3.2.1.2 Réseau alimenté par une source autonome de production îlotée

Des variations de charge importantes provoquent des variations de fréquence. Un système de délestage permet de maintenir la fréquence en cas de surcharge. Les variations de fréquence peuvent aller jusqu'à  $\pm 4\%$ .

## 3.2.2 Variations de l'amplitude de tension

### 3.2.2.1 Creux de tension et coupures brèves

Le creux de tension est généralement défini comme une baisse de 10% à près de 100% de la tension nominale pendant un temps compris entre 10 ms et quelques secondes (Fig. 3.1).

Une coupure brève est une baisse de tension de 100% pendant une durée allant de 1 s à 1mn. Pour la coupure entre 10 ms et 1 s on parle de " coupure très brève ". Lorsque la durée est inférieure à 10 ms, la coupure est généralement due à des " phénomènes transitoires ».

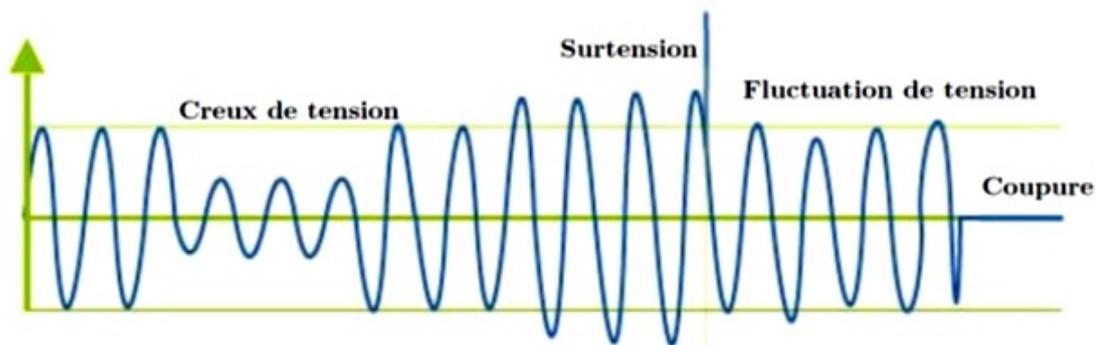


Figure 3.1: Creux de tension et coupures brèves

### 3.2.2.2 Fluctuations de tension (flicker)

Les fluctuations de tension sont des variations périodiques ou aléatoires de l'enveloppe de la tension. Leur amplitude est inférieure à 10% de la tension nominale. Ce type de perturbations est connu sous le nom de "flicker" pour son effet de papillotement sur l'éclairage.

Le flicker est défini comme une impression d'instabilité de la sensation visuelle pouvant être gênant pour les personnes. Ce phénomène peut avoir pour cause des charges à variations cycliques.

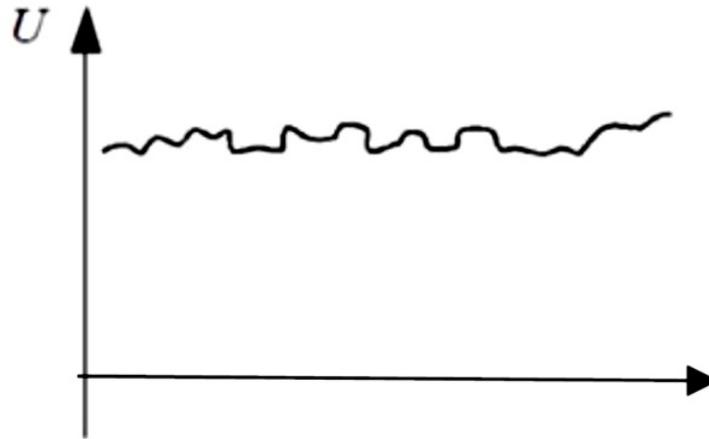


Figure 3.2: Fluctuations de tension flicker

### 3.2.3 Modifications de la forme d'onde : les harmoniques

Les harmoniques sont des signaux de fréquence multiple de la fréquence  $f$  du réseau. Ils sont générés par des charges non linéaires (tels que les fours à arc, éclairages, convertisseurs, ...) qui absorbent un courant non sinusoïdal qui se propage dans le réseau et provoquent ainsi une déformation de la sinusoïde de tension d'alimentation. Une tension (ou un courant) déformée par rapport à la sinusoïde de référence peut être décomposé en une somme de tensions (ou courants) sinusoïdaux de fréquences multiples de celle du fondamental (50 Hz pour le réseau de distribution).

$$v(t) = V_0 + \sum_{k=1}^{\infty} V_h \sqrt{2} \sin(k\omega t + \varphi_h) \quad \omega = \frac{2\pi}{T} \quad (3.1)$$

Avec

$V_0$  : L'amplitude de la composante continue, considérée nulle.

$\varphi_k$  : la phase de  $V_k$  à l'instant initial ( $t = 0$ )

$V_1$  : la composante fondamentale de  $v(t)$  de fréquence  $f_1 = f$

$V_k$  pour  $k \geq 2$  est la composante harmonique de rang  $k$  de  $v(t)$ , c'est la valeur efficace de la sinusoïde de fréquence  $f_k = kf$ .

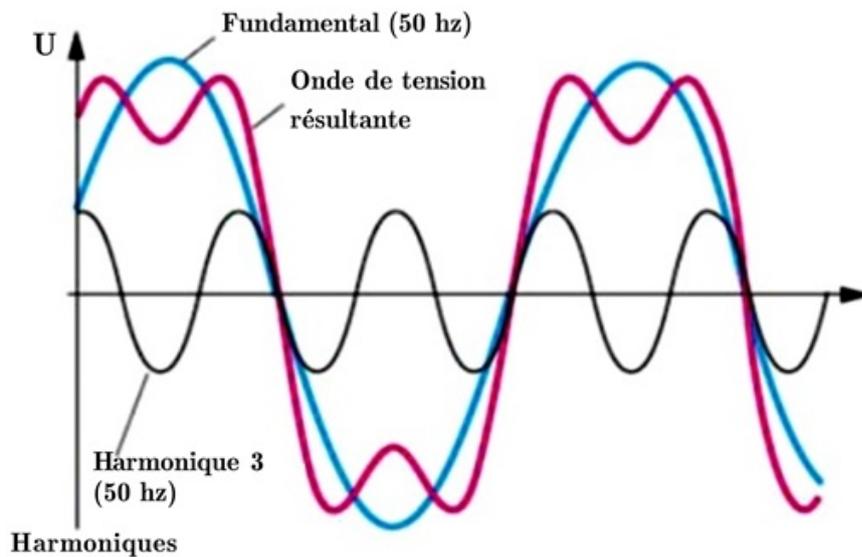


Figure 3.3: les harmoniques

Le rang de l'harmonique est égal au rapport entre la fréquence de l'harmonique et la fréquence du fondamental.

Exemple  $V_3$  est l'harmonique de tension de rang 3 ou harmonique 3.

On définit ainsi :

- Taux d'harmonique de rang  $k$

$$H_k\% = \frac{\text{Amplitude de l'harmonique } k}{\text{Amplitude du fondamental}} \quad (3.2)$$

- Distorsion harmonique totale

$$THD\% = \frac{\sqrt{H_2^2 + H_3^2 + H_4^2 + \dots}}{H_1} \quad (3.3)$$

C'est le rapport, en %, entre la valeur efficace des composantes harmoniques et l'amplitude du fondamental. Les harmoniques circulant dans les réseaux détériorent la qualité de l'énergie, et provoquent:

- Surcharge des réseaux de distribution par l'augmentation du courant actif / efficace,
- Surcharge des conducteurs de neutre dont le courant peut excéder le courant dans les phases,
- Surcharge, vibrations et vieillissement des alternateurs, transformateurs, moteurs, ...

– Surcharge et vieillissement des condensateurs de compensation d'énergie réactive, Perturbation des réseaux de communication ou des lignes téléphoniques

### 3.2.4 Le déséquilibre du système triphasé

Le taux de déséquilibre  $\tau$  est défini par le rapport du module de la composante inverse  $V_i^-$  à celui de la composante  $\bar{V}_d$ , directe

$$\tau = \frac{[\bar{V}_i^-]}{[\bar{V}_d]} \quad (3.4)$$

En pratique, une valeur approchée du déséquilibre peut être obtenue par le rapport:

$$\frac{\max |\bar{V}_k - \bar{V}_{moy}|}{\bar{V}_{moy}} \quad \text{avec} \quad \bar{V}_k = \bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3 \quad (3.5)$$

$$\bar{V}_{moy} = \frac{\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3}{3} \quad (3.6)$$

Le déséquilibre du système triphasé de tension est essentiellement du aux charges monophasés ou déséquilibrées raccordées sur le réseau. Il entraîne l'augmentation de l'échauffement des machines asynchrones et l'apparition de couple inverse qui conduisent à dégradation prématurée des machines.

## 3.3 Remèdes contre le flicker

### 3.3.1 Choix du mode d'éclairage

Il existe des sources lumineuses plus ou moins sensibles au flicker. Les lampes fluorescentes ont une sensibilité aux variations de tension 2 à 3 fois plus faible que les lampes à incandescence.

### 3.3.2 Alimentation sans interruption (ASI)

---

Dans le cas où la gêne due au flicker reste limitée à un groupe d'utilisateurs bien identifié, il est envisageable de "nettoyer" le départ éclairage par l'installation d'une ASI.

### 3.3.3 Modification du perturbateur

---

Le flicker peut être atténué en modifiant le cycle de fonctionnement de la charge perturbatrice : rythme de soudure, rapidité de remplissage du four, ... Lorsque le démarrage direct et fréquent d'un moteur est la cause du flicker, un mode de démarrage réduisant la surintensité peut être adopté.

### 3.3.4 Ajout d'un volant d'inertie

---

Un moteur avec charge variable ou un alternateur dont la puissance de la machine d'entraînement est variable peuvent provoquer des fluctuations de tension. Un volant d'inertie placé sur l'arbre permet de les réduire. Un volant d'inertie est constitué d'une masse qui est mise en rotation autour d'un axe . Elle est reliée à un moteur/ générateur électrique qui permet de convertir l'énergie cinétique en électricité et inversement.

### 3.3.5 Utilisation de convertisseur tournant

---

Un groupe moteur-générateur réservé à l'alimentation de la charge fluctuante est une solution valable si la puissance active de cette charge est relativement constante, mais son prix est élevé.

### 3.3.6 Modification du réseau

---

Selon la structure du réseau, deux méthodes sont envisageables:

- Éloigner (électriquement) la charge perturbatrice des circuits d'éclairage

- Augmenter la puissance de court-circuit du réseau en diminuant son impédance.

Pour cela, différentes solutions sont possibles:

- Raccordement des circuits d'éclairage au plus près du point de livraison
- Augmentation de la puissance du transformateur commun (à  $U_{cc}$  constant)
- Diminution de la tension de court-circuit ( $U_{cc}\%$ ) du transformateur commun (à puissance constante) Mise en parallèle de transformateurs supplémentaires
- En BT, renforcement de la section des conducteurs situés en amont de la charge perturbatrice
- Raccordement de la charge perturbatrice à un réseau de tension plus élevée
- Alimentation de la charge perturbatrice par un transformateur indépendant.

### 3.3.7 Introduction d'une capacité - série

---

L'introduction d'une capacité en série dans le réseau, en amont du point de raccordement à la charge perturbatrice et aux circuits sensibles au flicker, peut réduire de moitié les fluctuations de tension. Cette solution assure en plus une production d'énergie réactive. Par contre, il faut prévoir une protection des condensateurs contre les courts-circuits en aval.

### 3.3.8 Insertion d'une réactance série

---

Utilisée pour les fours à arcs, cette solution peut réduire de 30 La réactance est insérée en série avec l'alimentation HT du four en aval du point de raccordement.

Elle peut être incluse dans le transformateur du four.

**a: avantages**

- La réactance réduit le courant appelé par le four.
- Elle stabilise l'arc du four. Ainsi, les fluctuations de tension sont moins brusques et le fonctionnement aléatoire de l'arc est réduit.

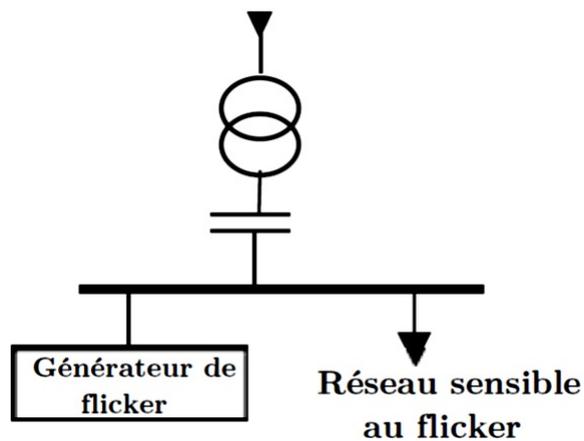


Figure 3.4: Remèdes contre le flicker - Introduction d'une capacitésérie

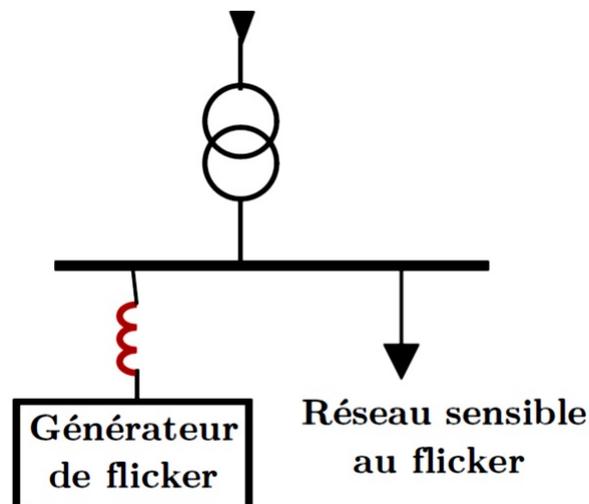


Figure 3.5: Remèdes contre le flicker - Insertion d'une réactance série

**b: Inconvénient**

- La réactance consomme de l'énergie réactive.

### 3.3.9 Insertion d'une réactance shunt saturée

**a: avantages**

- Une telle réactance raccordée au plus près de la source de flicker peut réduire de 10 fois les fluctuations supérieures à la tension nominale.

**b: Inconvénient**

- Ces réactances consomment du courant réactif

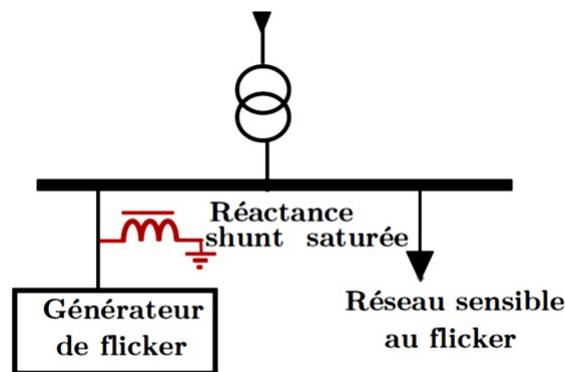


Figure 3.6: Remèdes contre le flicker - Insertion d'une réactance shunt saturée

- Elles produisent des harmoniques
- leur prix est plutôt élevé.

### 3.3.10 Insertion réactance de découplage

Ce procédé très efficace peut réduire les fluctuations d'un facteur 10. Mais il exige une configuration appropriée du réseau. Une impédance est insérée dans l'alimentation de la charge perturbatrice. Grâce à un auto-transformateur spécial connecté à cette impédance, on ajoute la tension opposée à la perturbation au niveau du réseau sensible au flicker. Il n'y a pas d'atténuation du flicker en amont du dispositif.

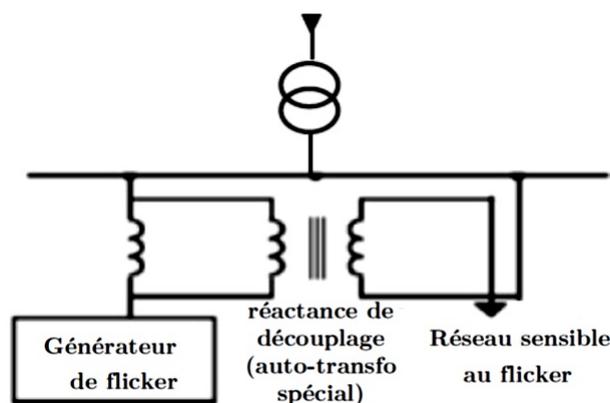


Figure 3.7: Remèdes contre le flicker - Insertion d'une réactance de découplage

### 3.3.11 utilisation d'un compensateur synchrone

Cette solution conduit à une réduction des fluctuations de 2 à 10 % et jusqu'à 30 % avec des systèmes modernes de contrôle électroniques. Le compensateur est parfois complété de réactances d'amortissement installées sur l'alimentation. Actuellement, les compensateurs synchrones sont remplacés par des compensateurs statiques.

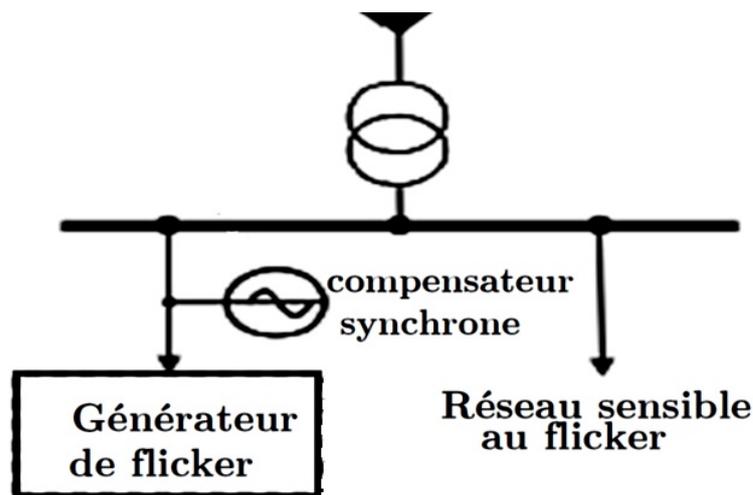


Figure 3.8: Remèdes contre le flicker - utilisation d'un compensateur synchrone

### 3.3.12 Utilisation d'un compensateur statique (SVC)

Le SVC (Static Var Compensator) permet une compensation en temps réel de la puissance réactive et aussi une réduction du flicker de 25 % à 50 %. Il comporte des inductances de compensation, une batterie fixe de condensateurs shunts (accordés à différentes fréquences, 150 Hz, 250 Hz...) et un dispositif électronique à base de thyristors pour faire varier la consommation d'énergie réactive des inductances pour maintenir pratiquement constante la puissance réactive absorbée par l'ensemble générateur de flicker, batterie fixe de condensateurs, et inductances de compensation.

## 3.4 Moteurs électriques

---

### 3.4.1 Moteurs asynchrones

---

Les moteurs asynchrones sont robustes et fiables, et très largement utilisés dans les installations industrielles ; et dans une large variété d'applications.

L'alimentation d'un moteur présente des contraintes, telles que :

- le courant élevé de démarrage pouvant donc être la cause d'importante chute de tension,
- le nombre et la fréquence des démarrages qui peuvent être élevés.

### 3.4.2 Moteur synchrone

---

Si l'on alimente l'induit (stator) par des courants triphasés et l'inducteur (rotor) par un courant continu, on peut transformer l'énergie électrique en énergie mécanique. Le moteur synchrone est utilisé principalement en cas de:

- nécessité d'une vitesse fixe
- fortes puissances à faible vitesse (le moteur asynchrone a un facteur de puissance plus faible à basse vitesse)
- fortes puissances en vitesse variable (grande vitesse notamment)
- besoin d'améliorer le facteur de puissance de l'installation.

### 3.4.3 Effets des perturbations sur les moteurs

---

#### 3.4.3.1 Moteurs asynchrones

---

Plus de la moitié de l'énergie consommée en milieu industriel est utilisée par les moteurs asynchrones, d'où l'importance de leur comportement face aux perturbations.

##### a. Creux de tension

Lors de l'apparition d'un creux de tension, le couple moteur proportionnel au carré de la tension, subit une diminution brutale qui provoque le ralentissement du moteur. Ce ralentissement, fonction de l'amplitude et de la durée du creux,

dépend essentiellement du moment d'inertie des masses tournantes et du couple résistant.

#### **b. Coupures brèves**

L'annulation complète de la tension d'alimentation ne supprime pas immédiatement la tension aux bornes du moteur. En effet, le champ tournant produit par le rotor induit alors dans le stator une tension "rémanente" dont l'amplitude décroît exponentiellement. La fréquence de cette tension décroît avec la vitesse de rotation. Si, au moment de la réapparition de la tension du réseau, cette dernière se trouve en opposition de phase avec une tension rémanente, il se produit alors une surintensité élevée de 12 à 15 fois son intensité nominale et engendrant :

- Échauffements supplémentaires et efforts électrodynamiques dans les bobinages
- coups de couple dangereux pouvant conduire à des contraintes mécaniques anormales.

#### **c. Déséquilibre des tensions**

Un déséquilibre des tensions triphasées entraîne l'apparition de trois systèmes de tensions direct, inverse et homopolaire. Le système inverse produit un champ tournant dont la rotation s'effectue en sens inverse de celle du rotor. En présence d'un système de tension inverse, le stator induit donc dans le rotor des courants de fréquence égale au double de la fréquence du réseau. Ces courants provoquent des échauffements supplémentaires et des couples pulsatoires pouvant entraîner des contraintes mécaniques et des bruits anormaux.

### **3.4.3.2** Moteurs synchrones

---

#### **a. Creux de tension et coupures brèves**

Les effets sont quasiment identiques à ceux décrits dans le cas des moteurs asynchrones. Il faut toutefois remarquer que les moteurs synchrones peuvent supporter des creux de tension plus importants car :

- le couple est proportionnel à la tension
- la possibilité de surexciter la machine permet de favoriser un retour au fonctionnement

- le moment d'inertie est important car le rotor a une masse plus élevée.

### **b. Harmoniques et déséquilibres de tension**

Ces perturbations ont les mêmes conséquences que pour les moteurs asynchrones; elles conduisent en particulier à des échauffements dans les amortisseurs. De plus, les courants induits dans le rotor provoquent une perturbation de la mesure du courant rotorique, entraînant ainsi un mauvais fonctionnement du régulateur varométrique.

## **3.5** Machine à souder par arc

---

Le soudage à l'arc consiste à produire un arc électrique entre une électrode et la pièce à souder. Le dispositif fonctionne sous une faible tension ( $\approx 50$  V) et avec des forts courants quelques dizaines de KA. Le fonctionnement de la machine est intermittent et l'on peut définir deux puissances pour le dimensionnement de l'alimentation de la machine à souder :

- $S_{100\%}$  : puissance équivalente à un fonctionnement en continu ou puissance nominale : c'est la puissance délivrée lorsque la machine est en période de soudage, en considérant l'impédance du point de soudage comme nulle.
- $S_{\max}$  : puissance maximale absorbée par la machine lors de l'amorçage de l'arc: elle correspond à la puissance absorbée par la machine à souder par arc au moment de l'amorçage de l'arc.

## **3.6** Fours à induction

---

Le four à induction fonctionne selon le principe d'un transformateur dont le secondaire est constitué par la charge à chauffer. Les courants induits dans la charge métallique provoquent l'élévation en température de celle-ci par effet Joule.

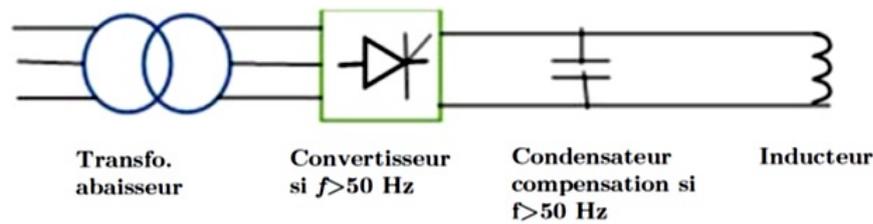


Figure 3.9: Fours à induction

### 3.6.1 Contraintes d'alimentation et perturbations

#### a. Puissance réactive

Les fours à induction sont de grands consommateurs de puissance réactive, le facteur de puissance  $FP \leq 0.2$ . Cette puissance réactive doit être compensée au moyen d'une batterie de condensateurs.

#### b. Appel de courant à l'enclenchement d'un four à induction fonctionnant à la fréquence du réseau

Le four à induction présente un faible facteur de puissance, ce qui nécessite une forte compensation de puissance réactive par l'installation d'une batterie de condensateurs. Un très fort courant transitoire de fréquence élevée (plusieurs kHz) apparaît lors de l'enclenchement du four, dont la valeur crête est

$$\hat{I} = \sqrt{\frac{2QS_{cc}}{3U_n^2}} \quad (3.7)$$

$S_{cc}$ : puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement

$Q$ : puissance compensée par les condensateurs

$U_n$ : tension composée nominale du réseau

A cause du nombre quotidien important de fermetures et d'ouvertures du circuit d'alimentation du four, il est généralement indispensable d'utiliser un contacteur pour la manoeuvre d'enclenchement du four. On choisit un contacteur dont le pouvoir de fermeture est suffisant, afin qu'il supporte le courant d'enclenchement.

#### c. Raccordement d'un four moyenne fréquence

L'utilisation des fours à induction à des fréquences  $f > 50$  Hz est de plus en plus

fréquente car elle présente une plus grande rapidité de chauffe et une meilleure précision de température. L'inducteur est alimenté par un convertisseur de fréquence, pouvant générer des perturbations supplémentaires. L'alimentation à base d'électronique de puissance injecte des harmoniques sur le réseau pouvant perturber les systèmes sensibles.

## 3.7 Dispositifs d'électronique de puissance

Ces systèmes de grandes performances permettent la conversion de l'énergie électrique par des moyens statiques. Ils utilisent des dispositifs à base de semi-conducteurs tels que les diodes, les thyristors, les triacs, ...

### 3.7.1 Contraintes d'alimentation

Les convertisseurs d'électronique de puissance sont sensibles aux différentes perturbations dans les réseaux industriels.

#### a. Creux de tension

Les variateurs de vitesse électroniques alimentant les moteurs sont perturbés. En effet, lors d'un creux de tension, le réseau se comporte comme un court-circuit. Le moteur fournit alors un courant très important qui traverse le convertisseur statique. Ce courant provoque la fusion des fusibles de protection des semi-conducteurs.

#### b. Déséquilibres de tension

La norme CEI donne les limites de fonctionnement sans perte de performance des convertisseurs. Ces limites sont données en fonction de la classe d'immunité de l'appareil :

- **classe A** : la limite est valable pour les convertisseurs destinés à des réseaux très perturbés
- **classe B** : la limite est valable pour des convertisseurs prévus pour un réseau moyen
- **classe C** : la limite est valable pour des convertisseurs prévus pour un réseau faiblement perturbé.

## 3.8 Eclairage

---

On peut distinguer deux grands types de lampes utilisées dans le milieu industriel : les lampes à incandescence et les lampes à décharge.

### 3.8.1 Sensibilité aux perturbations

---

Les lampes à décharge et surtout les lampes à incandescence sont très sensibles au phénomène de flicker qui provoque leur papillotement. Les lampes à décharge sont très sensibles aux creux de tension : un creux de 30 d'une durée supérieure à 10 ms provoque leur extinction. Le réallumage peut alors prendre plusieurs minutes.

### 3.8.2 Perturbations produites

---

Les lampes à incandescence ne provoquent pas de perturbation dans la mesure où elles ne sont pas alimentées par un gradateur. Les lampes à décharge produisent des perturbations en raison du ballast.

#### a. Lampes à décharge avec ballast électronique

Elles possèdent un  $FP = 1$ , mais fournissent des courants harmoniques de valeur très importante :

- environ 130 % d'harmonique 3
- taux de distorsion en courant,  $\tau = 160\%$

#### b. Lampes à décharge avec ballast magnétique

Leur facteur de puissance est en moyenne égal à 0,45. Une compensation peut être intégrée dans l'appareillage de la lampe ou au niveau du tableau de l'éclairage. Le facteur de puissance résultant est alors de l'ordre de 0,8 à 0,9. Dans ce cas, les courants des câbles alimentant les lampes sont plus élevés. Les pertes Joule dans les câbles sont alors augmentées.

# 4

## LES SOURCES D'ALIMENTATION

---

## 4.1 Introduction

Le terme "alimentation électrique" désigne un ensemble de systèmes ou équipements électriques capables de fournir de l'électricité de façon stable et constante à un ou plusieurs consommateurs. On distingue :

- l'alimentation principale par les réseaux de distribution publique
- l'alimentation de remplacement
- l'alimentation pour service de sécurité
- l'alimentation auxiliaire

## 4.2 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 telles que :

1. La fréquence  $50\text{Hz} \pm 1\%$
2. L'amplitude

Généralement issue du réseau de distribution, elle est destinée à l'alimentation de l'installation en HT ou BT suivant la puissance nécessaire. Les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau de distribution HTA et BT dans des conditions normales d'exploitation sont : la fréquence, l'amplitude, la forme de l'onde et la symétrie des tensions triphasées. La puissance de court-circuit  $S_{cc}$  point de livraison du site industriel est aussi une caractéristique importante :

$$\bar{S}_{cc} = \frac{\bar{U}_n^2}{\bar{Z}} = \frac{3\bar{V}_n^2}{\bar{Z}} = \sqrt{3}\bar{U}_n\bar{I}_{cc} \quad (4.1)$$

Où  $U_n, V_n$  sont les tensions composée et simple du réseau  $\bar{Z}$  : impédance équivalente au réseau amont vue du point de livraison  $\bar{I}_{cc}$  : Courant de court-circuit triphasé au point de livraison

Une puissance de court-circuit élevée permet de rendre le réseau moins sensible aux perturbations produites par les utilisateurs telles que flicker, harmoniques, pointes de courant des démarrages des moteurs, ... . Mais, par contre, nécessite un appareillage susceptible de véhiculer ou couper un courant de court-circuit élevé.

### 4.3 Alternateurs (générateurs synchrones)

L'alternateur est une machine tournante constituée de :

- Un stator portant un enroulement triphasé distribué sur sa périphérie interne et logé dans des encoches.
- Un rotor portant un enroulement inducteur parcouru par un courant continu.

Un alternateur fournit de l'énergie électrique au réseau, à partir d'énergie mécanique. Il peut aussi fonctionner en moteur.

Dans ce cas, il prélève de l'énergie électrique au réseau pour restituer de l'énergie mécanique. Il peut aussi fournir que de l'énergie réactive (compensateurs synchrones).

Suivant sa constitution, on distingue deux types de rotor:

#### a. Rotor à pôles lisses

L'enroulement inducteur est placé dans des encoches ménagées à la périphérie du rotor, suivant l'axe de la machine. Ces machines sont adaptées aux grandes vitesses (1500 ou 3000 tr/min) et conviennent à l'entraînement par turbine à vapeur.

#### b. Rotor à pôles saillants

Il est constitué d'une roue sur laquelle sont fixés des noyaux magnétiques, physiquement séparés et entourés d'une bobine. Les machines à rotor à pôles saillants correspondent à des vitesses d'entraînement moindre et sont mieux adaptées à l'entraînement par diesel ou turbine hydraulique.

### 4.3.1 Fonctionnement de l'alternateur

Considérons un alternateur délivrant une tension  $V^-$  à ses bornes et fournissant un courant  $I$  déphasé d'un angle  $\varphi$  (figure 4.1). Théoriquement, l'équation de fonctionnement de l'alternateur est:

$$\bar{E} = V^- + (R + jX_d) I \quad (4.2)$$

$R$  étant la résistance de l'induit, toujours négligeable devant sa réactance synchrone  $X_d$ . L'amplitude de la f.é.m interne  $\bar{E}$  est proportionnelle au courant continu d'excitation  $I_f$  circulant dans le rotor si on néglige la saturation. L'angle

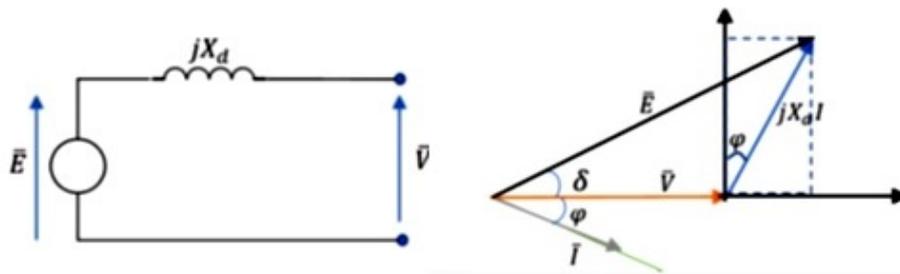


Figure 4.1: Schéma électrique équivalent de l'alternateur

de phase  $\delta$  appelé angle interne, caractérise le décalage angulaire entre l'axe magnétique du rotor ou  $\bar{E}$  et la référence constituée par la tension  $\bar{V}$  aux bornes du stator.

La vitesse de rotation  $N$  en  $tr/min$  dépend de la fréquence  $f$  et du nombre de paires de pôles  $p$ , et donnée par:

$$N = \frac{60f}{p} \quad (4.3)$$

L'alternateur fournit au circuit extérieur triphasé une puissance active :

$$P = 3VI \cos \varphi \quad (4.4)$$

et une puissance réactive :

$$Q = 3VI \sin \varphi \quad (4.5)$$

D'après le diagramme de fonctionnement de Fresnel

$$IX_d \cos \varphi = E \sin \delta \quad (4.6)$$

$$I \cos \varphi = \frac{E \sin \delta}{X_d} \quad (4.7)$$

L'eq. (4.2) s'exprime alors par:

$$P = \frac{3VE}{X_d} \sin \delta \quad (4.8)$$

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

La puissance maximale délivrée par l'alternateur

$$P_{\max} = \frac{3VE}{X_d} \quad (4.9)$$

$$IX_d \sin \varphi = E \cos \delta - V \quad (4.10)$$

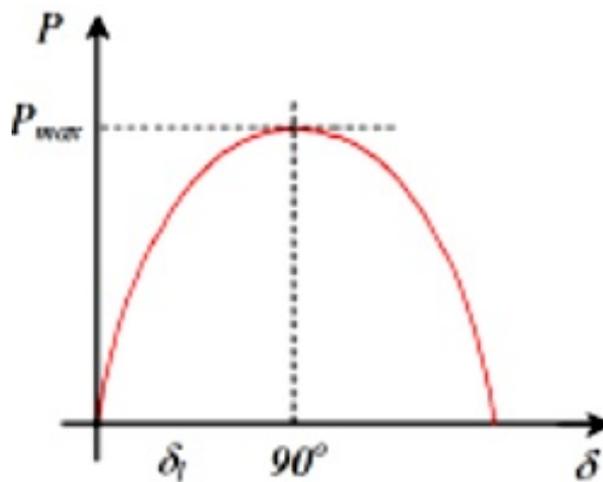


Figure 4.2

L'eq. (4.3) s'exprime alors par:

$$Q = 3VI \sin \varphi = \frac{3V}{X_d} (E \cos \delta - V) \quad (4.11)$$

### 4.3.2 Systèmes d'excitation des machines synchrones

Pour fournir le courant continu d'excitation d'une machine synchrone, il est nécessaire de disposer d'une source de tension continue. Il existe trois grandes catégories de sources d'excitation :

- Excitatrice à courant continu
- Alternateur-exciteur débitant sur un redresseur
- Redresseur alimenté directement à partir des bornes de la machine synchrone principale (autoalimentation).

#### 4.3.2.1 Excitatrice à courant continu

L'excitatrice est munie d'un enroulement d'excitation séparée  $L_{s\acute{e}p}$ , par lequel seront obtenues les variations de flux permettant la variation de sa tension aux bornes  $\vec{V}_f$ . Pour diminuer l'importance de la source alimentant l'enroulement  $L_{s\acute{e}p}$ . L'excitatrice peut être munie d'un enroulement d'autoexcitation en dérivation  $L_d$  qui est capable de produire la tension  $\vec{V}_f$  et le courant  $I_f$  correspondant au fonctionnement à vide de la machine principale.

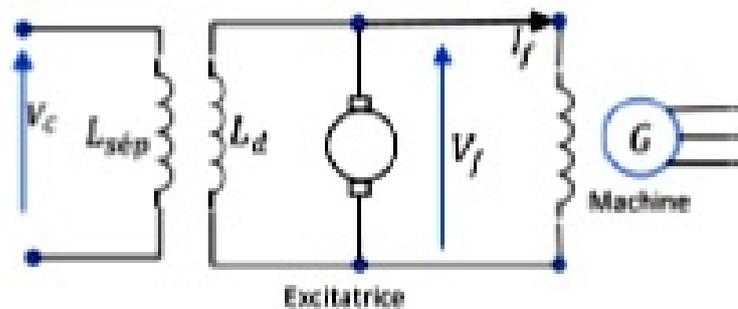


Figure 4.3: Excitation par machine à courant continu

#### 4.3.2.2 Alternateur-excitateur débitant sur redresseurs

L'alternateur-excitateur est accouplé sur le même arbre que le rotor de la machine principale, si bien que l'avantage de la solution de la figure 4.3 est de ne nécessiter aucun contact glissant. Cet avantage est très important dans le cas des très gros alternateurs, dont le courant d'excitation atteint des valeurs élevées.

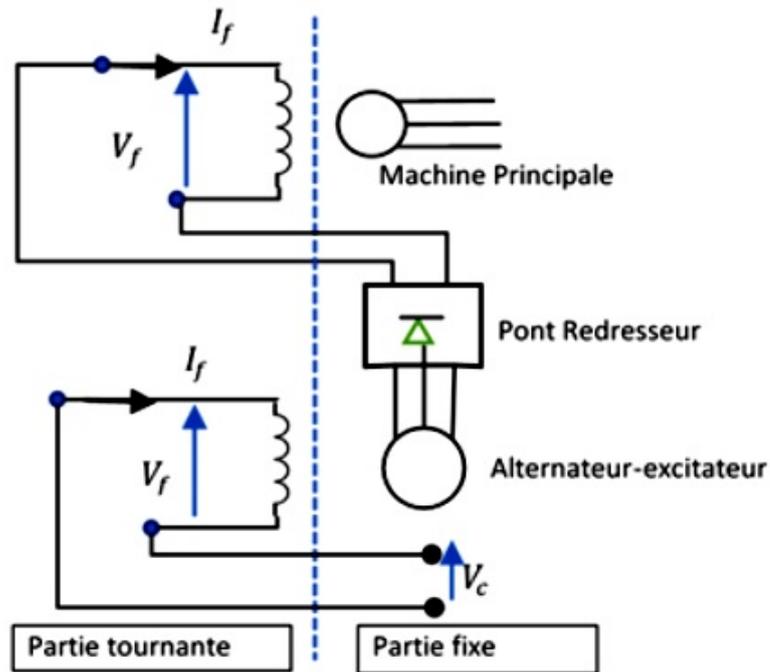


Figure 4.4: Principe de l'excitation par alternateur-excitateur

#### 4.3.2.3 Auto alimentation (ou excitation shunt)

Il existe deux procédés d'auto alimentation :  
à dérivation pure et à compoundage.

##### a. Auto-alimentation à dérivation pure

Toutes les machines utilisent ce type d'excitation car il n'utilise aucune machine additionnelle. La source de courant continu est constituée par :

- un transformateur branché à la sortie du générateur,
- un redresseur (pont de thyristors) qui convertit le AC en DC
- un système de balais et collecteurs tournants qui transmettent le courant de la source à la bobine du rotor.

Le pont de thyristors, alimentant l'enroulement inducteur du rotor, est lui-même alimenté en AC par le secondaire d'un transformateur triphasé dont le primaire est connecté aux bornes de la machine synchrone. L'utilisation d'un pont de thyristors permet de faire varier le courant  $I_f$  en fonction de la charge, de telle sorte que la tension aux bornes de la machine principale reste constante.

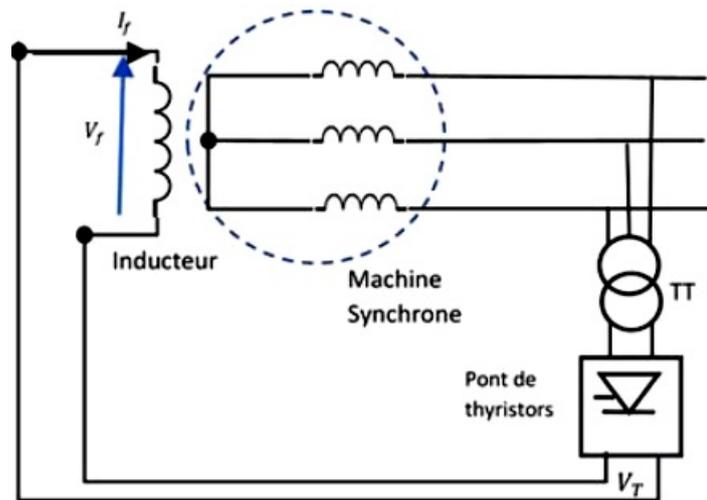


Figure 4.5: Excitation par autoalimentation à dérivation pure

#### b. Auto-alimentation avec compoundage

Le schéma le plus usuel est celui de la figure 4.6. La tension d'excitation,  $\bar{V}_f = \bar{V}_T + \bar{V}_I$ :

- La tension continue  $\bar{V}_T$ , proportionnelle à la tension aux bornes de la machine principale, obtenue par un TT et un pont de thyristors ;
- La tension continue  $\bar{V}_I$ , fonction du courant débité par la machine principale, obtenue à l'aide de trois TC placés du côté neutre des phases de la machine synchrone. Ces TC débitent sur un pont de diodes.

Avec ce système, le courant d'excitation croît en même temps que le courant induit de la machine principale. Mais le courant d'excitation ne s'ajuste pas exactement à la valeur désirée, parce que le déphasage  $\phi$  de la charge est variable ; donc, on effectue le réglage à l'aide du pont de thyristors.

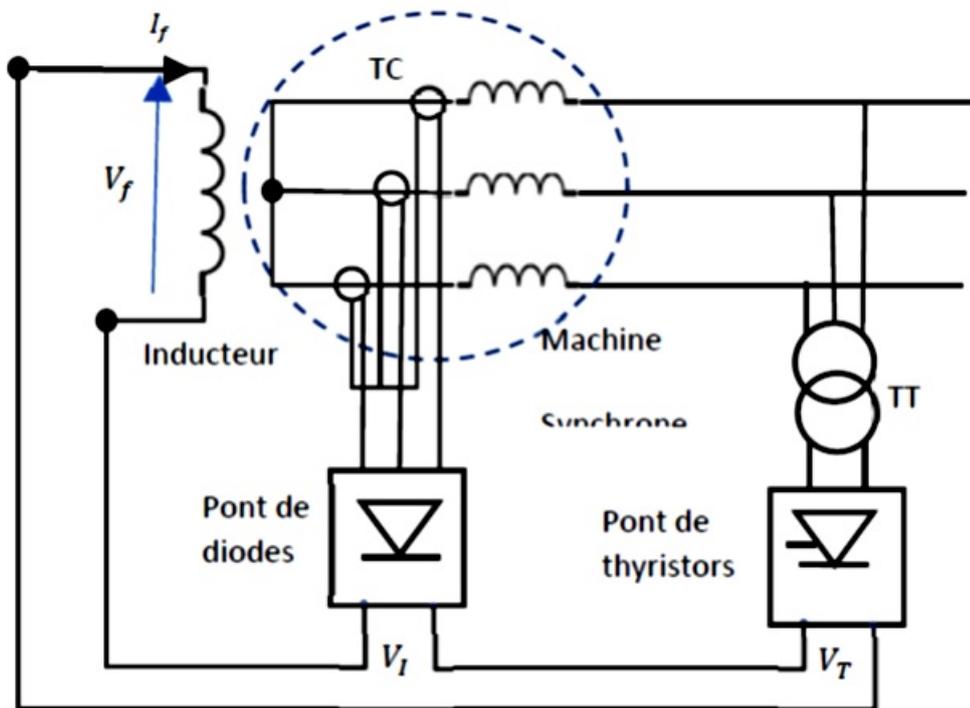


Figure 4.6: Auto-alimentation avec compoundage

## 4.4 Génératrices asynchrones

### 4.4.1 couplée à un réseau de puissance infinie

Lorsque la GA est couplée 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.
- Compensation de la puissance réactive.

#### 4.4.2 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.

#### 4.4.3 Avantages comparés des alternateurs et des génératrices asynchrones

- Connexion à 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  $\cos\phi$  varie constamment, l'alternateur devient alors mieux adapté.

## 4.5 Les alimentations sans interruption (ASI)

Pour éliminer les perturbations pouvant se produire dans un réseau industriel, diverses solutions techniques existent en pratique afin d'assurer la disponibilité et la qualité de l'énergie fournie. La disponibilité de l'énergie électrique aux bornes des récepteurs est essentiellement liée aux coupures possibles de l'alimentation par suite de défaut. La solution la plus sûre de garantir la disponibilité de l'énergie est de disposer d'une source de remplacement autonome, au moins pour les applications prioritaires. Une source de remplacement 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.

Pour alimenter certaines applications électroniques sensibles, il faut insérer, entre le réseau d'alimentation et les charges sensibles, un équipement d'interface appelés ASI (Alimentations Sans Interruption) qui réunissent les critères de disponibilité et qualité de l'énergie. Une ASI comprend schématiquement les équipements suivants:

- Un **redresseur-chargeur**, produisant un courant continu qui charge une batterie et alimente un onduleur,
- Un **onduleur** qui transforme le courant continu en courant alternatif et produit une énergie de qualité
- Une **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,

- **Un 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.

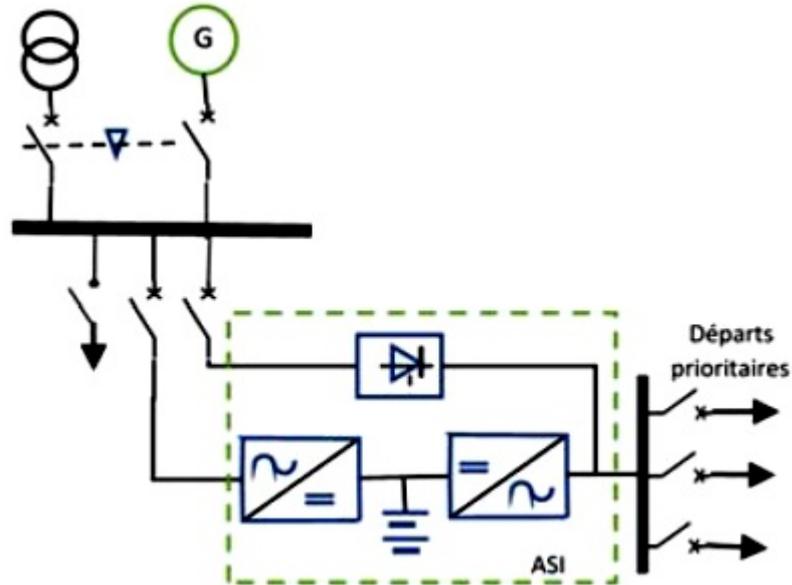


Figure 4.7: Alimentations sans interruption

## 4.6 Groupe électrogène

Pour les sites industriels isolés, les groupes électrogènes à courant alternatif sont souvent utilisés comme source principale d'énergie électrique. Ils sont également très utilisés aussi bien en industrie qu'en tertiaire comme source d'énergie de secours. Un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité. Il est composé d'un moteur à combustion interne couplé à un générateur, lequel alimente le système de distribution. L'autonomie d'un groupe électrogène dépend de la quantité de carburant disponible. La puissance d'un groupe électrogène s'exprime en VA, KVA ou MVA selon la puissance.

Les groupes électrogènes sont utilisés soit dans les zones isolées, soit pour pallier une éventuelle coupure d'alimentation électrique de celui-ci. Dans le deuxième cas, ils sont alors souvent utilisés en complément d'une ASI constituée d'une batterie d'accumulateurs qui alimente un onduleur. Ces dispositifs sont généralement utilisés dans des situations où l'interruption de l'alimentation

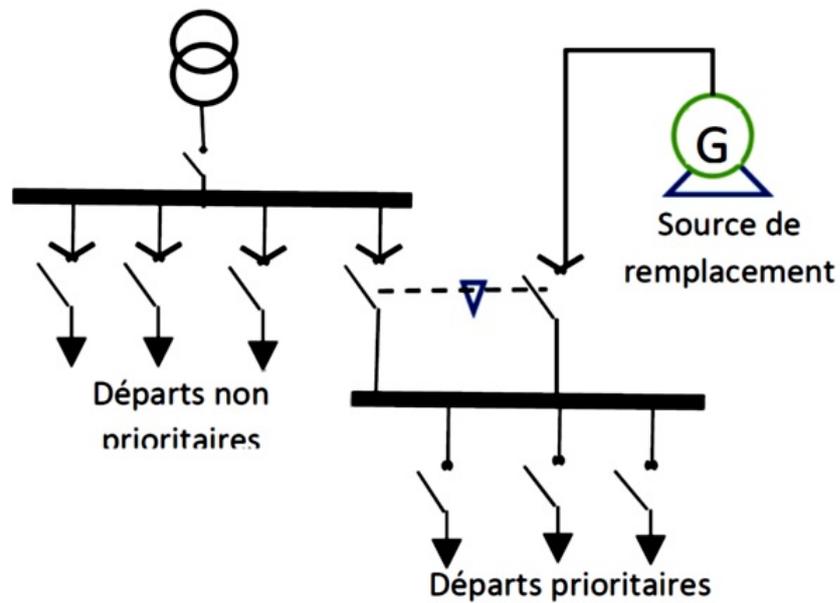


Figure 4.8: Source de remplacement autonome

électrique entraîne des conséquences graves ou des pertes financières, par exemple dans les hôpitaux, l'industrie agro-alimentaire, les aéroports, les centres informatiques, les pompiers pour les interventions, etc. Ils fonctionnent à partir de tous les carburants par exemple l'essence, le gazole, le gaz naturel, le GPL, les biocarburants et pour les plus puissants le fioul lourd.

# 5

## LES SURTENSIONS ET LA COORDINATION DE L'ISOLEMENT

---

## 5.1 Introduction

---

La coordination de l'isolement est une discipline qui permet de réaliser le meilleur compromis technico-économique 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. Les surtensions électriques sont une hausse soudaine de tension qui entraîne l'endommagement des appareils et équipements reliés à l'installation électrique. Différents types de surtension peuvent apparaître dans les réseaux industriels. Il faut donc installer des dispositifs permettant de diminuer leur amplitude et choisir le niveau d'isolement des équipements adéquat.

## 5.2 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.

### 5.2.1 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.

## 5.2.2 Classification des surtensions

---

Les surtensions sont classées selon leur durée et leur forme.

### 5.2.2.1 Classification selon la durée

---

#### a. Surtension temporaire :

Surtension 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 ferrorésonance est une surtension transitoire ou temporaire.

#### b. Surtension transitoire

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

- Surtension à front lent
- Surtension à front rapide
- Surtension à front très rapide.

### 5.2.2.2 Classification selon les formes de tensions normalisées

---

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

#### a. 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.
- *Rappel* : les fréquences industrielles les plus fréquentes sont : 50, 60 et 400 Hz.

#### b. Surtensions de manoeuvre

Lors des manoeuvres 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  $\mu\text{s}$  et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500  $\mu\text{s}$ .

#### c. 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  $\mu\text{s}$  et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 50  $\mu\text{s}$ . 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.

## 5.3 Les dispositifs de protection contre les surtensions

### 5.3.1 Principe de la protection

La protection des installations et des personnes contre les surtensions est d'autant meilleure qu'un écoulement des perturbations vers la terre est assuré, et ceci le plus près possible des sources de perturbation. Cela impose la mise en oeuvre de prises de terre de faible impédance. Ainsi, on distingue 3 niveaux de protection contre les surtensions :

#### 5.3.1.1 1<sup>er</sup> niveau de protection

L'objectif est d'éviter l'impact direct sur les ouvrages en captant la foudre et en l'orientant vers des lieux d'écoulement privilégiés, au moyen de :

##### a) Paratonnerres

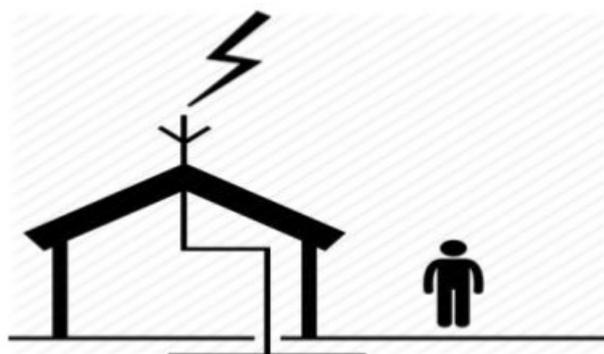


Figure 5.1: Paratonnerre

Dont le principe est basé sur la distance d'amorçage ; une tige placée en haut de la structure à protéger capte la foudre et l'écoule à travers le réseau de terre.

### b) Cages maillées ou de Faraday

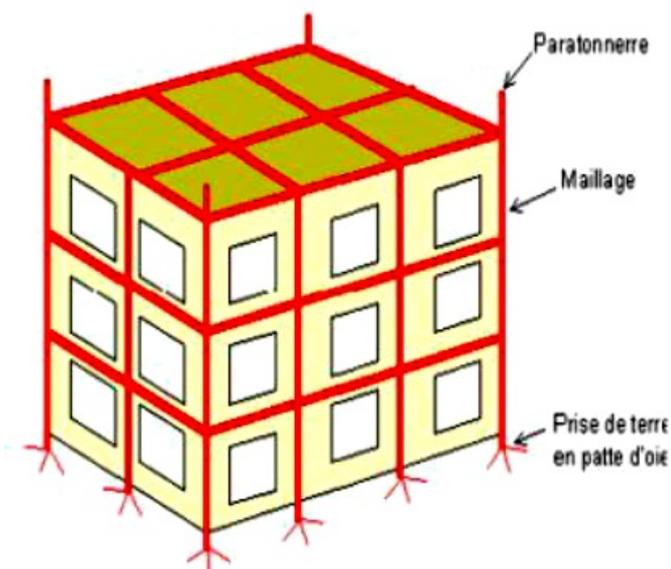


Figure 5.2: Cages de Faraday

Ce principe est utilisé pour les bâtiments sensibles (matériel informatique...). Des feuillards sont disposés à l'extérieur du bâtiment, de façon symétrique. Les conducteurs de descente sont reliés à la terre. Cette meilleure équipotentialité du bâtiment et la division des courants de foudre réduit fortement les champs électromagnétiques.

### c) Câbles de garde

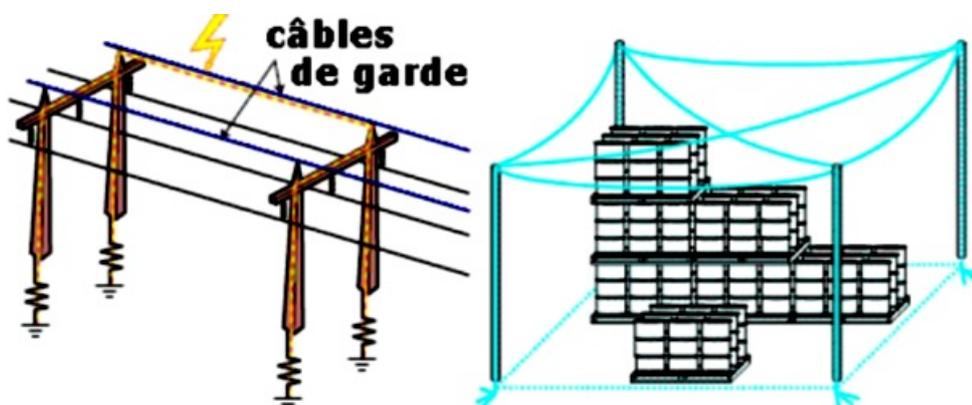


Figure 5.3: Câbles de garde

Ce sont des câbles tendus au-dessus de l'ouvrage à protéger. Pour protéger les réseaux électriques on installe au-dessus des conducteurs des câbles de garde. Ces câbles peuvent contenir des fibres optiques et servent ainsi de support de communication.

### 5.3.1.2 2<sup>ème</sup> niveau de protection

Son but est d'assurer que le niveau d'isolement au choc des éléments du poste n'est pas dépassé. Il est réalisé en HT au moyen d'éléments assurant l'écoulement de l'onde de foudre à la terre tels que :

#### a) Les éclateurs

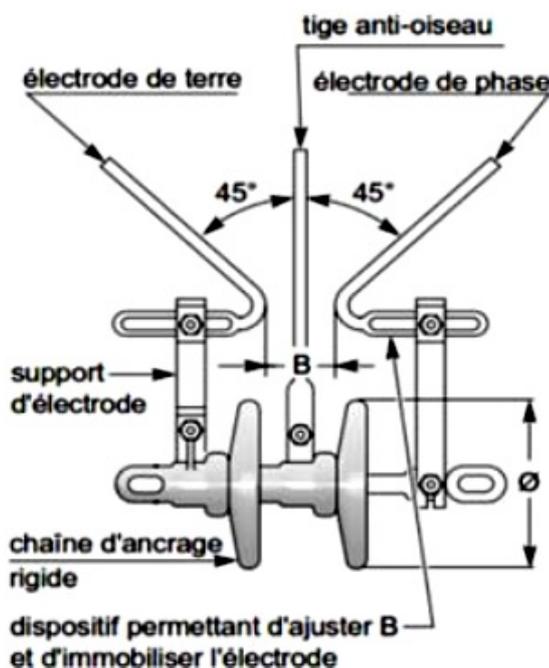


Figure 5.4: Un éclateur MT avec tige anti-oiseaux

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 déionisations de l'intervalle d'amorçage et d'aboutir, dans certains cas, à l'extinction. La distance entre les deux électrodes permet d'ajuster le niveau de protection.

### **b) 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. Les types les plus répandus sont:

- 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.
- 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. 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).

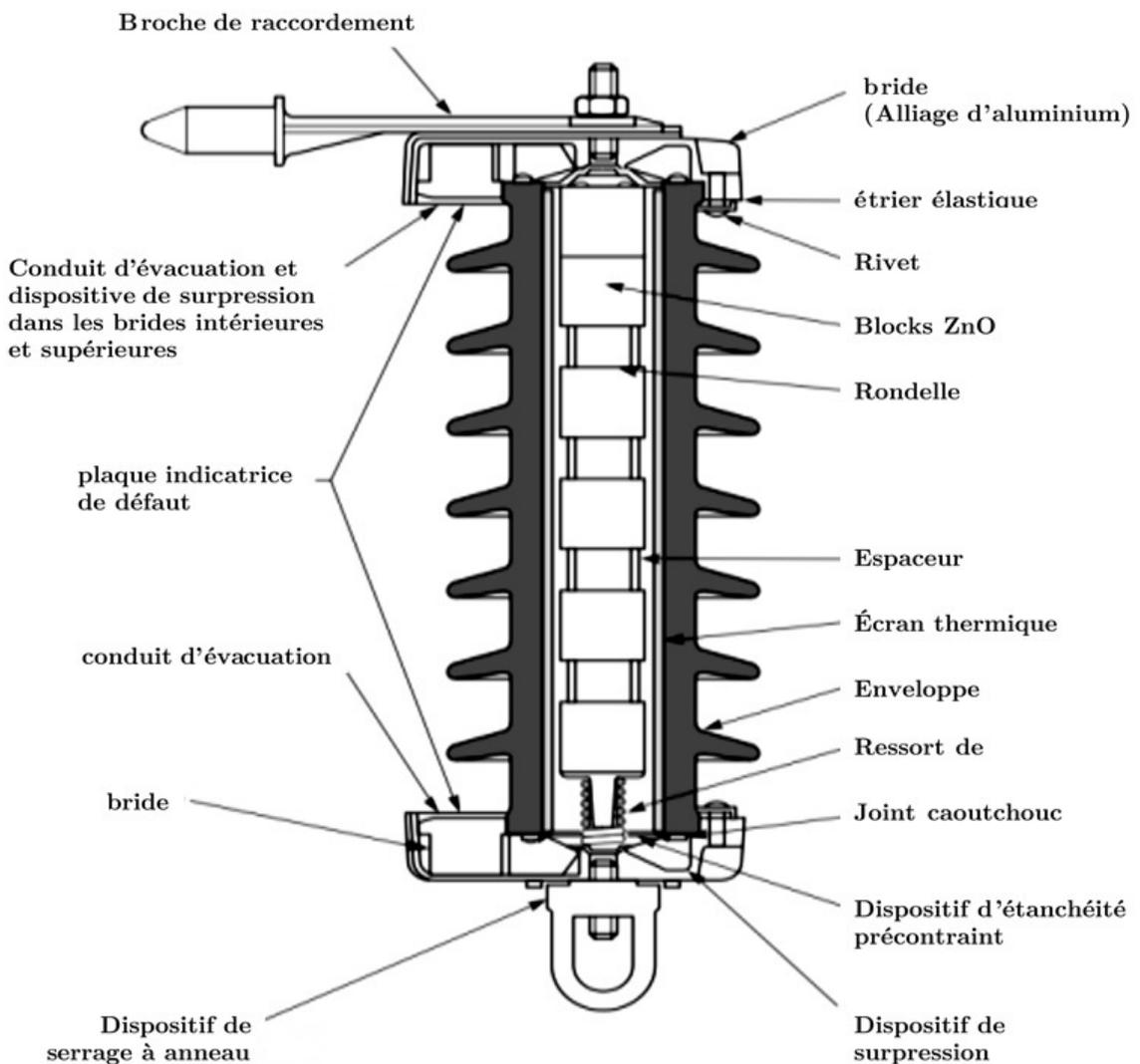


Figure 5.5: Structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine

### 5.3.1.3 3<sup>ème</sup> niveau de protection

Utilisé en BT comme protection complémentaire des équipements sensibles (informatique, appareils de télécommunication, ...). Il est réalisé au moyen de :

- Filtres série ;
- Limiteurs de surtensions;
- Parafoudres BT.

### 5.3.2 Protection des installations BT

La protection des installations BT contre les surtensions est réalisée par la mise en place de matériels en parallèle ; 3 types d'appareils sont utilisés :

- Les limiteurs de surtension situés au secondaire des transformateurs MT/BT (uniquement en schéma IT) ; ils protègent uniquement contre les surtensions à fréquence industrielle ;
- Les parafoudres basse tension installés dans les tableaux électriques BT ou intégrés à l'intérieur des récepteurs ;
- Les parasurtenseurs destinés à la protection des réseaux téléphoniques, des coffrets BT et des récepteurs.

## 5.4 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 manoeuvre 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.

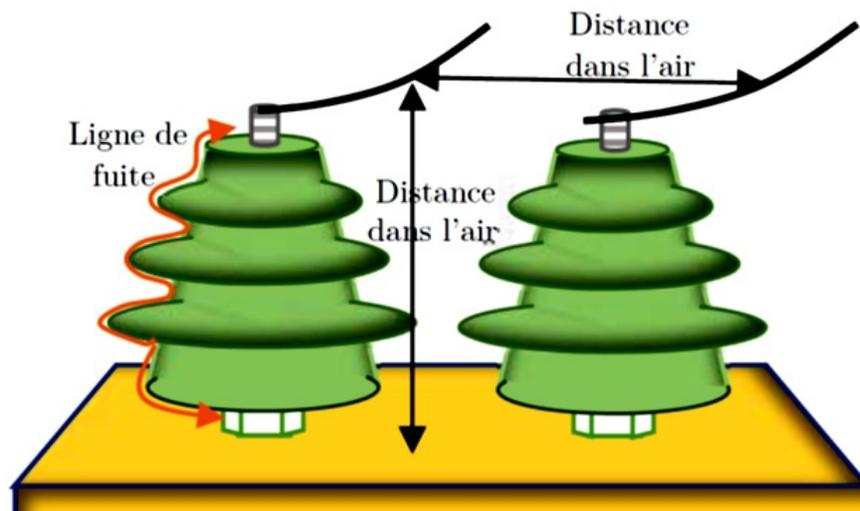


Figure 5.6

# 6

## LES CONDUCTEURS ET CÂBLES

---

## 6.1 Introduction

Les conducteurs permettent de conduire l'électricité d'un point à un autre (vecteur ou support de l'électricité). Ils représentent les éléments actifs des liaisons électriques. Les conducteurs doivent être très peu résistifs pour limiter les pertes par effets joule et les chutes de tension mais aussi être correctement isolés avec une matière isolante pour éviter les contacts directs ou bien les contacts entre conducteurs voisins (courts-circuits), avec la terre et les masses. 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, ...))

## 6.2 Constitution d'un conducteur

Un conducteur est constitué :

- D'une âme conductrice dont le rôle est de conduire le courant. Le cuivre et l'aluminium sont généralement utilisés.
- Une enveloppe isolante qui doit présenter une très grande résistivité. On emploie généralement du PVC ou PRC . Ame conductrice

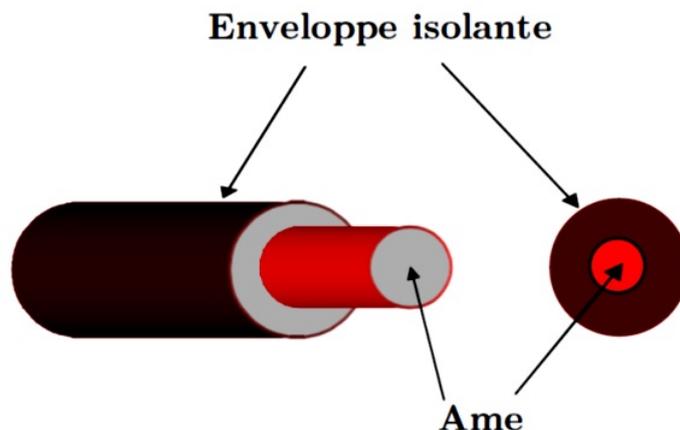


Figure 6.1: Constitution d'un conducteur

### 6.2.1 âme d'un conducteur

C'est la partie qui va conduire l'électricité, elle est constituée de cuivre ou d'aluminium.

On distingue les conducteurs ayant une :

- âme massive : Formée d'un seul conducteur (Jusqu'à 4 mm<sup>2</sup>) C'est du conducteur rigide.
- âme câblée ou âme souple formées de plusieurs brins torsadés.

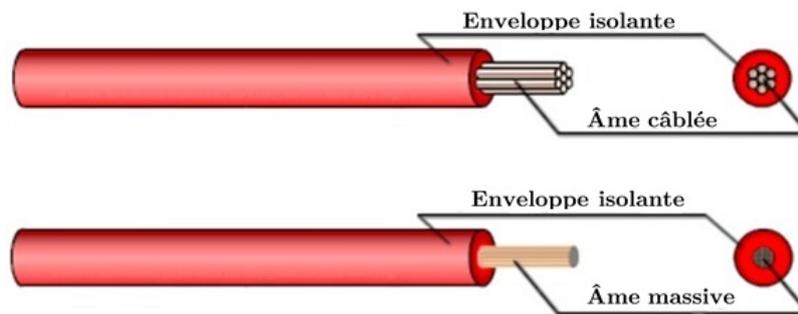


Figure 6.2: âme d'un conducteur

L'âme conductrice d'un conducteur est caractérisée par: Sa section (Surface ou aire)

$$S = \pi \frac{d^2}{4} \text{ ou } S = \pi R^2 \quad (6.1)$$

– **Caractéristiques électriques:**

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

- **Cuivre:**

$$\rho = 17.241 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1} \text{ (valeur de résistivité à } 20^\circ\text{C).}$$

- **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::**

$$\rho = 150 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$$

#### – 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

La souplesse des câbles 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.

- **Classe 1** : âmes massives pour les installations fixes
- **Classe 2** : âmes rigides câblées pour les installations fixes
- **Classe 5** : âmes souples pour les installations mobiles
- **Classe 6** : âmes extra-souples pour les installations mobiles

### 6.2.2 l'isolant d'un conducteur

Il entoure l'âme conductrice et assure l'isolation électrique. Il doit avoir une résistivité et une rigidité électrique élevée. Il doit résister à :

- \* **des contraintes mécaniques** : Torsion, chocs
- \* **des contraintes chimiques** : Résistance à la combustion
- \* **des contraintes physiques** : Tenue à la corrosion par l'humidité.

Section nominale [mm <sup>2</sup> ]	Âme des câbles			Section nominale [mm <sup>2</sup> ]	Âme des câbles		
	Nombre de brin × diamètre d'un brin [mm]				Nombre de brin × diamètre d'un brin [mm]		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3		Classe 4	Classe 5	Classe 6
1,5	1×1,38	1×1,38	7×0,50	0,5	7×0,30	16×0,20	28×0,15
2,5	1×1,78	7×0,67	7×0,67	0,75	11×0,30	24×0,20	42×0,15
4	1×2,25	7×0,85		1	14×0,30	32×0,20	56×0,15
6	1×2,76	7×1,04		1,5	12×0,40	30×0,25	85×0,15
10	1×3,57	7×1,35	12×1,04	2,5	20×0,40	50×0,25	140×0,15
16	1×4,50	7×1,70	19×1,04	4	20×0,50	56×0,30	228×0,15
25	1×5,65	7×2,140	19×1,35	6	30×0,50	84×0,30	189×0,20
35	1×6,60	7×2,52	19×1,53	10	49×0,50	80×0,40	324×0,20
50	7×2,93	19×1,78	27×1,53	16	56×0,60	126×0,40	513×0,20
70	19×2,1	37×1,53		20	84×0,60	196×0,40	783×0,20
95	19×2,5	37×1,78		35	98×0,67	276×0,40	1107×0,20
120	19×2,8	37×2,25	61×1,60	50	144×0,67	396×0,40	702×0,30
150	19×3,2	37×2,25	61×1,78	70	192×0,67	475×0,40	909×0,30
185		37×2,52	91×1,60	95	266×0,67	360×0,50	
240		37×2,85	61×2,25	120	342×0,67	475×0,50	1702×0,30
300		37×3,20	61×2,52	150	266×0,85	608×0,50	2109×0,30
400		61×2,85		185	330×0,85	756×0,50	2590×0,30
500		61×3,20		240	420×0,85	925×0,50	3360×0,30
630		127×2,5		300	518×0,85	1221×0,50	4270×0,30
800		127×2,8		400	672×0,85	1525×0,50	
1000		127×3,2		500	854×0,85	1769×0,55	

Tableau 1: Classe de souplesse d'un câble BT

**Propriétés électriques:**

- Très forte résistivité Pertes;
- diélectriques faibles ;
- Rigidité diélectrique élevée.

Matière isolante	Résistivité $\rho$ en $\Omega.m$
Polyéthylène	$10^{16}$
Papier	$10^{15}$
Caoutchouc	$10^{13}$ à $10^{16}$

On utilise des matières synthétiques :

- **PVC:** Le polychlorure de vinyle ou le polyéthylène,

- **PR:** Le caoutchouc butyle vulcanisé.
- **PRC:** Le polyéthylène réticulé chimiquement, qui associe les bonnes propriétés électriques du polyéthylène aux propriétés thermiques du caoutchouc butyle.

**Remarque:** Les isolants utilisés sont caractérisés pour leur tension nominale d'isolement.

Du fait de leur rigidité électrique, les isolants sont caractérisés par la tension nominale qu'ils doivent supporter.

### 6.3 Constitution d'un câble

Un câble électrique est constitué de plusieurs conducteurs électriquement distincts et mécaniquement solidaires. Un câble est au minimum constitué d'un conducteur, d'une gaine de bourrage et d'une enveloppe isolante.

On distingue des câbles unipolaires et multipolaires

#### 6.3.1 les câbles monoconducteurs

C'est un câble qui possède qu'un seul Conducteur

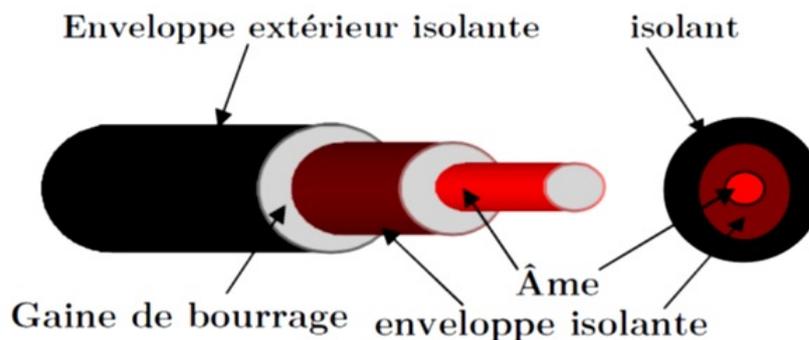


Figure 6.3: câbles monoconducteurs

### 6.3.2 les câbles multiconducteurs

C'est un câble qui possède plusieurs conducteurs isolés.

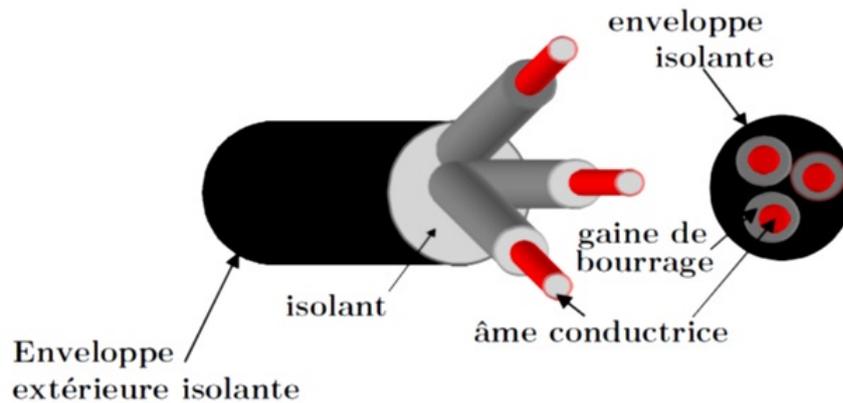


Figure 6.4: câbles multiconducteurs

## 6.4 Identification et repérage des conducteurs

L'identification ou le repérage des conducteurs permet de donner une indication sur la nature du conducteur. Le repérage est réalisé soit par coloration du conducteur soit par chiffres imprimés ou fixés sur le conducteur.

Les repérages par coloration respectent toujours 3 règles :

- **Règle n°1 :**  
Le conducteur bleu clair doit être utilisé pour raccorder le neutre.
- **Règle n°2 :**  
Le conducteur vert / jaune est réservé uniquement au conducteur de protection PE ( la terre).
- **Règle n°3 :**  
La phase peut être repérée par n'importe quelle couleur à l' exception du bleu clair et du vert / jaune.

**ATTENTION** : il est impératif de vérifier ce repérage sur une installation car la couleur du conducteur donne seulement une indication.

**Remarques importantes :**

- Le repérage de conducteur doit être considéré comme une présomption et il est toujours nécessaire de vérifier la polarité des conducteurs avant toute intervention.
- Dans le cas où le conducteur neutre est également utilisé comme conducteur de protection (mise au neutre des masses), il doit être repéré comme conducteur de protection (PE) c'est-à-dire vert / jaune.

## 6.5 Choisir un conducteur ou un câble

Le choix s'effectue en fonction de plusieurs critères :

- Le nombre de conducteurs nécessaires.
- La matière de l'âme conductrice.
- Le type d'utilisation : Fixe ou Mobile.
- L'influence externe.
- Le type de mode de pose : sous conduit encastré ou en apparent.
- Le coût.

## 6.6 Désignation suivant les normes

Il existe 2 normalisations pour désigner un câble ou un conducteur, l'une de niveau européen, c'est la CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique), et l'une au niveau français, c'est l'UTE (Union Technique de l'Électricité).

La dénomination des câbles et des conducteurs électriques selon le code UTE ou le code CENELEC vise à uniformiser la désignation des câbles et des conducteurs.

En effet, la série de lettres et de chiffres, qui composent la dénomination d'un câble, renferme des indications précises sur ses caractéristiques (Nature du métal de l'âme, type de gaine, type de protection, nombre de conducteurs et leurs sections et plus...).

### 6.6.1 Dénomination harmonisée des conducteurs selon le CENELEC

La dénomination selon la norme CENELEC des conducteurs et câbles se compose d'une série de lettres et de chiffres. Elle désigne avec précision plusieurs caractéristiques du câble ou du conducteur concerné.

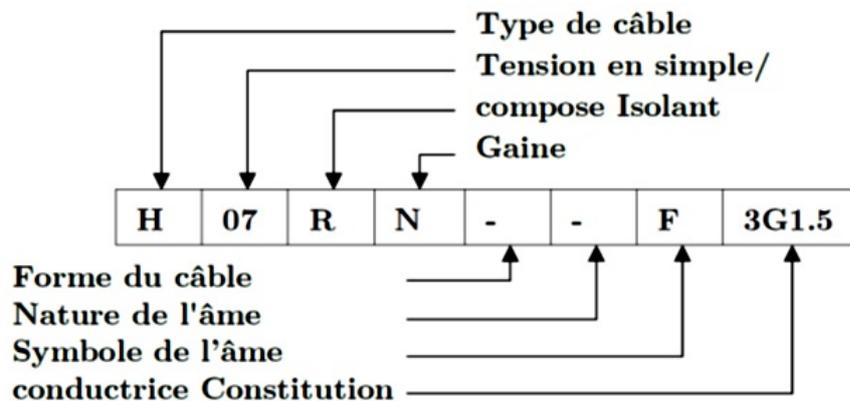


Figure 6.5: Dénomination harmonisée des conducteurs selon le CENELEC

### 6.6.2 Dénomination des câbles et conducteurs selon l'UTE

La dénomination UTE des conducteurs électriques se compose, elle aussi, d'une série chiffres et de lettres,

#### 6.7 Exemple 01

**H07V-...** (H) Harmonisé,  
(07) Tension d'emploi de 400/750 V,  
(V) Isolant en PVC,  
(-) Conducteur en Cuivre



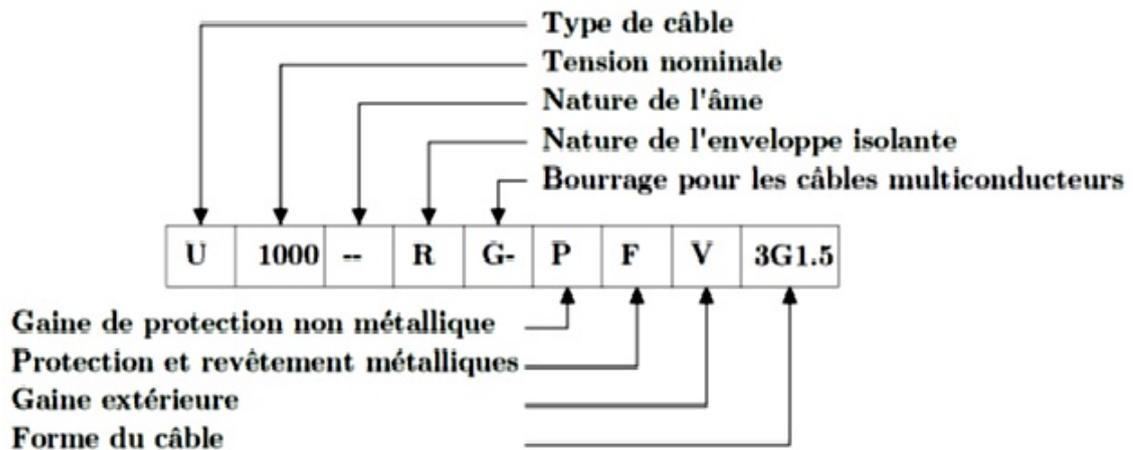


Figure 6.6: Dénomination des câbles et conducteurs selon l'UTE

**H07V-U** (U) Âme rigide massive  
(unique)



**H07V-R** (R) Âme rigide câble (rigide  
à brins réunis)



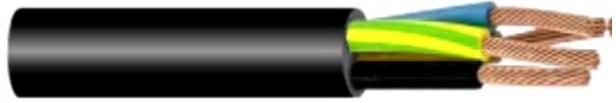
**H07RN-F** (R) Isolant en Caoutchouc  
(N) Gain en Polychloroprène  
(F) Âme souple classe 5



**H03VV-F** (H) Harmonisé,  
(03) Tension d'emploi de 300/300 V,  
(V) Isolant en PVC,  
(V) Gaine en PVC,  
(-) Conducteur en Cuivre  
(F) Ame souple classe 5.



**H05VV-FH (H)** Harmonisé,  
 (05) Tension d'emploi de 300/500 V,  
 (V) Isolant en PVC,  
 (V) Gain en PVC,  
 (-) Conducteur en Cuivre  
 (F) Âme souple classe 5  
 (H) Âme extra-souple classe 5



**H07V-K (K)** Âme souple classique  
 (installation fixe)



**A 5VV-U (A)** National reconnu par  
 le CENELEC  
 (U) Âme rigide massive (unique)



**H05VV-F3G2.5 (3G2.5)** 3 conduc-  
 teurs de sections  $2.5\text{mm}^2$ .

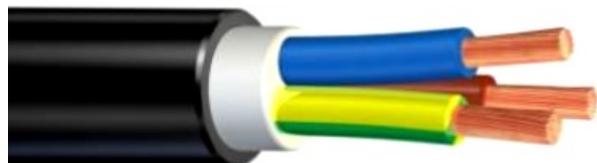


**H03RT-F (R)** Isolant en Caoutchouc  
 (N) Gain : Tresse textile



## 6.8 Example 02

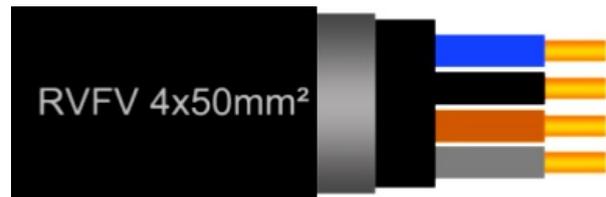
**U1000R2V3G16 (U)** respecte la  
 norme UTE;  
 (1000) une Tension d'emploi de  
 1000V ;  
 (R) Isolation en Polyéthylène  
 réticulé ;  
 (2) une gaine de protection épaisse;  
 (V) Gain en en PVC ;  
 (3G16) 3 conducteurs de sections  
 $16\text{mm}^2$



**U1000AR2V (A)** Âme rigide en Aluminium;  
 (R) Isolant en Polyéthylène réticulé;  
 (2) une gaine de protection épaisse ;  
 (V) Gain en en PVC ;



**U1000RVFV ( )** Âme en cuivre  
 (R) Isolant en Polyéthylène réticulé;  
 (V) Gain de protection Polychlorure de vinyle  
 (F) Feuillard en acier ; câble armé  
 (V) Gaine extérieure en PVC



**U1000ARVFV (A)** Âme rigide en Aluminium



## 6.9 Exercices

### 6.9.1 Exercice N°1

Un moteur triphasé 400V, de puissance 7,5kW ( $I_n = 15A$ )  $\cos \phi = 0,85$  est alimenté par 80m de câble cuivre triphasé de section 4mm<sup>2</sup>.

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

**Solution**

$$U = 400 \text{ V}, P = 7,5 \text{ kW} \cos \phi = 0,85$$

$$|I| = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \phi} = \frac{7,5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 12,74 \text{ A}$$

$$\rho = 17,241 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2 \times \text{m}^{-1}$$

$$R = \rho \times \frac{l}{S} = 17.271 \times 10^{-3} \times \frac{80}{4} = 0.345\Omega, \quad X = \lambda \times l = 0.08 \times 10^{-3} \times 80 = 0.0064\Omega$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \times \cos \theta + X \times \sin \theta) = \sqrt{3} \times 12.73 \times (0.345 \times 0.85 + 0.0064 \times 0.63) = 6.5$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{6.64}{400} = 0.0164 = 1.64\%$$

### 6.9.2 Exercice N°2

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

- Puissance 15KW
- $\cos \phi = 0.85$
- Rendement : 0.89
- Facteur d'utilisation : 0.85

Alimentée par un réseau triphasé 230/400V, en câbles cuivre multipolaire de 15m isolé en PVC suspendus sur un mur à une température de 40C.

– 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.

#### Solution

##### Canalisation

- Le courant maximal d'emploi  $\ll I_B \gg$

La puissance l'usine  $P = 15 \text{ kW}$

$$\text{Rendement: } \eta = 0.89a = \frac{1}{\eta \times \cos \varphi} = \frac{1}{0.89 \times 0.85} = 1.3219$$

Facteur de puissance :  $\cos \varphi = 0.85$

Facteur d'utilisation  $b = 0,85$

Facteur de simultanéité appareille  $c = 1$

Aucune extension n'est prévue  $d = 1$

$$I_{B-R} = \frac{P}{\sqrt{3}U} \times a \times b \times c \times d = \frac{15 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} \times 1.32 \times 0.85 \times 1 \times 1 = 24.32A$$

- Choix du dispositif de protection

Le courant nominal doit vérifier la condition  $I_n \geq I_b$ . On choisit le courant  $I_n = 25A$ .

La protection est assurée par fusible calibré à 25A

- Le courant admissible par la canalisation  $I_a$

Le circuit est protégé par fusible donc

$$10A < I_n \leq 25 \quad I_a = 1,21 \times I_n = 1.21 \times 24.32 = 29.43A$$

- Le courant maximal admissible par la canalisation  $I_0$

– **L'influence de mode de pose** : D'après les tableaux dans les annexes B-4, Pour câble utilisé multiconducteurs non enterrés suspendus  $\ll C \gg$ .  $K_1 = 1$

– **L'influence mutuelle des circuits**

○ D'après le tableau B-5, pour la disposition horizontale  $K_{21} = 1$ .

○ D'après le tableau 03B-6, pour la disposition verticale  $K_{22} = 1$ .

$K_2 = 1$

– **L'influence de température** : D'après le tableau B-7, pour un câble non enterré à 40°C, avec un isolant PVC,  $K_3 = 0.87$ .

– **L'influence de la nature de sol** : le câble non enterré  $K_4 = 1$ .

– **L'influence des harmoniques** : D'après le tableau 03-9, pour  $Ih3 = 16\%$ ,  $K_n = 0.84$

Donc :

$$K = K_1 \times \dots \times K_4 \times K_n = 0.870.84 = 0.7308$$

Le courant équivalent que la canalisation doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I_0 = \frac{I_a}{K} = \frac{29.43}{0.7308} = 40.27 A$$

- Détermination de la section d'un câble non enterrée

D'après le tableau B-10 une section minimale  $S = 6 \text{ mm}^2$  qui a un courant admissible 41A.

– Chute de tension

$$\rho = 22.5 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2 \times \text{m}^{-1}$$

$$R = \rho \times \frac{l}{S} = 22.5 \times 10^{-3} \times \frac{15}{6} = 0.0562 \Omega,$$

$$X = \lambda \times l = 0.08 \times 10^{-3} \times 15 = 0.0012 \Omega$$

$$\Delta V = I \times (R \times \cos \theta + X \times \sin \theta) = 24.32 \times (0.0562 \times 0.85 + 0.0012 \times 0.63)$$

$$\Delta V = 1.18 \text{ V} \Rightarrow \frac{\Delta V}{V} = \frac{1.18}{230} = 0.005131 = 0.51\%$$

- Section du conducteur neutre et protection

Schéma de liaison de terre TN-C donc  $S_{PEN}$  : Cuivre  $S_{ph} = 10 \text{ mm}^2$

# 7

## LA COMPENSATION DE L'ÉNERGIE RÉACTIVE

---

## 7.1 Introduction

---

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension.

L'énergie consommée est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques.

L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active" ; la partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite.

Les économies d'énergie réalisées se chiffrent par dizaines de pour cent de la consommation globale, situant les procédés de compensation d'énergie réactive en première ligne du combat pour la réduction de l'impact des activités humaines sur l'écosystème de notre planète.

## 7.2 L'énergie réactive : définitions et rappels essentiels

---

### 7.2.1 Energies active, réactive, apparente

---

Toute machine électrique utilisant le courant alternatif (moteur, transformateur) met en jeu deux formes d'énergie : **l'énergie active** et **l'énergie réactive**.

- L'énergie active consommée (kWh) résulte de la puissance active  $P$ (kW) des récepteurs. Elle se transforme intégralement en puissance mécanique (travail) et en chaleur (pertes).
- L'énergie réactive consommée (kvarh) sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques. Elle correspond à la puissance réactive  $Q$ (kvar) des récepteurs.
- L'énergie apparente (kVAh) est la somme vectorielle des deux énergies précédentes. Elle correspond à la puissance apparente  $S$ (kVA) des récepteurs, somme vectorielle de  $P$ (kW) et  $Q$ (kvar).

### 7.2.2 Composantes active et réactive du courant

A chacune des énergies active et réactive, correspond un courant. Le courant actif ( $I_a$ ) est en phase avec la tension du réseau. Le courant réactif ( $I_r$ ) est déphasé de  $90^\circ$  par rapport au courant actif, soit en retard (récepteur inductif), soit en avance (récepteur capacitif).

Le courant apparent ( $I_t$ ) est le courant résultant qui parcourt la ligne depuis la source jusqu'au récepteur. Si les courants sont parfaitement sinusoïdaux, on peut utiliser la représentation de Fresnel.

Ces courants se composent alors vectoriellement comme représenté à la fig. 7.1:

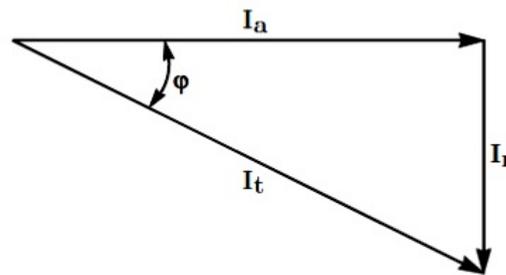


Figure 7.1: Composition vectorielle des courants

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}$$

$$I_a = I \cdot \cos \varphi$$

$$I_r = I \cdot \sin \varphi$$

### 7.2.3 Composantes active et réactive de la puissance

Le diagramme précédent (figure 7.1) établi pour les courants est aussi valable pour les puissances, en multipliant chacun des courants par la tension commune  $U$ . On définit ainsi (figure 7.2) :

- la puissance apparente :  $S = U \cdot I$  (kVA),
- la puissance active :  $P = U \cdot I \cdot \cos \phi$  (kW),

- la puissance réactive :  $Q = U.I.\sin\phi$  (kvar).

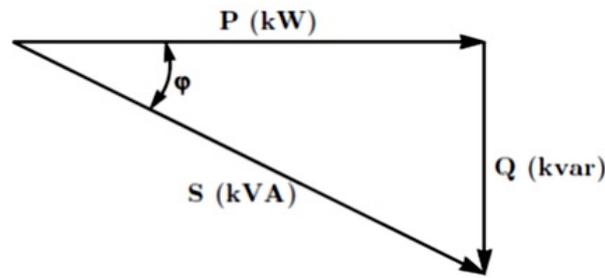


Figure 7.2: Composition vectorielle des puissances

Citons les valeurs approximatives de  $\cos\phi$  des principaux actionneurs consommateurs d'énergie réactive :

- moteur asynchrone à 100 % de charge :  $\cos\phi = 0,85$
- moteur asynchrone à 50 % de charge :  $\cos\phi = 0,73$
- lampes à fluorescence :  $\cos\phi = 0,5$
- chauffage par induction :  $\cos\phi = 0,5$

Ces quelques exemples montrent l'impact énorme de la partie réactive de la consommation énergétique des actionneurs qui comportent des circuits magnétiques: y remédier est une des problématiques de base de tout concepteur et installateur de produits et équipements électriques.

### 7.3 Facteur de puissance

Le facteur de puissance d'un appareil électrique, est égal au rapport de la puissance active  $P$ (KW) sur la puissance apparente  $S$ (KVA) et peut varier de 0 à 1.

$$FP = \frac{\text{puissance apparente kVA}}{\text{puissance active kW}} = \frac{P}{S}$$

Si les courants et tensions sont des signaux parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal à  $\cos\phi$ .

$$\cos\phi = \frac{P}{S}$$

On utilise également la variable  $\text{tg}\phi$ . Dans les mêmes conditions, nous avons la relation :

$$\text{tg}\phi = \frac{Q}{P} = \frac{\text{puissance réactive kvar}}{\text{puissance active kW}}$$

L'objectif de la compensation d'énergie réactive est de réduire le courant appelé sur le réseau. L'énergie réactive est fournie par des condensateurs, au plus près des charges inductives.

Sur une période de temps donnée, nous avons également:

$$\text{tg}\phi = \frac{W_r}{W_a} = \frac{\text{énergie réactive consommée (k varh)}}{\text{énergie active consommée (kWh)}}$$

## 7.4 Objectifs

La circulation de l'énergie réactive a des incidences techniques et économiques importantes. En effet, pour une même puissance active  $P$ , la figure suivante montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente, et donc de courant, que la puissance réactive est importante (figure 7.3).

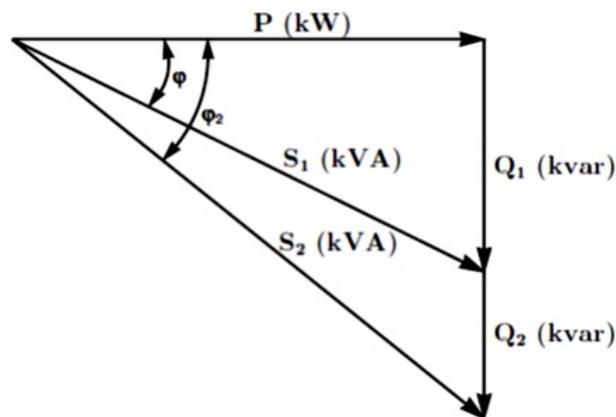


Figure 7.3: Influence de la puissance réactive

Ainsi, du fait d'un courant appelé plus important, la circulation de l'énergie réactive sur les réseaux de distribution entraîne :

- des surcharges au niveau des transformateurs,

- l'échauffement des câbles d'alimentation,
- des pertes supplémentaires,
- des chutes de tension importantes.

Pour ces raisons, il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle "**compensation de l'énergie réactive**".

Pour inciter à cela et éviter de surcalibrer son réseau, le distributeur d'énergie pénalise financièrement les consommateurs d'énergie réactive au-delà d'un certain seuil.

**On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs.**

## 7.5 La compensation de l'énergie réactive

Pour réduire la puissance apparente absorbée au réseau de la valeur  $S_2$  à la valeur  $S_1$ , on doit connecter une batterie de condensateurs fournissant l'énergie réactive  $Q_c$  (figure 7.4), telle que :  $Q_c = P.(tg\phi_2 - tg\phi_1)$ .

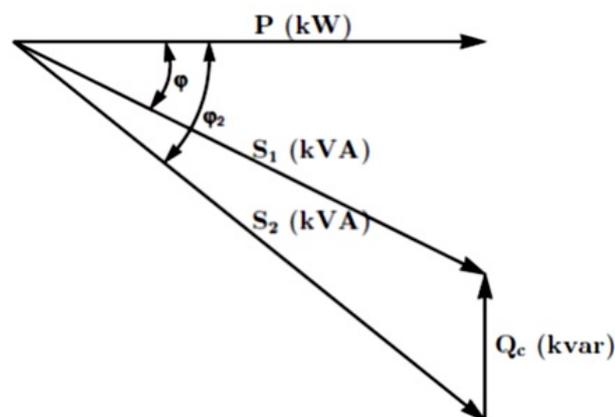


Figure 7.4: Principe de la compensation d'énergie réactive

L'intérêt économique de la compensation est mesuré en comparant le coût d'installation des batteries de condensateurs aux économies qu'elle procure.

Le coût des batteries de condensateurs dépend de plusieurs paramètres dont :

- la puissance installée,
- le niveau de tension,
- le fractionnement en gradins,
- le mode de commande,
- le niveau de qualité de la protection.

## 7.6 Choix du type de compensation

### 7.6.1 Choix de la localisation

- **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.
- **Compensation locale ou par secteurs :**  
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.
- **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.

### 7.6.2 Choix du type de compensation

- **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), semiautomatique (par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible ( $\leq 15\%$  de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.

- **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 est piloté par un relais varométrique.

## 7.7 Compensation d'énergie réactive en présence d'harmoniques

Les équipements faisant appel à l'électronique de puissance (variateurs de vitesse, redresseurs, onduleurs, etc), de plus en plus utilisés, sont responsables de la circulation de courants harmoniques dans les réseaux. Ces harmoniques perturbent le fonctionnement de nombreux dispositifs. En particulier, les condensateurs y sont extrêmement sensibles du fait que leur impédance décroît proportionnellement au rang des harmoniques présents.

Dans certaines circonstances, des phénomènes de résonance peuvent se produire entraînant une forte distorsion de tension et la surcharge des condensateurs.

Selon la puissance des générateurs d'harmoniques présents, différents types de condensateurs doivent être choisis, associés éventuellement à des inductances.

Pour les valeurs élevées de puissance des générateurs d'harmoniques, le traitement des harmoniques est en général nécessaire. Le dispositif approprié (filtre d'harmonique) remplit à la fois les fonctions de compensation d'énergie réactive et de filtrage des harmoniques.

## 7.8 Principe de la compensation

Le condensateur est un récepteur constitué de deux parties conductrices (électrodes) séparées par un isolant. Ce récepteur a la propriété lorsqu'il est soumis à une tension sinusoïdale de déphaser son intensité, donc sa puissance (réactive capacitive), de  $90^\circ$  en avant sur la tension.

A l'inverse, tous les autres récepteurs (moteur, transformateur, ...) déphasent leur composante réactive d'un angle  $\phi$  en retard sur la tension.

La composition vectorielle de ces intensités ou puissances réactives (inductive et capacitive) conduit à une intensité ou puissance résultante réactive inférieure à celle existant avant l'installation de condensateurs. Pour simplifier, on dit que les récepteurs inductifs (moteur, transformateur, ...) consomment de l'énergie réactive alors que les condensateurs (récepteurs capacitifs) produisent de l'énergie réactive.

### Il faut retenir

Si le courant et la tension sont orientés en sens inverse :

- $S = P - jQ$  Charge capacitive;
- $S = P + jQ$  Charge inductive;
- $S = -P + jQ$  Source inductive;
- $S = -P - jQ$  Source capacitive.

Compenser une installation consiste à installer une source d'énergie réactive de compensation qui permet d'améliorer de facteur de puissance de l'installation. La figure ci-dessous traduit la représentation vectorielle de la compensation.

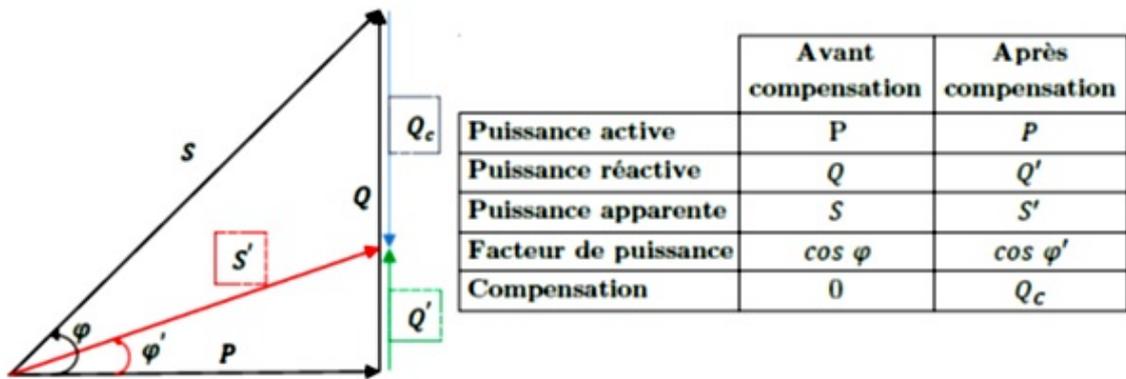


Figure 7.5: Diagramme de Fresnel des puissances en cas de compensation

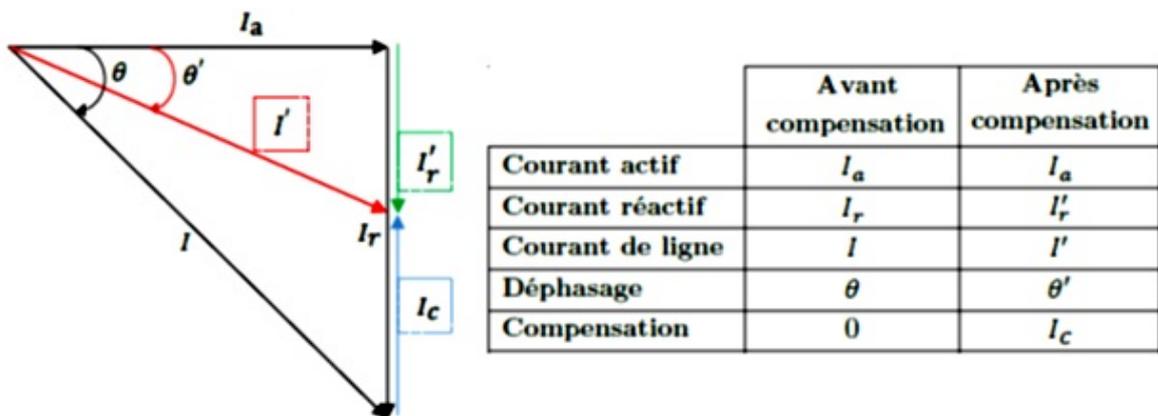


Figure 7.6: Diagramme de Fresnel des courants en cas de compensation

Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du  $\cos \varphi$

Supposons qu'en un point du réseau de puissance active  $P$  et réactive  $Q$ , on désire améliorer  $\cos \varphi$  pour obtenir  $\cos \varphi'$ , ou passer de  $\tan \varphi$  à  $\tan \varphi'$ .

$$\tan \varphi' = \frac{Q'}{P} \quad (7.1)$$

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (7.2)$$

On installe des condensateurs de puissance réactive  $Q_C$ , on a alors:

$$Q' = Q - Q_C \quad (7.3)$$

D'où :

$$\tan \varphi' = \frac{Q'}{P} = \frac{Q - Q_C}{P} = \tan \varphi - \frac{Q_C}{P} \quad (7.4)$$

$$Q_c = P (\tan \varphi' - \tan(\varphi)) \quad (7.5)$$

## 7.9 Inconvénients d'un mauvais facteur de déphasage

Le mauvais facteur de déphasage d'une installation entraîne de nombreux inconvénients :

1. Une diminution de la puissance active disponible au secondaire du transformateur alimentant l'installation
2. Une intensité en ligne plus élevée que celle nécessaire au travail réel fourni
3. Des pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.

Les récepteurs consommant le plus d'énergie réactive sont :

- Les moteurs à faible charge ;
- Les machines à souder ;
- Les fours à arc et induction ;
- Les redresseurs de puissance.

## 7.10 Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance

### 7.10.1 Diminution de la facture d'électricité

Pour les gros consommateurs, l'énergie réactive est facturée au-delà d'un seuil pendant certaines périodes. Le distributeur d'énergie électrique, propose des tarifs de facturation différents suivant la consommation. Dans les tarifs la diminution de la consommation d'énergie réactive, avec l'amélioration du facteur de puissance, est très sensible au niveau de la facturation. Optimisation des choix technico-économiques

**7.10.2** Diminution de la section des câbles

La puissance active transportée par un câble diminue lorsque le facteur de puissance s'éloigne de 1. Pour une même puissance active à fournir la diminution du facteur de puissance impose le choix de câbles de plus grande section.

**7.10.3** Diminution des pertes en ligne

Un bon facteur de puissance permet une diminution des pertes en ligne à puissance active constante.

Les pertes wattées (dues à la résistance des conducteurs) sont intégrées dans la consommation enregistrée par les compteurs d'énergie active (kWh) et sont proportionnelles au carré du courant transporté.

On a alors :

$$\frac{P}{P'} = 1 = \frac{S \times \cos \varphi}{S' \times \cos \varphi'} \Leftrightarrow \frac{S}{S'} = \frac{\cos \varphi'}{\cos \varphi} \quad (7.6)$$

D'autre part on a :

$$\frac{S}{S'} = \frac{V \times I^*}{V \times I'^*} \Rightarrow \frac{S^2}{S'^2} = \frac{I^2}{I'^2} \Rightarrow \frac{I^2}{I'^2} = \frac{\cos^2 \varphi'}{\cos^2 \varphi} \Rightarrow \frac{P'_L}{P_L} = \frac{R \times I'^2}{R \times I^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} \quad (7.7)$$

$$\frac{P'_L}{P_L} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} \quad (7.8)$$

Les pertes sont donc inversement proportionnelles à  $\cos^2 \varphi$

**7.10.4** Augmentation de la puissance active transportée

La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus grande que le facteur puissance de l'installation est élevé. En effet, supposons qu'un câble (ou un transformateur) transporte une puissance active P, avec :

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi \quad (7.9)$$

Si on compense de façon à obtenir  $\cos \varphi'$ , à courant apparent constant ( $I$  constant), on pourra transporter une puissance active :

$$P' = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi' \quad (7.10)$$

D'où:

$$\frac{P}{P'} = \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi'} \quad (7.11)$$

### 7.10.5 Réduction de la chute de tension

L'amélioration du facteur de puissance diminue l'énergie réactive transportée et de ce fait diminue les chutes de tension en ligne.

$$\begin{aligned} \frac{\Delta V}{V} &= \frac{I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)}{V} \\ &= \frac{R \times 3IV \cos \varphi + X \times 3IV \sin \varphi}{3V^2} = \frac{R \times P + X \times Q}{3V^2} \quad (7.12) \\ \frac{\Delta V}{V} &= \frac{R \times P + X \times Q}{3V^2} \end{aligned}$$

## 7.11 Les batteries de condensateur

### 7.11.1 Choix d'une batterie de condensateur

Le choix d'une batterie de condensateurs s'effectue en fonction des critères suivants :

- Rentabilité du matériel
- Contraintes de l'installation (ateliers à facteurs de déphasage différents, nombre de transformateurs...).

### 7.11.2 Moyens de compensation

La compensation peut se faire en basse tension ou en haute tension en utilisant des condensateurs. En basse tension la compensation est réalisée avec deux familles de produits :

#### 7.11.2.1 Les batteries de condensateurs de type fixe

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.

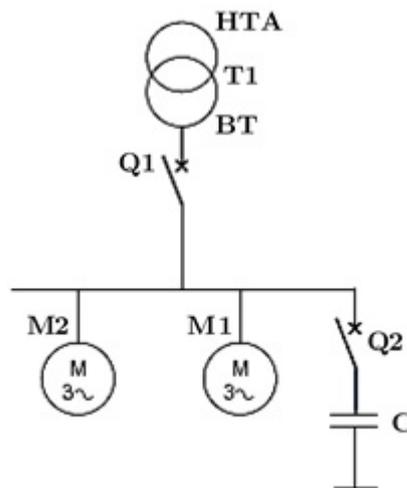


Figure 7.7: Principe de la compensation fixe

- La mise en oeuvre de ces batteries peut être :
  - **Manuelle** : commande par disjoncteur ou par interrupteur
  - **Semi-automatique** : commande par contacteur direct, asservie aux bornes des récepteurs.
- Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas :
  - D'installation électrique à charge constante fonctionnant 24h/24,
  - Décompensation réactive interne des transformateurs,
  - De compensation individuelle de moteurs.

### 7.11.2.2 Les batteries de condensateurs de type automatique :

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.

Ils permettent d'adapter automatiquement la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs. Un relais varométrique détecte le  $\cos\varphi$  de l'installation et commande automatiquement l'enclenchement de gradins de condensateurs en fonction de la charge et du  $\cos\varphi$  désiré. Ce type d'équipements permettant d'éviter le renvoi d'énergie réactive sur le réseau et les surtensions dangereuses lors des marches à faible charge de l'installation.

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.

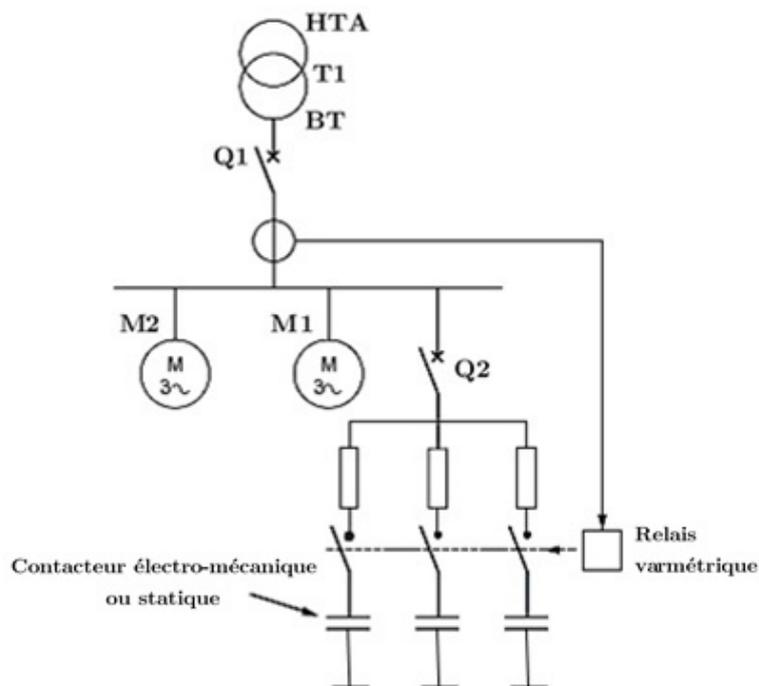


Figure 7.8: Principe de la compensation automatique

## 7.12 Différentes possibilités d'implantation des batteries condensateurs

Les condensateurs peuvent être installés à différents niveaux de l'installation.

### 7.12.1 Compensation globale

La batterie de condensateurs est installée au départ de l'installation. Ce type de compensation convient pour une installation simple de moyenne puissance, elle permet :

- De supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.
- D'ajuster le besoin réel de l'installation (kW) à la souscription de la puissance apparente (kVA).
- De soulager le poste de transformation (une partie de l'énergie réactive est fournie par les condensateurs).

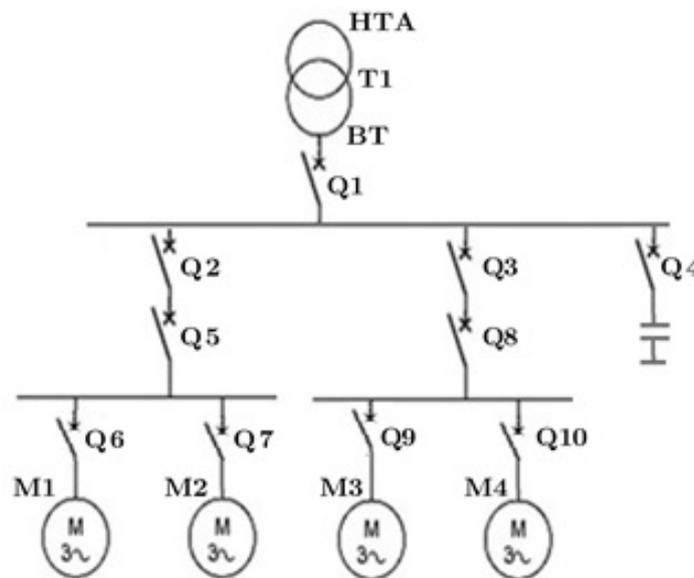


Figure 7.9: Compensation globale

Toutefois ce mode de compensation ne soulage pas les installations en aval car la totalité du courant réactif est présente dans les câbles jusqu'aux récepteurs.

### 7.12.2 Compensation partielle (par secteur)

Les condensateurs sont installés aux départs de chaque atelier. Cette compensation est conseillée lorsque la puissance est importante ou lorsque les ateliers fonctionnent à des régimes différents.

Ce type de compensation en plus des avantages de la compensation globale permet de soulager les câbles alimentant les différents ateliers. La totalité du courant réactif n'est plus présente que dans les câbles allant de l'armoire de distribution de l'atelier aux récepteurs.

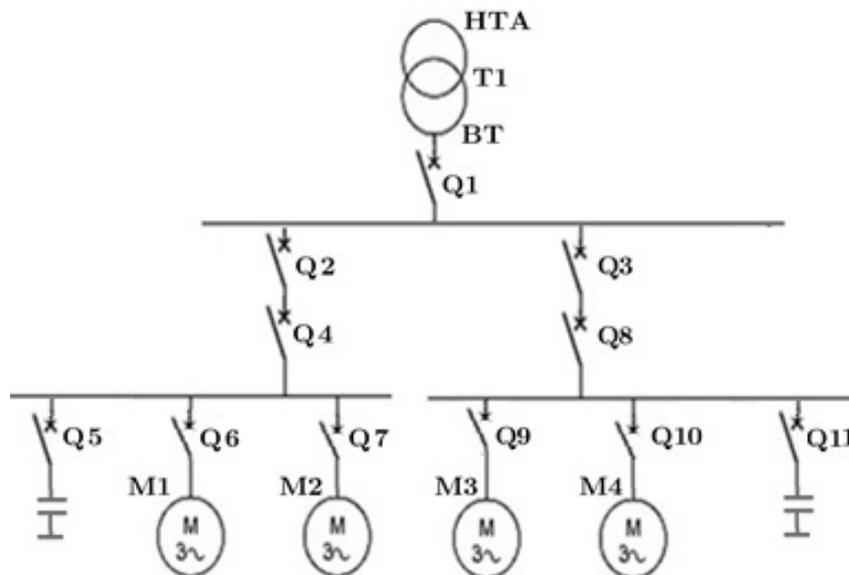


Figure 7.10: Compensation par secteur

### 7.12.3 Compensation locale (individuelle)

La batterie de condensateurs est raccordée directement à l'appareil. Cette compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance souscrite. Ce type de compensation est techniquement idéal, puisque il introduit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée.

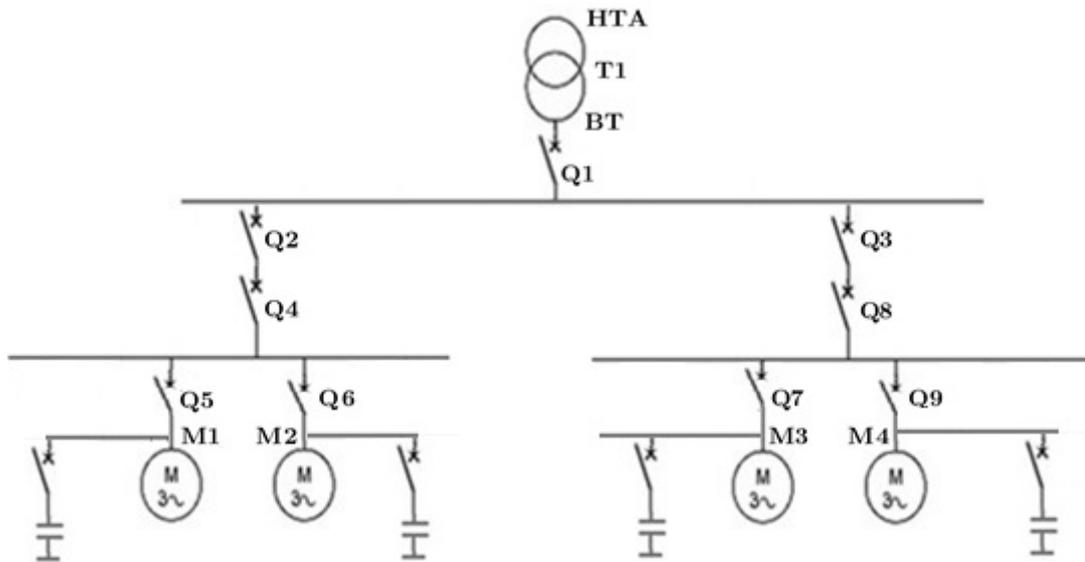


Figure 7.11: Compensation individuelle

## 7.13 Exercices

### 7.13.1 Exercice N°1

Une canalisation souterraine HT 5,5KV de 1200m et  $S_{ph} = 70mm^2$  en aluminium, transposte un courant de 66A avec un facteur de puissance  $\cos\varphi = 0,6$ . (Le prix de 1kWh est de 5.47DA)

1. Déterminer la puissance véhiculer par la canalisation ;
2. Calculer les pertes dans le câble ;
3. Calculer le coût des pertes
4. Si en place un compensateur sur le réseau pour améliorer le facteur de puissance à 0,95
  - Quel est le gain annuel.
  - Quelle sera la puissance que la canalisation peut transporter.

**Solution**

01) La puissance transportée

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi = \sqrt{3} \times 5,5 \times 66 \times 0,6 = 377,24 \text{ kW}$$

02) Calcul des pertes

La résistance du conducteur

$$R = 36.10^{-3} \times \frac{l}{S_{ph}} = 36.10^{-3} \times \frac{1200}{70} = 0.62 \Omega$$

Les pertes par effet Joule

$$P_L = 3 \times R \times I^2 = 3 \times 0.62 \times 66^2 = 8.1 \text{ kW}$$

Pour une durée de fonctionnement annuel de 8760 h, le coût annuel des pertes Joule est:

$$\text{coût} = P_L \times T \times \text{Prix}_u = 8.1 \times 8760 \times 5.47 = 388129 \text{ DA/an}$$

Les gains pour  $\cos \varphi' = 0.95$

Le taux de perte est

$$\frac{P'_L}{P_L} = \frac{R \times I'^2}{R \times I^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} = \frac{0,6^2}{0,95^2} = 0.4$$

L'installation des condensateurs permet donc un gain

$$G = (1 - 0.4) \times \text{Cout} = 232877 \text{ DA/an}$$

$$\frac{P}{P'} = \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi'} \Rightarrow P' = P \times \frac{\cos \varphi'}{\cos \varphi} = 377,24 \times \frac{0,95}{0,6} = 597.3 \text{ kW}$$

L'installation des condensateurs permet donc de transporter une puissance active supérieure de :

$$\frac{597 - 377}{377} = 58\%$$

**7.13.2** Exercice N°2

Un réseau monophasé alimente une charge inductive de 10MW avec un facteur de puissance de 0,6 en retard.

- Tracer le triangle Fresnel des puissances.
- déterminer la puissance du condensateur mise en parallèle pour que le F.P devienne 0,85.

**Solution**

$$P = 10MW$$

$$\cos \varphi = 0,6 \quad \therefore \varphi = 53,13$$

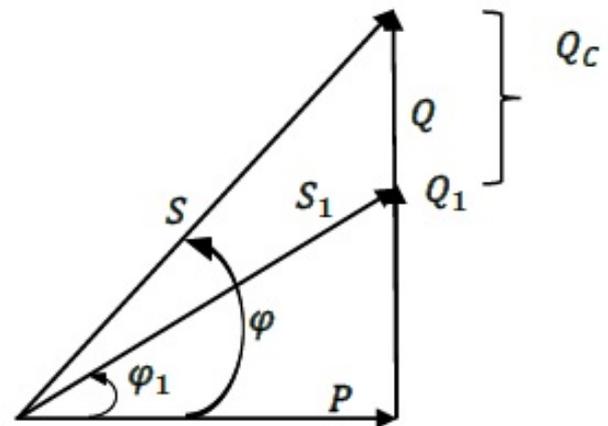
$$Q = P \cdot \tan \varphi = 10 \cdot \tan 53,13 = 13,33MVar$$

$$\cos \varphi_1 = 0,85 \quad \therefore \varphi_1 = 31,79$$

$$Q_1 = P \cdot \tan \varphi_1 = 10 \cdot \tan 31,79 = 6,2MVar$$

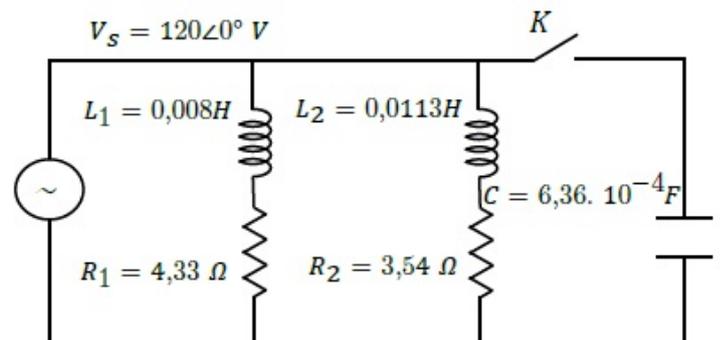
$$Q_1 = Q + Q_c \quad \therefore Q_c = Q_1 - Q$$

$$Q_c = P \cdot (\tan \varphi_1 - \tan \varphi) = -7,13MVar$$

**7.13.3** Exercice N°3

La figure montre un système monophasé simple de courant alternatif avec trois charges. Supposer que le commutateur K est ouvert,

- calculer le courant I, le facteur de puissance, et la puissance fournie par la source.
- Même question avec le commutateur fermé.



# Part I

ANNEXES

---

# 8

## ANNEXE I: SYSTÈME PER UNIT

---

## 8.1 Introduction

Dans le processus de calcul des problèmes liés aux systèmes de puissance, il convient parfois d'exprimer les impédances, les courants, les tensions et les puissances en termes de valeurs per-unit (unités réduites ou unités arbitraires) mieux que de les exprimer en  $\Omega$ , A, V, W et VAR .

La valeur numérique per-unit (pu) d'une quantité est définie comme étant du ratio de sa valeur réelle à une autre valeur de quantité, choisie arbitrairement de la même dimension. Cette dernière est supposée comme base ou référence.

$$pu = \frac{\text{valeur réelle}}{\text{valeur de base de même dimension}} \quad (8.1)$$

Pour une quantité A réelle :

$$A_{pu} = \frac{A}{A_{base}} \quad \text{en pu (valeur numérique sans dimension)} \quad (8.2)$$

Les valeurs (pu) sont sans dimensions et en pourcentage on aura

$$RatioA\% = 100 \times A_{pu} \quad \text{en\%} \quad (8.3)$$

Le système unitaire permet l'utilisation de grandeurs réduites au système par unité (p.u.) ou en pourcentage (%) dans les réseaux de puissance.

L'utilisation des grandeurs réduites permet :

- de simplifier les problèmes ( $\Delta$ ,  $Y$ ,  $\sqrt{3}$ )
- de nous informer davantage ( $V_{nominale}$ ,  $I_{nom}$ ,  $P_{nom}$ , etc)

On obtient une grandeur réduite en référant une grandeur à une autre de même dimension. La valeur de référence ou de base peut correspondre à la valeur nominale d'un appareil ou à une valeur choisie arbitrairement qui minimise les calculs.

### Exemple 1

Soit un courant de 5A circulant dans un enroulement de transformateur dont le courant nominal vaut 8A. Ainsi, si on choisit comme valeur de base le courant

nominal, on obtient que le courant qui circule vaut :

$$\frac{5A}{8A} = 0.625 p.u. \quad \text{ou encore } 62.5\% \quad (8.4)$$

De cette façon la valeur de courant de 0.625 p.u. ou 62.5% est beaucoup plus significative que 5A : elle spécifie la proportion du courant nominal qui circule dans l'enroulement.

D'un autre côté, si on choisit comme valeur de base un courant de 10A, la valeur réduite du courant vaut :

$$\frac{5A}{10A} = 0.5 p.u. \quad \text{ou encore } 50\% \quad (8.5)$$

Ce choix permet d'obtenir une valeur réduite avec le moins de chiffres significatifs.

On considère habituellement une valeur de base autre qu'une valeur nominale lorsqu'on considère plusieurs appareils ayant des valeurs nominales différentes. On choisit dans ce cas une valeur arbitraire commune à tous les appareils et qui donne des grandeurs réduites ayant le moins de chiffres significatifs possible.

### 8.1.1 Puissance, tension et courant de base

Considérons un système d'alimentation triphasé tel que représenté sur la Figure 9.1.

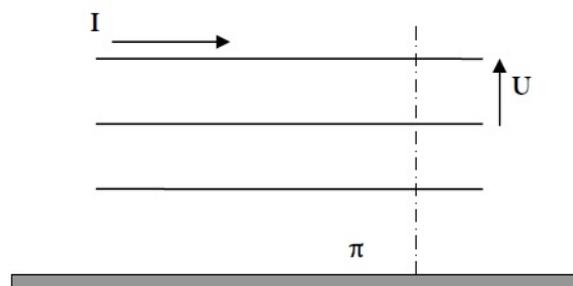


Figure 8.1: Ligne triphasée, tension entre phases et courant de ligne

A ce réseau sont associées les quatre variables complexes suivantes : tension

entre phases  $U$ ; courant de phase  $I$ ; puissance complexe  $S$ , et l'impédance du circuit  $Z = \frac{1}{Y}$ . Dans un système triphasé équilibré, l'amplitude (module) de la tension entre phases et celle la tension entre une phase (quelconque) et le point neutre sont liées entre-elles par la relation 9.6.

$$U = \sqrt{3} \cdot V \quad [\text{VA}] \quad (8.6)$$

La puissance complexe traversant la section  $\pi$  est donnée par :

$$\bar{S} = 3 \cdot \bar{V} \cdot \bar{I}^* = \sqrt{3} \cdot \bar{U} \cdot \bar{I}^* = P + j \cdot Q \quad [\text{VA}] \quad (8.7)$$

Elle se décompose en

- puissance active =  $P$  [Watt]
- puissance réactive =  $Q$  [Var]

La puissance apparente,  $|\bar{S}|$ , s'exprime en Volts-Ampères; le déphasage entre  $\bar{V}$  et  $\bar{I}$  est représenté par l'angle ' $\varphi$ ' dont le cosinus est appelé "facteur de puissance". La tension ( $\varphi - N$ ) et le courant sont liés entre eux par la loi d'Ohm :

$$\bar{V} = \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad (8.8)$$

Nous définissons le système de grandeurs réduites « Per Unit » de la manière suivante :

$$\bar{S}_{\text{pu}} = \frac{\bar{S}}{S_B} ; \bar{U}_{\text{pu}} = \frac{\bar{U}}{U_B} ; \bar{I}_{\text{pu}} = \frac{\bar{I}}{I_B} \quad \text{et} \quad \bar{Z}_{\text{pu}} = \frac{\bar{Z}}{Z_B} \quad (8.9)$$

$$U_B = \sqrt{3} \cdot V_B \quad [\text{V}] \quad (8.10)$$

$$S_B = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_B \quad [\text{VA}] \quad (8.11)$$

$$V_B = Z_B \cdot I_B \quad (8.12)$$

Les grandeurs de base, indicées 'B', choisies judicieusement, permettent de simplifier considérablement les calculs dans les réseaux d'énergie électrique. Dans le système de base, la puissance se conserve et la loi d'Ohm reste également d'application. L'existence de ces deux relations (cfr. 9.7 et 9.8) nous enseigne que seules deux parmi les quatre variables citées précédemment sont indépendantes. Nous disposons donc de deux degrés de liberté pour le choix des grandeurs de base.

Ainsi, nous choisirons 'SB' pour ses propriétés de 'conservativité' et 'VB' pour son accessibilité (plus directe que courant et impédance par la normalisation des niveaux de tension pour le transport). Nous choisirons souvent les valeurs nominales du réseau pour la tension.

Dès lors, si nous choisissons une puissance de base 'SB' et une tension de base 'UB', nous définissons implicitement le courant de base (définition de la puissance) ainsi que l'impédance de base (introduite via la loi d'Ohm), donné par :  
En divisant membre à membre les équations (9.6) et (9.10), nous obtenons :

$$U_{pu} = V_{pu} \quad [pu] \quad (8.13)$$

**Premier avantage :** Lors de la résolution d'un problème à partir d'un schéma unifilaire équivalent, nous n'avons plus besoin de nous poser la question de savoir s'il s'agit de la tension entre phases ou entre phases et neutre car les valeurs sont identiques !

En divisant membre à membre les équations (9.7) et (9.11), nous obtenons :

$$\bar{S}_{pu} = \bar{U}_{pu} \cdot \bar{I}_{pu}^* \quad [pu] \quad (8.14)$$

**Second avantage :** Suppression du coefficient «  $\sqrt{3}$  » dans l'expression de la puissance complexe.

### 8.1.2 Impédance et admittance de base

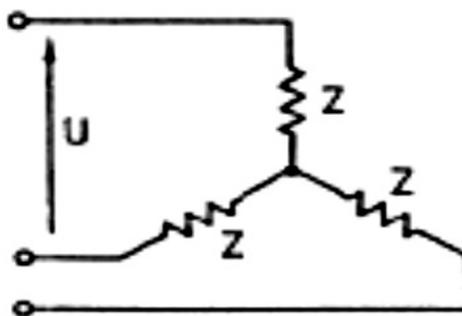


Figure 8.2: Charge (équilibrée) triphasée en étoile

Considérons une charge triphasée étoilée symétrique telle que représentée sur la figure 9.2.

La puissance complexe absorbée par ces charges peut s'exprimer en fonction de la tension entre phases (son module !) et l'impédance complexe (son conjugué !):

$$\bar{S} = 3 \frac{\bar{V} \cdot \bar{V}^*}{\bar{Z}^*} = 3 \frac{V^2}{\bar{Z}^*} = \frac{U^2}{\bar{Z}^*} \quad [\text{VA}] \quad (8.15)$$

Dans le système lié aux grandeurs de base (qui sont, de préférence, réelles!), nous avons:

$$S_B = \frac{U_B^2}{Z_B} \quad (8.16)$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} \quad [\Omega] \quad (8.17)$$

La puissance complexe en pu devient, en fonction de l'impédance "Z<sub>pu</sub>" :

$$\bar{S}_{pu} = \frac{U_{pu}^2}{\bar{Z}_{pu}^*} \quad (8.18)$$

**Remarque:** Nous définissons, de manière similaire à l'impédance (cfr. relation 9.17 et 9.9), l'admittance de base et l'admittance en pu:

$$Y_B = \frac{S_B}{U_B^2} \quad [S] \quad (8.19)$$

$$\bar{Y}_{pu} = \frac{\bar{Y}}{Y_B} \quad (8.20)$$

La puissance complexe en pu devient, en fonction de l'admittance Y en pu:

$$\bar{S}_{pu} = \bar{Y}_{pu}^* \cdot U_{pu}^2 \quad (8.21)$$

### 8.1.3 Chute de tension

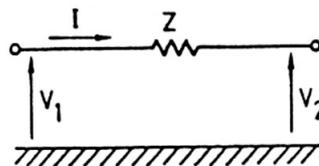


Figure 8.3: Variation de la tension dû au passage de courant à travers une ligne impédante

Considérons une impédance de ligne 'Z' dans un système triphasé (figure 9.3). En désignant par 'V' la tension phase/neutre (comme il est d'usage), nous avons directement (Kirchhoff) :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad [V] \quad (8.22)$$

D'après les définitions introduites plus haut, il vient :

$$Z_B \cdot I_B = V_B \quad [V] \quad (8.23)$$

Nous obtenons donc :

$$\bar{V}_{1pu} = \bar{V}_{2pu} + \bar{Z}_{pu} \cdot \bar{I}_{pu} \quad (8.24)$$

#### 8.1.4 Changement de base

Généralement, les valeurs d'impédances des générateurs et transformateurs fournies par les constructeurs sont donnée dans un système per unit dont les grandeurs de base correspondent aux tension et puissance nominales (par construction) de l'appareil.

Lors de nos calculs, il conviendra de ne faire référence qu'à un seul système per unit.

Le problème qui se pose alors est celui d'uniformiser les données, soit, de convertir les impédances et admittances (exprimées dans un système quelconque) dans le système lié aux grandeurs de base (SB et VB) choisies pour le tronçon considéré. Nous pouvons écrire, pour deux systèmes de base différents :

$$\bar{Z} = \bar{Z}_{pu1} \cdot Z_{B1} = \bar{Z}_{pu2} \cdot Z_{B2} \quad (8.25)$$

d'où :

$$\bar{Z}_{pu2} = \bar{Z}_{pu1} \cdot \frac{Z_{B1}}{Z_{B2}} = \bar{Z}_{pu1} \cdot \frac{U_{B1}^2 \cdot S_{B2}}{U_{B2}^2 \cdot S_{B1}} \quad (8.26)$$

Pour les admittances, nous obtenons une formule analogue :

$$\bar{Y}_{pu2} = \bar{Y}_{pu1} \cdot \frac{Y_{B1}}{Y_{B2}} = \bar{Y}_{pu1} \cdot \frac{U_{B2}^2 \cdot S_{B1}}{U_{B1}^2 \cdot S_{B2}} \quad (8.27)$$

Si nous choisissons une puissance de base de 100 MVA et une tension de base correspondant à celle (nominale) du tronçon étudié, en se limitant aux niveaux

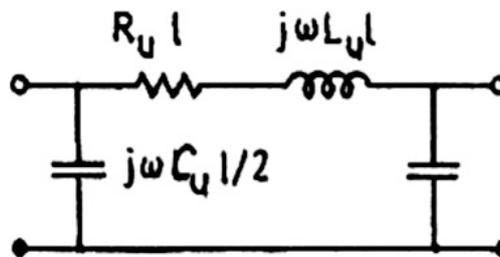
$U_N$ [kV]	$I_B$ [A]	$Z_B$ [ $\Omega$ ]	$Y_B$ [ $\mu$ S]
70	825	49	20408
150	385	225	4444
220	262	484	2066
380	152	1444	693

**Table 8.1: Valeurs typiques des grandeurs de base associées à  $S_B = 100$  MVA et  $U_B = U_N$  kV**

de tension usuels HT et THT en Belgique, nous obtenons les valeurs représentées dans le tableau 9.1.

## 8.2 Modélisation des lignes

Le modèle mathématique d'une ligne aérienne ou souterraine peut, pour des longueurs de lignes pas trop élevées ( $l \leq 100$  km) et à la fréquence du réseau, être représenté sous la forme d'un schéma ' $\pi$ ' (figure 9.4). Ce schéma en ' $\pi$ ' possède une impédance longitudinale comprenant la résistance linéique et la réactance linéique de la ligne et deux admittances transversales d'extrémité reprenant chacune la moitié de la susceptance totale. Ce schéma se met donc sous la forme :  
où :



**Figure 8.4: Modèle simplifié des lignes de transmission électriques**

- $R_u$  est la résistance linéique de la ligne [ $\Omega/m$ ];
- $X = \omega \cdot L_u$  est la réactance longitudinale linéique de la ligne [ $\Omega/m$ ];
- $\frac{Y}{2} = \omega \cdot \frac{C_u}{2}$  est l'admittance transversale linéique [ $\mu$ S/m];
- $L$  est la longueur de la ligne [m].

### 8.3 Modélisation des transformateurs

Soit un transformateur monophasé possédant  $N_1$  et  $N_2$  spires respectivement au primaire et au secondaire ( $n = N_1 / N_2$ ). En transposant la branche magnétisante en tête du circuit, son schéma équivalent peut se représenter comme ci-dessous:

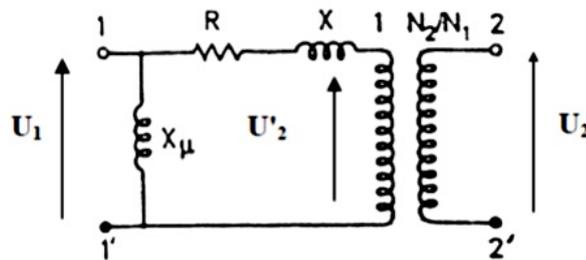


Figure 8.5: Modèle du transformateur

$R$  étant la résistance des enroulements primaires et secondaires :

$$R = R_1 + n^2 \cdot R_2 \quad [\Omega] \quad (8.28)$$

$X$  étant la réactance de fuite du transformateur :

$$X = X_n + n^2 \cdot X_{f2} \quad [\Omega] \quad (8.29)$$

$X_\mu$  étant la réactance magnétisante :

$$X_\mu = n \cdot X_M \quad [\Omega] \quad (8.30)$$

L'impédance caractérisant le transformateur s'exprime, généralement, à travers la tension de court-circuit ( $U_{cc}$ ) de ce dernier (en %).

' $U_{cc}$ ' représente le pourcentage de la tension nominale à appliquer à un des enroulements pour qu'il passe un courant nominal dans l'autre enroulement, lorsque celui-ci est court-circuité. Cette tension correspond à l'impédance de fuite lorsque sa valeur est donnée dans le système per unit lié aux grandeurs nominales de l'appareil !

Dans le système  $pu$ , à partir du modèle de la figure 9.5, la tension de court-circuit se déduit par : «  $U_{cc,pu} = Z_{cc,pu} \cdot I_{N,pu}$  », avec  $I_{N,pu} = 1$ , naturellement.  $Z_{cc,pu}$  représente l'impédance du transformateur ( $= R_{pu} + j \cdot X_{pu}$ ) au cours de cet essai.

Nous pouvons retenir les ordres de grandeurs suivants, valables pour des transformateurs de réseaux HT et THT :

$$R_{pu} = 0,01 \text{ pu} ; X_{pu} = 0,04 \text{ à } 0,18 \text{ pu} ; X_{\mu,pu} = 20 \text{ à } 50 \text{ pu} ; X/\omega \cdot R = 0,1 \text{ à } 0,2 \text{ s}$$

Ces valeurs sont données dans un système per unit prenant pour valeurs de base la puissance nominale et une des tensions nominales du transformateur.

En principe, il faut ajouter, en parallèle par rapport à la réactance magnétisante, une résistance tenant compte des pertes magnétiques négligées jusqu'ici. Notons toutefois que cette résistance, dite « résistance fer », possède une valeur très élevée et est souvent négligée.

### 8.3.1 Le transformateur idéal dans les calculs de réseau

Dans ce paragraphe, nous prendrons les grandeurs de base comme étant les grandeurs nominales du système.

Considérons une ligne électrique dont deux tronçons, « 1-1' » et « 2-2' », sont séparés par un transformateur tels que sur la figure 9.5.

Les équations du transformateur idéal permettent de ramener les grandeurs du réseau '2' à celles du réseau '1' de la manière qui suit :

$$\bar{U}'_2 = \frac{1}{n} \cdot \bar{U}_2 \quad (8.31)$$

$$\bar{I}'_2 = n \cdot \bar{I}_2 \quad (8.32)$$

Introduisons le système per unit en choisissant ' $S_{B1}'$  et ' $U_{B1}'$ ' comme puissance et tension de base caractéristique du réseau '1'. Les grandeurs de base de ce réseau s'expriment par :

$$\bar{U}_{1pu} = \frac{1}{U_{B1}} \cdot \bar{U}_1 \quad (8.33)$$

$$\bar{I}_{1pu} = \frac{1}{I_{B1}} \cdot \bar{I}_1 \quad (8.34)$$

Il en va de même pour les grandeurs du réseau '2' ramenées au niveau du premier:

$$\bar{U}'_{2pu} = \frac{1}{U_{B1}} \cdot \bar{U}'_2 = \frac{1}{n \cdot U_{B1}} \cdot \bar{U}_2 \quad (8.35)$$

$$\bar{I}'_{2pu} = \frac{1}{I_{B1}} \cdot \bar{I}'_2 = \frac{n}{I_{B1}} \cdot \bar{I}_2 \quad (8.36)$$

Nous définissons, à présent, la tension de base du réseau '2' comme suit :

$$U_{B2} = n \cdot U_{B1} \quad (8.37)$$

Cela revient à choisir une valeur de tension de base différente pour chaque tronçon (séparé des autres par un ou plusieurs transformateurs) et dont la valeur est déterminé par le choix initial sur le premier tronçon étudié.

Or, nous avons :  $S_{B1} = 3 \cdot I_{B1} \cdot V_{B1}$  ;  $S_{B2} = 3 \cdot I_{B2} \cdot V_{B2}$ . En choisissant «  $S_{B1} = S_{B2} = S_B$  », avec la relation 9.37, il vient :

$$I_{B2} = \frac{1}{n} \cdot I_{B1} \quad (8.38)$$

Nous obtenons finalement les relations fondamentales suivantes :

$$\bar{U}'_{2pu} = \frac{1}{U_{B2}} \cdot \bar{U}_2 = \bar{U}_{2pu} \quad (8.39)$$

$$\bar{I}'_{2pu} = \frac{1}{I_{B2}} \cdot \bar{I}_2 = \bar{I}_{2pu} \quad (8.40)$$

Dans un système exprimé en per unit il apparaît donc qu'il convient de choisir les valeurs de base telles que :

- le rapport de transformation, 'n', soit aussi le rapport des tensions de base des deux réseaux ( $U_{B2} = n \cdot U_{B1}$ );
- les puissances de base soient de même valeur ( $S_{B1} = S_{B2}$ ).

En effet, dans ce cas, les transformateurs idéaux seront rendus invisibles : «  $I_{2pu} = I'_{2pu}$  » ; «  $U_{2pu} = U'_{2pu}$  » et pourront se modéliser de la manière représentée à la figure 9.6 (grandeurs en pu !).

Si, en plus, nous tenons compte du fait que  $R \ll X \ll X_\mu$ , Ce transformateur, en système per unit, se réduit à une simple inductance.

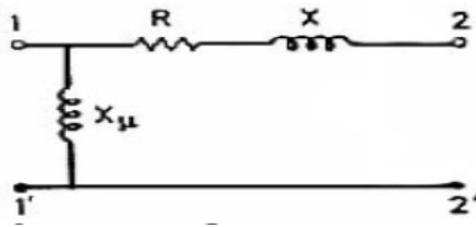


Figure 8.6: Modèle du transformateur en système per unit

### 8.3.2 Insertion d'un transfo dans un système per unit

Nous considérons, ici, le cas où les tensions de base ne sont pas les tensions nominales.

Reprenons le schéma de base en introduisant le rapport 'n' des tensions de base ( $n = U_{B2}/U_{B1}$ ) et le rapport 'r' des tensions nominales ( $r = U_{N2}/U_{N1}$ ): Le

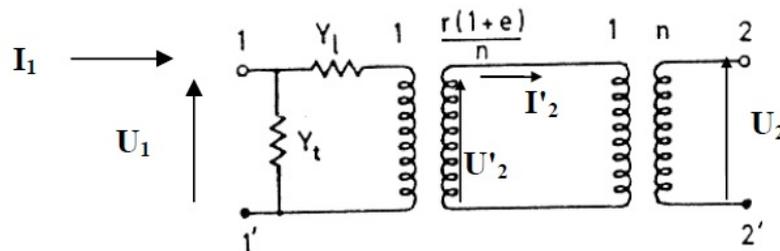


Figure 8.7: Modèle du transformateur à rapport de transformation variable

paramètre 'e' est introduit pour modéliser la possibilité de modifier le rapport de transformation dans certaines gammes de valeurs. Le rapport de transformation total s'écrit, en « pu » :

$$\xi = \frac{1 + e \cdot r}{n} \quad (8.41)$$

Nous obtenons deux relations suivantes :

$$\bar{I}_{1pu} = (Y_{1pu} + Y_{tpu}) \cdot \bar{U}_{1pu} - \frac{1}{\xi} \cdot Y_{1pu} \cdot \bar{U}'_{2pu} \quad (8.42)$$

$$\bar{I}'_{2pu} = \frac{1}{\xi} \cdot Y_{1pu} \cdot \bar{U}_{1pu} - \frac{1}{\xi^2} \cdot Y_{1pu} \cdot \bar{U}'_{2pu} \quad (8.43)$$

Les admittances s'obtiennent facilement par les règles du changement de base :

$$Y_{pu} = Y_{puN1} \cdot \frac{U_{B1}^2 \cdot S_N}{U_{N1}^2 \cdot S_B} \quad (8.44)$$

### 8.3.3 Schéma équivalent

Quel que soit le système de référence utilisé, les équations en « per unit » suggèrent immédiatement l'utilisation d'un schéma équivalent en ' $\pi$ '. En effet, en laissant de côté l'indice 'pu', nous obtenons, à partir des relations (9.38) et (9.39), le schéma équivalent de la figure 9.8 : D'un point de vue pratique,

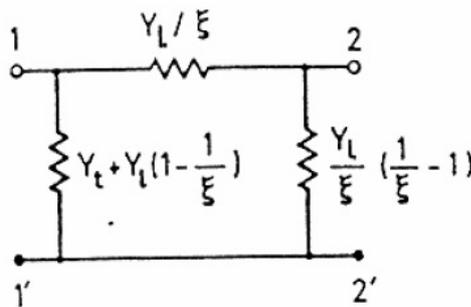


Figure 8.8: Schéma équivalent du transformateur à rapport variable

nous pouvons conclure que les transformateurs, les lignes et les câbles peuvent être modélisés par un schéma équivalent en ' $\pi$ '. Dans le cas des lignes et des câbles, le quadripôle ainsi formé est symétrique. Ceci n'est pas le cas pour les transformateurs.

## 8.4 Modélisation des machines synchrones

Du point de vue des réseaux d'énergie, la machine synchrone ou 'alternateur', est un convertisseur électromécanique qui, à partir de l'énergie mécanique fournie par un moteur, renvoie dans le réseau de l'énergie électrique sous forme triphasée.

Les puissances ainsi mises en jeu varient considérablement : depuis quelques MW pour un alternateur d'une petite centrale, jusqu'à 1300 MW pour un groupe de production d'une centrale nucléaire.

Le schéma équivalent d'une phase de la machine synchrone est :

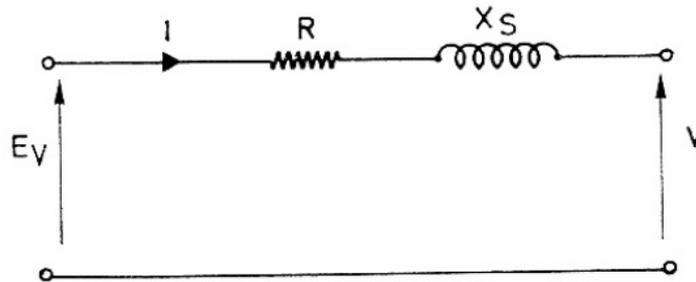


Figure 8.9: Modèle simplifié de la machine synchrone

- «  $E_V$  » est la tension induite aux bornes du rotor ;
- «  $R$  » est la résistance d'un enroulement statorique ;
- «  $X_S$  » est la réactance synchrone. Son ordre de grandeur est de 2 pu dans la base qui correspond aux paramètres nominaux de la machine.

L'équation permettant de modéliser le comportement de la machine synchrone est :

$$\bar{U} = \bar{E}_V - (R + jX_S) \cdot \bar{I} \quad (8.45)$$

Les valeurs de  $R$  et  $X_S$  dépendent du régime considéré :

$X_S$  (pu) possède une valeur:

- nominale  $\sim 1$  à  $2$ ;
- transitoire  $\sim 0,10$  à  $0,5$ ;
- sub-transitoire  $\sim 0,01$  à  $0,05$ .

Pour un calcul de répartition de charge (Load Flow), on considère la valeur nominale.

Pour un calcul simplifié de court-circuit, on considère la valeur transitoire ou sub-transitoire.

## 8.5 Exercice

Un générateur de 100MVA,  $X_G = 100\%$ , de tension nominale 18kV est relié par un transformateur élévateur (18/70) de 50MVA et de tension de court-circuit de 10%, à une ligne triphasée 70kV de 25km ( $R = 0.2\Omega/km$ ,  $X = 0,4\Omega/km$ ,  $Y = 3\mu S/km$ ).

Au bout de la ligne, une charge est branchée derrière un transformateur abaisseur (70/16,5) de 40MVA, tension de court-circuit 15%.

Nous avons relevé une tension de 15 kV aux bornes de la charge qui est inductive et soutire une puissance de 25MVA avec un facteur de puissance de 0,8.

Nous demandons :

- Tracer le schéma unifilaire correspondant à ce circuit;
- Pour  $S_B = 100MVA$ , choisissez les autres grandeurs de base et calculez le schéma en utilisant le système Per Unit.
- Que vaut (en grandeur réelle) la tension aux bornes du générateur ainsi que la f.e.m. interne ?
- Sur un schéma résumé, reprendre les valeurs de  $U$ ,  $I$ ,  $P$  et  $Q$  chaque fois qu'ils peuvent être calculés. Vérifier votre bilan en chaque noeud.

## 8.6 Résolution de l'Exercice pu

### A. Données:

- **Générateur (G):**

$$S_{B,G} = 100MVA ;$$

$$X_{S,G} = 100\% ;$$

$$U_{N,G} = 18kV^1.$$

- **Transformateur (T1) :**

$$\text{Rapport } n_{T1} = 18/70 ;$$

$$S_{B,T1} = 50MVA ;$$

$$X_{cc,T1} = 10\%.$$

- **Charge :**

$$U = 15KV ;$$

$$S = 25MVA ;$$

$$\cos \theta = 0.8.$$

### B. Choix des grandeurs de base :

Nous choisissons les grandeurs de base égales aux grandeurs nominales. La puissance de base,  $S_B$ , est fixée à 100MVA. Les tensions de base sont choisies afin de respecter la relation  $U_{B2} = n \cdot U_{B1}$  et d'obtenir ainsi un transformateur 'invisible'.

-  $U_{B1} = 18kV$  est la tension de base du côté gauche du transformateur T1 :

$$Z_{B1} = U_{B1}^2 / S_B = 3.24 \Omega$$

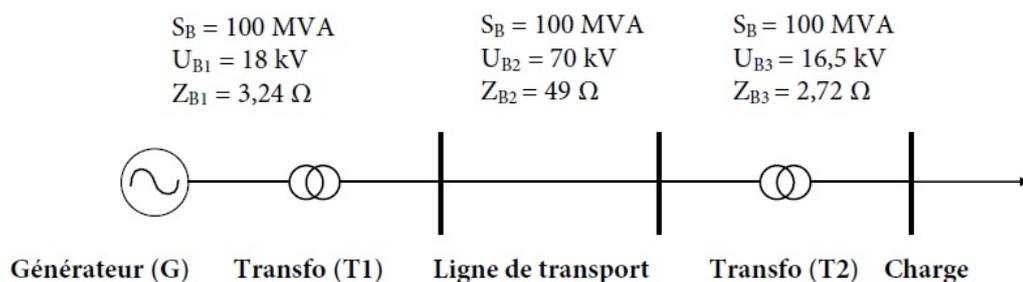
-  $U_{B2} = 70kV$  est la tension de base du côté droit de T1 et du côté gauche de T2 :

$$Z_{B2} = U_{B2}^2 / S_B = 49 \Omega$$

-  $U_{B3} = 16.5kV$  est la tension de base à gauche de T2 :

$$Z_{B3} = U_{B3}^2 / S_B = 2.72 \Omega$$

### C. Schéma unifilaire :



### Grandeurs en pu et schéma en pu :

Toutes les grandeurs en 'per unit' doivent se référer à la puissance de base «  $S_B = 100 \text{ MVA}$  ».

- **Générateur (G):**

$$S_{N,G} = 100/100 = 1 pu ;$$

$$X_{S,G} = 100\%[100MVA] = 1 pu ;$$

- **Transformateur (T1) :**

Rapport  $n_{T1} = 18/70$  (= rapport des tensions de base);

$$S_{N,T1} = 50MVA = 50/100 = 0.5 pu ;$$

$$X_{cc,T1} = 10\%[50MVA] = 0.1 \cdot 100/50 = 0.2 pu.$$

- **Ligne triphasée (L) :**

Longeur 25km

$$R = 0.2\Omega/km = 0.2 \cdot 25/49 = 0.102 pu ;$$

$$X = 0.4\Omega/km = 0.4 \cdot 25/49 = 0.204 pu ;$$

$$Y = 3\mu S/km = 3 \cdot 10^{-6} \cdot 49 \cdot 25 = 3.68 \cdot 10^{-3} pu \implies Y/2 = 1.84 \cdot 10^{-3} pu.$$

- **Transformateur (T2) :**

Rapport  $n_{T2} = 70/16.5$  (= rapport des tensions de base);

$$S_{N,T2} = 40MVA = 40/100 = 0.4 pu ;$$

$$X_{cc,T2} = 15\%[40MVA] = 0.15 \cdot 100/40 = 0.375 pu.$$

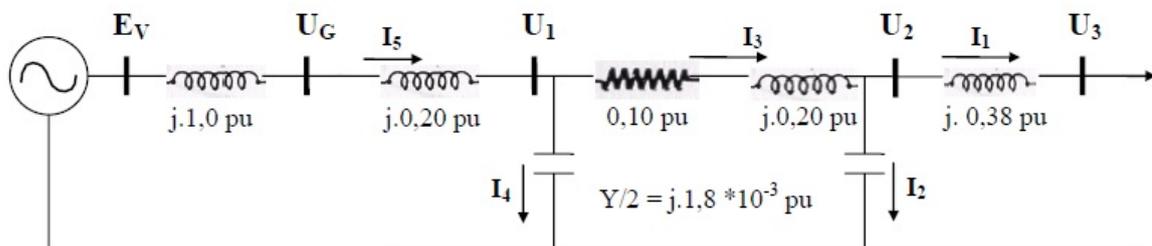
- **Charge :**

$$U_3 = 15/16.5 = 0.91 \angle 0^\circ pu ;$$

$$S = 25/100 = 0.25 pu ;$$

$$\cos \theta = 0.8.$$

Son schéma équivalent est le suivant :



### E. Etat du système :

Puissance active consommée par la charge:

$$P_L = S \cdot \cos \delta = 0,25 \cdot 0,8 = 0,2 pu ;$$

Puissance réactive consommée par la charge:

$$Q_L = S \cdot \sin\delta = 0,25 \cdot 0,6 = 0,15 \text{ pu.}$$

Calcul du courant au niveau de la charge ( $I_1$ ):

$$S = P_L + j \cdot Q_L = 0,2 + j \cdot 0,15 = U_3 \cdot I_1^* = 0,91 \angle 0^\circ \cdot I_1^*;$$

$$I_1 = 0,220 - 0,165j = 0,275 \text{ pu} \angle -37^\circ.$$

Calcul du courant dans la ligne ( $I_3$ ):

$$U_2 = U_3 + I_1 \cdot j \cdot (0,375) = 0,971 + j \cdot 0,0825 = 0,974 \text{ pu} \angle 4,86^\circ;$$

$$I_2 = U_2 \cdot j \cdot 1,84 \cdot 10^{-3} = 1,79 \cdot 10^{-3} \text{ pu} \angle 94,9^\circ;$$

$$I_3 = I_1 + I_2 = 0,274 \text{ pu} \angle -36,6^\circ.$$

Calcul du courant au niveau du générateur ( $I_5$ ):

$$U_1 = I_3 \cdot (0,1 + j \cdot 0,2) + U_2 = 1,03 \text{ pu} \angle 6,13^\circ;$$

$$I_4 = U_1 \cdot j \cdot 1,84 \cdot 10^{-3} = 1,90 \cdot 10^{-3} \text{ pu} \angle 96,1^\circ;$$

$$I_5 = I_3 + I_4 = 0,273 \text{ pu} \angle -36,3^\circ.$$

Tension aux bornes et fem du générateur:

$$U_G = I_5 \cdot j \cdot 0,2 + U_1 = 1,07 \text{ pu} \angle 8,29^\circ;$$

$$E_v = U_G + I_5 \cdot j = 1,28 \text{ pu} \angle 17,1^\circ.$$

La tension réelle aux bornes du générateur vaut:

$$U_G \cdot U_{B1} = 19,2 \text{ kV} \angle 8,29^\circ.$$

La fem réelle du générateur vaut:

$$E_v \cdot U_{B1} = 23,0 \text{ kV} \angle 17,1^\circ.$$

**F. puissances transmises en chaque noeud:**

- **Noeud  $E_v$ :**

$$S_v = E_v \cdot I_5^* = 0,348 \text{ pu} \angle 53,3^\circ; = P_v + j \cdot Q_v;$$

$$\implies P_v = 20,8 \text{ MW};$$

$$Q_v = 27,9 \text{ MVar.}$$

- **Noeud  $U_G$ :**

$$S_G = U_G \cdot I_5^* = 0,292 \text{ pu} \angle 44,5^\circ;$$

$$\implies P_G = 20,8 \text{ MW};$$

$$Q_G = 20,5 \text{ MVar.}$$

- **Noeud  $U_1$  :**  
 $S_1 = U_1 \cdot I_5^* = 0,281pu \angle 42,4^\circ ;$   
 $\implies P_1 = 20,8MW;$   
 $Q_1 = 19,0MVA_r.$
- **Noeud  $U_2$  :**  
 $S_2 = U_2 \cdot I_1^* = 0,268pu \angle 41,7^\circ ;$   
 $\implies P_2 = 20,0MW;$   
 $Q_2 = 17,8MVA_r.$
- **Noeud  $U_3$  :**  
 $S_3 = U_3 \cdot I_1^* = 0,25pu \angle 36,9^\circ ;$   
 $\implies P_3 = 20,0MW;$   
 $Q_3 = 15,0MVA_r.$

#### G. Puissances dissipées :

- **Réactance synchrone :**  
 $Q_{Xs,G} = I_5^2 \cdot 1 = 0,0744pu;$   
 $\implies Q_{Xs,G} = 7,44MVA_r;$
- **Réactance de fuite de T1 :**  
 $Q_{T1} = I_5^2 \cdot 0,2 = 0,0149pu;$   
 $\implies Q_{T1} = 1,49MVA_r;$
- **Impédance de ligne :**
  - **Impédance longitudinale :**  
 $S_L = I_3^2 \cdot (0,1 \cdot j \cdot 0,2) = 1,68pu \angle 63,4^\circ ;$   
 $\implies P_L = 0,750MW;$   
 $Q_L = 1,50MVA_r;$
  - **Impédance transversale :**  
 $Q_{tr,g} = -I_4^2 \cdot (0,00184)^{-1} = -0,00196pu;$   
 $\implies Q_{tr,g} = -0,196MVA_r;$   
 $Q_{tr,d} = -I_2^2 \cdot (0,00184)^{-1} = -0,00174pu;$   
 $\implies Q_{tr,d} = -0,174MVA_r;$

- **Réactance de fuite de T2 :**

$$Q_{T2} = I_1^2 \cdot j \cdot 0,375 = 0,0284 pu;$$

$$\implies Q_{T2} = 2.84 MVAR;$$

**Remarque :** Les pertes capacitives sont extrêmement faibles. Nous aurions pu les négliger depuis le début de la résolution.

**Bilan de puissances :**

A partir du générateur, puissance actives :

$$P_V = P_G = P_1 = 20,8 MW ;$$

$$P_2 = P_3 = P_V - P_L = 20,0 MW .$$

A partir du générateur, puissance réactives :

$$Q_V = 27,9 MVAR;$$

$$Q_G = Q_V - Q_{Xs,G} = 20,5 MVAR;$$

$$Q_1 = Q_G - Q_{T1} = 19,0 MVAR;$$

$$Q_2 = Q_1 - Q_L - Q_{tr,g} - Q_{tr,d} = 17,8 MVAR;$$

$$Q_3 = Q_2 - Q_{T2} = 15,0 MVAR.$$

Autre formulation : **Sgénérée = Sconsommée + Spertes.**

# 9

## ANNEXE II: TRAVAUX PRATIQUES

---

## 9.1 TP01: Schéma de puissance

### A. Objectif

Ce TP a pour objectif de maîtriser le logiciel de « CAO Winrelais » pour réaliser un schéma électrique conforme.

### B. Manipulation

On veut réaliser un schéma de puissance d'une installation électrique BT qui contient 03 parties :

#### B.1. Partie Moteur

cette partie comprend:

- moteur électrique triphasé alimenté par un réseau de distribution BT (230/400 V);
- un relais thermique tri.;
- un contacteur tripolaire;
- un sectionneur tripolaire;
- un interrupteur tétrapolaire verticale (au niveau du réseau);
- raccordement du moteur au conducteurs PE (la masse et la terre).

#### B.2. Partie Transformateur

la deuxième partie comprend:

- un transformateur monophasé alimenté par 2 phases du réseau;
- une protection secondaire: disjoncteur PN;
- une protection primaire: disjoncteur sectionneur bipolaire;
- un sectionneur tripolaire;
- raccordement du transformateur au conducteurs PE (la masse et la terre).

**B.3. Partie commande du Transformateur**

le transformateur est commandé par un système a travers ces deux bornes.  
dans ce système on trouve:

- un transformateur monophasé alimenté par 2 phases du réseau;
- contact normalement ouvert (NO)
- contact Nc du relais thermique;
- contact NO du relais thermique;
- bouton d'arrêt d'urgence NC;
- bouton poussoir marche;
- contact NO de la bobine;
- une bobine;
- un voyant.

1. Créer un fichier Winrelais ;

2. Proposer un schéma de puissance en précisant les types de cellules. **Solution**

.

.

---

## 9.2 TP02: Les architectures des réseaux

---

### A. Objectif

Ce TP a pour objectif de maîtriser le logiciel « Ecodial » pour réaliser un schéma électrique conforme.

### B. Manipulation

On veut alimenter une usine à comptage BT par un réseau de distribution en 30 kV ; L'alimentation est réalisée par boucle ouvert.

En cas de coupure un réseau de secours permet d'alimenter une partie de l'installation (prioritaire), le retour sur la boucle doit se faire automatiquement si la tension revient sur la boucle. L'usine comprend :

- 2 charges ;
- 2 moteurs;
- une charge d'éclairage;

le réseaux de secours alimente uniquement une charge et un moteur

- 1- Créer un fichier "Ecodial" ;
- 2- Calculer les paramètres des deux réseaux

### Solution

.

## 9.3 TP03: Les régimes de neutre

### A. Objectif

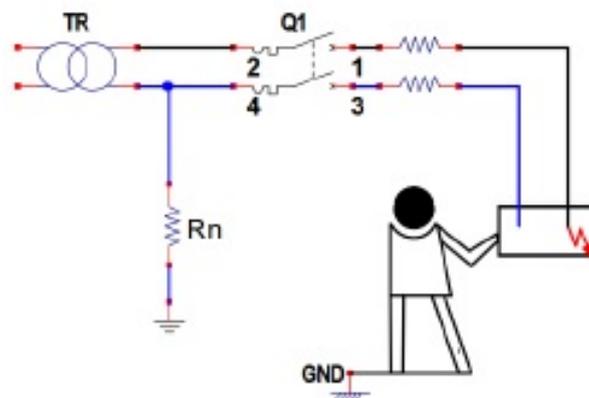
Ce TP a pour objectif de maîtriser le logiciel de « Schemaplic » pour réaliser un schéma électrique

### B. Le problème

Suite une rupture d'isolement de la phase, un défaut se produit entre le conducteur et la masse du récepteur 1 ; Une personne touche la masse du récepteur.

### C. Manipulation

1. Réaliser le schéma bloc figure 1 sur le logiciel « Schemaplic » ;
2. Simuler le schéma avec défaut ;
3. Dessiner le parcours du courant de défaut.
4. Dessiner le schéma équivalent et positionner la tension de contact  $U_c$ .
5. Mesurer le courant de défaut et la tension de contact ;
6. Justifier analytiquement les valeurs mesures ;
7. La protection des personnes est-elle assurée ? Pourquoi ?
8. Que préconisez-vous comme protection.



**Solution**

.

.