

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

CENTRE UNIVERSITAIRE AHMED ZABANA DE RELIZANE



INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES  
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

# SUPPORT PÉDAGOGIQUE

Cours ; Travaux Dirigés (TDs) et Travaux Pratiques (TPs)

Rédigé par :

**Dr. MILOUDI Mohamed**

**Maitre de Conférences A**

[mohamed.miloudi@cu-relizane.dz](mailto:mohamed.miloudi@cu-relizane.dz)

**Intitulé du Polycopié :**

**ÉLECTRICITÉ  
INDUSTRIELLE**

Niveau : Master 1 en Génie Électrique

Option : Électrotechnique Industrielle



"إِنِّي رَأَيْتُ أَنَّهُ لَا يَكْتَبُ إِنْسَانٌ كِتَابًا فِي يَوْمِهِ؛ إِلَّا قَالَ فِي عَدْرِهِ

لَوْ غَيَّرَ هَذَا لَكَانَ أَحْسَنَ، وَلَوْ زِيدَ كَذَا لَكَانَ يُسْتَحْسَنُ

وَلَوْ قَدَّمَ هَذَا لَكَانَ أَفْضَلَ، وَلَوْ تَرَكَ هَذَا لَكَانَ أَجْمَلَ

هَذَا مِنْ أَعْظَمِ الْعِبَرِ، وَهُوَ دَلِيلٌ عَلَى اسْتِيْلَاءِ الْمُتَقَصِّصِ عَلَى جُمْلَةِ الْبَشَرِ"

القاضي الفاضل، أحد الأئمة الكتاب، ووزير السلطان صلاح الدين الأيوبي



*Ce polycopié a été réalisé pour servir comme support de cours aux étudiants de la première année Master, option : Électrotechnique Industrielle du département de Génie Électrique dans le cadre des programmes officiels. Il comporte la philosophie de l'électrotechnique dans le monde industriel. Il peut également être utile à toute personne appelée à l'étude en génie électrique.*

*Son élaboration est le fruit d'un travail large de recueil, de lecture et de synthèse de diverses sources documentaires : livres et manuscrits de cours. Je tiens à mentionner que la plupart des figures et illustrations présentes dans ce cours sont à la propriété des détenteurs du droit d'auteur et que leur reproduction dans ce cours est uniquement pour une utilisation pédagogique.*

*Ce guide recense l'analyser des systèmes industriels dans le monde de génie électrique, des travaux dirigés avec des exemples industriels, des travaux pratiques et de références bibliographiques auxquelles l'étudiant doit se conformer pour des études approfondis dans cet axe de recherche. Il s'adresse également aux personnes voulant s'initier aux techniques d'électricité industrielle.*

# TABLE DES MATIÈRES

# TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION GÉNÉRALE	01
-----------------------	----

## CHAPITRE I RÉCEPTEURS INDUSTRIELS

I.1	INTRODUCTION	03
I.2	GRANDEURS ALTERNATIVES	04
	I.2.1 Types de courants alternatifs	04
	I.2.2 Caractéristiques de régime sinusoïdal	04
I.3	RÉCEPTEURS ÉLECTRIQUES LINÉAIRES	07
	I.3.1 Inductance	08
	I.3.2 Condensateur	09
I.4	RÉGIME SINUSOÏDAL MONOPHASÉ	10
	I.4.1 Dipôles inductifs et capacitifs	10
	I.4.2 Méthodologie propre aux circuits	11
	I.4.3 Puissances électriques	11
	I.4.4 Puissances complexes	12
	I.4.5 Théorème de Boucherot	15
I.5	RÉGIME SINUSOÏDAL TRIPHASÉ	16
	I.5.1 Domaine de tension	17
	I.5.2 Réseau triphasé équilibré	17
	I.5.3 Tensions simples et composées	18
	I.5.4 Récepteur triphasé équilibré	19
	I.5.5 Montage étoile $\gamma$	20
	I.5.6 Montage triangle $\Delta$	22
	I.5.7 Mesure de puissance en triphasé	24
I.6	RÉCEPTEURS ÉLECTRIQUES INDUSTRIELS	25
	I.6.1 Machine synchrone	26
	I.6.2 Machine asynchrone	32
I.7	CONCLUSION	36

## CHAPITRE II SOURCES D'ALIMENTATION

II.1	INTRODUCTION	37
II.2	ALIMENTATION PAR LES RDPs	37
	II.2.1 Composants du RDP	37

II.2.2	Armoires PDU	40
II.2.3	Armoires ATS	42
<b>II.3</b>	<b>GÉNÉRATEURS SYNCHRONES</b>	<b>43</b>
II.3.1	Symboles électriques	43
II.3.2	Stator	44
II.3.3	Rotor	44
II.3.4	Types d'excitations des alternateurs synchrones	45
II.3.5	Force électromotrice	46
II.3.6	Modèle équivalent - Diagramme de Behn Eschenburg	47
II.3.7	Caractéristique à vide	47
II.3.8	Couplage des alternateurs	48
II.3.9	Bilan des puissances	49
<b>II.4</b>	<b>GÉNÉRATEURS ASYNCHRONES</b>	<b>50</b>
II.4.1	Stator	51
II.4.2	Rotor	51
II.4.3	Principe de fonctionnement	52
II.4.4	Bilan de puissance	52
<b>II.5</b>	<b>ALIMENTATIONS SANS INTERRUPTION</b>	<b>53</b>
II.5.1	Description de l'ASI	53
II.5.2	Rôle de l'ASI	54
II.5.3	Topologies de l'ASI	56
II.5.4	Configuration de l'ASI	58
II.5.5	Contraintes imposées sur l'ASI	62
<b>II.6</b>	<b>CONCLUSION</b>	<b>66</b>

**CHAPITRE III**  
**INTERACTIONS**  
**SOURCES-RÉCEPTEURS**

<b>III.1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>67</b>
<b>III.2</b>	<b>QUALITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE</b>	<b>68</b>
III.2.1	Qu'est-ce que la qualité d'un réseau ?	68
III.2.2	Qualité de la tension	69
III.2.3	Qualité du courant	70
III.2.4	Qualité de l'onde	83
III.2.5	Qualité de service	83
<b>III.3</b>	<b>CLASSIFICATION DES PERTURBATIONS ÉLECTRIQUES</b>	<b>84</b>
III.3.1	Creux de tension et coupures brèves	84
III.3.2	Fluctuations de tension & Flicker	85
III.3.3	Déséquilibre de tension	86

III.3.4	Surtensions temporaires ou transitoires	87
III.3.5	Variation de fréquence	88
III.3.6	Harmoniques & inter-harmoniques	89
<b>III.4</b>	<b>POLLUTION HARMONIQUE</b>	89
III.4.1	Définition des harmoniques	89
III.4.2	Sources des harmoniques	90
<b>III.5</b>	<b>CARACTÉRISATION DES HARMONIQUES</b>	92
III.5.1	Rang de l'harmonique	93
III.5.2	Taux de Distorsion Harmonique (THD)	93
III.5.3	Facteur de puissance	93
III.5.4	Représentation spectrale	94
III.5.5	Conséquences de la distorsion harmonique	94
III.5.6	Remèdes	96
<b>III.6</b>	<b>CONCLUSION</b>	100

## CHAPITRE IV MÉTHODOLOGIE ET DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES

<b>IV.1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	101
<b>IV.2</b>	<b>CABLES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE</b>	101
IV.2.1	Câble électrique	102
IV.2.2	Fils électrique	102
IV.2.3	Conducteur isolé	102
IV.2.4	Avantages des câbles électriques souterrains	103
IV.2.5	Inconvénients des câbles électriques souterrains	103
IV.2.6	Classifications	103
IV.2.7	Constitution des câbles unipolaires	105
IV.2.8	Constitution des câbles tripolaires	106
IV.2.9	Technique de pose des câbles HT	108
IV.2.10	Technique de pose des câbles BT	110
IV.2.11	Normalisation des câbles	115
<b>IV.3</b>	<b>MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE SECTION DES CABLES BT</b>	118
IV.3.1	Principe de la méthode de calculs	119
IV.3.2	Calcul du courant maximal d'emploi $I_B$	120
IV.3.3	Choix du dispositif de protection	122
IV.3.4	Calcul du courant maximal admissible dans les canalisations $I_o$	122
IV.3.5	Section d'une canalisation BT	126
IV.3.6	Section du conducteur neutre	127

IV.3.7	Section du conducteur de protection (PE)	128
IV.3.8	Chute de tension	129
<b>IV.4</b>	<b>MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE SECTION DES CABLES HTA</b>	<b>130</b>
IV.4.1	Courant maximal d'emploi	131
IV.4.2	Courant admissible	131
IV.4.3	Section $S_1$	133
IV.4.4	Section $S_2$	134
IV.4.5	Section $S_3$	135
<b>IV.5</b>	<b>SYSTÈME DE PROTECTION</b>	<b>135</b>
IV.5.1	Rapidité	136
IV.5.2	Sensibilité	136
IV.5.3	Fiabilité	136
IV.5.4	Sélectivité	137
<b>IV.6</b>	<b>RÉGIMES DU NEUTRE</b>	<b>138</b>
IV.6.1	Régime de neutre directe à la terre TT	140
IV.6.2	Régime de neutre isolé IT	142
IV.6.3	Régime de neutre mise à la terre par résistance TN	144
IV.6.4	Choix du régime de neutre SLT	145
<b>IV.7</b>	<b>CALCUL DE L'ÉCLAIRAGE INTÉRIEUR ET EXTÉRIEUR</b>	<b>146</b>
IV.7.1	Notions fondamentales	146
IV.7.2	Éclairage	148
<b>IV.8</b>	<b>CONCLUSION</b>	<b>154</b>

## CHAPITRE V COMPENSATION DE L'ÉNERGIE RÉACTIVE

<b>V.1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>155</b>
<b>V.2</b>	<b>FACTEUR DE PUISSANCE</b>	<b>155</b>
V.2.1	Définition	155
V.2.1	Amélioration du $\cos\varphi$ d'une installation	156
V.2.3	Facteur de puissance et $\cos\varphi$ en présence d'harmoniques	157
<b>V.3</b>	<b>PRINCIPE DE LA COMPENSATION</b>	<b>157</b>
V.3.1	Énergie réactive consommée	158
V.3.2	Compensation de l'énergie réactive	158
V.3.3	Inconvénients d'un mauvais facteur de déphasage	163
V.3.4	Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance	163
<b>V.4</b>	<b>BATTERIES DE CONDENSATEUR</b>	<b>164</b>
V.4.1	Choix d'une batterie de condensateur	164
V.4.2	Moyens de compensation	165

<b>V.5</b>	<b>MODE D'IMPLANTATION DES BATTERIES CONDENSATEURS</b>	166
V.5.1	Compensation globale	166
V.5.2	Compensation partielle (par secteur)	167
V.5.3	Compensation locale (individuelle)	168
<b>V.6</b>	<b>CONCLUSION</b>	168

## **CHAPITRE VI TARIFICATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE**

<b>VI.1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	169
<b>VI.2</b>	<b>TARIFICATION EUROPÉENNE</b>	169
V.2.1	Tarif bleu	170
V.2.2	Option de Base	170
V.2.3	Option Heure Pleine/Heure Creuse	171
V.2.4	Option Tempo	172
<b>VI.3</b>	<b>TARIFICATION NATIONALE</b>	173
V.3.1	Principe de comptage électrique	173
V.3.2	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz	179
V.3.3	Types d'abonnement à SONELGAZ	179
V.3.4	Droits et obligations	179
V.3.5	Tarification de l'énergie électrique par SONELGAZ	180
<b>VI.4</b>	<b>FRAIS DE RACCORDEMENT</b>	192
V.4.1	Demande de raccordement	193
V.4.2	Qualification de la demande de raccordement	193
<b>VI.5</b>	<b>CONCLUSION</b>	193

## **TRAVAUX DIRIGÉS**

<b>VII.1</b>	<b>TRAVAUX DIRIGÉS N° 1</b>	194
<b>VII.2</b>	<b>SOLUTION DES TRAVAUX DIRIGÉS N° 1</b>	195
<b>VII.3</b>	<b>TRAVAUX DIRIGÉS N° 2</b>	197
<b>VII.4</b>	<b>SOLUTION DES TRAVAUX DIRIGÉS N° 2</b>	198
<b>VII.5</b>	<b>TRAVAUX DIRIGÉS N° 3</b>	201
<b>VII.6</b>	<b>SOLUTION DES TRAVAUX DIRIGÉS N° 3</b>	202
<b>VII.7</b>	<b>TRAVAUX DIRIGÉS N° 4</b>	204
<b>VII.8</b>	<b>SOLUTION DES TRAVAUX DIRIGÉS N° 4</b>	205
<b>VII.9</b>	<b>TRAVAUX DIRIGÉS N° 5</b>	207
<b>VII.10</b>	<b>SOLUTION DES TRAVAUX DIRIGÉS N° 5</b>	208
<b>VII.11</b>	<b>TRAVAUX DIRIGÉS N° 6</b>	212

VII.12	SOLUTION DES TRAVAUX DIRIGÉS N° 6	213
VII.13	TRAVAUX DIRIGÉS N° 7	216
VII.14	SOLUTION DES TRAVAUX DIRIGÉS N° 7	217

## TRAVAUX PRATIQUES

VIII.1	TP N° 1 : Dimensionnement des Différents Coffrets et Armoires Électriques de Protection	220
VIII.2	TP N° 2 : Dimensionnement des Appareils de Protection et Calcul de Sections des Câbles	228
VIII.3	TP N° 3 : Mesure d'Isolément et Dispositifs de Protection Contre les Défauts de Terre	236
VIII.4	TP N° 4 : Schémas Industriels	242

	CONCLUSION GÉNÉRALE	247
--	---------------------	-----

	BIBLIOGRAPHIE	248
--	---------------	-----

# INTRODUCTION GÉNÉRALE



« La réussite ... c'est un peu de savoir  
... un peu de savoir-faire  
... et beaucoup de faire-savoir »

*Jean Nohain*

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'électrotechnique est une discipline qui étudie les questions relatives à l'énergie électrique. Issue de travaux principalement développés au XIX<sup>ème</sup> siècle, elle constitue aujourd'hui encore un bagage de base nécessaire pour des études supérieures et des activités professionnelles dans de nombreux secteurs. En effet, l'énergie électrique est de plus en plus présente dans les systèmes toujours plus sophistiqués et plus nombreux qui facilitent nos activités quotidiennes.

Les réseaux publics d'électricité sont constitués d'un vaste ensemble de lignes, de câbles et de postes électriques, qui comprennent les transformateurs permettant de passer d'un niveau de tension à un autre et, plus généralement, l'ensemble des équipements nécessaires à la gestion et la surveillance des réseaux électriques. Avec la transition énergétique, les missions et défis des réseaux électriques évoluent.

Ce polycopié s'adresse aux étudiants de la formation Master 1, pour l'option Electrotechnique Industrielle (ELT). Par extension, ce cours s'adresse à toute personne, étudiants ou chercheurs concernés par le domaine de génie électrique, et qui désirent avoir un document de base ou approfondir leurs connaissances en matière de l'électricité industrielle.

Le polycopié est organisé en six chapitres :

Le *premier chapitre* est une présentation des aspects fondamentaux des systèmes monophasés et triphasés pour différentes configurations des récepteurs linéaires. Je décris d'abord une définition de notions fondamentales illustrées avec des exemples concrets. Puis je fais l'étude des récepteurs industriels avec leurs caractéristiques.

Le *second chapitre* débute avec les notions sur l'alimentation par les RDP ; Les alternateurs (générateurs synchrones), les génératrices asynchrones, avantages et inconvénients ainsi que les alimentations sans interruption (ASI), est ensuite présentée.

J'ai consacré le *troisième chapitre* par les notions d'interaction source d'alimentation et récepteur industriel, la qualité de l'énergie électrique et les différentes perturbations pouvant l'affecter les réseaux industriels. Je présente les techniques et remèdes de protections contre ces perturbations. La problématique des harmoniques, leur origine, leur caractérisation et leurs conséquences néfastes sur le réseau et sur les récepteurs, est bien détaillée.

Le *quatrième chapitre* s'adresse sur les étapes à suivre lors du dimensionnement d'une installation électrique industrielle, les conducteurs BT et MT sont traités dans des parties différentes dans ce chapitre. Il consacré aux différents régimes du neutre et le choix de liaisons du neutre à la terre dans une installation électrique industrielle. Le choix des dispositifs de protection et le calculs de l'éclairage intérieur et extérieur sont exposés.

Le *cinquième chapitre*, je décris le principe de compensation, le choix des batteries de condensateur, les moyens de compensation ainsi que les modes d'implantation de ces batteries.

Le *sixième chapitre* s'adresse à la tarification d'énergie électrique et les frais de raccordement et de renforcement des réseaux d'alimentation des clients.

La *dernière partie*, s'occupe sur les travaux dirigés et les travaux pratiques.

Enfin, je termine ce polycopié par une conclusion.

# CHAPITRE I

## RÉCEPTEURS INDUSTRIELS



« Le succès c'est d'aller d'échec en échec  
sans perdre son enthousiasme »

*Winston Churchill*

# CHAPITRE I

## RÉCEPTEURS INDUSTRIELS

### I.1. INTRODUCTION

La puissance électrique est une grandeur incontournable quand on veut réaliser ou dimensionner une installation électrique. En effet, il ne suffit pas de disposer d'appareils électriques et de les alimenter par une tension quelconque, il faut en réalité respecter les régimes pour lesquels ces appareils ont été prévus.

Aussi, chaque machine électrique comporte une plaque signalétique fixée à un endroit bien visible sur sa carcasse et indiquant le régime pour lequel elle a été conçue. Ce régime est appelé *nominal*, il indique en premier lieu la tension, la fréquence, la puissance puis le facteur de puissance, la vitesse de rotation (pour une machine tournante), le rendement etc. La connaissance des valeurs nominales d'une machine est nécessaire pour son utilisation correcte qui lui assure le bon fonctionnement sans défaillance, dans les limites du délai établi (durée de vie). En résumé, on se doit de rester, si possible, aux alentours du courant nominal prévu pour une meilleure utilisation. Cette valeur est toujours indiquée par le constructeur.

Par ailleurs, le *régime sinusoïdal* qui donne lieu à des déphasages incontournables entre les courants et tensions, met en jeu deux formes de puissances : la puissance active et la puissance réactive. En séparant les deux formes de puissances, il se dégage des méthodes de résolutions simples de toute installation électrique utilisant une source sinusoïdale. Notons que même les choix des câbles d'alimentation d'une installation doit répondre au critère de courant admissible (la section des câbles doit être choisie en fonction du courant absorbé par l'installation). Le calcul des puissances de l'installation est alors incontournable pour pouvoir faire ce choix.

Dans ce chapitre je vais présenter les circuits électriques alimentés avec des tensions alternatives sinusoïdales circulent des courants alternatifs. Une large gamme de récepteurs linéaires utilise le courant alternatif ainsi que les récepteurs industriels, c'est pourquoi l'étude des grandeurs alternatives s'avère une grande importance pour les électroniciens et les électrotechniciens.

## I.2. GRANDEURS ALTERNATIVES

### I.2.1. Types de courants alternatifs

Ce sont des courants qui changent le sens dans le temps. Les courants alternatifs les plus connus sont (Fig.I-1) [1-3] :

- Sinusoïdaux (Sine) ;
- Carrés (Square) ;
- Triangulaires (Triangle) ;
- Dents de scie (Sawtooth).

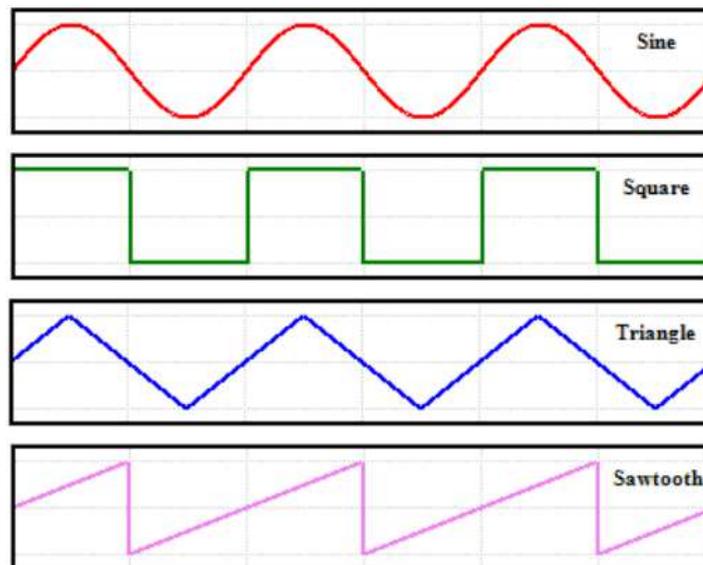


Figure I-1. Types de courants alternatifs

### I.2.2. Caractéristiques de régime sinusoïdal

C'est en régime sinusoïdal (Fig.I-2) que les transformateurs, les machines tournantes, etc., ont un fonctionnement optimum. C'est également en régime sinusoïdal qu'on peut transporter l'énergie électrique sous très haute tension grâce à l'utilisation des transformateurs.

Ce régime correspond à la plus grande partie des configurations rencontrées dans le domaine de l'énergie électrique et donc de l'électrotechnique. Il est impératif d'en maîtriser parfaitement les notions et les méthodes d'approche qui sont incontournables pour aborder les chapitres suivants.

Une tension alternative présente deux alternances :

- ☞ Une **alternance positive**, représentée au-dessus de l'axe du temps, qui correspond à un certain sens du courant ;
- ☞ Une **alternance négative**, figurée au-dessous de l'axe horizontal, qui correspond au sens opposé du courant.

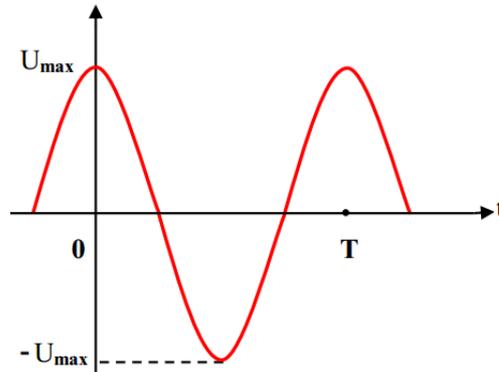


Figure I-2. Caractéristiques des grandeurs sinusoïdales

En électricité industrielle, la tension fournie par le réseau est donnée par la relation (I-1) :

$$u(t) = \sqrt{2} U \sin(\omega t + \theta_u) \quad (\text{I-1})$$

Sous notation complexe on peut l'écrire :

$$\bar{U} = U e^{j\theta_u} \quad (\text{I-2})$$

Le courant a pour expression :

$$i(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \theta_i) \quad (\text{I-3})$$

Sous notation complexe on peut l'écrire aussi :

$$\bar{I} = I e^{j\theta_i} \quad (\text{I-4})$$

### I.2.2.1. Période

Une grandeur analogique (tension ou intensité) périodique est constituée par une suite de motifs identiques. La **période**  $T$  est la durée correspondant à ce motif ; elle s'exprime en **seconde** (s).

### I.2.2.2. Fréquence

La **fréquence**  $f$  du signal est le nombre de périodes par secondes. Elle s'exprime en **Hertz** (Hz), elle est en fonction de la période  $T$  par la relation suivante :

$$f = \frac{1}{T} \quad (\text{I-5})$$

### I.2.2.3. Pulsation

Le symbole de la **pulsation** est  $\omega$ . La pulsation s'exprime en **rad/s**.

$$\omega = 2\pi f \quad (\text{I-6})$$

### I.2.2.4. Déphasage

Soient les deux grandeurs sinusoïdales (Fig.I-3) de même pulsation  $u(t)$  de l'équation (I-1) et  $i(t)$  de l'équation (I-3). L'angle  $\varphi$  est la différence de phase

entre la tension  $u$  et le courant  $i$  ou le **déphasage** de  $i$  par rapport à  $u$  (le retard en temps de l'apparition du courant par rapport de la tension) :

$$\varphi = \theta_u - \theta_i \quad (\text{I-7})$$

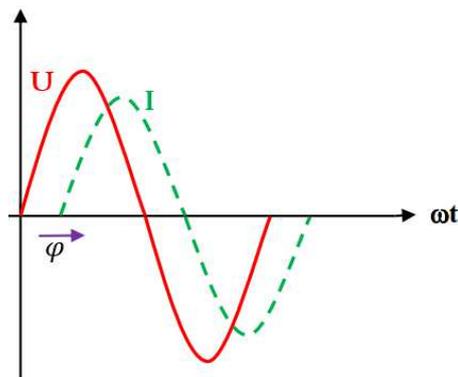


Figure I-3. Déphasage de  $i$  par rapport à  $u$

- ▶ Si  $\varphi = 0$ , le courant  $i$  et la tension  $u$  sont en phase ;
- ▶ Si  $\varphi > 0$ , la tension  $u$  est **en avance** par rapport à le courant  $i$ , ( $\varphi = \frac{\pi}{2}$  : la tension  $u$  est en **quadrature avance** par rapport à le courant  $i$ ) ;
- ▶ Si  $\varphi < 0$ , la tension  $u$  est **en retard** par rapport à le courant  $i$ , ( $\varphi = -\frac{\pi}{2}$  : la tension  $u$  est en **quadrature retard** par rapport à le courant  $i$ ).

Dans le cas d'un récepteur alimenté sous une tension  $u$  (**origine des phases**) et traversé par un courant  $i$ , on adoptera la convention suivante pour les expressions instantanées :

$$u(t) = \sqrt{2} U \sin(\omega t) \quad (\text{I-8})$$

$$i(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \varphi) \quad (\text{I-9})$$

- $\varphi = 0$  dans le cas d'un récepteur **résistif** ;
- $\varphi > 0$  dans le cas d'un récepteur **inductif** ;
- $\varphi < 0$  dans le cas d'un récepteur **capacitif**.

### I.2.2.5. Amplitude

L'**amplitude** de courant alternatif  $A_{max}$  ou de tension alternative  $V_{max}$  est la plus grande valeur atteinte au cours d'une période, elle peut être négative ou positive.

### I.2.2.6. Valeur instantanée

La **valeur instantanée** est une grandeur variable est la valeur qu'elle prend à tout instant ; on la note par une minuscule :  $u(t)$  ou  $u$ .

### I.2.2.7. Valeur moyenne

Les *valeurs moyennes* de la tension et du courant sont données respectivement par :

$$U_{moy} = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) dt \quad (I-10)$$

$$I_{moy} = \frac{1}{T} \int_0^T i(t) dt \quad (I-11)$$

Dans le cas d'un signal *sinusoïdal*, la *valeur moyenne* est *nulle*.

### I.2.2.8. Valeur efficace

Les *valeurs efficaces* (RMS : Root Mean Square) de la tension et du courant sont données respectivement par :

$$U_{eff}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) dt \quad (I-12)$$

$$I_{eff}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt \quad (I-13)$$

Dans le cas d'un signal sinusoïdal, les valeurs efficaces vaux :

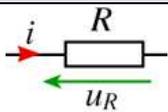
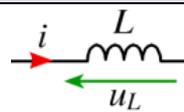
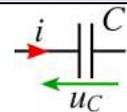
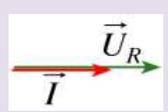
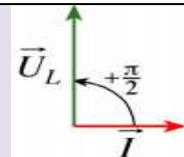
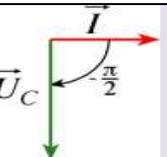
$$U_{eff} = \frac{U_{max}}{\sqrt{2}} \quad (I-14)$$

$$I_{eff} = \frac{I_{max}}{\sqrt{2}} \quad (I-15)$$

## I.3. RÉCEPTEURS ÉLECTRIQUES LINÉAIRES

Il existe trois types de récepteurs électriques dits *linéaires* : les résistances, les inductances (ou selfs) et les condensateurs (ou capacités). Le Tableau (I-1) résume les relations courant, tension, impédance et déphasage de ces dipôles de base ainsi que le diagramme de Fresnel.

Tableau I-1. Lois générales des récepteurs linéaires [4,5]

	Résistance R	Inductance L	Capacité C
Schéma			
Equation fondamentale	$u_R = R \cdot i$	$u_L = L \frac{di}{dt}$	$i_C = C \frac{du_C}{dt}$
Impédance ( $\Omega$ )	$Z_R = R$	$Z_L = L\omega$	$Z_C = \frac{1}{C\omega}$
Relation entre les valeurs efficaces	$U_R = R \cdot I$	$U_L = L\omega \cdot I$	$U_C = \frac{1}{C\omega} \cdot I$
Déphasage (rad)	$\varphi_R = 0$	$\varphi_L = \frac{\pi}{2}$	$\varphi_C = -\frac{\pi}{2}$
Représentation de Fresnel			

### I.3.1. Inductance

#### I.3.1.1. Inductance d'une bobine

Lorsqu'un courant passe dans une bobine, celle-ci produit un champ magnétique. Le flux magnétique dans une bobine et le courant sont reliés par la relation suivante [3,6] :

$$\Phi = L.I \quad (\text{I-16})$$

Avec :

$\Phi$  : la valeur du flux en Weber [Wb] ;

$L$  : l'inductance de la bobine en Henry [H] ;

$I$  : le courant en Ampère [A].

L'inductance de la bobine est une grandeur qui dépend de ces caractéristiques constructives. On prend un exemple le cas d'une bobine longue, pour laquelle l'expression de l'inductance est :

$$L = \mu \frac{N^2 S}{l} \quad (\text{I-17})$$

Où :

$\mu$  : perméabilité magnétique du noyau de la bobine en Henry/mètre [H/m] ;

$N$  : nombre de spire de la bobine ;

$S$  : aire de la section de la bobine en m<sup>2</sup> ;

$l$  : longueur de la bobine en mètre [m].

#### I.3.1.2. Inductance mutuelle

Par définition l'inductance mutuelle des deux bobines représente le rapport entre la tension induite dans une bobine et le taux de la variation du courant dans l'autre. Le symbole de l'inductance mutuelle est  $M$ . elle est exprimé aussi en Henry (H) [7].

Lorsque les deux bobines réalisent un couplage inductif (Fig.I-4), les équations des flux mutuelles sont :

$$\Phi_1 = L_1 I_1 + M I_2 \quad (\text{I-18})$$

$$\Phi_2 = L_2 I_2 + M I_1 \quad (\text{I-19})$$

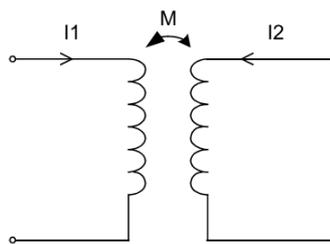


Figure I-4. Couplage inductif mutuelle

Où :

$I_1, I_2$  : les courants dans les deux bobines ;

$L_1, L_2$  : les inductances des deux bobines ;

$M$  : l'inductance mutuelle.

### **I.3.1.3. Réactance inductive**

Si une bobine est alimentée avec une tension alternative sinusoïdale de fréquence  $f$ . On constate l'apparition dans la bobine d'un courant alternatif de même fréquence. En plus la tension effective est proportionnelle au courant effectif dans la bobine. Leur rapport est une caractéristique de la bobine, la *réactance inductive*  $X_L$ .

$$X_L = L\omega \quad (\text{I-20})$$

$$\omega = 2\pi f \quad (\text{I-21})$$

Où :

$X_L$  : la réactance inductive en Ohm [ $\Omega$ ] ;

$L$  : l'inductance de la bobine en Henry [H] ;

$\omega$  : la pulsation en rad/s ;

$f$  : la fréquence en Hertz [Hz].

## **I.3.2. Condensateur**

### **I.3.2.1. Charge du condensateur**

Un condensateur est constitué de deux surfaces métalliques appelée armatures séparées par un isolant ou diélectrique. Lorsqu'il est soumis à une tension électrique le condensateur se charge [7,8].

$$Q = CU \quad (\text{I-22})$$

Où :

$Q$  : la charge en Coulomb [C] ;

$C$  : la capacité du condensateur en Farad [F] ;

$U$  : la tension à la borne du condensateur en Volt [V].

### **I.3.2.2. Capacité du condensateur plan**

La capacité d'un condensateur est proportionnelle à la surface des plaques, inversement proportionnel à la distance entre les armatures et elle dépend également de la nature de l'isolant. Pour un condensateur plan la formule de la capacité est donnée par [7-9] :

$$C = \varepsilon \frac{S}{d} \quad (\text{I-23})$$

Où :

$C$  : la capacité du condensateur en Farad [F] ;

$\varepsilon$  : la permittivité électrique de l'isolant en Farad/mètre [F/m] ;

$S$  : la surface des plaques en m<sup>2</sup> ;

$d$  : la distance entre les armatures en mètre [m].

### **I.3.2.3. Réactance capacitive**

Lorsqu'on applique aux bornes d'un condensateur une tension alternative à une fréquence  $f$  on constate l'apparition d'un courant alternatif de même fréquence  $f$ . En plus la tension efficace est proportionnelle au courant efficace dans le condensateur. Leur rapport est une caractéristique qu'on appelle la **réactance capacitive**  $X_C$ , l'expression de la réactance capacitive est :

$$X_C = \frac{1}{C\omega} \quad (I-24)$$

Où :

$X_C$ : la réactance capacitive en Ohm [ $\Omega$ ] ;

$C$  : la capacité du condensateur en Farad [F] ;

$\omega$  : la pulsation en rad/s.

### **I.3.2.4. Types de condensateurs**

Il y a une large gamme de condensateurs industriels qui peuvent être classifiés d'après la forme des armatures, la nature d'isolant ... etc. On distingue [7,10] :

☞ condensateurs aux armatures fixes :

- condensateurs au papier ;
- condensateurs au plastique ;
- condensateurs à l'huile ;
- condensateurs électrochimiques.

☞ condensateurs variable, on utilise l'air comme isolant.

## **I.4. RÉGIME SINUSOÏDAL MONOPHASÉ**

Un circuit de courant sinusoïdal peut comprendre un, deux ou plusieurs composants des types RLC, groupés d'une certaine façon, ou identifier l'association série, l'association parallèle ou l'association mixte des composants.

### **I.4.1. Dipôles inductifs et capacitifs**

À partir de ces associations on distinguera classiquement les dipôles à réactance et déphasage positif et ceux à réactance et déphasage négatifs, respectivement appelés inductifs et capacitifs. Ces dipôles sont représentés sur la Figure (I-5).

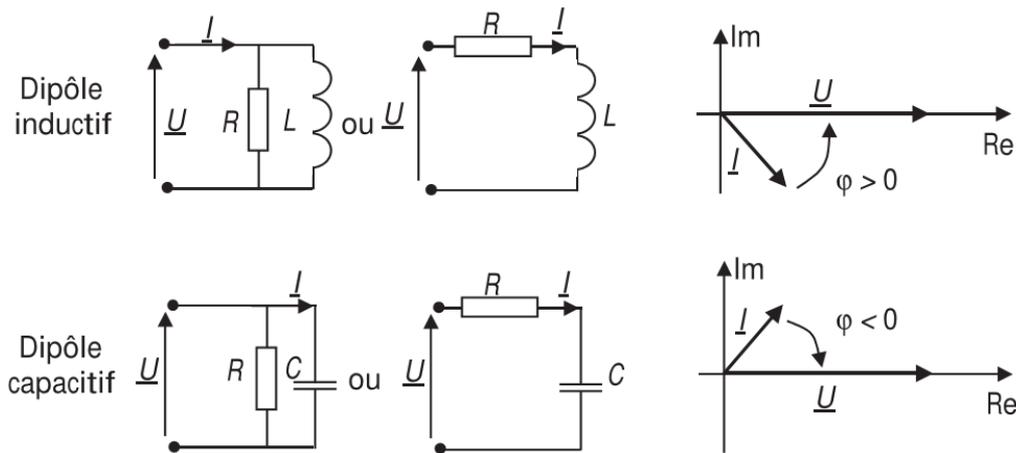


Figure I-5. Dipôles capacitifs et inductifs [7]

### I.4.2. Méthodologie propre aux circuits

Lors de l'étude d'un circuit en régime sinusoïdal, on considérera toutes les grandeurs du circuit en notation complexe. Autant les tensions et courants que les impédances. On travaillera ensuite sur ces grandeurs avec les mêmes méthodes qu'en continu. La détermination des grandeurs inconnues consistera toujours dans la détermination de sa notation complexe, ce qui en général est facile. Pour revenir ensuite aux formes temporelles ou aux grandeurs caractéristiques, il suffira de calculer le module et l'argument de la grandeur pour en déduire sa valeur efficace et sa phase à l'origine [11].

### I.4.3. Puissances électriques

En règle générale, la puissance qui motive les systèmes de conversion d'énergie est la puissance moyenne des systèmes, on l'appelle aussi puissance active. Le concept de puissance est un outil indispensable en électrotechnique, il permet d'ailleurs souvent d'avoir une vision globale des systèmes et de résoudre facilement certains problèmes par la technique du bilan de puissances. Outre la définition théorique de la puissance dite active.

En régime alternatif sinusoïdal, on s'intéresse toujours à la puissance moyenne consommée par les récepteurs électriques. On parle, pour la nommer, de puissance active. Pourtant on distinguera plusieurs autres types de puissance électriques, qui correspondent à des notions liées aux aspects technologiques de la distribution de l'énergie électrique.

On s'intéresse au cas général d'un dipôle sous la tension :

$$v(t) = \sqrt{2} V \sin(\omega t) \quad (\text{I-25})$$

Ce dipôle parcouru par le courant :

$$i(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \varphi) \quad (\text{I-26})$$

On distingue alors les puissances suivantes :

#### I.4.3.1. Puissance instantanée

C'est le produit courant tension à tout instant :

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (\text{I-27})$$

#### I.4.3.2. Puissance active

C'est la valeur moyenne de la puissance instantanée. C'est la puissance qui correspond à un travail physique effectif, son unité est le **Watt (W)** :

$$P = V I \cos\varphi = S \cos\varphi \quad (\text{I-28})$$

#### I.4.3.3. Puissance réactive

C'est la puissance sans effet physique en terme de travail qui correspond à la partie *réactive* du courant. Son unité est le **Volt-Ampère-Réactif (Var)**. Elle n'est définie qu'en régime sinusoïdal et s'écrit ( $S$  est la puissance apparente) :

$$Q = V I \sin\varphi = S \sin\varphi \quad (\text{I-29})$$

#### I.4.3.4. Puissance apparente

C'est le produit des valeurs efficaces. Cette puissance est souvent appelée *puissance de dimensionnement*, elle est la grandeur caractéristique de l'isolation et de la section des conducteurs, c'est-à-dire des dimensions des appareillages. Son unité est le **Volt-Ampère (VA)** :

$$S = V I \quad (\text{I-30})$$

Une fois ces puissances définies, il est impératif de savoir par cœur les définitions et les relations résumées comme suit :

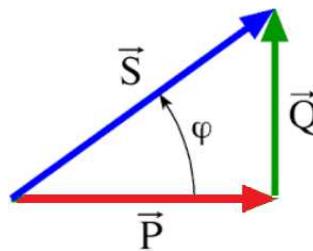


Figure I-6. Diagramme Fresnel des puissances

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (\text{I-31})$$

Le facteur de puissance :

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (\text{I-32})$$

$$\tan\varphi = \frac{Q}{P} \quad (\text{I-33})$$

#### I.4.4. Puissances complexes

Pour déterminer analytiquement les diverses puissances, on forme la puissance apparente complexe :

$$\underline{S} = \underline{V} \cdot \underline{I}^* \quad (\text{I-34})$$

Où :

$\underline{I}^*$  est le complexe conjugué de  $\underline{I}$ .

$$\underline{S} = P + jQ \quad (\text{I-35})$$

$$|\underline{S}| = S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (\text{I-36})$$

Cette puissance est uniquement une expression calculatoire destinée à la détermination brute des diverses puissances par identification des parties réelle et imaginaire. On utilise, à titre d'exemple, la puissance apparente complexe sur les Figures (I-7) au (I-11) qui fait apparaître de façon synthétique les expressions des puissances actives et réactives des dipôles les plus communs rencontrés en électrotechnique. Il est impératif de maîtriser parfaitement les données de cet encadré et, au pire, de savoir les retrouver sans peine [12,13].

#### I.4.4.1. Récepteur purement résistif

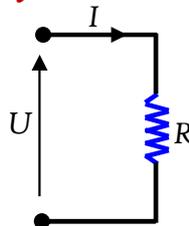


Figure I-7. Dipôle purement résistif

Pour un dipôle purement résistif la puissance active est donnée par la relation :

$$P = RI^2 = \frac{U^2}{R} \quad (\text{I-37})$$

La puissance réactive pour ce dipôle est *nulle*.

La puissance apparente est calculée par :

$$S = RI^2 = \frac{U^2}{R} \quad (\text{I-38})$$

#### I.4.4.2. Récepteur purement inductif

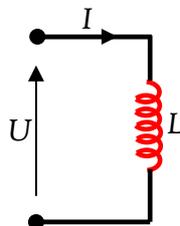


Figure I-8. Dipôle purement inductif

La puissance réactive pour un dipôle purement inductif est *nulle*.

Par contre la puissance réactive est :

$$\underline{Q} = jL\omega \underline{I}^2 = j \frac{U^2}{L\omega} \quad (\text{I-39})$$

La puissance apparente est calculée par :

$$\underline{S} = jL\omega \underline{I}^2 = j \frac{U^2}{L\omega} \quad (\text{I-40})$$

#### I.4.4.3. Récepteur purement capacitif

La puissance réactive pour un dipôle purement capacitif est *nulle*.

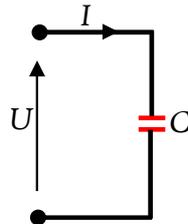


Figure I-9. Dipôle purement capacitif

Par contre la puissance réactive est :

$$\underline{Q} = -j \frac{1}{c\omega} \underline{I}^2 = -j c\omega \underline{U}^2 \quad (\text{I-41})$$

La puissance apparente est donnée par :

$$\underline{S} = -j \frac{1}{c\omega} \underline{I}^2 = -j c\omega \underline{U}^2 \quad (\text{I-42})$$

#### I.4.4.4. Récepteur série

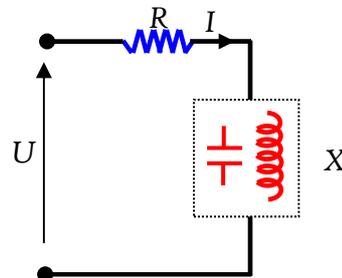


Figure I-10. Dipôle série

Pour un dipôle série (résistance  $R$  en série avec une réactance  $X$ , soit inductive ou capacitive) est donnée par :

$$\underline{P} = R \underline{I}^2 \quad (\text{I-43})$$

Par contre la puissance réactive est :

$$\underline{Q} = jX \underline{I}^2 \quad (\text{I-44})$$

La puissance apparente est donnée par :

$$\underline{S} = (R + jX) \underline{I}^2 \quad (\text{I-45})$$

#### I.4.4.5. Récepteur parallèle

Pour un dipôle parallèle (résistance  $R$  en parallèle avec une réactance  $X$ , soit inductive ou capacitive) est donnée par la relation :

$$\underline{P} = \frac{U^2}{R} \quad (\text{I-46})$$

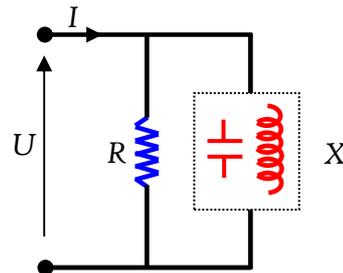


Figure I-11. Dipôle parallèle

Pour un dipôle parallèle la puissance réactive est donnée par la relation :

$$\underline{Q} = j \frac{U^2}{X} \quad (\text{I-47})$$

La puissance apparente est donnée par :

$$\underline{S} = \underline{U} \underline{I}^* = \frac{I}{Z_R // jX} \quad (\text{I-48})$$

#### I.4.5. Théorème de Boucherot

C'est le théorème incontournable qui régit les raisonnements portant sur les diverses puissances en électrotechnique. On résume ce théorème et ses corollaires autour de la Figure (I-12).

Le *théorème de Boucherot* énonce que *la puissance active d'un système est la somme des puissances actives des éléments le constituant, de même pour la puissance réactive et la puissance apparente complexe. En revanche, c'est faux en ce qui concerne la puissance apparente.*

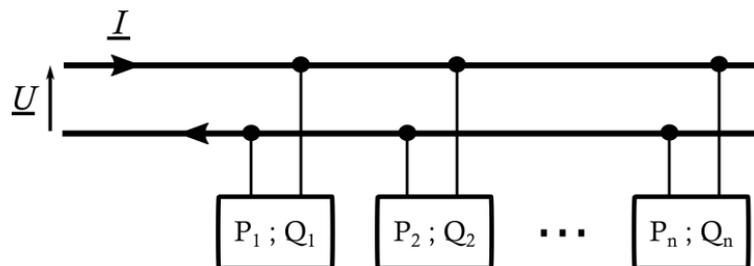


Figure I-12. Ligne de distribution [14]

Une installation électrique (Fig.I-12) est un ensemble de récepteurs, groupés en parallèle et alimentés par une tension commune de valeur efficace constante fournie par le réseau de distribution.

Chaque récepteur (lampe, radiateur, moteur, ...) est caractérisé par :

- la puissance électrique absorbée,
- le facteur de puissance,
- sa nature, capacitive ou inductive.

Le problème à résoudre consiste à déterminer le courant total consommé par le groupement et le facteur de puissance de l'installation. Pour cela on utilise la méthode graphique de Fresnel (Fig.I-13) ou le théorème de Boucherot.

Compte tenu de l'imprécision de la méthode graphique et de sa relative longueur d'exécution on retient le théorème de Boucherot.

Considérons la ligne de distribution de la Figure (I-12). On a alors, d'après le théorème de Boucherot :

La **puissance active totale** consommée est égale à la **somme arithmétique** des puissances actives consommées par chaque récepteur. La **puissance réactive totale** consommée est la **somme algébrique** des puissances réactives consommées par chaque récepteur :

$$\begin{cases} P_{totale} = \sum_{i=1}^n P_i \\ Q_{totale} = \sum_{i=1}^n Q_i \end{cases} \quad (I-49)$$

Par contre les puissances apparentes ne se conservent pas :

$$S_{totale} \neq \sum_{i=1}^n S_i \quad (I-50)$$

C'est à dire :

$$S_{totale} = \sqrt{P_{total}^2 + Q_{total}^2} \quad (I-51)$$

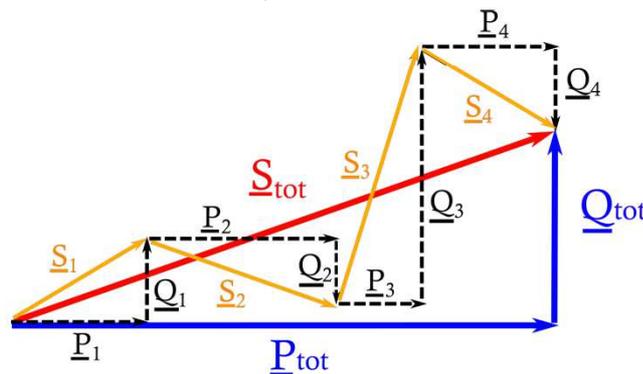


Figure I-13. Illustration graphique du théorème de Boucherot [14]

## 1.5. RÉGIME SINUSOÏDAL TRIPHASÉ

Il est cependant possible d'augmenter davantage les performances de la distribution monophasée en utilisant le système triphasé qui n'est rien d'autre que l'ensemble de trois systèmes monophasés judicieusement choisis de par leurs valeurs efficaces et de leurs déphasages entre eux.

En effet, on montre que non seulement la distribution triphasée permet une baisse considérable du coût du transport, mais elle est incontournable dans la performance industrielles utilisant des machines triphasées qui sont de loin supérieures à tout point de vue à celle prévues en monophasé.

### I.5.1. Domaine de tension

Les ouvrages, installations et équipements de toute nature sont classés en fonction de la plus grande des tensions nominales (courant alternatif et continu), comme indiqué dans le tableau suivant selon la norme CEI [7,8,11] :

Tableau I-2. Domaine de tension

Domaine de tension	Valeur de la tension nominale ( $U_n$ en Volts)	
	Courant Alternatif	Courant Continu
Très basse tension (TBT)	$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension BT	BTA $50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB $500 < U_n \leq 1\ 000$	$750 < U_n \leq 1\ 500$
Haute Tension HT	HTA $1\ 000 < U_n \leq 50\ 000$	$1\ 500 < U_n \leq 75\ 000$
	HTB $U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

### I.5.2. Réseau triphasé équilibré

Un système triphasé est un réseau à trois grandeurs (tensions ou courants) sinusoïdales de même fréquence et déphasées, les unes par rapport aux autres, d'un angle de  $2\pi/3$ . Le système est équilibré si les grandeurs sinusoïdales sont de même valeur efficace.

La représentation temporelle (Fig.I-14) de ces trois tensions n'est pas pratique à représenter, aussi il est toujours préférable de lui préférer la représentation de diagramme de Fresnel (Fig.I-15) qui est caractéristique des systèmes triphasés.

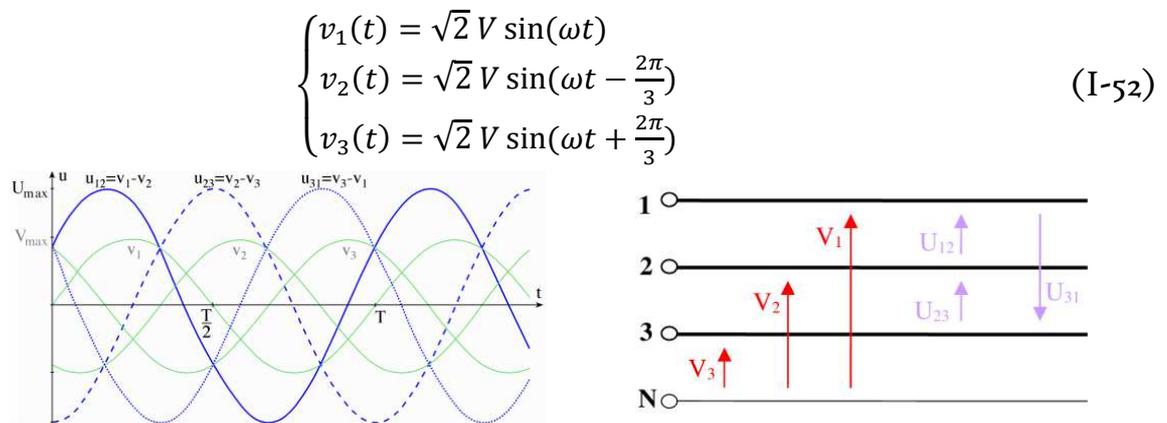


Figure I-14. Représentation temporelle d'un réseau triphasé équilibré

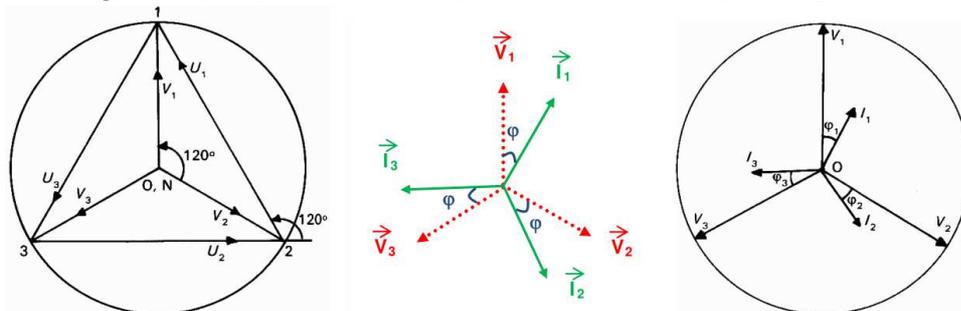


Figure I-15. Représentation de Fresnel d'un réseau triphasé équilibré [7]

### I.5.3. Tensions simples et composées

La distribution se fait à partir de quatre bornes :

- ☞ Trois bornes de **phase** repérées par : (1, 2, 3) ou (A, B, C) ou (R, S, T) ;
- ☞ Une borne **neutre** N.

#### I.4.3.1. Tensions simples

Les **tensions simples** ou **étoilées** : entre les phases et le neutre (Fig.I-16). Elles sont notées par **lettre minuscule "v"**. Un système triphasé est équilibrée lorsque les trois tensions possèdent la même valeur efficace et qu'elles sont déphasées de  $2\pi/3$  l'une par rapport à l'autre.

Le système est **équilibré direct**, il est équilibré car la construction de Fresnel montre que :

$$\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 = \vec{0} \Rightarrow v_1 + v_2 + v_3 = 0 \quad (I-53)$$

Direct car un observateur immobile verrait les vecteurs défiler devant lui dans l'ordre 1, 2, 3.

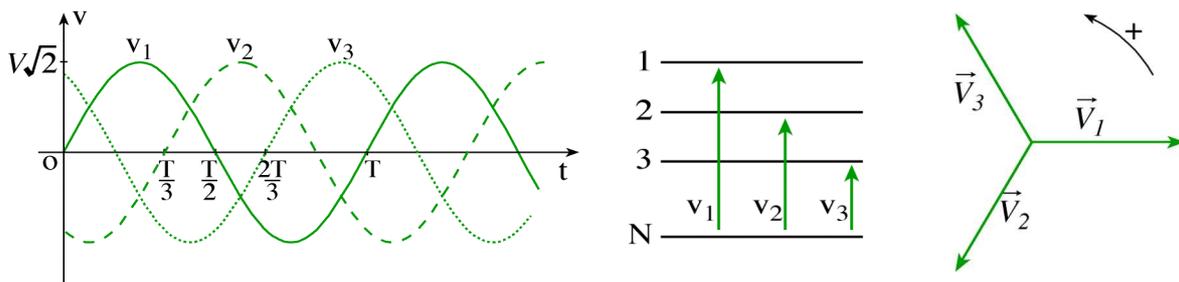


Figure I-16. Tensions simples

#### I.4.3.2. Tensions composées

Les **tensions composées** ou **tensions lignes** : entre phases, ont même fréquence que les tensions simples. Elles sont notées par **lettre majuscule "V" ou "U"** (Fig.I-17).

$$\begin{cases} u_{12} = u_1 - u_2 \\ u_{23} = u_2 - u_3 \\ u_{31} = u_3 - u_1 \end{cases} \quad (I-54)$$

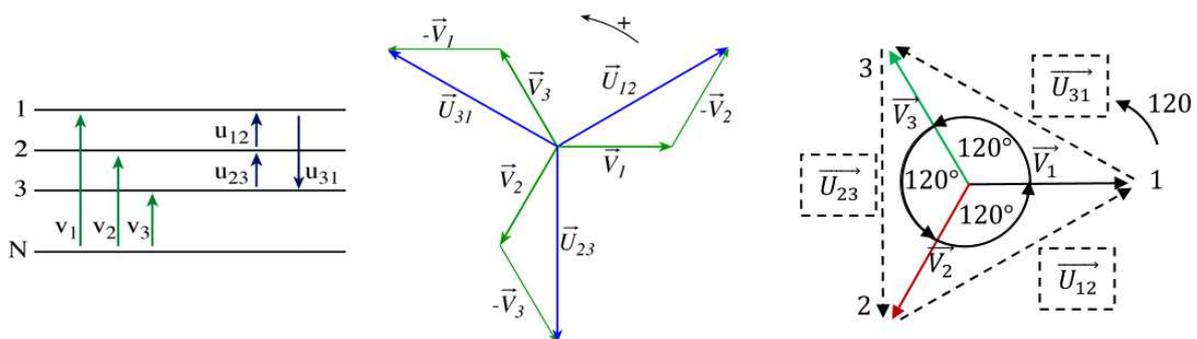


Figure I-17. Tensions composées

### I.4.3.2. Relation entre la tension simple et la tension composée

La relation est toujours vraie quel que soit la charge (Fig.I-18) :

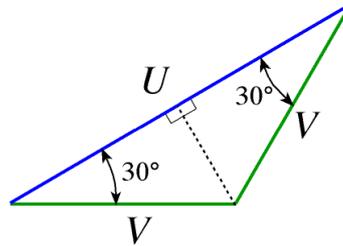


Figure I-18. Relation : tension simple/tension composée

A partir de la Figure (I-18) :

$$U = 2 V \cos(30) \quad (\text{I-55})$$

D'où :

$$U = \sqrt{3} V \quad (\text{I-56})$$

### I.5.3. Récepteur triphasé équilibré

Un récepteur triphasé équilibré (Fig.I-19) est constitué de trois circuits identiques, appelés phases. Le régime triphasé équilibré est tel que les tensions et les courants aux points des trois phases qui se correspondent sont de même amplitude mais décalés dans le temps d'un tiers de période d'une phase à l'autre.

#### I.5.3.1. Récepteurs triphasés

Ce sont des récepteurs constitués de trois dipôles identiques, d'impédance  $Z$ .

#### I.5.3.2. Équilibré

Car les trois impédances sont identiques.

#### I.5.3.3. Courants par phase

Ce sont les courants qui traversent les impédances  $Z$  du récepteur triphasés. De symbole : "J" (Fig.I-19).

#### I.5.3.4. Courants de ligne

Ce sont les courants qui passent dans les fils du réseau triphasé de symbole : "I" (Fig.I-19).

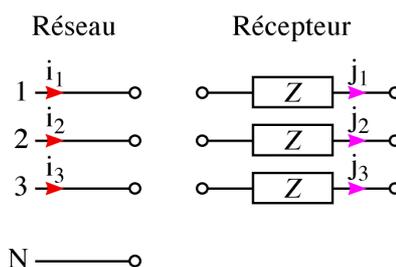


Figure I-19. Réseau-récepteurs triphasés

Le réseau et le récepteur peuvent se relier de deux façons différentes : en *étoile* ou en *triangle*.

#### I.5.4. Montage étoile Y

Si les récepteurs sont branchés de manière à avoir un *point commun n*, ce point commun est appelé *neutre* du récepteur et le couplage (montage ou connexion) est alors appelé couplage *étoile* (Fig.I-20).

Étant donné que les grandeurs électriques ont les mêmes valeurs d'une phase sur l'autre, la formulation des puissances se simplifie considérablement. Dans le cas des montages étoiles, le neutre étant indifférent, les charges sont toujours sous tension simple.

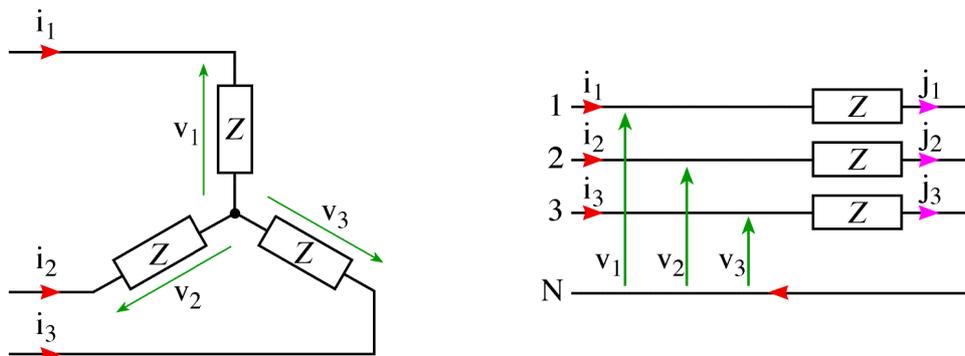


Figure I-20. Montage étoile

##### I.5.4.1. Courants en étoile

On constate sur les schémas du branchement étoile équilibré que les courants en ligne  $I_i$  sont égaux aux courants par phase  $J_i$  :

$$I_1 = I_2 = I_3 = I \quad (\text{I-57})$$

$$J_1 = J_2 = J_3 = J \quad (\text{I-58})$$

On retiendra pour le couplage étoile :

$$I = J \quad (\text{I-59})$$

Le courant dans le fil neutre est :

$$I_n = I_1 + I_2 + I_3 \quad (\text{I-60})$$

Pour un récepteur équilibré couplé en étoile, le courant dans le neutre est nul.

La Figure (I-21) présente le diagramme de Fresnel des tensions simples et des courants de ligne pour le montage étoile.

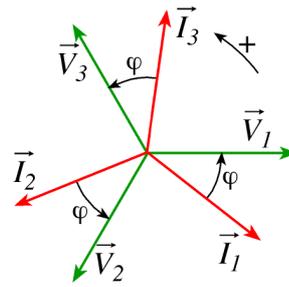


Figure I-21. Diagramme de Fresnel

### I.5.4.2. Puissances en étoile

La puissance active pour une phase du récepteur :

$$P_1 = V I \cos \varphi \quad (\text{I-61})$$

Avec :

$$\varphi_Y = \angle(\vec{I}, \vec{V}) \quad (\text{I-62})$$

La puissance active pour le récepteur complet :

$$P_Y = 3 \cdot P_1 = 3 V I \cos \varphi \quad (\text{I-63})$$

De plus :

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{I-64})$$

D'où :

$$P_Y = \sqrt{3} U I \cos \varphi \quad (\text{I-65})$$

De la même façon la puissance réactive :

$$Q_Y = \sqrt{3} U I \sin \varphi \quad (\text{I-66})$$

Alors que la puissance apparente :

$$S_Y = \sqrt{3} U I \quad (\text{I-67})$$

Le facteur de puissance :

$$\cos \varphi = \frac{P_Y}{S_Y} \quad (\text{I-68})$$

### I.5.4.3. Pertes par effet Joule en étoile

Considérons que la partie résistive du récepteur (Fig.I-22). Pour une phase du récepteur :

$$P_{j1} = r I^2 \quad (\text{I-69})$$

Résistance vue entre deux bornes :

$$R = 2 r \quad (\text{I-70})$$

Pour le récepteur complet :

$$P_{jY} = 3 \cdot P_{j1} = 3 r I^2 \quad (\text{I-71})$$

Finalement les pertes par effet Joule en étoile :

$$P_{jY} = \frac{3}{2} R I^2 \tag{I-72}$$

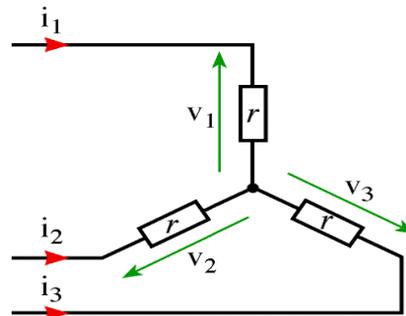


Figure I-22. Pertes par effet Joule en étoile

### I.5.5. Montage triangle Δ

Si les trois récepteurs sont connectés en série et fermés sur eux-mêmes, on dit que le couplage est en *triangle*, Le neutre est inutilisé (Fig.I-23).

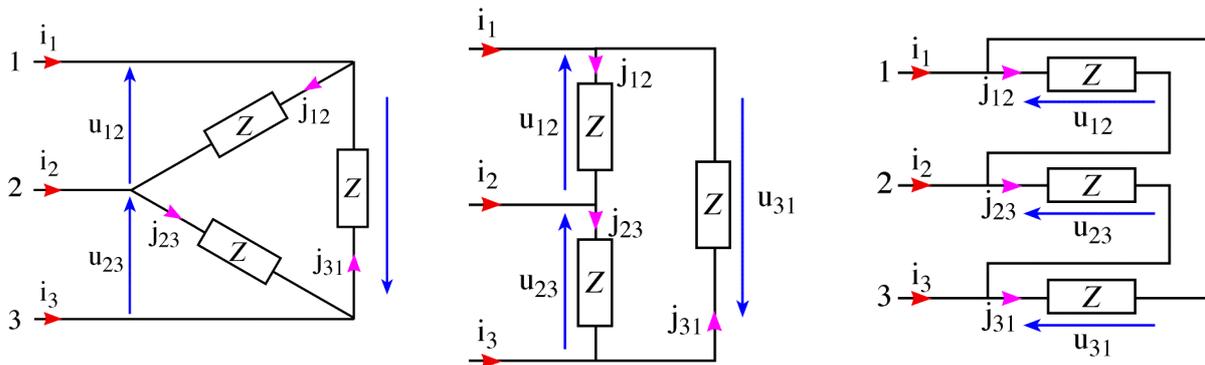


Figure I-23. Montage triangle

#### I.5.5.1. Courants en triangle

D'après les schémas du branchement triangle :

$$\begin{cases} \vec{I}_1 = \vec{J}_{12} - \vec{J}_{31} \\ \vec{I}_2 = \vec{J}_{23} - \vec{J}_{12} \\ \vec{I}_3 = \vec{J}_{31} - \vec{J}_{23} \end{cases} \tag{I-73}$$

Le système triphasé est équilibré :

$$I_1 = I_2 = I_3 = I \tag{I-74}$$

$$J_1 = J_2 = J_3 = J \tag{I-75}$$

Pour le couplage triangle, la relation entre  $I$  et  $J$  est la même que la relation entre  $V$  et  $U$ .

On retiendra pour le couplage triangle :

$$I = \sqrt{3}J \tag{I-76}$$

### I.5.5.2. Puissances en triangle

La puissance active pour une phase du récepteur :

$$P_1 = U J \cos\varphi \quad (\text{I-77})$$

Avec :

$$\varphi_\Delta = \angle(\vec{J}, \vec{U}) \quad (\text{I-78})$$

La puissance active pour le récepteur complet :

$$P_\Delta = 3.P_1 = 3 U J \cos\varphi \quad (\text{I-79})$$

De plus :

$$J = \frac{I}{\sqrt{3}} \quad (\text{I-80})$$

D'où :

$$P_\Delta = \sqrt{3} U I \cos\varphi \quad (\text{I-81})$$

De la même façon la puissance réactive :

$$Q_\Delta = \sqrt{3} U I \sin\varphi \quad (\text{I-82})$$

Alors que la puissance apparente :

$$S_\Delta = \sqrt{3} U I \quad (\text{I-83})$$

Le facteur de puissance :

$$\cos\varphi = \frac{P_\Delta}{S_\Delta} \quad (\text{I-84})$$

### I.5.5.3. Pertes par effet Joule en triangle

Considérons que la partie résistive du récepteur (Fig.I-24).

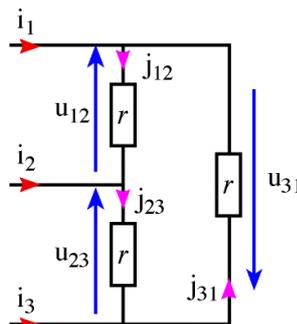


Figure I-24. Pertes par effet Joule en triangle

Détail du calcul de la résistance équivalente vue entre deux bornes du récepteur, nous avons  $2r$  en parallèle avec  $r$  :

$$R = \frac{2r.r}{2r+r} = \frac{2}{3}r \quad (\text{I-85})$$

Résistance vue entre deux bornes :

$$R = \frac{2}{3} r \quad (\text{I-86})$$

Pour une phase du récepteur :

$$P_{j1} = r J^2 \quad (\text{I-87})$$

Pour le récepteur complet :

$$P_{j\Delta} = 3.P_{j1} = 3 r J^2 = 3 \left(\frac{3}{2}\right) R \left(\frac{I}{\sqrt{3}}\right)^2 \quad (\text{I-88})$$

Finalement les pertes par effet Joule en triangle :

$$P_{j\Delta} = \frac{3}{2} R I^2 \quad (\text{I-89})$$

**Remarque :**

- ① Les déphasages pour les deux montages étoile et triangle sont les mêmes. Il s'agit du déphasage provoqué par le dipôle Z du montage (Fig.I-25).

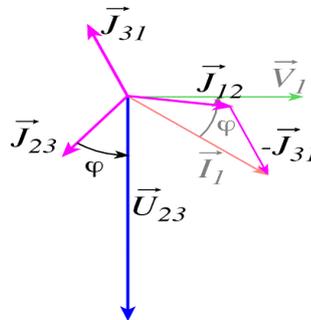


Figure I-25. Diagramme de Fresnel des tensions/courants

$$\varphi_Y = \varphi_{\Delta} = \angle(\vec{I}, \vec{V}) = \angle(\vec{J}, \vec{U}) \quad (\text{I-90})$$

- ② Quel que soit le couplage, les puissances s'expriment de la même façon en fonction :
- ① de la tension composée  $U$  ;
  - ② du courant en ligne  $I$ .

### I.5.6. Mesure de puissance en triphasé

Un wattmètre est un appareil qui a une déviation proportionnelle à la puissance moyenne ( $VJ\cos\varphi$ ) absorbée par un circuit quelconque.

#### I.5.6.1. Circuit équilibré

Il suffit de mesurer la puissance consommée par une phase et de multiplier par trois. Un seul Wattmètre est nécessaire, on branche alors le wattmètre de la manière indiquée sur la Figure (I-26) [15] :

La puissance active consommée est :

$$P_{3\phi} = 3P_{1N} \quad (\text{I-91})$$

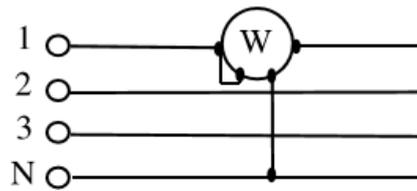


Figure I-26. Mesurer de puissance d'un circuit équilibré

### I.5.6.2. Circuit déséquilibré

Il faut mesurer les puissances consommées par les trois phases et additionner. Trois wattmètres sont nécessaires. On branche alors les wattmètres de la manière indiquée sur la Figure (I-27) :

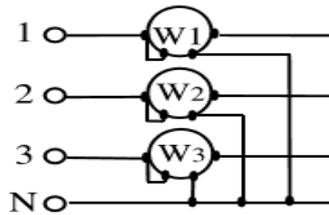


Figure I-27. Mesurer de puissance d'un circuit déséquilibré

La puissance active consommée est :

$$P_{3\phi} = P_{1N} + P_{2N} + P_{3N} \quad (\text{I-92})$$

### I.5.6.3. Méthode des deux wattmètres

Le montage des deux wattmètres que le système soit équilibré ou non. (La seule condition est qu'il n'y ait pas de fil neutre). On branche alors les wattmètres de la manière indiquée sur la Figure (I-28) :

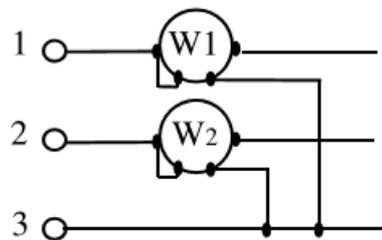


Figure I-28. Méthode des deux wattmètres

La puissance active consommée s'exprime par la relation :

$$P_{3\phi} = P_{13} + P_{23} \quad (\text{I-93})$$

La puissance réactive dans ce cas-là s'exprime par la relation :

$$Q_{3\phi} = \sqrt{3}(P_{13} - P_{23}) \quad (\text{I-94})$$

## I.6. RÉCEPTEURS ÉLECTRIQUES INDUSTRIELS

Les moteurs électriques sont des actionneurs largement utilisés dans l'industrie, couvrant diverses applications dans les domaines du transport, de

l'industrie et de l'électroménager. Souvent triphasés pour des applications de puissance industrielle, ils peuvent également fonctionner au courant monophasé. Ces moteurs sont les principaux *récepteurs électriques industriels*.

### I.6.1. Machine synchrone

Un Afin de mieux constater les différents modes de fonctionnement de la machine synchrone, nous utilisons dans ce qui suit, le diagramme le plus simple, qui est le diagramme de *Behn-Eschenburg*. Nous supposons aussi que le signe positif des puissances et celui des puissances fournies car c'est le fonctionnement le plus fréquent des machines synchrones (Fig.I-29). Il est aussi représenté le vecteur  $Z\vec{I}$  au lieu des deux vecteurs  $R\vec{I}$  et  $jX\vec{I}$  pour que le diagramme soit moins encombrant [16].

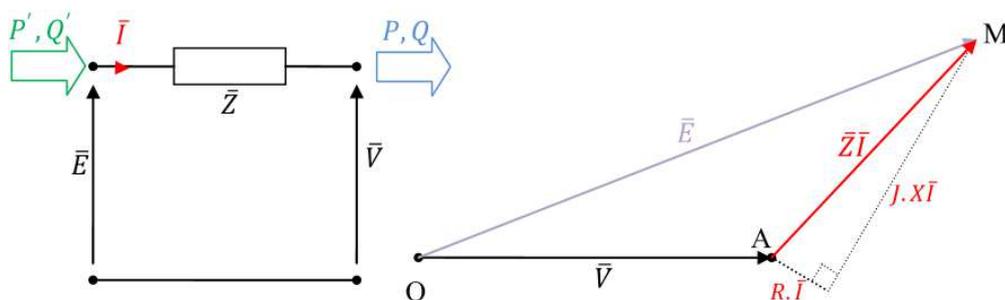


Figure I-29. Sens positif de l'écoulement des puissances par diagramme de Behn-Eschenburg

Sur le diagramme simplifié, nous traçons l'axe "AP" qui forme un angle  $\varphi$  (angle de charge) avec l'axe "AM" et l'axe "AQ" perpendiculaire à l'axe "AP" (Fig.I-30). La projection du point M, qui représente le mode de fonctionnement de la machine synchrone, donne dans une échelle de tension les puissances actives et réactives débitées ou absorbées.

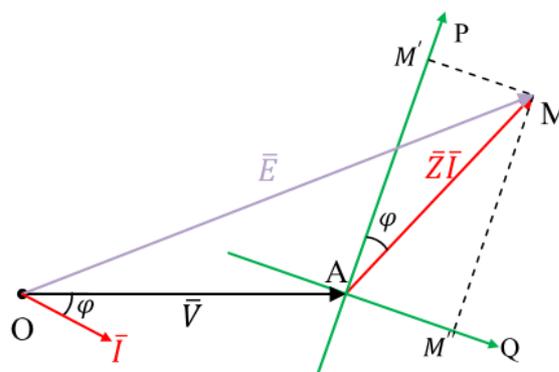


Figure I-30. Représentation des axes des puissances dans le diagramme Behn-Eschenburg

- ☞ La projection du point de fonctionnement M, sur l'axe "AP" donne le point M' tel que :

$AM' = ZI \cos \varphi$ , ce qui donne la puissance active créée ou absorbée  $P = 3V \frac{AM'}{Z}$  ;

☞ La projection du point de fonctionnement  $M$ , sur l'axe "AQ" donne le point  $M''$  tel que :

$AM'' = ZI \sin \varphi$ , ce qui donne la puissance réactive  $Q = 3V \frac{AM''}{Z}$ .

L'axe "AP" est dit l'axe de puissance active et l'axe "AQ" est dit l'axe de puissance réactive.

### ***I.6.1.1. Modes de fonctionnement de la machine synchrone***

Le point de fonctionnement peut se situer dans un des quatre quadrants selon le signe des puissances actives réactives (Fig.I-31) [16] :

**Quadrant ①** :  $P > 0$  et  $Q > 0$

La machine synchrone fournit la puissance active désignant qu'elle fonctionne comme alternateur. En plus, elle fournit la puissance réactive au récepteur branché à ces bornes.

**Quadrant ②** :  $P > 0$  et  $Q < 0$

La machine synchrone fournit la puissance active désignant qu'elle fonctionne comme alternateur. Mais, elle absorbe la puissance réactive depuis le récepteur branché à ces bornes.

**Quadrant ③** :  $P < 0$  et  $Q > 0$

La machine synchrone absorbe la puissance active désignant qu'elle fonctionne comme moteur. Mais, elle fournit la puissance réactive à la source branchée à ces bornes.

**Quadrant ④** :  $P < 0$  et  $Q < 0$

La machine synchrone absorbe la puissance active désignant qu'elle fonctionne comme moteur. En plus, elle absorbe la puissance réactive depuis la source branchée à ces bornes.

La capacité à fonctionner dans les quatre quadrants électriques est une des particularités de la machine synchrone. Il est en effet possible de rendre à volonté la machine inductive ou capacitive, que ce soit en fonctionnement moteur ou alternateur. Il suffit pour cela d'agir sur l'amplitude de la f.é.m, c'est à dire sur le courant d'excitation.

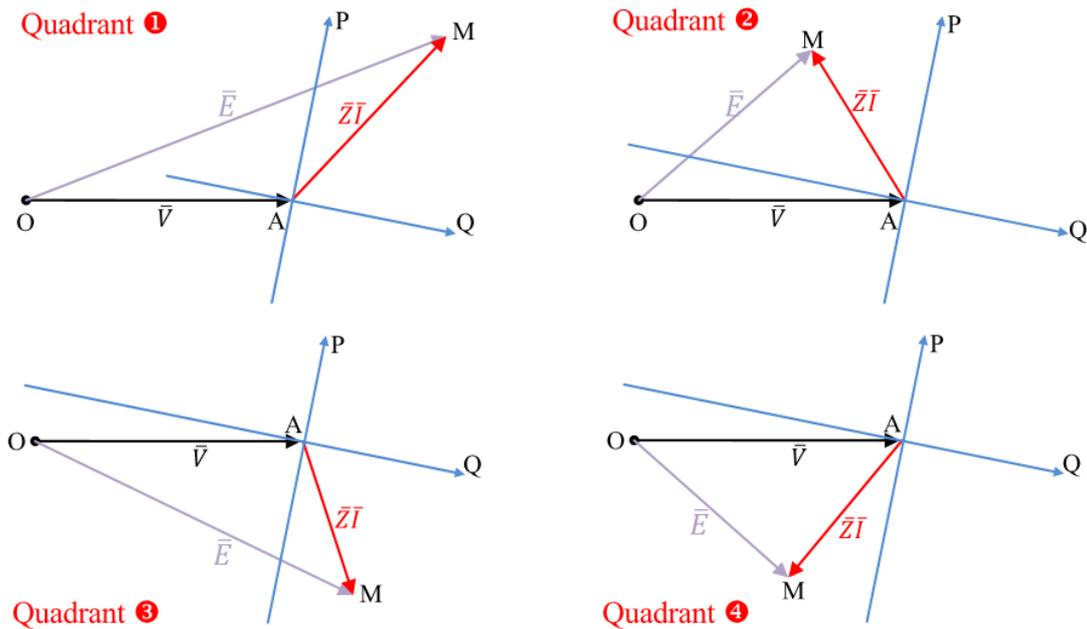


Figure I-31. Représentation du fonctionnement dans les quatre quadrants électriques [16]

### 1.6.1.2. Caractéristique du moteur synchrone

L'interaction entre les champs d'induction étant un phénomène réversible, rien n'empêche la machine synchrone de fonctionner en moteur. Il suffit pour cela d'alimenter son enroulement du stator par un réseau triphasé adéquat en présence du champ inducteur au rotor. Le seul problème qui se pose, c'est que le champ rotorique est indépendant et qu'il tourne dans l'entrefer à la vitesse du rotor. L'interaction mécanique est donc nulle tant qu'il n'y a pas de synchronisme, ce qui élimine toute possibilité de démarrage direct sur un réseau à fréquence fixe [16,17].

On peut remédier à ce problème en assurant une alimentation à fréquence variable en fonction de la vitesse instantanée du moteur synchrone, une méthode connue sous le nom de *l'autopilotage du moteur synchrone*.

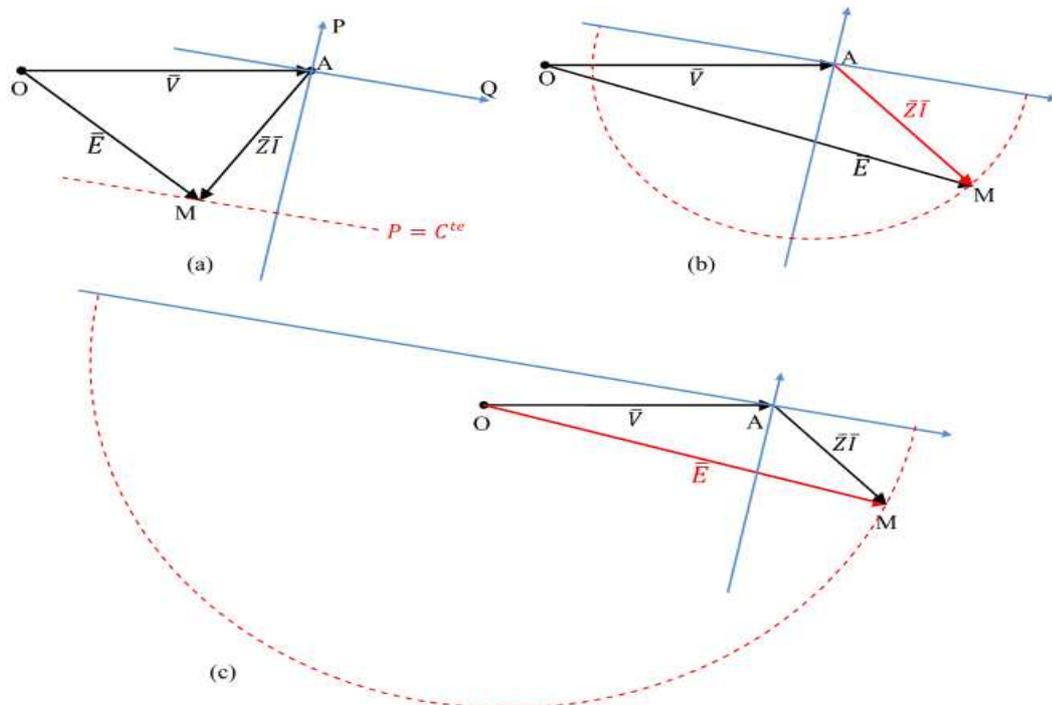
Durant notre étude on s'intéresse qu'au *régime établi*, où le moteur tourne effectivement à la vitesse de synchronisme.

La tension aux bornes du moteur synchrone lui étant imposée par le réseau qui l'alimente, il est évident donc d'étudier le fonctionnement du moteur à tension constante.

### 1.6.1.3. Détermination du fonctionnement

La tension et la fréquence étant appliquées aux bornes de la machine (constantes), les paramètres restants qui caractérisent le point de fonctionnement sont la f.é.m (par action sur le courant d'excitation) et le courant de charge (dépendant de la charge entraînée) :

- Le fonctionnement du moteur synchrone à **puissance absorbée constante** est déterminé par le courant d'excitation qui donne la f.é.m correspondante. Ainsi, le point de fonctionnement se déplace selon l'axe  $P = C^{te}$  parallèle à l'axe des puissances réactives (Fig.I-32-a).
- Le fonctionnement du moteur synchrone à **courant constant** est déterminé par le courant d'excitation et le couple résistant de la charge entraînée. Ainsi, le point de fonctionnement se déplace selon le demi-cercle de centre A et de rayon  $ZI$  (Fig.I-32-b).
- Le fonctionnement du moteur synchrone à **courant d'excitation constant** est déterminé par le couple résistant de la charge entraînée. Ainsi, le point de fonctionnement se déplace selon le demi-cercle de centre O et de rayon  $E$  (Fig.I-32-c).



**Figure I-32.** Représentation du fonctionnement d'un MS à tension et fréquence constantes

A puissance constante, le point de fonctionnement peut se situer à droit ou à gauche de l'axe de puissances actives selon la valeur de l'excitation. On remarque que l'action sur l'excitation permet d'absorber (à gauche) ou de fournir (à droite) et de fonctionner à  $\cos\varphi$  unitaire (sur l'axe).

On trace les courbes de variation du courant de charge en fonction du courant d'excitation  $I(J)$  qui s'appellent courbes de **Mordey** ou à cause de leurs formes courbe en V. Les lieux des minimums correspondent à  $\cos\varphi$  unitaire (Fig.I-33).

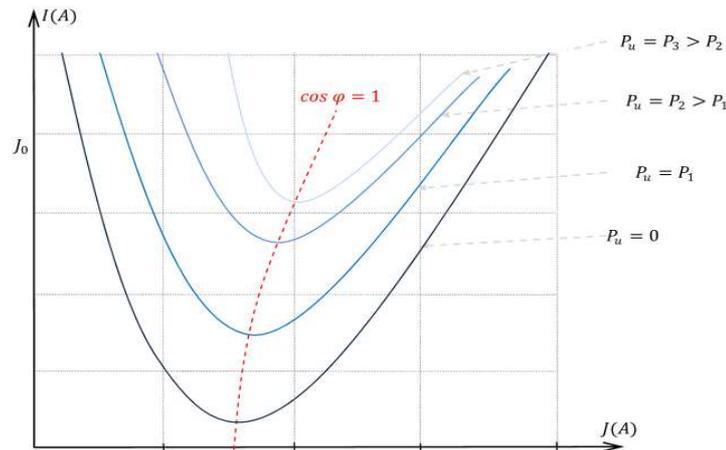


Figure I-33. Variation  $I(J)$  à vitesse et tension constantes pour différentes valeurs de la puissance

On peut même déduire la caractéristique  $I(J)$  à  $\cos\phi$  constant, en prolongeant celle de l'alternateur. Mais elles sont peu différentes à cause de légère inclinaison de l'axe de puissance par rapport à la perpendiculaire de la tension  $V$  (Fig.I-34).

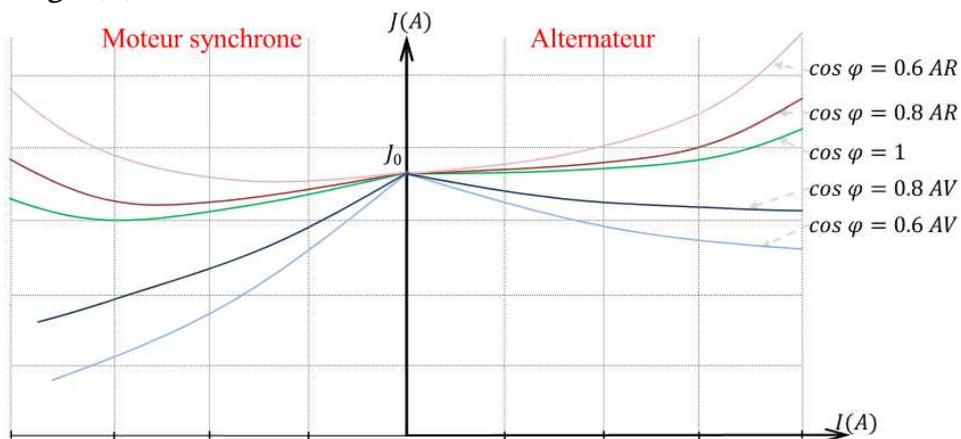


Figure I-34. Variation  $I(J)$  à vitesse et tension constantes pour différentes valeurs de  $\cos\phi$

**I.6.1.4. Bilan de puissance**

Le schéma équivalent du moteur synchrone est le même que celui de l'alternateur sauf qu'il faut inverser les puissances c'est-à-dire le sens du courant  $I$  (Fig.I-35) :

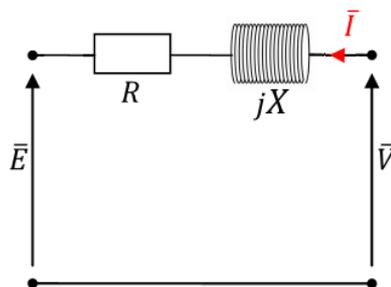


Figure I-35. Modèle équivalent

$$\vec{E} = \vec{V} + R\vec{I} + jX\vec{I} \tag{I-95}$$

Avec :

$E$  : f.é.m. à vide (V) ;

$V$  : tension aux bornes d'un enroulement de la machine (V) ;

$R$  : résistance de l'enroulement ( $\Omega$ ) ;

$X$  : réactance synchrone ( $\Omega$ ).

**Remarques :**

- ▶ l'inductance  $L$  du schéma tient compte de l'inductance réelle de l'enroulement et de la réaction magnétique d'induit ;
- ▶ le courant est orienté en convention générateur ;
- ▶ l'inducteur est équivalent à une résistance (toute l'énergie absorbée à l'inducteur est perdue par effet joule).

La Figure (I-36) présente le diagramme de Fresnel de schéma équivalent du moteur synchrone.

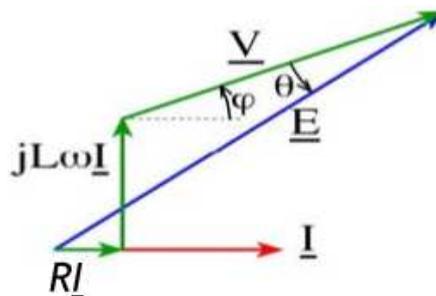


Figure I-36. Diagramme de Fresnel

Les courants alternatifs dans le stator créent un champ magnétique tournant à la pulsation :

$$\Omega_s = \frac{\omega}{p} \quad (\text{I-96})$$

$$n_s = \frac{f}{p} \quad (\text{I-97})$$

$$n_s = \frac{60 f}{p} \quad (\text{I-98})$$

$$\omega = 2 \pi f \quad (\text{I-99})$$

Avec :

$\Omega_s$  : vitesse de rotation du champ tournant en rad/s ;

$\omega$  : pulsation des courants alternatifs en rad/s ;

$n_s$  : vitesse de rotation du champ tournant en tr/s ;

$f$  : fréquence des courants alternatifs en Hz ;

$p$  : nombre de paires de pôles.

Les pertes par effet joule dans l'inducteur :

$$P_{jr} = U_{ex} J_{ex} \quad (\text{I-100})$$

Les pertes par effet Joule du circuit de l'induit :

$$P_{js} = 3 R_s I^2 \quad (\text{I-101})$$

Où "Rs" est la résistance d'une phase de l'enroulement de l'induit.

Les pertes constantes : pertes mécaniques et pertes fer qui ne dépendent pas de la charge. Comme ces pertes dépendent de la fréquence et de la tension U, elles sont généralement constantes.

$$P_{cst} = P_{mec} + P_{fer} \quad (\text{I-102})$$

La puissance utile d'un moteur synchrone est la puissance mécanique développée sur son arbre sous forme d'une vitesse constante (vitesse de synchronisme) et un couple mécanique variable :

$$P_u = P_{mec} = T_{mec} \Omega_s \quad (\text{I-103})$$

Avec  $T_{mec}$  est le couple mécanique sur l'arbre de l'alternateur et  $\Omega_s$  est la vitesse angulaire de synchronisme.

La puissance absorbée :

$$P_a = \sqrt{3} U I \cos\varphi + U_{ex} J_{ex} \quad (\text{I-104})$$

## I.6.2. Machine asynchrone

Comme pour tous les récepteurs électriques industriels, le but recherché est, à partir d'essais sous puissance réduite, d'élaborer un diagramme vectoriel ou un modèle simple permettant de prédéterminer le comportement en charge du système et ses caractéristiques de fonctionnement.

### I.6.2.1. Caractéristiques du moteur asynchrone

L'utilisation du diagramme de cercle permet de compléter les observations faites à partir des relations déduites du schéma équivalent. La puissance utile est nulle à vide ( $g \cong 0$ ), Elle croit lorsque le glissement croit et passe par un maximum, puis elle diminue pour s'annuler à nouveau quand le glissement sera égale à 1. Ceci montre que la caractéristique du moteur asynchrone possède deux parties (Fig.I-37).

La première partie qui est *stable* (trait continu) située entre le point de fonctionnement à vide et le point de fonctionnement à puissance maximale. La deuxième partie qui est *instable* (trait discontinu) située entre le point de fonctionnement à puissance maximale et le point de fonctionnement à rotor bloqué.

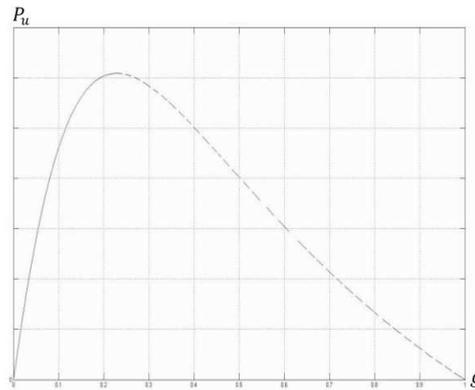


Figure I-37. Caractéristiques de la puissance utile en fonction du glissement [15]

En pratique, si la puissance mécanique demandée par la charge augmente, le MAS est prêt pour développer cette puissance. Au-delà de la puissance maximum, le moteur n'est pas prêt pour développer une telle puissance, donc, il est freiné pour ensuite s'arrêter. En pratique le moteur n'est utilisé que dans sa partie de fonctionnement stable.

### I.6.2.2. Courant absorbé

Le courant statorique part d'une valeur non nul (courant de la branche magnétisante). Il augmente au fur et à mesure que la puissance utile augmente jusqu'à la puissance utile maximum. Si la puissance demandée continue à croître même si la puissance utile diminue, le courant absorbé augmente aussi en même temps que la vitesse diminue (*zone d'instabilité*). En pratique on doit couper l'alimentation pour éviter la détérioration du moteur (Fig.I-38) [16].

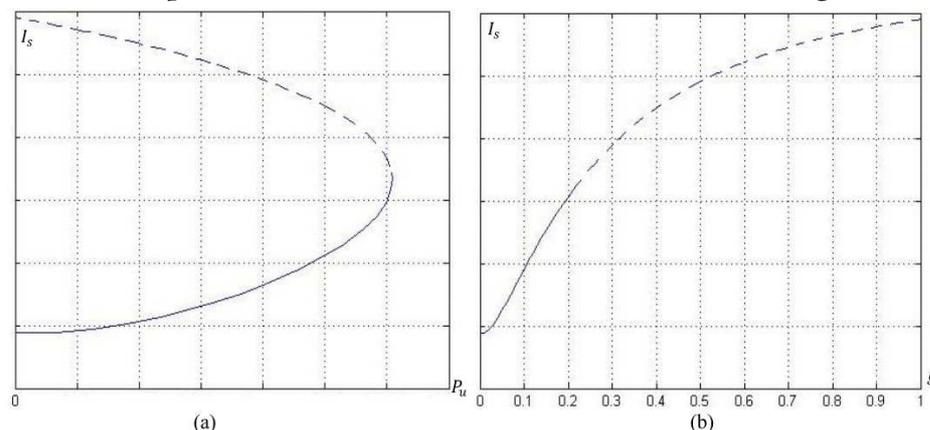
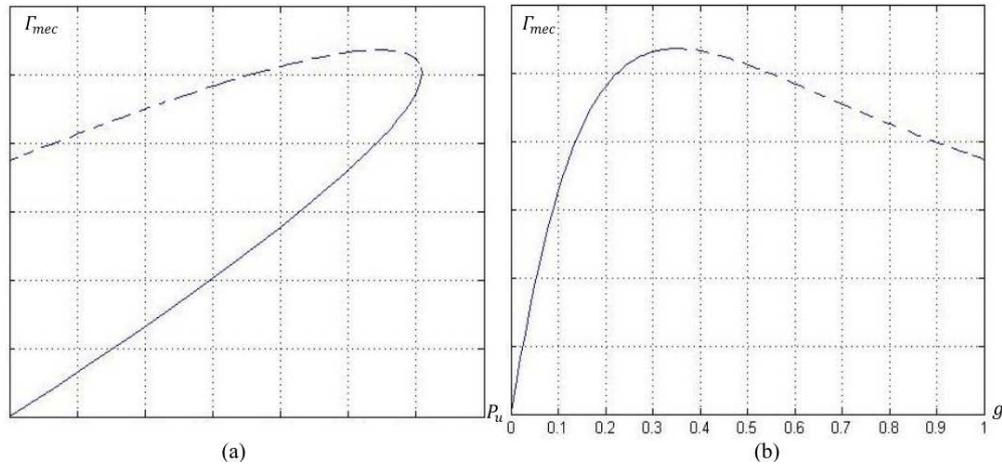


Figure I-38. Caractéristiques du facteur de puissance  
(a) en fonction de la puissance utile ; (b) en fonction du glissement

### I.6.2.3. Couple électromagnétique

Il est nul à glissement nul. Ensuite, il augmente proportionnellement en fonction de la puissance utile, surtout proche de la zone de fonctionnement nominale. Puis il s'incurve pour passer par son maximum lorsque le tangent du

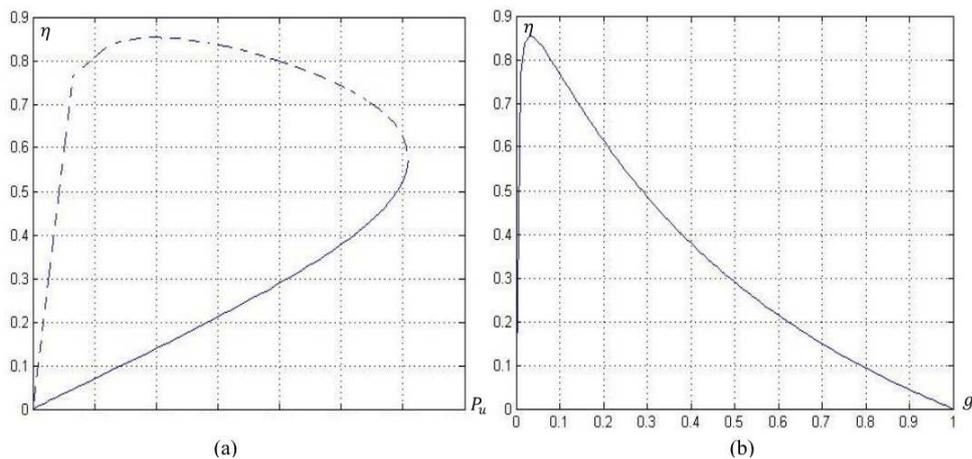
cercle est parallèle à l'axe des couples. Si la puissance demandée continue à croître même si la puissance utile diminue, le couple diminue jusqu'à atteindre sa valeur au démarrage (Fig.I-39).



**Figure I-39.** Caractéristiques du couple électromagnétique  
(a) en fonction de la puissance utile ; (b) en fonction du glissement

#### I.6.2.4. Rendement

Le rendement part d'une valeur nulle et croît en fonction de la puissance utile. Il a un maximum au voisinage du point de fonctionnement nominal (à un glissement faible). Il diminue ensuite pour s'annuler en fonctionnement à rotor bloqué. Le rendement est d'autant meilleur que le moteur est refroidi efficacement (Fig.I-40).



**Figure I-40.** Caractéristiques du rendement  
(a) en fonction de la puissance utile ; (b) en fonction du glissement

#### I.6.2.5. Bilan de puissance

On peut regrouper sur un diagramme de la Figure (I-41) les diverses pertes de puissance.

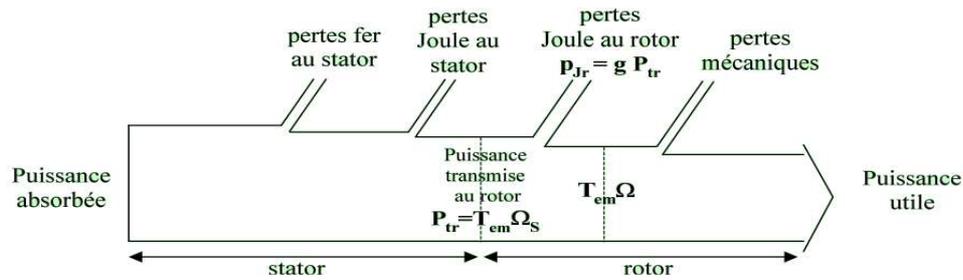


Figure I-41. Bilan de puissance

Fréquence au stator :

$$f = p n_s \quad (\text{I-105})$$

Pulsation au stator :

$$\omega = p \Omega \quad (\text{I-106})$$

Glissement :

$$g = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (\text{I-107})$$

Fréquence au rotor :

$$f_g = g f \quad (\text{I-108})$$

Puissance absorbée :

$$P_a = \sqrt{3} U I \cos \varphi \quad (\text{I-109})$$

Pertes constantes :

$$P_{Cst} = \text{Pertes fer} + \text{Pertes mécaniques} \quad (\text{I-110})$$

Pertes Joule au stator :

$$P_{js} = \frac{3}{2} R_a I^2 \quad (\text{I-111})$$

 $R_a$  : la résistance entre phase au stator.

Puissance transmise :

$$P_{tr} = P_{abs} - P_{js} - \text{Pertes fer stator} \quad (\text{I-112})$$

Pertes Joule au rotor :

$$P_{jr} = g P_{tr} \quad (\text{I-113})$$

Puissance utile :

$$P_u = P_a - \text{Pertes} \quad (\text{I-114})$$

Rendement :

$$\eta = \frac{P_u}{P_a} \quad (\text{I-115})$$

Couple électromagnétique :

$$T = \frac{P_{tr}}{\Omega} \quad (\text{I-116})$$

Couple utile :

$$T_u = \frac{P_u}{\Omega_s} \quad (\text{I-117})$$

## I.7. CONCLUSION

Nous avons examiné, dans ce chapitre l'intérêt que présente la distribution triphasée par rapport au monophasée, puisqu'elle permet de passer aisément aux tensions élevées, grâce aux transformateurs (transformateurs élévateurs) HT afin de transporter l'énergie. Il suffit ensuite de rabaisser la tension à l'aide d'autres transformateurs (transformateurs abaisseurs) afin de distribuer l'énergie aux consommateurs.

Ainsi ce chapitre traitera des notions élémentaires concernant les récepteurs triphasés ainsi que les configurations et symboles utilisés, dans les cas de figure rencontrés dans l'industrie : étoile puis triangle.

Après avoir présenté les caractéristiques, les fonctionnements et les comportements des différents récepteurs dans le monde industriel, on peut passer à l'étude des sources d'alimentation dans l'industrie.

# CHAPITRE II

## SOURCES D'ALIMENTATION



« Il est hélas devenu évident aujourd'hui que  
notre technologie a dépassé notre humanité »

*Albert Einstein*

# CHAPITRE II

## SOURCES D'ALIMENTATION

### II.1. INTRODUCTION

Pour produire de l'électricité, il faut transformer une source d'énergie fournie par la nature. Cette opération est réalisée à partir de différents moyens de production, en fonction des quantités produites mais aussi de l'indispensable évolution du mode de production et de consommation énergétique actuel vers des solutions bas carbone, pour lutter contre le changement climatique.

Pour répondre à la demande en électricité de consommateurs de différentes natures (particuliers, industriels, tertiaires, collectivités) et répartis sur l'ensemble d'un territoire, il faut utiliser des moyens de production industriels permettant de produire de l'électricité en grandes quantités.

Ce chapitre présente l'alimentation RDP (*Rack Distribution Panel*) dans l'industrie. Il traite l'installation, l'exploitation et de la maintenance du RDP en partant du principe que son acquisition est associée à celle d'une PDU (*Power Distribution Unit*), ensuite je vais présenter les générateurs synchrones, les génératrices asynchrones, avec ces avantages et inconvénients ainsi que les ASI (*Alimentations Sans Interruption*) qui assurent l'alimentation en mode de secours.

### II.2. ALIMENTATION PAR LES RDPs

L'alimentation de *panneau de distribution en rack* également connu sous le nom anglais de *Rack Distribution Panel (RDP)* c'est une armoire électrique qui assure la distribution d'alimentation électrique souple, sûre et efficace pour équipements dans des *data-centers* de toute taille ou zones haute densité.

#### II.2.1. Composants du RDP

- ❶ **Câble d'alimentation** : les câbles d'alimentation passent par les panneaux amovibles situés sur le dessus de l'armoire RDP (Fig.II-1). Ces câbles d'alimentation se composent de cinq conducteurs ( $L_1, L_2, L_3, N, PE$ ). Le nombre des câbles d'alimentation installés au sein du RDP dépend de la configuration du système. Chaque câble d'alimentation est pourvu d'un connecteur IEC 309 compatible avec un large éventail d'accessoires, parmi lesquels les armoires PDU (*Power Distribution Unit*) et armoires ATS (*Automatic Transfer Switch*).

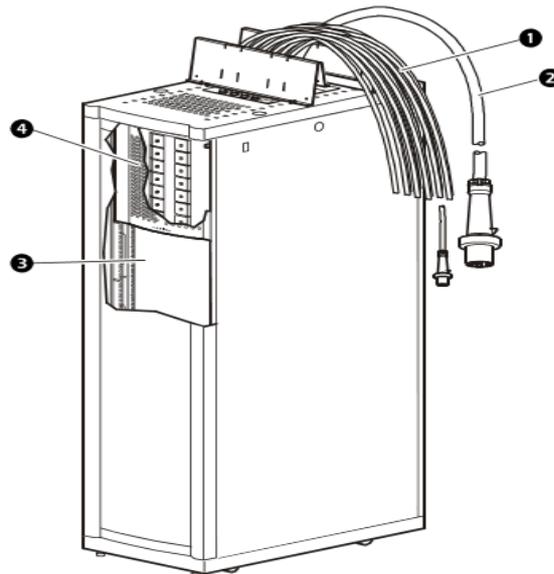


Figure II-1. Armoire RDP [18]

- ② **Câble d'alimentation secondaire** : ce câble d'alimentation pourvu d'un connecteur d'extrémité IEC 309 se compose de cinq conducteurs ( $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$ ,  $N$ ,  $PE$ ). Si le système est équipé d'une PDU, ce câble d'alimentation se raccorde à un câble d'alimentation secondaire provenant de la PDU.
- ③ **Espace armoire disponible** : la partie inférieure de l'armoire RDP se caractérise par la présence de 32U d'espace susceptible d'être affectées à l'installation d'équipements à monter en armoire.
- ④ **Panneau de disjoncteurs contrôlant 42 circuits** : Chaque RDP est équipé d'un panneau de disjoncteurs capable de contrôler 42 circuits. Trois circuits assurent la rétro alimentation du RDP tandis que trois autres assurent l'alimentation d'une prise IEC 309 susceptible d'être raccordée à une Armoire PDU installée dans l'armoire du RDP. Les 36 circuits restants permettent d'assurer l'alimentation d'armoires et bâtis d'équipement. Chaque circuit achemine un courant de 230volts (phase/neutre). L'intensité du courant véhiculé par chaque circuit dépend du dimensionnement du disjoncteur employé [18].

### II.2.1.1. Pose des éléments supplémentaires au RDP

Pour *ajouter d'un disjoncteur* au RDP vous déplacez l'agrafe accessible au dos du disjoncteur pour la faire coïncider avec la phase à laquelle vous êtes en train de vous connecter ( $L_1$ ,  $L_2$  ou  $L_3$ ) (Fig.I-2).

Et pour le *raccordement d'un câble d'alimentation supplémentaire* au RDP, avant d'ajouter un câble d'alimentation, procédez à l'adjonction d'un disjoncteur (Fig.I-2) [19] :

1. Installez un presse-étoupe dans l'un des orifices quelconques disponibles sur le capot du RDP ;
2. Faites glisser le câble d'alimentation à travers le presse-étoupe en veillant à ce que sa longueur soit suffisante pour atteindre le nouveau disjoncteur ;
3. Serrez le presse-étoupe.
4. A l'avant du RDP, raccordez les différents conducteurs du câble d'alimentation :
  - a. Raccordez les conducteurs  $L_1$ ,  $L_2$  et  $L_3$  au (x) disjoncteur(s).
  - b. Raccordez le conducteur neutre à la borne libre la plus proche de la barre neutre.
  - c. Raccordez le fil de terre à la borne libre la plus proche de la barre de mise à la terre.

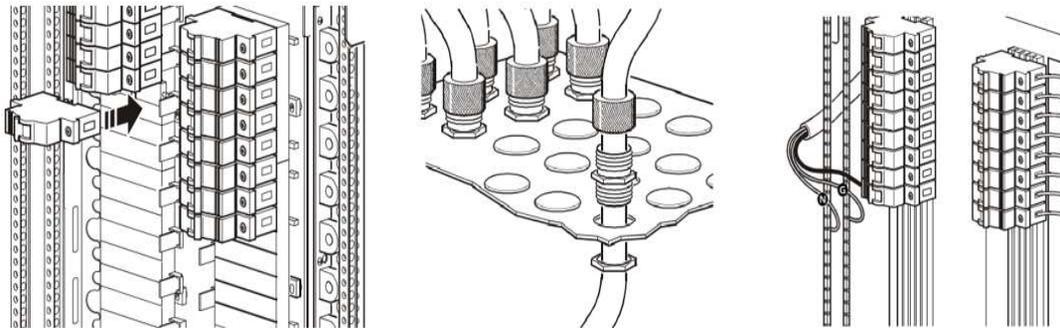


Figure II-2. Pose de disjoncteurs/Câbles d'alimentations supplémentaires au RDP [18]

### II.2.1.2. RDP sous tension

Le câble d'alimentation secondaire se connecte au RDP et ses conducteurs sont munis de viroles. Pour raccorder le câble d'alimentation secondaire à la PDU, procédez comme suit :

1. Faites passer par les écrans de blindage le câble d'alimentation secondaire qui relie le RDP à la PDU ;
2. Faites passer chaque conducteur de phase ( $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$ ) par un détecteur de courant (fixé sur l'armoire PDU) et attachez le détecteur de courant à chaque conducteur à l'aide d'un fil métallique d'attache (fourni) ;
3. Connectez les conducteurs du câble d'alimentation (Fig.II-3) :
  - a. Connectez chaque conducteur de phase ( $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$ ) au pôle approprié de l'un des disjoncteurs tripolaires (disjoncteurs d'alimentation secondaire) au bas du panneau ;
  - b. Connectez le neutre à un point de raccordement de la barre neutre dans le haut du panneau de distribution.
  - c. Raccordez le conducteur PE à une cosse PE au bas du panneau de distribution.

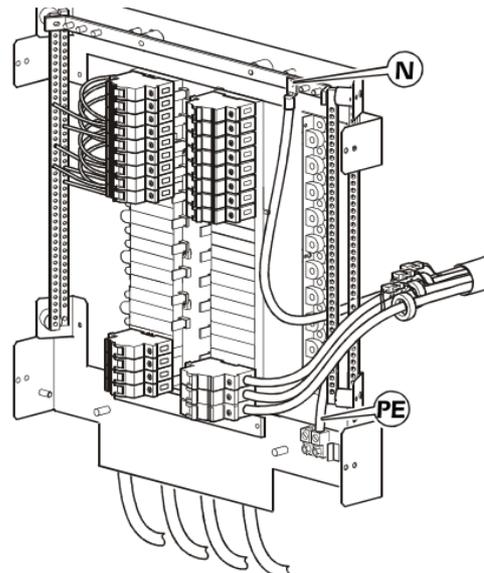


Figure II-3. Connection les conducteurs du câble d'alimentation

### II.2.2. Armoires PDU

Une *unité de distribution d'énergie* ou *unité de distribution d'alimentation* également connu sous le nom anglais de *Power Distribution Unit (PDU)* ou *Mains Distribution Unit (MDU)* est un dispositif équipé de plusieurs sorties permettant la distribution d'électricité, en particulier des serveurs montés en rack et des équipements de réseaux et de télécommunications, situé dans les centres de traitement de données.

Ces dispositifs (*PDU*) permettent une distribution fiable de l'énergie pour les dispositifs de puissance faible à moyenne, intégrés dans des armoires en rack. Grâce à son principe de montage latéral, l'unité de distribution ne nécessite aucun espace en termes de « U ».

L'unité de distribution d'alimentation simplifie également les raccordements électriques des équipements et offre un gain de temps considérable lors des procédures d'installation grâce à sa simplicité de configuration.

La consommation des serveurs pour chaque prise de sortie peut être mesurée et conservée pour assurer une meilleure gestion. Les prises individuelles peuvent aussi être contrôlées à distance.

La Figure (II-4) montre les serveurs montés en rack sont livrés avec deux *PDU* (*Power Distribution Unit*) A et B redondantes triphasées. Pour répondre aux exigences en matière d'alimentation de toutes les régions géographiques, les *PDU* peuvent être de type basse tension ou haute tension (Tableau.II-1).

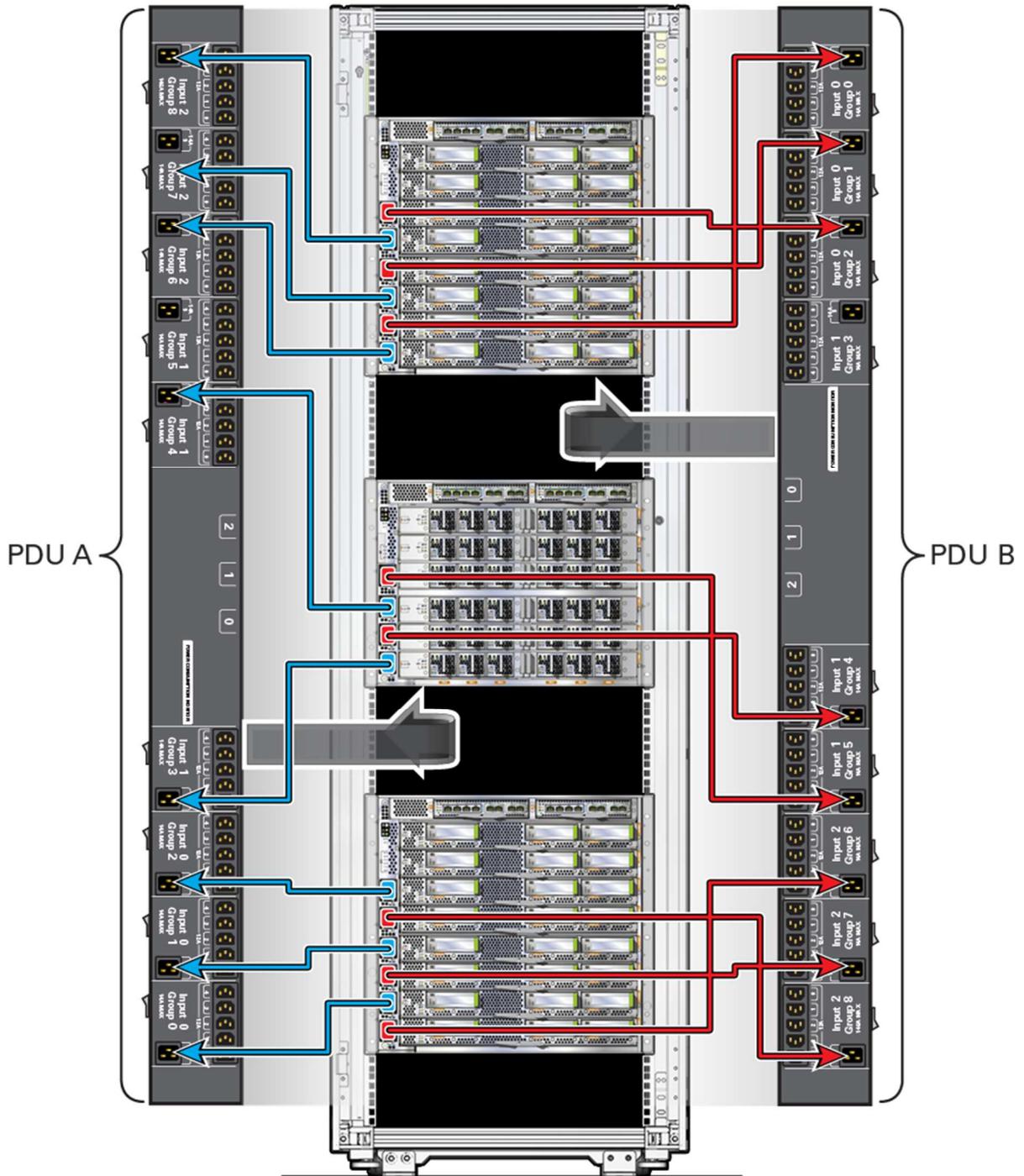


Figure II-4. Armoire PDU

Tableau II-1. Spécifications des PDU triphasées

	PDU basse tension	PDU haute tension
<b>Puissance nominale</b>	26 kVA	33 kVA
<b>Type d'entrée</b>	Triphasé (4 fils + terre)	Triphasé (4 fils + terre)
<b>Tension source</b>	190 - 220 V <sub>CA</sub> (208 V de tension nominale L-L), 50/60 Hz	220 - 240 V <sub>CA</sub> (230 V de tension nominale L-N), 50/60 Hz
<b>Courant de ligne par phase</b>	24 A max	16 A max

Vous devez fournir les connecteurs d'alimentation pour brancher les cordons d'alimentation des PDU du serveur. La Figure (II-5) illustre la disposition des broches des prises ou connecteurs appropriés.

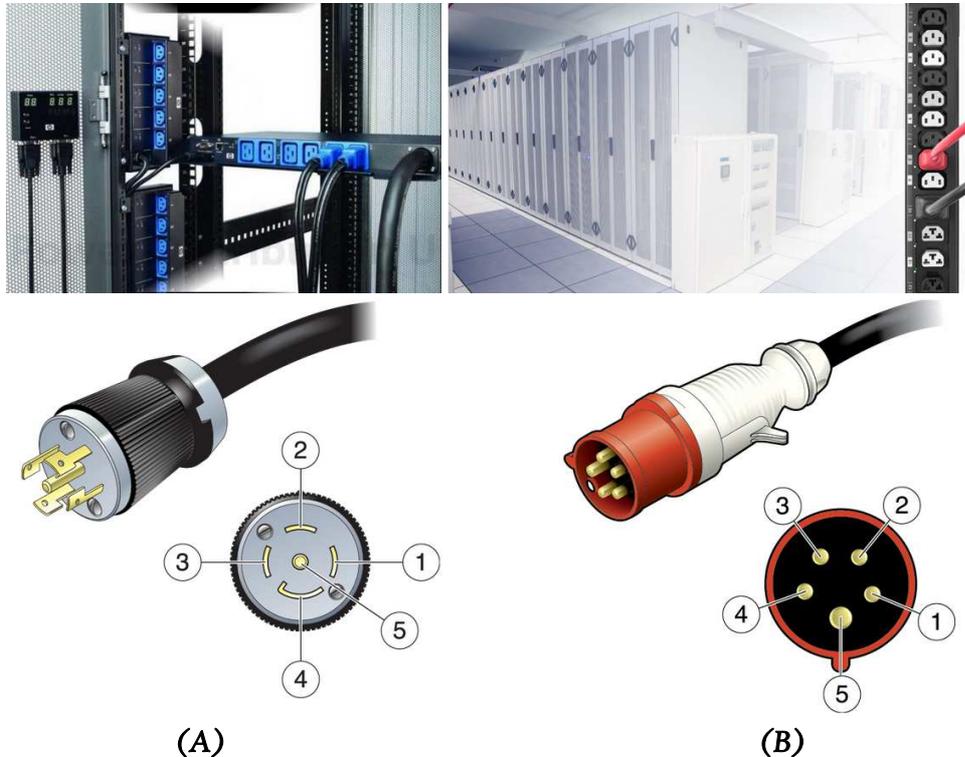


Figure II-5. Cordon d'alimentation de PDU ; (A) basse tension ; (B) haute tension

Tableau II-2. Fiche d'un cordon d'alimentation de PDU [20]

N°	Description
1	L1, R, X
2	L2, S, Y
3	L3, T, Z
4	Neutre
5	Terre

### II.2.3. Armoires ATS

Une *unité d'inverseur de sources automatique* également connu sous le nom anglais : *Automatic Transfer Switch (ATS)*. La fonction normale secours s'appuie sur un inverseur de source automatique pour détecter les pertes d'alimentation électrique et basculer automatiquement vers le groupe électrogène de secours. Les inverseurs de source automatiques sont généralement des installations complexes composées d'automatismes reliés par des câbles, aux inverseurs, à des prises de tensions et interfaces d'utilisation. Réunissant tous ces composants au sein d'un seul et unique appareil, notamment un automatisme intégré associé à une interface homme-machine (IHM) détachable.

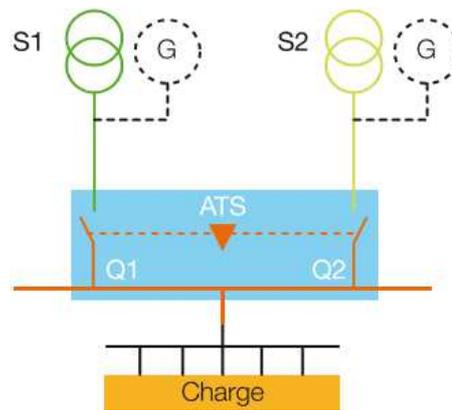


Figure II-6. Unité d'inverseur de sources automatique ATS

### II.3. GÉNÉRATEURS SYNCHRONES

Le terme de machine synchrone regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre mécanique est égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, le champ magnétique inducteur est généré soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. La position du champ magnétique d'induit est alors fixe par rapport au rotor, ce qui impose en fonctionnement normal une vitesse de rotation identique entre les deux parties (l'inducteur et l'induit). La fréquence dépend de la vitesse de variation du flux au droit des enroulements statoriques. Cette vitesse est fonction d'une part de la vitesse de rotation du rotor et d'autre part du nombre de paire de pôle au stator et au rotor [17].

Tableau II-3. Vitesse de rotation

Nombre de pôles	Fréquence de rotation tr/s	Fréquence de rotation tr/min
2 pôles $p = 1$	50	3000
4 pôles $p = 2$	25	1500
6 pôles $p = 3$	17	1000
8 pôles $p = 4$	12,5	740

La machine synchrone en fonctionnement *générateur*, elle est entraînée par un dispositif mécanique pour produire de l'énergie électrique alternative dont la fréquence est proportionnelle à la vitesse de rotation. La machine synchrone a dans un premier temps essentiellement trouvé des applications dans la génération d'énergie électrique alternative, sous le nom d'*alternateur*. Par ailleurs, la structure de ces machines reste très semblable.

#### II.3.1. Symboles électriques

Les symboles électriques utilisés pour représenter une machine synchrone triphasée et monophasée à rotor bobiné sont reportés sur la Figure (II-7).

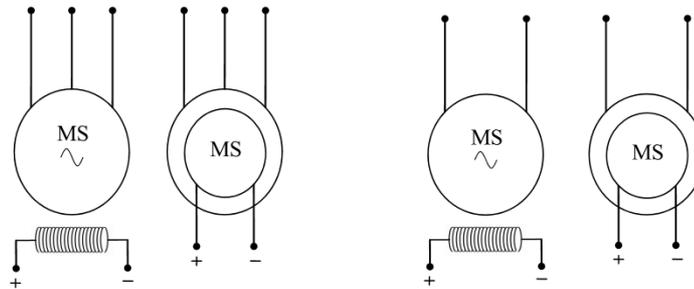


Figure II-7. Symboles électriques de l'alternateur synchrone [15,16]

### II.3.2. Stator

C'est la partie fixe de l'alternateur (Fig.II-8). Il est formé par un empilage de disques de tôles ferromagnétique isolées entre elles pour minimiser les pertes par courants de Foucault. L'intérieur du stator est encoché et porte généralement un enroulement triphasé de l'induit ou exceptionnellement monophasé à ' $2p$ ' pôles. Il est alimenté par une source électrique triphasée, l'enroulement du stator crée un champ tournant à une vitesse angulaire ' $\Omega$ ' égale au rapport de la pulsation d'alimentation ' $\omega$ ' et le nombre de paire de pôle.

$$\Omega = \frac{\omega}{p} \quad (\text{II-1})$$



Figure II-8. Exemples d'un stator

### II.3.3. Rotor

C'est la partie tournante de l'alternateur (Fig.II-9) (appelé aussi roue polaire) ayant pour rôle de générer le champ d'induction (inducteur). Il doit porter le même nombre de paire de pôle que le stator. Le rotor est composé d'un empilement de disques ferromagnétiques. A l'extérieur du rotor, on trouve des enroulements qui doit être alimentés par une source de tension continue dans le cas de l'alternateur de moyenne et grande puissance ou des aimants permanent dans le cas de machines de faible puissance pour créer le champ inducteur. On distingue donc trois grandes familles de machine synchrone : Les rotors bobinés à pôles lisses, les rotors bobinés à pôles saillants ainsi que les rotors à aimant permanent.

Dans le cas de l'alternateur à rotor bobiné à pôles lisses, le rotor est un cylindre plein (entrefer constant). Il possède le plus souvent deux pôles pour s'adapter aux grandes vitesses. Les enroulements sont logés dans des encoches pratiquées sur le rotor. L'alimentation en courant continu s'effectue via l'ensemble bagues-balais aux bagues de bout d'arbre.



Figure II-9. Exemples d'un rotor

#### II.3.4. Types d'excitations des alternateurs synchrones

Lorsque l'alternateur synchrone n'est pas à aimants permanents, son enroulement rotorique doit être alimenté par une source de tension continue réglable pour avoir un courant d'excitation variable. Ce courant peut atteindre plusieurs centaines d'ampères. Comme il est difficile de commander directement un courant d'une telle intensité, l'excitation est obtenue à partir d'un dispositif à plusieurs étages. La source d'excitation peut être une source extérieure au rotor, donc un système de balais-bagues, ou bien une source intérieure fixée au rotor.

Pour les alternateurs de puissance moyenne, le dispositif le plus fréquemment utilisé est une génératrice à courant continu, appelée *excitatrice*, montée sur l'arbre de l'alternateur synchrone (Fig.II-10). L'induit tournant de l'excitatrice est relié directement aux bornes de l'inducteur au rotor de la machine synchrone. Le courant d'excitation est réglé par le rhéostat d'excitation de l'excitatrice.

La technique d'excitation de la Figure (II-10) permet d'éviter les contacts balais-bagues, alors que l'existence de la machine à courant continu limite l'utilisation de cette technique que dans les milieux non corrosifs et non explosifs. Afin de palier à ce problème, on utilise un petit alternateur d'excitation dont l'inducteur est fixe et l'induit triphasé tournant et il alimente l'inducteur de la machine synchrone via un redresseur à thyristors fixé lui aussi à la partie tournante (Fig.II-11).

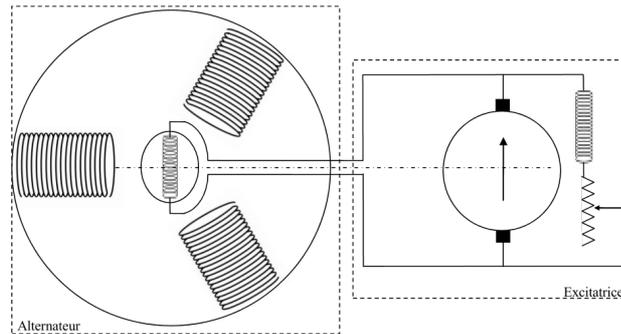


Figure II-10. Excitation via une excitatrice à courant continu

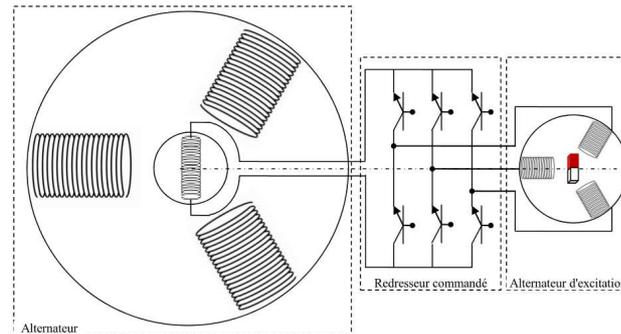


Figure II-11. Excitation via une excitatrice à courant alternatif [16]

### II.3.5. Force électromotrice

Dans les alternateurs où le flux inducteur est créé par une armature à pôle saillant. L'induction le long de l'entrefer n'est pas sinusoïdale selon la variation de l'épaisseur de l'entrefer. Ce qui rend le rapport entre la valeur efficace et la valeur maximale différent à  $\sqrt{2}$ . En plus, le facteur de bobinage donné précédemment est calculé sous l'hypothèse que la forme d'onde de la f.é.m est sinusoïdale n'est plus valable. En pratique, on donne la valeur efficace de la tension par phase par :

$$E = K N f \Phi \quad (\text{II-2})$$

$$K = 2,22 K_f K_b \quad (\text{II-3})$$

$$f = p n \quad (\text{II-4})$$

Avec :

$K_f$  : coefficient de forme KAPP, En général, le coefficient de KAPP appartient à l'intervalle [2,20 2,60] pour les machines triphasées ;

$K_b$  : coefficient de bobinage ( $K_b < 1$ ) ;

$f$  : fréquence en hertz (Hz) ;

$p$  : nombre de paires de pôles du rotor ;

$n$  : vitesse en tours seconde ;

$N$  : nombre de conducteurs ;

$\Phi$  : flux sous un pôle (weber).

### II.3.6. Modèle équivalent - Diagramme de Behn Eschenburg

Dans tout ce qui suit, nous raisonnerons sur un seul enroulement de la machine, supposé coupler en étoile. Les autres phases sont décalées à  $120^\circ$  et  $240^\circ$  successivement. Dans chaque phase, le flux  $\Phi$  engendre une f.e.m  $E$  chute résistive (due à la résistance de l'enroulement de l'induit) et la chute inductive du flux de fuite donne la tension  $V$  aux bornes de la machine. En désignant par  $R$  l'enroulement et par  $X$  son réactance de fuite, nous aurons :

$$\vec{E} = \vec{V} + R\vec{I} + jX\vec{I} \quad (\text{II-5})$$

Cette équation peut se traduire par le circuit électrique et le schéma équivalents de la Figure (II-12).

Alors que le diagramme est donné par la Figure (II-12) en montrant que les points O, A, B et D. Ce diagramme est le diagramme de **Behn-Eschenburg** dit aussi diagramme à une seule réactance. On représente aussi sur cette figure le circuit monophasé correspondant.

$X$  est dite la réactance synchrone. Elle tient compte de la totalité des chutes inductives. A savoir, la chute inductive due à l'inductance du flux de fuite et la réaction du flux d'induit.

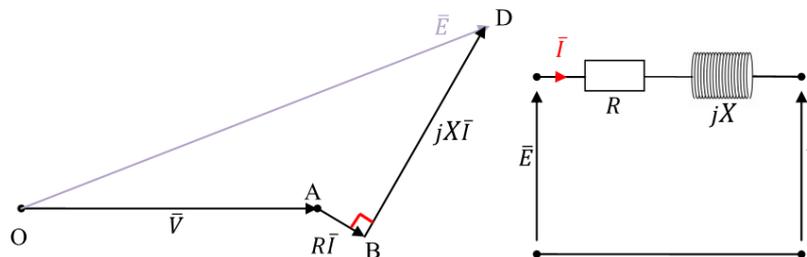


Figure II-12. Diagramme de Behn-Eschenburg et le circuit électrique équivalent

On peut déterminer la valeur de la réactance  $X$  au moyen d'un essai à vide et un essai en court-circuit. Lors de l'essai à vide, l'alternateur est entraîné à la vitesse nominale et le courant d'excitation est ajusté de façon à produire la tension nominale  $E_n$  entre ligne et neutre. On note alors la valeur du courant d'excitation  $J_{xn}$  correspondant. Ensuite, l'excitation est réduite à zéro, les trois bornes du stator sont mises en court-circuit, et on mesure le courant  $I_{cc}$  circulant dans les phases du stator pour la vitesse de rotation nominale et l'excitation  $J_{xn}$ .

### II.3.7. Caractéristique à vide

La Figure (II-13) montre un alternateur bipolaire ( $p=1$ ) tournant à vide à une vitesse constante (vitesse de synchronisme). L'enroulement inducteur est alimenté par une source de tension continue assurant un courant d'excitation  $J$  réglable.

On augmente progressivement le courant d'excitation tout en observant la tension entre une phase et le neutre qui vaut la f.é.m  $E$  donnée par l'équation (II-2) (elle est liée au flux  $\Phi$  créé par le courant d'excitation). On constate que la f.é.m augmente d'abord proportionnellement à l'excitation (*zone linéaire*). Cependant au fur à mesure que le flux augmente, le circuit magnétique commence à se saturer, et la tension croît de moins en moins pour une même augmentation de l'excitation (*zone de saturation*). Si on trace la courbe de variation de la f.é.m en fonction de l'excitation, on obtient la caractéristique à vide (Fig.II-14) qui est dite aussi la courbe de saturation.

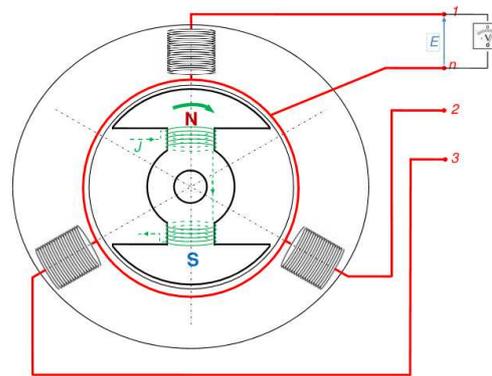


Figure II-13. Essai à vide

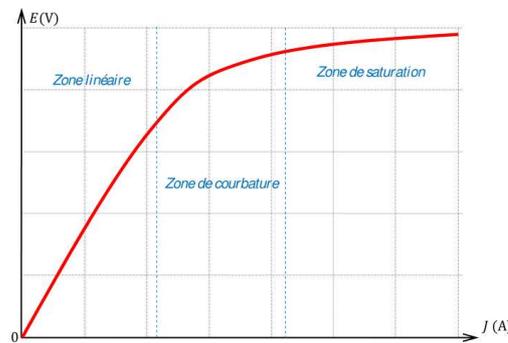


Figure II-14. Caractéristique à vide [17]

### II.3.8. Couplage des alternateurs

La puissance distribuée par un réseau électrique est généralement produite par un ensemble des alternateurs débitants en parallèle sur ce réseau. Une centrale de production comporte donc plusieurs alternateurs couplés en parallèle au lieu d'un seul alternateur puissant. Non seulement parce qu'en cas d'une panne sur l'unique alternateur ou en cas de besoin de maintenance périodique, il faudrait disposer d'une machine de secours de même puissance, mais encore parce que la puissance demandée par un réseau est très variable. Ainsi un seul générateur prévu pour la charge maximale fonctionnerait avec un rendement médiocre à fraction de charge.

La mise en parallèle des alternateurs synchrones exige les conditions de couplage suivantes :

- ① L'égalité de la fréquence ;
- ② L'ordre de succession de phase est la même ;
- ③ Les tensions à vides de chaque machines sont les mêmes.

### II.3.9. Bilan des puissances

Un alternateur synchrone couplé au réseau fonctionne donc sous la tension et la fréquence du réseau supposées constantes. Nous nous contenterons ici d'un bilan simplifié, en ne prenant en compte que les pertes les plus importantes, qui sont (Fig.II-15) :

- les pertes mécaniques au niveau du rotor ;
- les pertes Joule dans le circuit d'excitation ;
- les pertes fer dans le stator ;
- les pertes Joule dans le circuit d'induit.

Parmi ces pertes, on trouve des pertes constantes et des pertes variables.

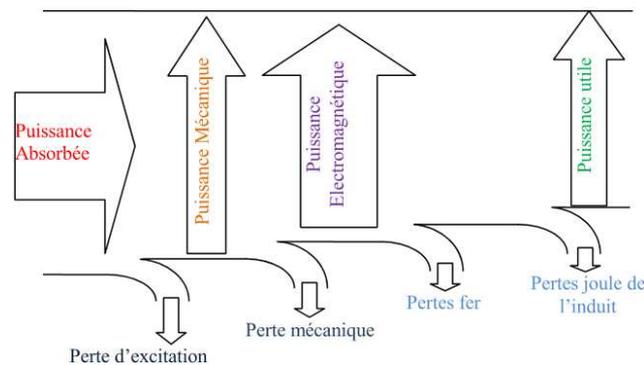


Figure II-15. Représentation du bilan de puissances

#### II.3.9.1. Pertes variables

Ce sont les pertes par effet Joule. Si nous ne négligeons pas les pertes de l'excitation, alors les pertes variables sont localisées dans le circuit de l'induit et le circuit de l'excitation. Elles se calculent selon les relations suivantes :

- **Pertes par effet Joule du circuit de l'induit :**

$$P_{js} = 3 R_s I^2 \quad (\text{II-6})$$

Où "Rs" est la résistance d'une phase de l'enroulement de l'induit.

- **Pertes par effet Joule du circuit de l'inducteur :**

$$P_{jr} = 3 R_r J^2 \quad (\text{II-7})$$

Où "Rr" est la résistance de l'inducteur.

### II.3.9.2. Pertes constantes

Pour une vitesse de rotation constante et un courant d'excitation "J" donnés, les pertes suivantes sont considérées comme constantes :

- **Les pertes mécaniques**  $P_{mec}$  qui sont dues aux frottements.
- **Les pertes fer**  $P_{fer}$  du circuit magnétique qui sont dues l'effet d'hystérésis et par courant de Foucault, et qui ont pour cause l'échauffement du circuit magnétique de la machine.

Ces pertes ne sont pas mesurables mais, comme elles sont constantes, on peut les déterminer en fonctionnement moteur à vide. La puissance absorbée dans ce cas égale pratiquement les pertes constantes car les pertes par effet Joule sont négligeable à vide.

$$P_{cst} = P_{mec} + P_{fer} \quad (II-8)$$

### II.3.9.3. Puissance absorbée

Si l'alternateur n'est pas auto-excité, en plus de la puissance mécanique, l'alternateur absorbe une puissance d'excitation qui se transforme totalement en pertes par effet Joule du circuit de l'inducteur :

$$P_a = P_{mec} + P_{jr} \quad (II-9)$$

Le dispositif d'entraînement (la turbine en générale) fournit une puissance mécanique :

$$P_{mec} = T_{mec} \Omega_s \quad (II-10)$$

Avec  $T_{mec}$  est le couple mécanique sur l'arbre de l'alternateur et  $\Omega_s$  est la vitesse angulaire de synchronisme.

### II.3.9.4. Puissance utile

La puissance utile d'un alternateur est la puissance électrique fournie par son induit. Puisque l'induit fournit une puissance triphasée, alors nécessairement :

$$P_u = \sqrt{3} U I \cos\varphi \quad (II-11)$$

### II.3.9.5. Rendement

La puissance utile d'un alternateur est la puissance électrique fournie par son induit. Puisque l'induit fournit une puissance triphasée, alors nécessairement :

$$\eta = \frac{P_u}{P_a} = \frac{\sqrt{3} U I \cos\varphi}{\sqrt{3} U I \cos\varphi + \Sigma \text{Pertes}} \quad (II-12)$$

## II.4. GÉNÉRATEURS ASYNCHRONES

Le terme de *machine asynchrone* regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre mécanique est différente de la vitesse de rotation du champ tournant. En fait, le fonctionnement moteur de cette machine correspond au cas

où elle transformerait l'énergie électrique qu'elle absorbe en énergie mécanique rotationnelle. L'opération inverse correspond au fonctionnement générateur. Entre autres, nous pouvons distinguer deux principaux types de machine asynchrone :

- ⊙ Les *machines à induction* où une des armatures (le rotor en général) n'est pas alimentée. Les courants qui y circulent sont induits par l'autre armature.
- ⊙ Les *machines à collecteur* (à double alimentation) où l'armature tournante est reliée au réseau par un collecteur. Ceci permet d'apporter ou de prélever de la puissance du rotor sans imposer la fréquence des courants dans celui-ci.

Bien que la machine asynchrone fut pendant très longtemps destinée principalement au fonctionnement moteur. Le développement de l'électronique de puissance a permis de montrer les performances très intéressantes de cette machine lorsqu'elle opère en *génératrice*.

La MAS à induction, fait appel à un principe simple de champs tournant qui lui permet un fonctionnement sans contacts électriques glissants. Ceci conduit à une machine très robuste, à l'entretien aisé, qui convient aujourd'hui très bien dans les applications en vitesse variable.

Dans ce programme, on se limite à étudier la *génératrice asynchrone*. Ce dernier est composé d'une partie fixe dite *stator* et une partie tournante dite *rotor*.

#### II.4.1. Stator

Le stator des alternateurs asynchrones triphasés, c'est lui qui crée le champ tournant. Il comporte en fait un circuit magnétique entièrement feuilleté en forme de couronne dont la périphérie intérieure est entaillée régulièrement d'un certain nombre d'encoches identiques. Dans ces encoches viennent se placer les faisceaux des conducteurs formant l'enroulement statorique.

#### II.4.2. Rotor

Le rotor porte l'enroulement dans lequel doit circuler les courants induits. En pratique, on trouve deux types de rotor de la MAS :

- Un rotor est constitué de tôles empilées de façon à former un cylindre comportant des encoches où sont logés des conducteurs en aluminium coulé ou en cuivre dont les extrémités sont court-circuitées par des couronnes de même nature formant ainsi une cage d'écureuil. On parle dans ce cas de "*machines asynchrone à cage d'écureuil*".

- Le rotor peut avoir un système de bobinage triphasé relié à la plaque à bornes par l'intermédiaire de contacts glissants de type bagues/balais servant à les court-circuiter. On parle dans ce cas du "*machine asynchrone à rotor bobiné*" ou "*machine asynchrone à bague*".

### II.4.3. Principe de fonctionnement

L'enroulement rotorique est balayé par le champ tournant créé par l'enroulement triphasé du stator. Ils sont donc le siège d'une f.é.m induite laquelle donne naissance à des courants rotoriques induits dans la mesure où ces enroulements sont fermés sur eux-mêmes. D'après la loi de Lenz, ces courants s'opposent à la cause qui les a données naissance. En effet, plus le rotor accélère, plus sa vitesse relative par rapport au champ tournant devient réduite. S'ils tournent tous les deux à la même vitesse, il y a une immobilité relative de l'enroulement rotorique par rapport au champ, donc il n'y aura plus de courants induits, donc plus de couple d'entraînement. On aura donc toujours un écart entre la vitesse du champ tournant et celle du rotor. Cet écart rapporté à la vitesse synchrone est dit le **glissement**. Il est défini comme suit :

$$g = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (\text{II-13})$$

La vitesse de champ tournant ou la vitesse de synchronisme :

$$n_s = \frac{60 f}{p} \quad (\text{II-14})$$

Cas limites :

- ☞ Au synchronisme  $n_s = n$  donc  $g = 0$
- ☞ Au démarrage  $n = 0$  donc  $g = 1$

Ce qui donne  $0 \leq g \leq 1$

### II.4.4. Bilan de puissance

Le bilan met en évidence le fait que la puissance absorbée est obligatoirement la puissance la plus importante, elle ne cesse de diminuer en progressant vers la puissance utile qui est évidemment la plus faible (Fig.II-16).

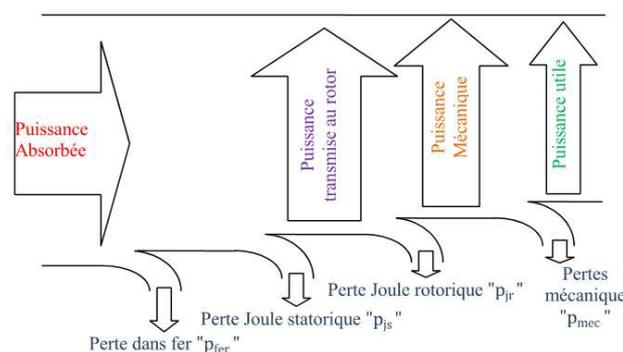


Figure II-16. Représentation du bilan de puissances

## II.5. ALIMENTATIONS SANS INTERRUPTION

En raison de l'automatisation croissante des équipements, il est aujourd'hui nécessaire de protéger les traitements informatiques de données et les processus industriels d'éventuelles pertes d'alimentation par la mise en place d'une *Alimentation Sans Interruption (ASI)*, appelées aussi onduleurs.

La plupart des équipements électroniques sont sensibles aux perturbations de tension, qu'il s'agisse d'un ordinateur ou de tout équipement à commande numérique doté d'un microprocesseur.

Ce type d'équipement exige une ASI pour assurer une alimentation stable et fiable et éviter ainsi des pertes de données, une détérioration du matériel ou tout simplement une perte de contrôle de processus industriels coûteux et souvent dangereux.

Une *Alimentation Sans Interruption (ASI)*, ou en anglais, *Uninterruptible Power Supply (UPS)* est apparue les années 1970, elle est un dispositif de l'électronique de puissance qui permet de fournir à un système électrique ou électronique une alimentation électrique stable et dépourvue de coupure ou de micro-coupure, quoi qu'il se produise sur le réseau électrique [20].

### II.5.1. Description de l'ASI

Dans beaucoup des domaines industriels l'application des systèmes électroniques (DCS Contrôle critique), sont largement utilisés. Ces systèmes ont besoins d'une énergie électrique de qualité. Pour assurer cette dernière de façon permanente, il existe des systèmes d'alimentation spécifiques. Il s'agit des *Alimentations Sans Interruptions (ASI)*. Comme son nom l'indique, une ASI permet d'obtenir une énergie électrique sans coupure grâce à des systèmes de stockage d'énergie, à savoir les batteries d'accumulateur.

Dans une ASI, l'événement principal redouté est la perte d'énergie en sortie. Pour gérer cette problématique, des redondances sont proposées, soit en interne à l'ASI, soit en externe au niveau du système. Cependant, une ASI comme tout autre système peut tomber en panne. Une défaillance de l'ASI induit une maintenance corrective donc une forme d'indisponibilité ce qui peut représenter un coût important.

L'utilisation d'une batterie est le meilleur moyen de stocker l'énergie électrique ; cela nécessite de convertir le courant alternatif (AC) en courant continu (DC) à travers un redresseur qui charge la batterie. Il faudra ensuite revenir au courant alternatif via un onduleur qui alimentera l'utilisation.

La batterie associée à l'UPS permettra de bénéficier d'une autonomie d'énergie allant jusqu'à 30 minutes (et plus si nécessaire).

Une ASI comprend donc généralement [21] :

- Un système de filtrage ;
- Des contacteurs entrée / sortie ;
- Un redresseur / chargeur de batterie ;
- Eléments de batterie ;
- Un onduleur ;
- Un système de by-pass (statique + manuel) ;
- Un système de contrôle -commande par microprocesseur.

### **II.5.1.1. Redresseur**

Convertit la puissance d'entrée AC à CC. Ce courant continu est appliqué à l'onduleur et également utilisé pour recharger la batterie.

### **II.5.1.2. Onduleur**

Il convertit le courant DC reçu du redresseur ou de la batterie à dans des conditions stables. La conception de l'inverseur définit la qualité de la puissance de sortie.

### **II.5.1.3. Batterie**

C'est la source d'énergie auxiliaire. Elle se charge du redresseur / chargeur, quand l'entrée d'alimentation est disponible et elle agit comme une source de la sauvegarde à l'onduleur, lorsque l'entrée réseau n'est pas disponible.

### **II.5.1.4. Commutateur statique**

Il transfère la charge instantanément d'UPS sur by passe et vice versa quand il y surcharge sur l'onduleur ou batterie déchargée.

## **II.5.2. Rôle de l'ASI**

Agissant comme une interface entre le réseau et les applications sensibles, les systèmes d'alimentation sans interruptions (ASI) fournissent à la charge une alimentation électrique continue de haute qualité indépendamment de l'état du réseau. L'ASI délivre une tension d'alimentation fiable exempte de toutes perturbations, dans des tolérances compatibles avec les exigences des appareils électroniques sensibles. L'ASI peut également fournir cette tension fiable indépendamment de la qualité du réseau au moyen d'une source d'alimentation, batterie ou volant d'inertie, qui est en général suffisante pour assurer la sécurité des personnes et de l'installation [22].

Les équipements numériques (ordinateurs, systèmes de télécommunications, instruments, etc.) utilisent des microprocesseurs qui fonctionnent à des fréquences de plusieurs méga ou même giga Hertz, ils effectuent des millions, voire des milliards d'opérations par seconde. Une perturbation de l'alimentation électrique qui ne dure que quelques millisecondes peut affecter des milliers ou des millions d'opérations de base. Le résultat peut être des dysfonctionnements dangereux (ex. les hôpitaux), la perte de données (ex. les systèmes de gestion des passagers) ou des conséquences coûteuses (ex. la perte de la production sur une ligne d'assemblage). Voilà pourquoi de nombreuses charges, appelées charges sensibles ou critiques, nécessitent une alimentation qui est protégée contre les perturbations du réseau de distribution. La Figure (II-17) montre que 45% des défaillances dans les systèmes informatiques sont d'origines électriques avec des conséquences désastreuses même si elles ne durent que très peu de temps.

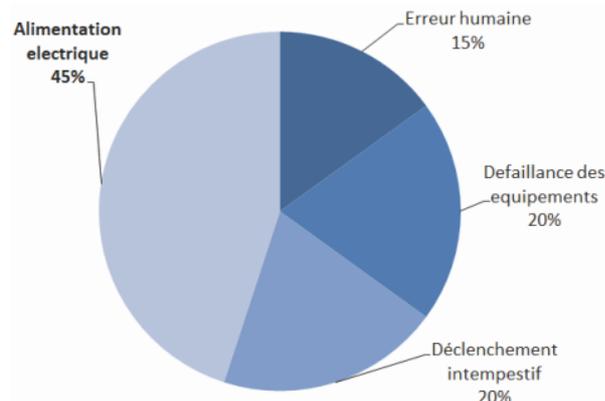


Figure II-16. Origines des défaillances [20]

L'ASI est un élément primordial pour garantir un bon niveau de disponibilité des centres de données. Sa position au sein de la chaîne de puissance impose qu'elle soit peu gourmande en termes de pertes pour ne pas compromettre l'efficacité énergétique du centre de données. En plus, le volume occupé doit être limité afin d'assurer une densité de puissance maximale.

La nécessité d'UPS est [24] :

- Pour se débarrasser des problèmes causés par l'instabilité des réseaux ;
- Pour maintenir le processus ininterrompu ;
- Pour avoir :
  - Stabilité ;
  - Fiabilité ;
  - Conditions ;
  - Alimentation Sans interruption.

### II.5.3. Topologies de l'ASI

Différents types d'ASI ont été développés pour répondre aux besoins des utilisateurs pour la continuité et la qualité de l'alimentation pour différents types de charges sur une large gamme de puissance de quelques watts à plusieurs mégawatts.

La fonction de base de l'ASI est de fournir une puissance continue à une charge. Cette fonction peut être réalisée avec différentes architectures de puissance, appelées technologies de l'ASI, avec des modes de fonctionnement relativement distincts. Ces typologies sont décrites dans les sections suivantes.

On identifiera trois grandes technologies d'ASI et donc de protection :

#### II.5.3.1. Passive standby (offline)

C'est la topologie (Fig.II-17) la plus répandue pour la protection d'ordinateurs personnels en environnement peu perturbé.

Lorsque le réseau électrique est présent et de qualité suffisante, la charge est alimentée directement, au travers d'un filtre, sans conversion d'énergie. Lors d'une défaillance du réseau, la charge est alors alimentée à partir des batteries par l'intermédiaire de l'onduleur.

C'est donc un fonctionnement séquentiel (alimentation sur secteur puis batterie) dont le temps de basculement est de l'ordre de 10 ms à 12 ms.

- ✓ **Avantages** : faible coût, simplicité, faible encombrement.
- ✘ **Inconvénients** : limité aux faibles puissances, utilisation restreinte aux environnements peu perturbés (régulation de fréquence et de tension inexistante), connexion directe entre la charge et le réseau, la tension de sortie est généralement un trapèze plutôt qu'un sinus (selon les appareils).

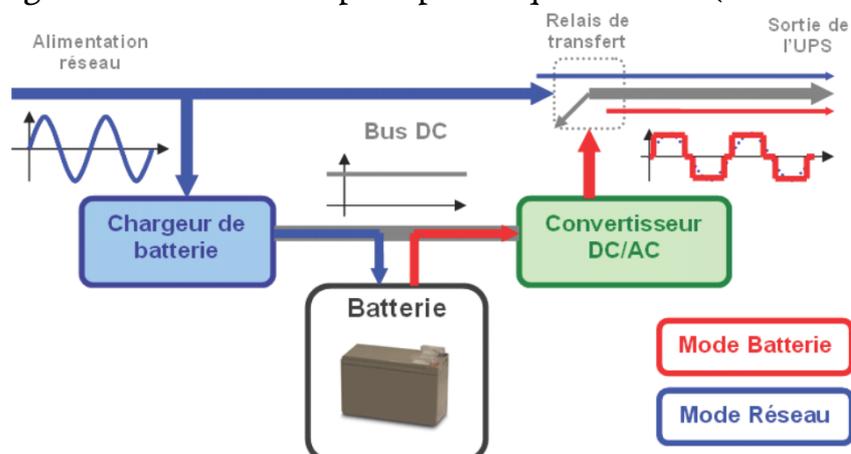


Figure II-17. Topologie de l'UPS passive standby [20]

### II.5.3.2. Line interactive

Le fonctionnement est similaire à celui de l'Offline, si ce n'est la présence de l'onduleur en parallèle qui permet une régulation de tension (Fig.II-18).

Ainsi, en fonctionnement normal, la charge est alimentée par l'ensemble réseau/onduleur en parallèle (en interaction) et en mode autonome, un contacteur s'ouvre et permet d'empêcher un retour d'alimentation de l'onduleur vers le réseau.

- ✓ **Avantages** : l'interaction permet une certaine régulation de la tension de sortie sans solliciter les batteries, coût pouvant être inférieur à celui d'une ASI de puissance équivalente fonctionnant en double conversion.
- ✗ **Inconvénients** : pas d'isolation charge/réseau, pas de régulation de fréquence, limité aux faibles puissances, la tension de sortie est selon les modèles un trapèze plutôt qu'un sinus.

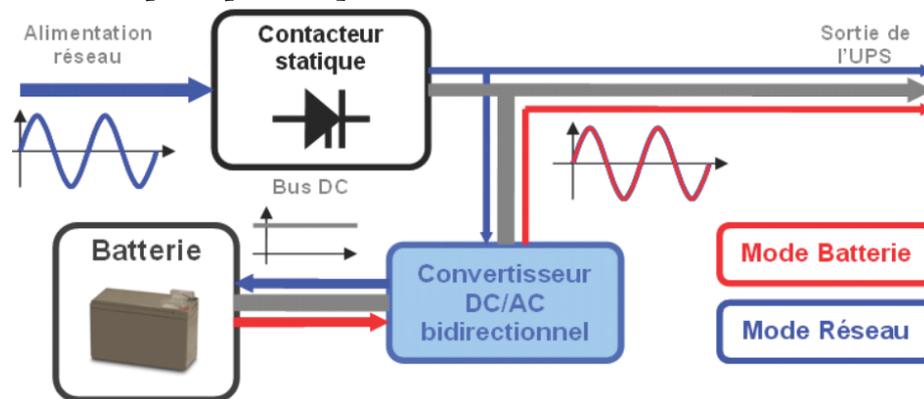


Figure II-18. Topologie de l'UPS line interactive [20]

### II.5.3.3. Double conversion (online)

Cette configuration (Fig.II-19) est la plus coûteuse, mais aussi la plus complète : elle garantit une qualité d'énergie constante, quelles que soient les perturbations du secteur. En mode normal, la charge est alimentée à travers la double conversion du redresseur et de l'onduleur ; l'onduleur régénère donc en permanence une onde de tension de qualité qui va alimenter la charge. Cela permet une régulation précise de la tension et de la fréquence de sortie. Les batteries ne sont sollicitées qu'en cas de coupure ou de fortes perturbations sur le réseau. En effet, le reste du temps, le redresseur fournit de l'énergie à l'étage continu, même si la tension ou la fréquence du réseau varie légèrement.

- ✓ **Avantages** : configuration la plus complète pour la protection de la charge, régulation de tension et de fréquence, l'isolement entre charge et réseau limite les reports de perturbations, pas de microcoupure lors du passage réseau/batteries, application pour moyennes et fortes puissances.

✘ **Inconvénients** : coûteuse, complexité.

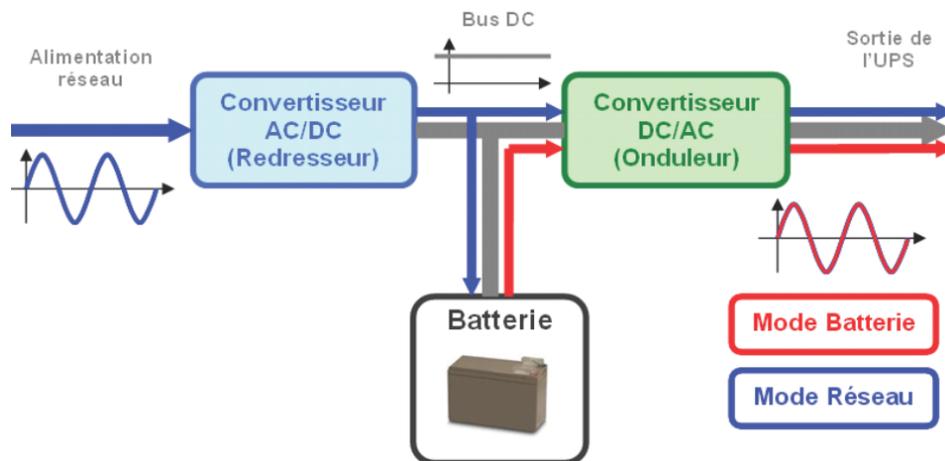


Figure II-19. Topologie de l'UPS double conversion (online) [20]

L'ASI doit garantir l'alimentation des appareils reliés à sa sortie pendant une période de temps variable. Pour un ordinateur de bureau, par exemple, cette période doit être suffisante pour la sauvegarde des données et l'arrêt de la machine en toute sécurité. Pour des applications plus sensibles comme les Datacenter et les hôpitaux, l'ASI doit être capable de garantir la fourniture d'énergie à la charge pendant une période plus importante allant jusqu'à quelques heures si l'utilisateur dispose de plusieurs batteries.

#### II.5.4. Configuration de l'ASI

La mise en parallèle de deux ou plusieurs ASI permet d'augmenter la puissance fournie ou d'assurer la redondance. Différentes architectures sont proposées pour la mise en parallèle des ASI.

##### II.5.4.1. ASI en parallèle

C'est une approche modulaire, selon laquelle chaque ASI a son propre bypass. Elle offre une grande flexibilité en permettant le rajout ultérieur de modules pour augmenter la puissance sans redimensionner le bypass centralisé (Fig.II-20).

Le couplage sur une armoire bypass centralisée utilise un commutateur statique défini pour la puissance initiale du système avec une capacité de court-circuit élevée. Cette architecture est adaptée pour l'extension de puissance et permet d'assurer la redondance du système (Fig.II-21).

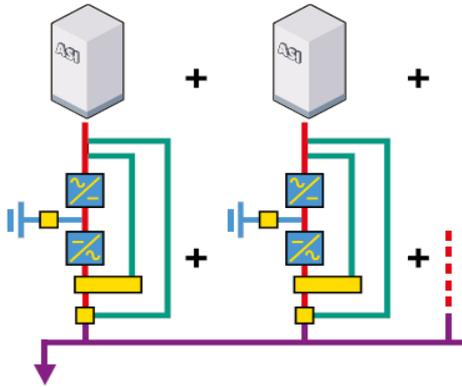


Figure II-20. ASI en parallèle modulaire

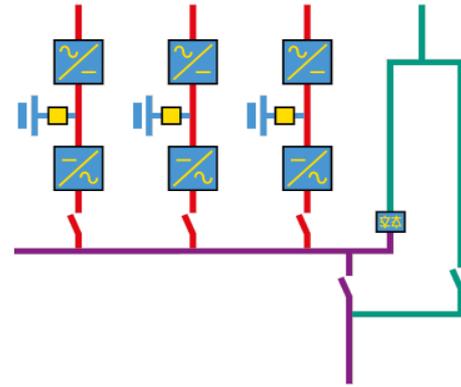


Figure II-21. ASI en parallèle avec bypass centralisé

### II.5.4.2. Double jeu de barres en sortie

La plupart des gros systèmes sont pourvus de deux ASIs ou plus en parallèle avec deux ou plusieurs charges. Une autre option qui peut s'avérer très utile est le double jeu de barres de sortie, avec un ou même deux bypass (Fig.II-22).

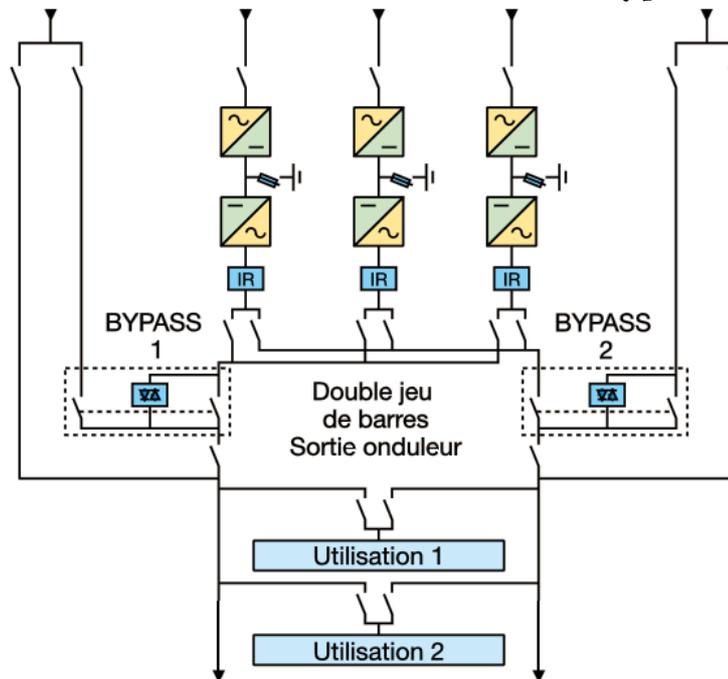


Figure II-22. Redondance par double jeu de barres [24]

Il permet une plus grande flexibilité pour :

- connecter n'importe quelle ASI à n'importe quelle charge ;
- relier un nouvel équipement à une ASI, en assurant une indépendance totale par rapport à la charge initiale qui continue à être alimentée par l'autre ASI (on évite ainsi d'éventuels courts-circuits au niveau du nouvel équipement qui affecteraient l'équipement existant) ;
- profiter de doubles circuits de distribution, réduisant ainsi de manière significative le MTTR (*temps moyen pour réparer*) en cas de court-circuit.

### II.5.4.3. Module de Transfert de Charge (MTC)

Pour certains équipements électroniques sensibles tels que ceux connectés au système de sécurité d'un processus industriel, il est nécessaire de prévoir des sources ASI totalement redondantes. Cela signifie deux ASIs séparées, dotées chacune d'un bypass propre et de deux systèmes de distribution séparés.

Un *Module de Transfert de Charge intelligent (MTC)* capable de détecter un défaut d'alimentation et de transférer automatiquement la charge d'une source vers l'autre sans aucune coupure, en utilisant un commutateur statique. Une redondance totale est assurée, même en cas de défaut grave de la deuxième source (court-circuit, incendie ...) (Fig.II-23).

Un nombre important d'utilisations électroniques sensibles, ayant chacune son Module de Transfert de Charge, peut être alimenté sur le même double système de distribution redondant. Les Modules de Transfert de Charge sont utilisés avec beaucoup de succès dans le tertiaire (banques, assurances ...) et dans l'industrie (retraitement de déchets nucléaires, salles de contrôle des raffineries, transmissions de télécommunication par satellite ...).

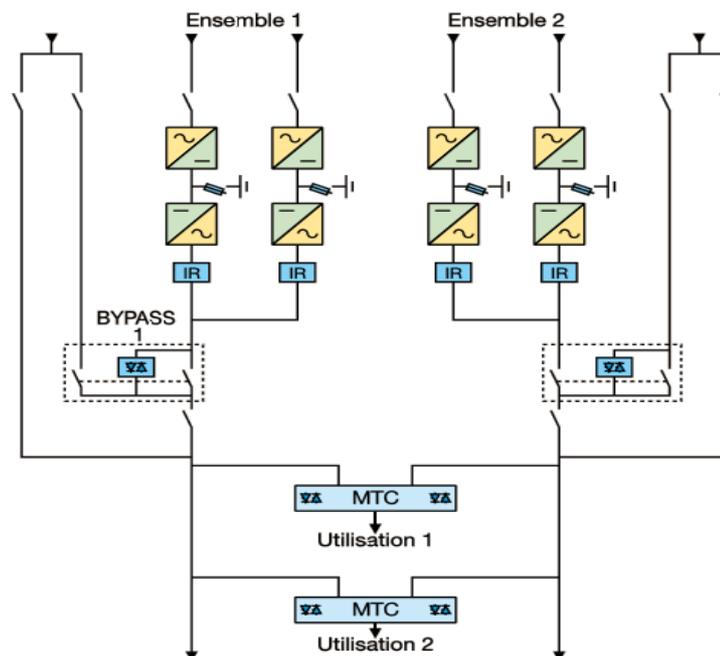


Figure II-23. Redondance totale avec Modules de Transfert de Charge

### II.5.4.4. Communication de l'ASI

- **Télégestion** : les ASIs sont aujourd'hui intégrées dans la chaîne des équipements industriels ou considérées comme de véritables périphériques informatiques. À ce titre, les ASI doivent communiquer leurs états et données électriques. Différents interfaces et logiciels sont utilisés ;

- **Coffret télégestion** : la télésignalisation et la télécommande près de l'exploitant installée dans le local technique ou à proximité du système informatique, un coffret équipé d'un écran-clavier donne accès aux fonctions du tableau de bord de l'ASI ;
- **Contacts de télésignalisation** : le report à distance des états et la gestion des informations externes. Les ASIs mettent à disposition des exploitants des contacts tout ou rien configurables à partir de l'ensemble des informations disponibles dans l'équipement. Des entrées d'informations externes sont disponibles pour gérer le fonctionnement avec un groupe électrogène (désynchronisation), l'arrêt de la recharge batterie, l'arrêt d'urgence et d'autres possibilités configurables ;
- **Liaison série** : la communication de tous les paramètres et des commandes. La liaison série établit la communication avec les systèmes GTC (Gestion Technique Centralisée). Toutes les informations de la base de données des ASIs, états, mesures, alarmes ainsi que les commandes sont transmises par une liaison série RS232, RS422, RS485 protocole JBUS / MODBUS.
- **Communication avec les serveurs** : l'arrêt automatique des systèmes d'exploitation. Les ASI, associées au logiciel UPS VISION, dialoguent avec les équipements informatiques. Lors d'une absence du réseau électrique, les utilisateurs seront avertis du fonctionnement sur batterie. Avant la fin de l'autonomie, UPS VISION arrêtera proprement les systèmes d'exploitation. L'agent SNMP d'UPS VISION permet de surveiller l'ASI comme tout périphérique d'un réseau informatique.
- **Connexion sur les réseaux** : la connexion directe sur ETHERNET NET VISION permet de connecter directement l'ASI sur un réseau ETHERNET en tant que périphérique intelligent surveillé par une station d'administration SNMP. Il donne accès aux informations sous forme de pages HTML avec un synoptique animé par un applet JAVA. À partir d'un navigateur INTERNET (WEB browser), l'administrateur réseau peut en INTRANET configurer, superviser, administrer l'ASI. NET VISION assure également la fonction d'arrêt automatique des systèmes d'exploitation des serveurs (Fig.II-24).

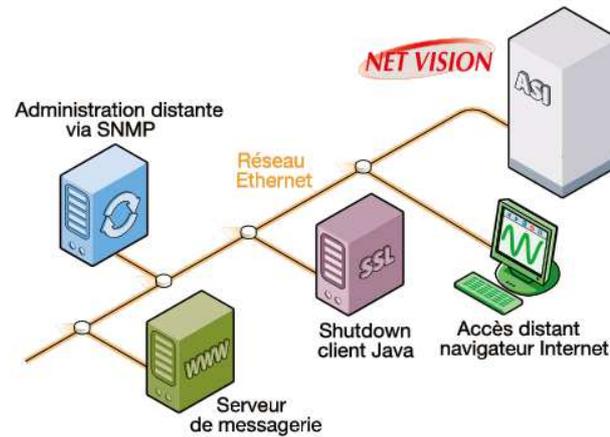


Figure II-24. Net vision

## II.5.5. Contraintes imposées sur l'ASI

### II.5.5.1. Disponibilité

La disponibilité est la première préoccupation de l'utilisation d'une ASI dans les centres de données ou tout autre équipement exigeant une qualité et une continuité de service maximales.

La technologie de l'ASI détermine la qualité d'énergie fournie à la charge. La technologie double conversion, appelée également « On-line », est la mieux adaptée pour assurer l'alimentation de la charge critique dans les centres de données. L'ASI constitue l'interface entre le réseau et l'équipement informatique et que pour améliorer la disponibilité, même l'ASI peut être remise en cause en assurant une redondance par l'utilisation de plusieurs ASIs en parallèle au lieu d'une seule pour faire face à de multiples scénarios, (panne de l'ASI, courant de charge transitoire, surcharge et maintenance).

En conséquence, la disponibilité de l'ASI est un facteur déterminant pour la sélection de cette dernière. Pour cette raison, l'ajout d'un by-pass, une connexion directe interne entre l'entrée et la sortie de l'ASI, assure la continuité de service voulue et participe à contourner certains scénarios de vulnérabilité aux défaillances.

Quand un onduleur tombe en panne, un diagnostic de défaut précis et des réparations rapides sont d'une importance capitale. La mise en place d'un système de communication entre l'onduleur et l'utilisateur offre la possibilité d'envoyer une description claire des mesures correctives éventuelles, directement ou par l'intermédiaire d'un réseau de communication. Les systèmes à base de microprocesseurs offrent des avantages majeurs, y compris le diagnostic précis et l'identification des sous-ensembles défectueux.

### **II.5.5.2. Protection**

La protection des personnes contre les contacts directs avec une pièce normalement sous tension, est assurée lorsque le matériel est installé dans des enveloppes. Les contacts indirects comprennent les contacts de personnes avec des masses mises accidentellement sous tension suite à un défaut d'isolement. Cette protection est généralement réalisée par :

- l'interconnexion et la mise à la terre des masses métalliques d'une installation (l'équipotentiel) ;
- l'élimination d'un défaut dangereux par un dispositif de protection dont le choix dépend des schémas de liaison du neutre à la terre.

La plupart des ASIs sont conçues principalement pour une utilisation avec un neutre mis à la terre, c'est le cas pour les schémas TT, TN-C et TN-S. Pour le schéma TN-S, qui est largement utilisé pour les installations informatiques, un défaut d'isolement, entre une phase et la carcasse métallique, se transforme en court-circuit et la partie en défaut est déconnectée par les dispositifs de protection contre le court-circuit (ex. disjoncteurs). Il faut noter que la présence des filtres CEM peut engendrer des courants de fuite qui déséquilibrent le courant qui passe à la Terre, provoquant ainsi un faux défaut qui déclenchera les dispositifs de protection. Il convient donc de bien dimensionner l'ASI pour limiter ces courants de fuite.

Le neutre dans l'ASI est dit traversant lorsqu'il est commun entre l'entrée et la sortie de l'ASI. L'utilisation d'un transformateur d'isolement s'impose lorsque le schéma de la mise à la terre est différent entre le transformateur et le réseau local du centre de données. Dans cette dernière configuration, le transformateur est généralement fourni à part et ne fait pas partie de l'ASI pour ajouter une flexibilité sur son installation.

### **II.5.5.3. Électrique**

L'ASI étant une interface entre le réseau et les charges informatiques, les contraintes électriques découlent des normes imposées par le réseau électrique et des spécifications des charges informatiques.

Parmi les normes européennes, on peut identifier principalement la norme pour la sécurité, la norme EN 62040-2 pour la compatibilité électromagnétique CEM, et la norme EN 62040-3 pour les performances de l'ASI.

Les charges informatiques alimentées par l'ASI utilisent massivement l'électronique à découpage pour générer les très basses tensions, 48V - 12V - 5V

en courant continu, nécessaires au fonctionnement des microprocesseurs. La génération de telles tensions implique un redressement de la tension réseau et une absorption d'un courant non sinusoïdal contenant des harmoniques basses fréquences élevés, qualifiant ces charges comme non-linéaires. Un tel courant est également caractérisé par un facteur de crête élevé (2 à 3,5) et un facteur de puissance de 0,65 à 0,8.

Les progrès en électronique de puissance ont permis aux équipementiers informatiques de fabriquer des charges avec un facteur de puissance supérieur à 0,9. Ces progrès, du côté de l'ASI, ont introduit des onduleurs adoptant une modulation à largeur d'impulsions (MLI).

Cette technique permet de réduire l'impédance de sortie sur une large bande de fréquence et ainsi la distorsion de la tension de sortie due à des courants fortement non-linéaires est négligeable, ce qui répond aux exigences des charges consommant des courants à facteur de puissance réduit.

- ① **Puissance** : avec la forte possibilité de supporter une charge non-linéaire, la puissance apparente est celle qui est considérée pour le choix et le dimensionnement de l'ASI.
- ② **Harmoniques de courant d'entrée** : les normes imposent à l'ASI d'absorber un courant sinusoïdal avec une distorsion harmonique en courant *THDi* inférieure à 8%.
- ③ **Facteur de crête « CF »** : l'ASI doit pouvoir alimenter des charges non-linéaires avec un facteur de crête de référence égale à 3.
- ④ **Surcharge** : dépendant de la technologie de l'onduleur, la protection contre les surcharges peut être assurée par des circuits électroniques internes de limitation de courant. L'ASI a la capacité de fonctionner en cas de surcharge avec l'utilisation du Bypass en connectant directement la charge sur le réseau. En mode On-line ou en cas de surcharge survenue lors de l'absence du réseau, le temps de fonctionnement est réduit pour limiter le surdimensionnement de l'ASI. La norme stipule l'arrêt de l'ASI au bout de 5 secondes lorsqu'une baisse de 50% est observée sur la tension de sortie.

#### **II.5.5.4. Environnement**

La **température** : la consommation énergétique des équipements informatiques se transforme en chaleur qu'il faut évacuer en continu. Vu l'espace confiné où sont logés ces équipements, la température devient une condition critique du fonctionnement.

Particulièrement lorsque l'on cherche à améliorer l'efficacité énergétique, la réduction de la consommation des systèmes de refroidissement conduit à des températures plus élevées à l'intérieur des salles informatiques. Pour cette raison, l'ASI doit pouvoir opérer et assurer la continuité de service du centre de données sous n'importe quelles conditions, et notamment à température élevée. Même lorsque le système de refroidissement est capable de maintenir une température raisonnable, certains scénarios, comme la coupure du réseau, peut conduire à une élévation temporaire de la température due au temps nécessaire pour le redémarrage du système de refroidissement suite au déclenchement du générateur.

Le **bruit** : les différents éléments qui génèrent des pertes transformées en chaleur sont équipés des systèmes de ventilation pour évacuer cette chaleur en dehors de leurs boîtiers vers l'air circulant dans les couloirs conçus derrière les racks pour conduire l'air de refroidissement. Ces systèmes de ventilation produisent des bruits sonores susceptibles de dépasser les niveaux autorisés. Dans les salles informatiques, le niveau du bruit sonore moyen est de 60 dBA.

#### **II.5.5.5. Rendement**

L'utilisateur est toujours intéressé à réduire le coût de fonctionnement de son équipement. Il garde un œil sur la consommation d'énergie, et donc sur les pertes de l'ASI qui sont généralement toujours en fonctionnement. En outre, les pertes doivent être payées deux fois : kWh consommés par l'onduleur ainsi que kWh supplémentaires pour le refroidissement de la chaleur générée par ces pertes. Ceci a conduit les fabricants des ASIs dans une course à la réduction des pertes dont quelques pour cent sont gagnés à chaque nouvelle avancée dans la technologie. Les normes ne spécifient pas un rendement minimal à atteindre, elles définissent la manière dont les tests doivent être réalisés pour mesurer les rendements sur les charges [EN 62040-3], l'efficacité des différentes technologies sera ainsi évaluée.

#### **II.5.5.6. Volume**

L'espace requis pour l'installation est un facteur important en fonction du coût par mètre carré de la surface nécessaire. Du fait, réduire le volume de l'ASI permet de libérer une place qui pourrait être occupée par des équipements informatiques, donc baisser le coût de fonctionnement. Ceci est vrai lorsque le centre de données est installé en zone urbaine où le gérant de l'installation paye pour la location de cette espace.

## II.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre sources d'alimentation, j'ai mis en avant l'importance d'augmenter l'efficacité énergétique dans monde industriel. Tout d'abord j'ai détaillé les alimentations RDPs. Puis l'installation, l'exploitation et de la maintenance du RDP associée à celle d'une PDU (*Power Distribution Unit*).

Nous avons examiné, dans ce chapitre l'importance des alternateurs (générateurs synchrones), les génératrices asynchrones dans l'industrie, avec ces avantages et inconvénients.

Aujourd'hui l'alimentation énergétique sans interruption et de bonne qualité est une nécessité toujours plus pressante. En effet, de plus en plus, les usagers à alimenter ont des rôles fondamentaux et critiques pour la vie des entreprises, pour la sécurité des personnes. Le rôle de l'ASI dans l'industrie consiste à assurer une continuité de service exempte de toutes perturbations. Cette fonction est garantie avec une ASI qui répond parfaitement aux différentes normes et contraintes énergétiques. Nous avons vu que le rendement de l'ASI affecte directement l'efficacité énergétique, vue sa position par rapport à l'architecture de puissance d'un centre de donnée.

Après avoir présenté dans le premier chapitre les récepteurs industriels et dans ce présent chapitre les caractéristiques, les fonctionnements et les comportements de différentes sources d'alimentations électriques dans le monde industriel, on peut passer à l'étude des interactions de ces sources et ces récepteurs industriels dans le troisième chapitre.

# CHAPITRE III

## INTERACTIONS SOURCES-RÉCEPTEURS

« Chaque jour à sa science qu'il t'offre »

*Anne Barratin*

# CHAPITRE III

## INTERACTIONS

### SOURCES-RÉCEPTEURS

#### III.1. INTRODUCTION

Le développement croissant des applications de l'électronique de puissance conduit, dans certains secteurs industriels, à une prolifération de convertisseurs statiques. Aujourd'hui, le nombre de ces dispositifs raccordés aux réseaux électriques est en constante progression. Ces convertisseurs statiques apportent une plus grande souplesse et des économies d'énergie par rapport aux solutions antérieures. Ils sont principalement destinés à la conversion et au traitement de l'énergie électrique entre une source (réseau électrique, générateurs synchrone ou asynchrone, batterie, renouvelable, ...) et une charge (charge passive, machines alternatives, réseau de bord, ...).

Un convertisseur statique est constitué d'un ensemble d'éléments passifs réactifs qui ne consomment pas de puissance active (inductances, condensateurs), utilisés comme moyens de filtrage ou de stockage intermédiaire d'énergie, et de composants semi-conducteurs utilisés comme interrupteurs de puissance pour gérer le transfert d'énergie.

Partant de ce fonctionnement en commutation, on peut identifier deux sortes de perturbations provoquées par les convertisseurs statiques :

- la première catégorie comprend les émissions d'ondes électromagnétiques. L'amplitude du phénomène est directement liée au mode de commutation des interrupteurs, au câblage, et à la qualité de blindage ;
- la seconde catégorie comprend les perturbations électriques (en courant et en tension) conduites par les lignes d'alimentation dont l'origine se trouve dans le comportement non linéaire de ces dispositifs. Elles peuvent être classées, suivant la fréquence, en deux familles :
  - perturbations conduites haute fréquence qui peuvent être atténuées par les lignes de distribution ;
  - perturbations conduites basse fréquence dont les différentes techniques de contrôle tentent de les minimiser.

À cet effet, les fournisseurs et les utilisateurs de l'énergie sont amenés à respecter des normes et des recommandations imposées qui définissent les règles relatives à la *Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)*.

## III.2. QUALITÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

### III.2.1. Qu'est-ce que la qualité d'un réseau ?

La *Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)* a pour mission de superviser les gestionnaires des réseaux publics. Elle publie tous les ans des indicateurs portant sur la qualité de l'électricité, et incite les gestionnaires des réseaux d'électricité à une meilleure qualité de service. Elle contribue également à des rapports qui peuvent être à visée nationale ou européenne.

Selon elle, la qualité de l'électricité recouvre trois notions différentes [25] :

- La continuité d'alimentation (coupures d'électricité) ;
- La qualité de l'onde de tension (phénomènes qui perturbent le fonctionnement des appareils) ;
- La qualité de service (relations avec les gestionnaires de réseau notamment).

La qualité de l'énergie est une notion assez large qui recouvre à la fois la qualité de la fourniture électrique, la qualité de l'onde de tension et la qualité des courants. Lorsque la tension est présente, les principaux phénomènes pouvant l'affecter sont d'une part les variations lentes : creux de tension, sursensions, coupures, déséquilibres et d'autre part des variations rapides : sursensions transitoires, flicker ainsi que les harmoniques. La qualité des courants reflète par contre la possibilité des charges à fonctionner sans perturber ni réduire l'efficacité du système de puissance. C'est pourquoi certains considèrent que la qualité de l'électricité se réduit à la qualité de la tension [24].

La qualité de l'alimentation électrique ou qualité de l'onde fait référence à la mesure du degré de conformité d'une source d'alimentation électrique par rapport à un certain nombre de critères ou de normes à caractère quantitatif et absolu. L'énergie électrique est délivrée sous forme d'un système triphasé de tensions sinusoïdales. Les paramètres caractéristiques de ce système sont les suivants :

- la fréquence,
- l'amplitude,
- la forme d'onde qui doit être sinusoïdale,

- la symétrie du système triphasé, caractérisée par l'égalité des modules des trois tensions et de leurs déphasages relatifs.

Les tolérances généralement admises pour le bon fonctionnement d'un réseau comprenant des charges sensibles aux perturbations sont données dans le Tableau (III-1) :

**Tableau III-1.** Tolérances des grandeurs du réseau électrique définies par la CEI [26]

Paramètres du réseau	Tolérances
Tension en régime établi (charges constantes)	$\pm 2 \%$
Tension en régime dynamique (charges variables)	$\pm 10 \%$
Fréquence	$\pm 1 \%$
Taux global d'harmoniques	$< 5 \%$
Taux maximal d'un harmonique	$< 3 \%$
Dissymétrie de tension triphasée	$< 4 \%$
Déphasage entre tensions simples	$120^\circ \pm 3^\circ$
Microcoupures	$< 10 \text{ ms}$

Tout phénomène physique affectant une ou plusieurs de ces caractéristiques peut être considéré comme perturbation. En pratique, ces perturbations sont classées selon la durée du phénomène. Ainsi, il est possible de distinguer :

- les altérations de l'onde de tension (harmoniques, déséquilibre, flicker). Ces phénomènes sont permanents ou durent au minimum plusieurs minutes ;
- les creux de tension et coupures brèves d'une durée de l'ordre d'une à quelques secondes ;
- les surtensions transitoires, de durée inférieure à une période [25].

### III.2.2. Qualité de la tension

La qualité de la tension distribuée aux utilisateurs de l'électricité est un souci partagé tant par les clients, dont certaines charges y sont très sensibles. La réglementation demande aux distributeurs de respecter des niveaux minimum de qualité (Norme EN 50160).

Pour contrôler ces aspects, il faut savoir mesurer les perturbations et pour cela définir des méthodes de mesure. La qualité de la tension, qui traite des variations lentes de la tension dans ou en dehors des plages tolérées par les normes afin d'éviter que les appareils qui utilisent l'électricité ne dysfonctionnent. Elle traite aussi la mesure des variations passagères de la tension (aussi appelées "creux de tension"), qui peuvent affecter le bon fonctionnement de certains appareils sensibles, notamment électroniques.

Dans la pratique, l'énergie électrique distribuée se présente sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé, qui possède quatre caractéristiques principales : *amplitude, fréquence, forme d'onde* et *symétrie*.

### III.2.2.1. Tensions BT normalisées en AC

- ⊙ En monophasé : 230 V ;
- ⊙ En triphasé : 230 V/400 V et 400 V/690 V.

### III.2.2.2. Chute de tension

La chute de tension, provoquée par le passage du courant dans les conducteurs, doit être compatible avec les tensions excitantes au départ et souhaitées à l'arrivée. Le tableau (III-2) présente l'évolution des tensions et des tolérances par la norme CEI 60 038.

Tableau III-2. Tolérances de tensions définies par EN 50160 [27]

Période	Tensions	Tolérances
Avant 1983	230 V/400 V / 660 V	$\pm 10 \%$
De 1983 à 2003	230 V/400 V / 690 V	+ 6 % ; - 10 %
Après 2003	230 V/400 V / 690 V	$\pm 10 \%$

### III.2.3. Qualité du courant

La qualité du courant est relative à une dérive des courants de leur forme idéale, et se caractérise de la même manière que pour les tensions par quatre paramètres : *amplitude, fréquence, forme d'onde* et *symétrie*. Dans le cas idéal, les trois courants sont d'amplitude et de fréquence constantes, déphasés de  $2\pi/3$  radians entre eux, et de forme purement sinusoïdale.

Le terme *qualité du courant* est rarement utilisé, car la qualité du courant est étroitement liée à la qualité de la tension et la nature des charges. Pour cette raison, *la qualité de l'énergie électrique* est souvent réduite à *la qualité de la tension*.

#### III.2.3.1. Surintensité

Les causes et les valeurs des surintensités sont multiples. Il y a surintensité dans un circuit électrique, lorsque le courant dépasse la valeur nominale de ce circuit. On distingue habituellement dans les surintensités : les *surintensités de surcharges* et les *surintensités de courts-circuits*.

#### III.2.3.2. Surintensités de surcharge

Le courant de surcharge est en général une faible surintensité se produisant dans un circuit électrique sain. L'exemple type est le circuit alimentant des prises de courant sur lesquelles on a raccordé un trop grand nombre d'appareil.

Le terme *surcharge* est utilisé pour un courant excessif circulant dans un circuit en bon état électriquement. Les surcharges sont en général inférieures à 10 fois le courant nominal du circuit.

### III.2.3.2.A. Causes de la surintensité de surcharge

Dès que l'appareil d'utilisation demande une puissance importante.

### III.2.3.2.B. Conséquences de la surintensité de surcharge

Dès que l'appareil Les surcharges de courant ne sont pas beaucoup plus élevées que le courant maximum permanent d'une installation, mais si elles se maintiennent trop longtemps elles peuvent faire des dégâts. Les dégâts, plus particulièrement aux matières isolantes en contact avec les conducteurs de courant, sont la conséquence de l'effet thermique du courant. La durée de cet effet thermique est relativement longue, et la surcharge peut donc être caractérisée par la valeur efficace du courant [28].

### III.2.3.2.C. Remèdes et moyennes de protection contre la surintensité de surcharge

Comme remèdes (solutions) on peut utiliser une alimentation de secours coté réseau ou bien une alimentation sans interruption (ASI).

Pour réaliser une protection efficace contre les surcharges, on doit prévoir la coupure d'un circuit avant un échauffement anormal pouvant provoquer les dégâts. Selon la norme NF 15 100, deux conditions sont à respecter (Fig.III-1) :

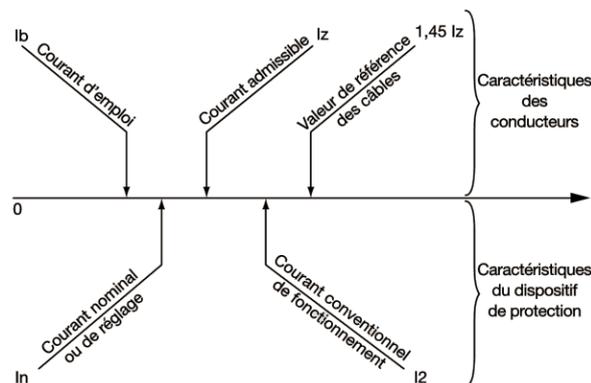


Figure III-1. Conditions de réglages [29]

$$I_e \leq I_n \leq I_z \quad (\text{III-1})$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z \quad (\text{III-2})$$

Avec :

$I_e$  : Courant d'emplois ;

$I_n$  : Courant nominal du dispositif de protection ;

$I_z$  : Courant admissible dans la canalisation ;

$I_2$  : Courant de fonctionnement du dispositif de protection dans le temps conventionnel.

La protection contre une surcharge est réalisée par un dispositif de protection capable de diminuer la durée de la surcharge. Tel que la protection par *cartouche fusible* et *porte-fusible* et la protection par *disjoncteur magnéto-thermique*.

### III.2.3.2.D. Fusible

Un fusible (Fig.III-2) est un dispositif de sécurité qui protège contre les courts-circuits et les surcharges. Il se présente sous la forme d'un cylindre, en verre ou en céramique, dont le cœur est traversé par un filament. Ce filament fond (d'où le nom « fusible », qui signifie « qui peut fondre ») lorsqu'il est soumis à une trop forte chaleur engendrée par une surintensité. Cela a pour effet de couper le circuit et de protéger les équipements contre d'éventuelles dégradations ou des risques d'incendie [29,39].

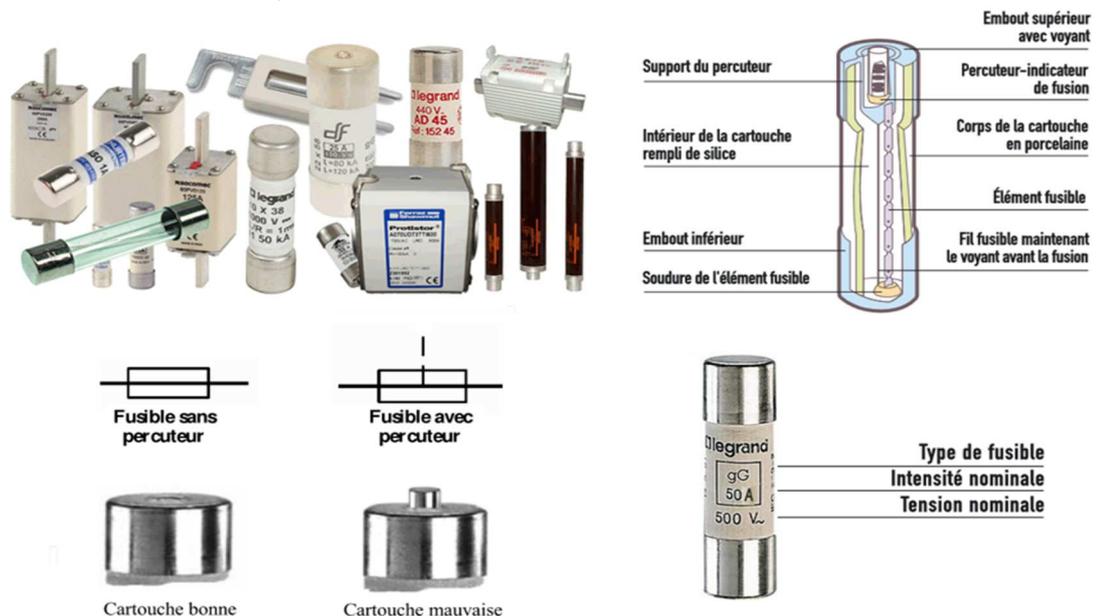


Figure III-2. Fusible

Il existe principalement quatre types de fusibles (Tableau III-3) :

- Les *fusibles gG (usage général)* protègent les circuits contre les faibles et fortes surcharges et, bien sûr, contre les courts-circuits ;
- Les *fusibles aM (accompagnement moteur)*, protègent les circuits contre les fortes surcharges ainsi que les courts-circuits. Ils sont conçus pour résister à une surcharge de courte durée tel le démarrage d'un moteur. Ils seront associés à un système de protection thermique contre les faibles surcharges ;
- Les *fusibles AD (accompagnement disjoncteur)*, ce type de fusibles est utilisé par les distributeurs sur la partie de branchement. Les inscriptions sont en rouges ;

- Les *fusibles ultra-rapides UR* assurent la protection des semi-conducteurs de puissance et des circuits sous tension continue.

Tableau III-3. Gamme du fusible [30,31]

Type	Gamme du calibre	Taille	Type	Gamme du calibre	Taille
gG	1 - 16 A	8,5 × 31,5	aM	1 - 10 A	8,5 × 31,5
	0,5 - 25 A	10 × 38		0,25 - 25 A	10 × 38
	2 - 50 A	14 × 51		2 - 50 A	14 × 51
	4 - 125 A	22 × 58		16 - 125 A	22 × 58
A couteau gG	25 - 160 A	00	A couteau aM	25 - 125 A	00
	63 - 200 A	0		63 - 160 A	0
	125 - 250 A	1		125 - 250 A	1
	200 - 400 A	2		200 - 400 A	2
	500 - 630 A	3		500 - 630 A	3
	630 - 1250 A	4		630 - 1000 A	4

### III.2.3.2.E. Paramètres conventionnelles associées au fusible

- l'*intensité assignée (nominale)* peut traverser indéfiniment un fusible sans provoquer ni fusion, ni échauffement excessif (Fig.III-2) ;
- la *tension assignée (nominale)* est la tension sous laquelle ce fusible peut être utilisé ;
- le *courant conventionnel de non-fusion* ( $I_{nf}$ ) est la valeur du courant qui peut être supportée par la cartouche fusible pendant un temps conventionnel sans fondre (Fig.III-3-a) ;
- le *courant conventionnel de fusion* ( $I_f$ ) est le courant qui provoque la fusion de la cartouche fusible avant l'expiration du temps conventionnel.

### III.2.3.2.F. Courbes temps de fusion

Dans l'exemple de la Figure (III-3-a) (gG 100) : le temps conventionnel = 2 h ; le courant conventionnel de non-fusion  $I_{nf} = 1,3 I_n$  et le courant conventionnel de fusion  $I_f = 1,6 I_n$ .

La zone de fonctionnement (Fig.III-3-b) définie par les normes, permet de déterminer la durée de fonctionnement du fusible en fonction du courant le traversant. Il est important de connaître ces caractéristiques de fonctionnement pour calculer la sélectivité des différentes protections installées en série.

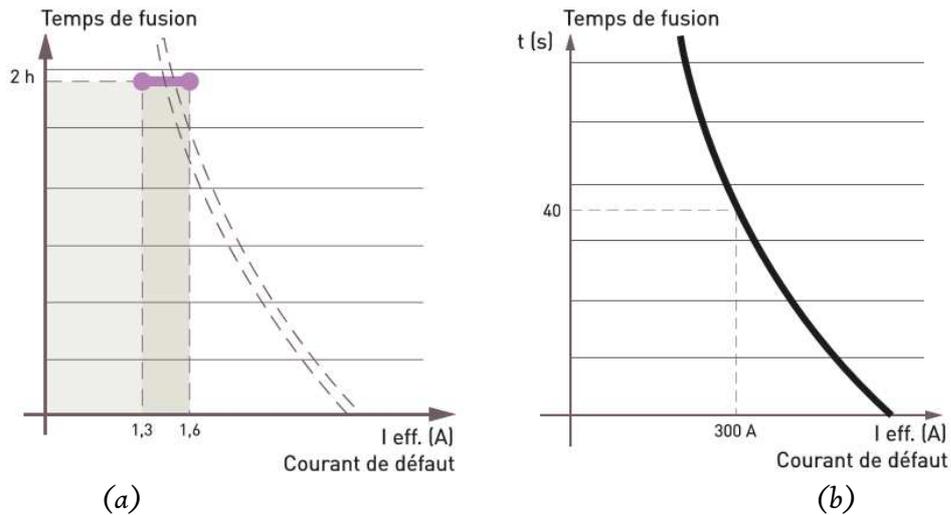


Figure III-3. Courbes temps de fusion et zone de fonctionnement [30]

**III.2.3.2.G. Disjoncteur magnéto-thermique**

Il est équipé de deux déclencheurs (thermique et magnétique) et permettant de protéger un circuit électrique contre les courts-circuits et les surcharges de courant (Fig.III-4).

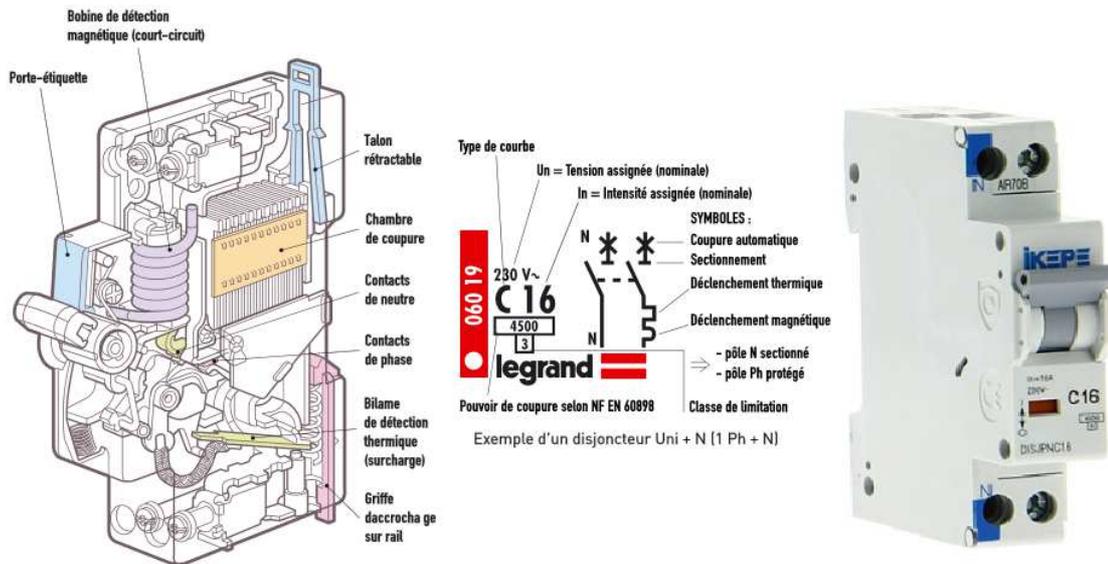


Figure III-4. Disjoncteur magnéto-thermique

Les disjoncteurs modulaires magnéto-thermiques possèdent une détection contre :

- les *surcharges*, détection *thermique* ;
- les *courts-circuits*, détection *magnétique*.

Le disjoncteur magnéto-thermique est un appareil de coupure automatique réarmable qui assure deux fonctions :

- la protection contre les surcharges et court-circuits (disjoncteur) ;
- la commande (sectionnement pleinement apparent).

### III.2.3.2.H. Paramètres conventionnelles associées au disjoncteur magnéto-thermique

- l'*intensité assignée* c'est la valeur de courant que le disjoncteur peut supporter indéfiniment sans déclencher dans certaines conditions ;
- l'*intensité de déclenchement magnétique* est l'intensité minimum qui provoque le déclenchement du disjoncteur par le dispositif électromagnétique dans un temps inférieur à 10 ms ;
- la *tension assignée* est la tension sous laquelle le disjoncteur peut être utilisé ;
- la *polarité* : unipolaire + neutre, bipolaire, tripolaire ou tétrapolaire ;
- le *type de courbe* : les normes internationales définissent différentes plages de déclenchement magnétique ;
- le *pouvoir de coupure* ( $P_{dc}$ ) est le courant supérieur ou égale au de court-circuit pour qu'un disjoncteur peut interrompre un circuit électrique sous une tension donnée ;
- la *classe de limitation* : c'est l'aptitude d'un disjoncteur à ne laisser passer sur court-circuit, qu'une faible partie du courant de défaut présumé.

### III.2.3.2.I. Courbe de fonctionnement d'un disjoncteur

Elle définit la zone de déclenchement du magnétique par rapport au thermique. Elle est caractérisée par une zone de détection thermique et une zone de détection magnétique (Fig.III-5).

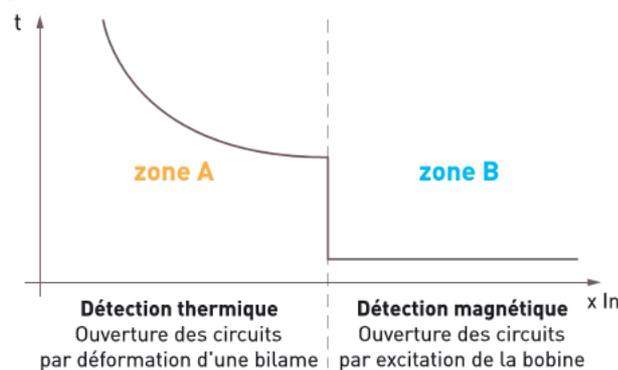


Figure III-5. Courbe de fonctionnement d'un disjoncteur [30-35]

En effet, deux types de défauts font réagir un disjoncteur :

- ① **Cas de surcharge zone A** ou d'échauffement, une bilame s'infléchit et provoque l'ouverture du disjoncteur. Le temps de réaction du disjoncteur est inversement proportionnel au courant qui le traverse. En cas de faible surcharge, la bilame s'échauffe lentement, d'où un temps de réaction long. En cas de forte surcharge, la bilame s'échauffe rapidement, d'où réaction rapide. À intensité assignée identique, le temps de déclenchement thermique est identique quel que soit le type de courbe.

- ② **Cas de court-circuit zone B**, un dispositif électromagnétique ouvre le disjoncteur en un temps très court, de l'ordre de quelques millièmes de secondes. La courbe de fonctionnement du disjoncteur est située dans une zone définie par la norme.

### III.2.3.2.J. Courbes de déclenchement

La Figure (III-6) présente les courbes définissent le réglage du déclencheur magnétique qui leur est associé. Un disjoncteur de type B, C, D, Z ou MA :

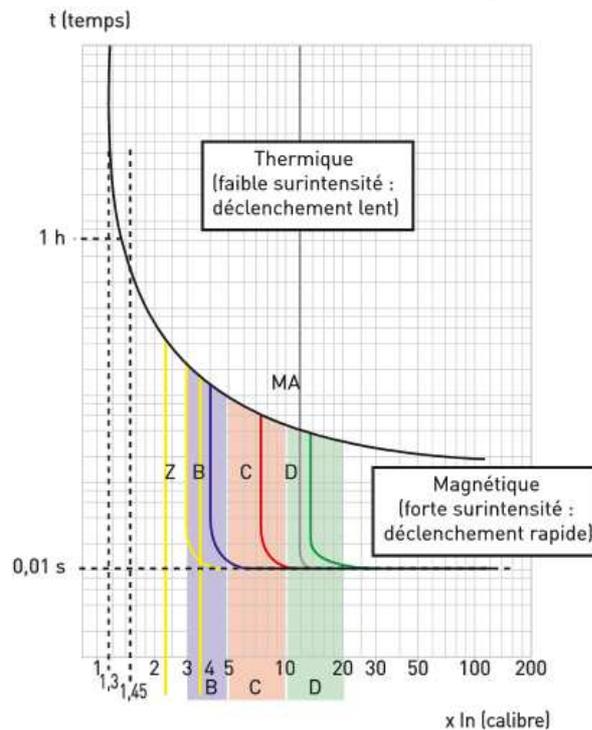


Figure III-6. Courbes de déclenchement

Le Tableau (III-4) résume les réglages du déclencheur magnétique de la Figure (III-6) :

Tableau III-4. Réglage du déclencheur magnétique

Courbes	Réglage seuils magnétiques
Z	2,4 à 3,6 $I_n$
B	3 à 5 $I_n$
C	5 à 10 $I_n$
D	10 à 20 $I_n$
MA	12 à 14 $I_n$

- **Type Z** : application spécifique sur circuits sensibles ayant un microprocesseur ;
- **Type B** : son magnétique très bas permet d'éliminer les courts-circuits de très faible valeur. (Exemple : lorsque la ligne qu'il protège est très longue, limitant alors le court-circuit en bout de ligne à une valeur faible) ;

- **Type C** : c'est le plus usuel, celui qui correspond aux installations normales. Il couvre une très grande majorité des besoins ;
- **Type D** : il est à utiliser pour la protection des circuits où il y a de très fortes pointes de courant à la mise sous tension. (*Exemple* : transformateurs dont les points d'intensité peuvent atteindre  $20 I_n$ , ballast électronique ...)
- **Type MA** : lignes dédiées aux baies de désenfumage avec précautions d'utilisation et de choix du câble. Ce dernier doit pouvoir supporter une surchauffe car le désenfumage doit se faire malgré tout.

### III.2.3.3. Surintensités de court-circuit

La *surintensité de court-circuit C.C* fait partie des risques électriques à ne pas négliger. Il s'agit d'une surintensité brutale produite par une chute d'impédance subite et imprévue, entre deux ou plusieurs points présentant une différence de potentiel normale [36].

Un court-circuit est le contact accidentel entre deux conducteurs de polarité différente. Le courant de court-circuit est en général une forte intensité produite par un défaut de résistance négligeable entre des points présentant une différence de potentiel en service normal.

Le court-circuit est souvent dû à une défaillance électrique importante comme la rupture d'un isolant, la chute d'un objet métallique sur des barres ou la défaillance d'un semi-conducteur. Il en résulte un courant de défaut dont la valeur efficace est très élevée (typiquement supérieure à 10 fois la valeur du courant nominal de l'installation) [36,37].

#### III.2.3.3.A. Types de la surintensité de court-circuit

Un court-circuit peut être :

- Court-circuit entre une phase et la terre (monophasé, 80% des cas) ;
- Court-circuit entre deux phases (biphasé isolé, 15% des cas) ;
- Court-circuit entre deux phases et la terre (biphasé terre) ;
- Court-circuit triphasé terre ;
- Court-circuit triphasé.

#### III.2.3.3.B. Natures de la surintensité de court-circuit

On distingue trois niveaux de courant de court-circuit (Fig.III-7) :

- le *courant de court-circuit crête* ( $I_{cc\ crête}$ ) : correspondant à la valeur extrême de l'onde, générant des forces électrodynamiques élevées notamment au niveau des jeux de barres et des contacts ou connexions d'appareillage ;

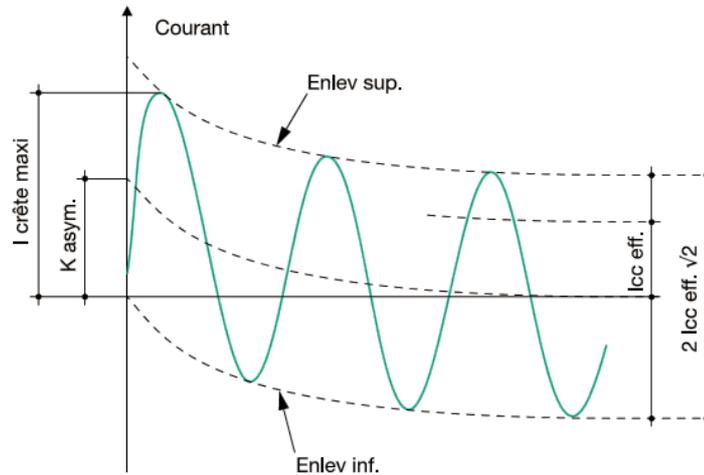


Figure III-7. Natures de la surintensité de court-circuit [38]

- le *courant de court-circuit efficace* ( $I_{cc \text{ eff}}$ ) : valeur efficace du courant de défaut qui provoque des échauffements dans les appareils et les conducteurs et peut porter les masses des matériels électriques à un potentiel dangereux ;
- le *courant de court-circuit minimum* ( $I_{cc \text{ min}}$ ) : valeur efficace du courant de défaut s'établissant dans des circuits d'impédance élevée (conducteur à section réduite et canalisation de grande longueur ...) et dont cette impédance a été en plus augmentée par l'échauffement de la canalisation en défaut. Il est nécessaire d'éliminer rapidement ce type de défaut dit impédant par des moyens appropriés.

### III.2.3.3.C. Caractéristiques de la surintensité de court-circuit

Les courts-circuits sont caractérisés par leur *forme*, leur *durée* et l'*intensité* du courant. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme *défaut* :

- *Court-circuits fugitifs* : les court-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de quelques dixièmes de seconde) ;
- *Court-circuits permanents* : ces court-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine ;
- *Court-circuits auto-extincteurs* : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique ;
- *Court -circuit semi permanents* : ces court-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

### III.2.3.3.D. Causes de la surintensité de court-circuit

Selon la nature du réseau électrique, on cite les origines des défauts de court-circuit comme suit :

- ▶ Les *lignes aériennes* : sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes, etc.), les régions montagneuses par exemple sont beaucoup plus exposées que d'autre à la foudre ;
- ▶ Les *câbles souterrains* : sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement) qui entraînent systématiquement des court-circuits permanents ;
- ▶ Les *matériels de réseaux et des postes électriques* : comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isollements ;
- ▶ *Élément étranger* : boulons, tournevis autres objets conducteurs ;
- ▶ *Défaillances de composants* : claquage de semi-conducteur

### III.2.3.3.E. Conséquences de la surintensité de court-circuit

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- ☞ Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
  - ▶ Détérioration des isolants ;
  - ▶ Fusion des conducteurs ;
  - ▶ Incendie et danger pour les personnes
- ☞ Pour le circuit défectueux, les efforts électrodynamiques, avec :
  - ▶ Déformation des JdB (jeux de barres) ;
  - ▶ Arrachement des câbles.
- ☞ Sur-échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;
- ☞ Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité ;
- ☞ Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes ;
- ☞ La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections ;
- ☞ L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines.

### III.2.3.3.F. Remèdes et moyennes de protection contre la surintensité de court-circuit

La protection contre le courant de court-circuit est réalisée par un dispositif de protection, tel que la protection par *cartouche fusible* et *porte-fusible*, la protection par *disjoncteur magnétique* et par *disjoncteur différentiel*.

### III.2.3.3.G. Disjoncteur magnétique

Il protège un circuit électrique contre les courts-circuits. Il existe plusieurs types de disjoncteur magnétique (Fig.III-8).

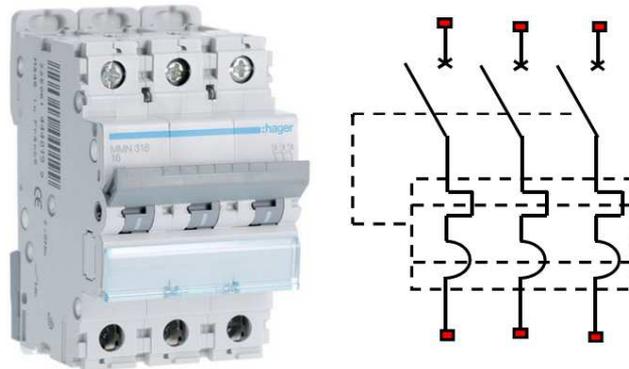


Figure III-8. Disjoncteur magnétique

Le dispositif de protection contre les courts-circuits fonctionne à la base d'un électro-aimant.

- ⊙ **En fonctionnement normal** : le courant absorbé par l'installation protégée (exemple : moteur) circulant dans la bobine du circuit magnétique est insuffisant pour que le champ magnétique qu'il crée attire le levier. Le circuit électrique est fermé (Fig.III-9-a) ;
- ⊙ **En cas d'un court-circuit** : lors d'une présence d'un court-circuit, le courant augmente très brutalement et sous cet effet la bobine va attirer le levier et ouvrir le disjoncteur durant un temps ( $t = 10$  à  $20$  ms). Une fois le défaut éliminé, on peut réarmer le disjoncteur pour remettre l'installation en service (Fig.III-9-b).

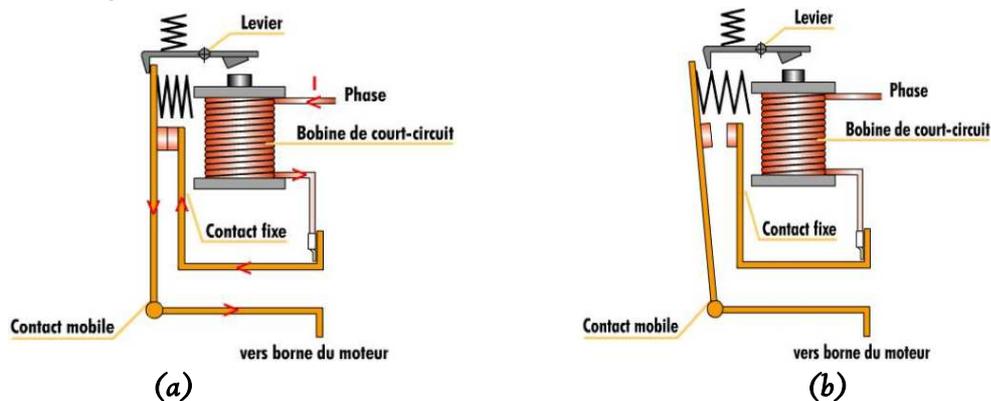


Figure III-9. Principe de fonctionnement d'un disjoncteur magnétique [39]

### III.2.3.3.H. Disjoncteur différentiel

Un disjoncteur différentiel (Fig.III-10) est un interrupteur différentiel réalisant également une protection en courant de court-circuit.

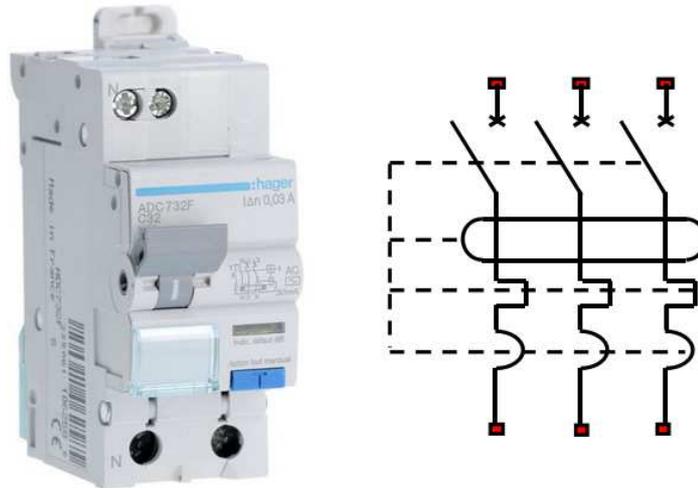


Figure III-10. Disjoncteur différentiel

Le principe d'un *Dispositif Différentiel à courant Résiduel (DDR)* est de comparer les intensités sur les différents conducteurs qui le traversent. Par exemple, en monophasé, il compare l'intensité circulant dans le conducteur de phase, et celle du conducteur de neutre. C'est un appareil de protection des personnes et de détection des courants de fuite à la terre de l'installation.

Le dispositif différentiel est basé sur le principe suivant : dans une installation normale, le courant électrique qui arrive par un conducteur doit ressortir par un autre. Dans une installation monophasée, si le courant dans le conducteur de phase au départ d'un circuit électrique est différent de celui du conducteur neutre, c'est qu'il y a une fuite. La différence d'intensité du courant à laquelle réagit un disjoncteur est appelée la "*sensibilité différentielle du disjoncteur*" notée  $I_{\Delta n}$ . Les sensibilités normalisées des disjoncteurs différentiels  $I_{\Delta n}$  : 10 mA ; 30 mA ; 300 mA ; 500 mA ; 650 mA ; 1 A ; 3 A.

Son fonctionnement (Fig.III-11) est très simple : chaque conducteur passe dans un tore magnétique, formant ainsi des champs électromagnétiques de force identique et en opposition qui s'annulent. En cas de différence, d'où son nom de différentiel, le champ électromagnétique résultant actionne un dispositif qui coupe immédiatement le courant [40].

- ⊙ *En fonctionnement normal* : les courants d'entrée et de sortie, sont égaux, on a donc  $\vec{I}_1 = \vec{I}_N$  et le flux résultant qui traverse la bobine de détection est nul.

- ⊙ *En cas de défaut* : un courant de défaut apparaît de valeur  $\vec{I}_d = \vec{I}_1 - \vec{I}_N$  et le flux résultant crée un di courant  $I_r$  qui ouvre le déclencheur. La sensibilité du dispositif différentiel est la valeur du courant de défaut  $I_r$  (courant résiduel de défaut), pour que le disjoncteur s'ouvre.

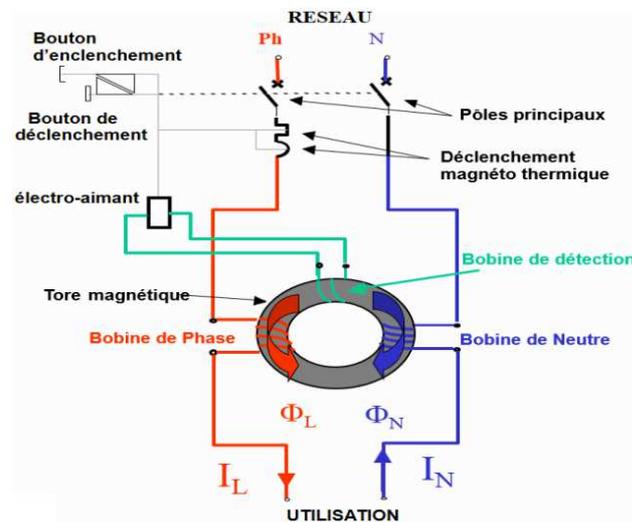


Figure III-II. Schéma d'un disjoncteur différentiel bipolaire [41]

### III.2.3.3.I. Caractéristiques fondamentales des disjoncteurs

- ▶ **Tension assignée d'emploi  $U_e$**  : c'est la tension au quelle l'appareil peut être utilisé ;
- ▶ **Courant assignée d'emploi  $I_n$**  : c'est la valeur maximale du courant que peut supporter un disjoncteur équipé d'un déclencheur à une température ambiante précisée par le constructeur ;
- ▶ **Courant de réglage  $I_r$**  : courant maximal que peut supporter le disjoncteur, sans déclenchement. Il peut être réglable de  $0.7 I_n$  à  $I_n$  pour les déclenchements thermique, de  $0.4 I_n$  à  $I_n$  pour les déclenchements électroniques ;
- ▶ **Courant de fonctionnement  $I_m$**  : courant qui provoque le déclenchement pour les fortes intensités. Il peut être fixe ou réglable et peut varier entre  $1.5 I_n$  et  $20 I_n$  ;
- ▶ **Pouvoir de coupure  $I_{cu}$  ou  $I_{cn}$**  : plus grande intensité de courant de court-circuit qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donné. Il s'exprime en kA efficace.  $I_{cu}$  est le pouvoir de coupure des disjoncteurs industriels, ainsi que  $I_{cn}$  est le pouvoir de coupure des disjoncteurs domestiques ;
- ▶ **Pouvoir de limitation** : c'est la capacité d'un disjoncteur à ne laisser passer qu'un courant inférieur au celui de court-circuit.

### III.2.4. Qualité de l'onde

La qualité de l'onde, enfin, traite de *déformations* de l'onde de tension. Ces perturbations (harmoniques, flicker, surtensions ...), peuvent interférer avec le bon fonctionnement de certains appareils électroniques [42].

### III.2.5. Qualité de service

Afin de limiter l'influence d'une charge polluante sur les autres charges connectées au réseau et en même temps éviter la modification des caractéristiques de ce dernier, les distributeurs d'énergie électrique ont été amenés à émettre des recommandations. Ces recommandations concernent les exigences au point de raccordement de l'utilisateur sur le réseau électrique.

L'objectif des réseaux de distribution est de fournir de l'énergie électrique aux clients raccordés en HTA ou en BT. La qualité de l'énergie délivrée doit être conforme à des caractéristiques définies par la norme européenne EN 50160, résumées dans le tableau III-5.

Table III-5. Limites de perturbations définies par EN 50160 [43]

<b>Amplitude de la tension</b>	<i>pour chaque période d'une semaine 95% des valeurs efficaces moyennes sur 10 minutes doivent être dans la plage <math>V_n \pm 10\%</math></i>
<b>Variations rapides de la tension</b>	<i>de 5% à 10% de <math>V_n</math> (4 à 6% en moyenne tension)</i>
<b>Creux de tension</b>	<i>Profondeur : entre 10% à 90% de <math>V_n</math> Durée : entre 10 ms et 1 minute Nombre : quelques dizaines à 1 millier par an</i>
<b>Coupures brèves</b>	<i>Durée : jusqu'à 3 minutes Nombre : quelques dizaines à plusieurs centaines par an</i>
<b>Coupures longues</b>	<i>Durée : supérieure à 3 minutes Nombre : entre 10 et 50 par an</i>
<b>Fréquence</b>	<i>50 Hz <math>\pm</math> 1% pendant 95% d'une semaine 50 Hz <math>\pm</math> 4% à 6% pendant 100% d'une semaine</i>
<b>Harmoniques</b>	<i>Taux global de distorsion harmonique <math>\leq</math> 8%</i>
<b>Déséquilibre de la tension</b>	<i><math>U_{inverse} \leq 2\% U_{directe}</math> pendant 95% du temps sur une semaine</i>

Pour assurer la compatibilité entre les installations sensibles alimentées par le réseau, il faut imposer des limites d'émission et donner des niveaux d'immunité suffisants. Les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau de distribution (MT ou BT), définies par la norme Européenne EN 50160, précisent les tolérances qui doivent être garanties pour la tension et la fréquence ainsi que les niveaux des perturbations habituellement rencontrées.

### III.3. CLASSIFICATION DES PERTURBATIONS ÉLECTRIQUES

Les perturbations électriques ne sont considérées qu'à travers la gêne et le dysfonctionnement qu'elles peuvent causer à un système sensible. La notion des perturbations est, par conséquent, relative. Cependant, elles peuvent être, schématiquement, classées selon deux catégories :

- Celles qui portent atteintes à la continuité de l'alimentation et qui se traduisent par des coupures. Le problème à résoudre vis-à-vis de ces perturbations est celui de la fiabilité du réseau d'alimentation.

- Celles liées à la qualité de l'alimentation proprement dite. Ce sont les fluctuations de l'onde de tension caractérisée par la fréquence, l'amplitude, la pureté de la forme sinusoïdale de l'onde et la symétrie du système triphasé.

Parmi ces perturbations, on distingue plusieurs types dont certaines sont, brièvement, définies ou décrites dans ce qui suit.

#### III.3.1. Creux de tension et coupures brèves

Le creux de tension est une diminution brutale de la tension à une valeur située entre 10% et 90% de la tension nominale pendant une durée allant de 10 ms jusqu'à quelques secondes.

Les creux de tension sont dus à des phénomènes naturels comme la foudre, ou à des défauts sur l'installation des réseaux électriques. Ils apparaissent également lors de manœuvre d'enclenchement mettant en jeu des courants de fortes intensités (moteurs, transformateurs, etc.).

Une coupure de tension quant à elle est une diminution brutale de la tension à une valeur supérieure à 90% de la tension nominale, disparition totale pendant une durée comprise entre 10 ms et une minute pour les coupures brèves, supérieure à une minute pour les coupures longues. La plus part des appareils électriques admettent une coupure totale d'alimentation d'une durée inférieure à 10 ms. La figure (III-12) montre un exemple de creux et de coupure de tension.

Les creux de tensions et coupures brèves sont, principalement, produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont, également, la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau (démarrage des moteurs, branchement de charges importantes, ... etc).

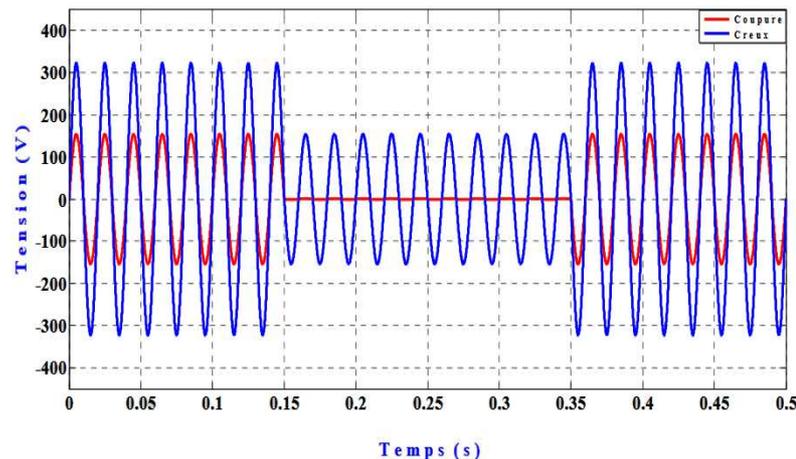


Figure III-12. Creux et coupures brèves

### III.3.1.1. Conséquences

On peut citer, parmi les nombreuses conséquences négatives possibles :

- ✘ *pour l'appareillage* : risque d'appel de courant maximal au retour de la tension du réseau et déclenchement général ;
- ✘ *pour les applications* : perturbations importantes, par exemple :
  - ✘ sur la gestion : pertes d'informations ou destruction de programmes ;
  - ✘ sur l'informatique ;
  - ✘ sur l'éclairage d'installations particulières (aéroports) ;
  - ✘ sur les process : rupture de process, avec des conséquences économiques importantes ;
- ✘ *pour les machines tournantes* : risque de court-circuit dû à l'opposition de phase entre la tension du réseau et la force contre électromotrice présente aux bornes du moteur ;
- ✘ *pour les lampes* : éviter celles dont le réallumage demande plusieurs minutes.

### III.3.1.2. Remèdes

On y remédie par :

- ✓ la mise en place d'un délestage/délestage automatique ;
- ✓ en installant un onduleur voire un groupe tournant à temps zéro ou on réalise une étude particulière ;
- ✓ en procédant à l'adaptation de l'inertie à la durée des creux de tension.

### III.3.2. Fluctuations de tension & Flicker

Une fluctuation de tension est décrite comme une variation de l'enveloppe de la tension. L'amplitude de celle-ci doit se situer dans une bande de 10% de sa valeur nominale. Ce type de fluctuation est à distinguer des variations lentes de tension dues à la variation progressive de la consommation dans les réseaux.

Les principales sources de fluctuations rapides sont les charges industrielles dont le fonctionnement aléatoire ou intempestif occasionne de brusques variations de puissances telles que les machines à souder et les fours à arc. Ces derniers produisent des variations erratiques permanentes de tension. Ces fluctuations sont responsables du phénomène de "Flicker" (Fig.III-13).

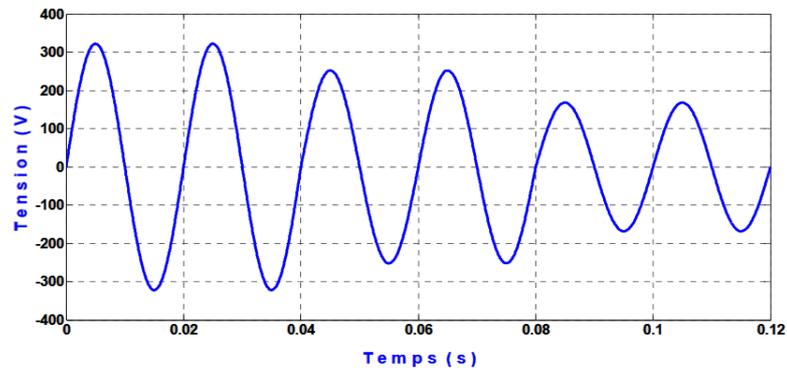


Figure III-13. Fluctuations de tension

Le Flicker est le phénomène de papillotement des sources lumineuses, dû aux fluctuations de tension de l'alimentation électrique. Il peut gêner les personnes dans les ateliers, les bureaux, les locaux d'habitation en amenant une fatigue visuelle et nerveuse. Il peut concerner, simultanément, un grand nombre de personnes. Aujourd'hui, les limites des fluctuations de tension périodiques qui provoquent l'effet du Flicker sont connues [44].

Les générateurs du Flicker sont nombreux et peuvent être très puissants (fours à arc en aciérie). Il est très important de les connaître, sachant que des variations de tension de moins de 1 % peuvent apporter une gêne. Leur identification est une nécessité car le Flicker est souvent difficile à supprimer sur un réseau existant. Il est donc important d'analyser les risques potentiels du Flicker dès le pré étude d'une installation et de prévoir, dès la conception du réseau, les solutions permettant de s'en affranchir. Ces solutions peuvent être :

- Modification du type d'éclairage ;
- Modification de la structure du réseau ;
- Adaptation du fonctionnement du perturbateur ;
- Installation d'un équipement de réduction du Flicker.

### III.3.3. Déséquilibre de tension

Le phénomène de déséquilibre est défini comme étant une différence d'au moins une des 3 tensions du réseau électrique soit en amplitude soit en déphasage. Il résulte, essentiellement, de la présence de fortes charges monophasées raccordées non uniformément sur le réseau triphasé (Fig.III-14).

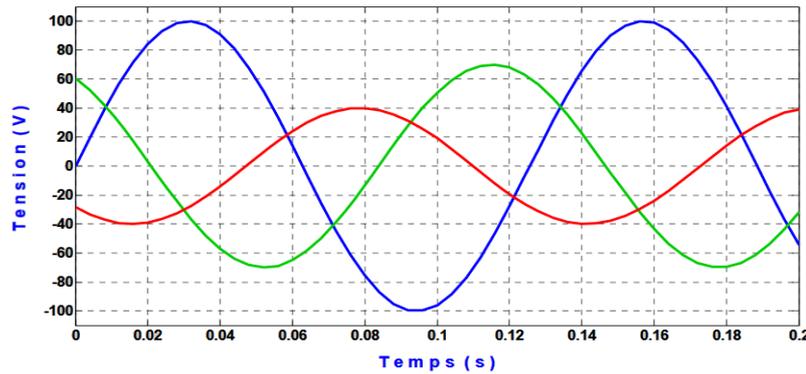


Figure III-14. Déséquilibre de tension

### III.3.4. Surtensions temporaires ou transitoires

Les surtensions de durée inférieure à 10 ms sont appelées surtensions transitoires. Les analyseurs de réseaux triphasés, de part leur technologie numérique permettront ici aussi de mesurer les surtensions transitoires en offrant une fréquence d'échantillonnage élevée. Les surtensions sont mesurées en amplitude et en durée lorsque le seuil supérieur de la plage nominale est dépassé comme illustré par la Figure (III-15).

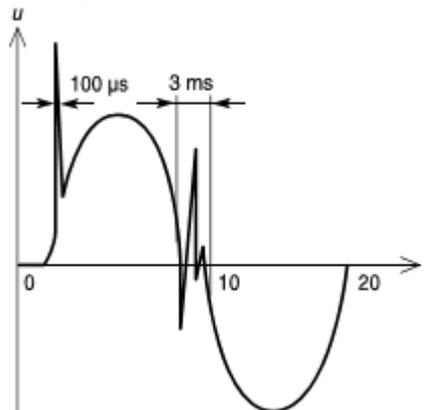


Figure III-15. Surtensions transitoires [26]

Leurs origines sont, essentiellement, liées aux :

- la foudre ;
- différentes manœuvres opérées sur le réseau (coupure de courant de court-circuit, enclenchement de ligne à vide ...) ;
- fonctionnements anormaux du réseau (variation brusque de la charge, résonances ...).

#### III.3.4.1. Conséquences

- ✘ les récepteurs sensibles des installations industrielles, tertiaires ou domestiques doivent résister à ces surtensions ;

- ✘ les moteurs (risque de défauts d'isolement interne), les matériels de traitement de l'information ou électroniques (risque de destruction de leurs composants électroniques) y sont relativement sensibles et peuvent nécessiter une protection spécifique ;
- ✘ dans les installations industrielles, la protection contre les surtensions est considérée comme réalisée lorsque les matériels supportent sans dommage les tests à fréquence industrielle et lorsque les mesures (remèdes) sont prises contre les phénomènes transitoires.

### III.3.4.2. Remèdes

- ✓ **tests à fréquence industrielle** : tenue diélectrique à fréquence industrielle des matériels, généralement  $(2 U + 1000 \text{ vots}/1 \text{ mn})$ . En schéma régime de neutre IT, la présence de limiteurs de surtension est obligatoire pour protéger l'installation contre les surtensions à fréquence industrielle.
- ✓ **mesures contre les surtensions transitoires** : ces mesures consistent à utiliser des matériels de tenue suffisante ou à les protéger à l'aide de parafoudres disposés à l'origine de l'installation ou coordonnés entre eux (consulter les fournisseurs). L'interposition de transformateurs peut également minimiser leur influence.
- ✓ **tenue des matériels** : leur tenue est caractérisée par des essais à l'onde de choc normalisée  $1,2/50 \mu\text{s}$  à une valeur assignée désignée par  $U_{imp}$  (imp comme impulsion).

### III.3.5. Variation de fréquence

Une variation sensible de la fréquence de réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs non interconnectés ou alimentés par une source thermique, comme le montre la Figure (III-16) au niveau des réseaux de distribution ou de transport, cette variation de la fréquence est très rare et n'est présente que lors de circonstances exceptionnelles comme dans le cas de certains défauts graves sur les réseaux.

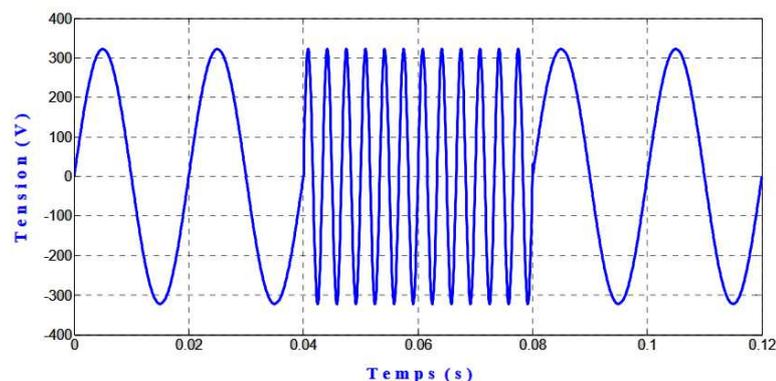


Figure III-16. Variation de fréquence [27]

### III.3.6. Harmoniques & inter-harmoniques

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence du réseau. En général, nous différencions deux types d'harmoniques :

- Les harmoniques de courant dus à la présence de charges non linéaires telles que les appareils d'éclairage fluorescents, les fours à arc, les redresseurs, les variateurs électroniques de vitesse, qui peuvent être identifiés à une source de courant harmonique.

- Les harmoniques de tension issus du réseau lui-même dus, en général, à des petites imperfections de construction des bobinages des différents matériels du réseau eux-mêmes, tels que les machines tournantes et les transformateurs qui, pratiquement, ne délivrent pas une tension purement sinusoïdale. Ces harmoniques peuvent être identifiés à une source de tension harmonique.

La tension du réseau peut contenir des composantes fréquentielles qui ne sont pas des multiples entiers du fondamental. Ce type de composantes sont, communément, appelées inter-harmoniques. Elles peuvent apparaître soit sous forme de fréquence discrète, soit sous forme de spectres à large bande. Leurs sources principales sont les cyclo-convertisseurs, les convertisseurs de fréquence, les machines synchrones, les machines à souder et les fours à arc [10].

## III.4. POLLUTION HARMONIQUE

La problématique des harmoniques dans le réseau électrique, également appelée pollution harmonique, n'est pas un phénomène nouveau. Néanmoins, du fait que de plus en plus de charges non linéaires se connectent au réseau, la problématique des harmoniques est devenue très répandue. Les charges non linéaires provoquent une distorsion des courants et donc des tensions, ce qui peut entraîner un mauvais fonctionnement des dispositifs raccordés au réseau. D'où, l'intérêt d'éliminer ou de minimiser ces harmoniques [27,28].

### III.4.1. Définition des harmoniques

La problématique des harmoniques dans le réseau électrique, également appelée pollution harmonique. Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale du réseau. En général, les harmoniques pairs sont négligeables et seuls les harmoniques impaires existent. Les principaux harmoniques présents sont le troisième, le cinquième, le septième et le neuvième [28].

Les composantes sinusoïdales d'un signal de fréquences multiples de sa fréquence fondamentale s'appellent harmoniques. L'harmonique de fréquence  $kf_0$ , où  $f_0$  est la fréquence fondamentale et  $k$  est un nombre réel positif est dit de rang  $k$ . En général, les harmoniques pairs sont négligeables et seuls les harmoniques impaires existent. Les principaux harmoniques présents sont le troisième, le cinquième, le septième et le neuvième.

Les composantes sinusoïdales dont la fréquence n'est pas un multiple entier de la fréquence fondamentale du signal sont nommées les inter-harmoniques. Les composantes sinusoïdales, dont la fréquence est inférieure à la fréquence fondamentale sont appelées infra-harmoniques [26].

### III.4.2. Sources des harmoniques

Les harmoniques sont des perturbations permanentes affectant la forme d'onde de la tension du réseau. Ces perturbations résultent de la superposition, sur l'onde fondamentale, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples de celle du fondamental [23]. Nous pouvons également observer des sous-harmoniques ou des inter-harmoniques à des fréquences non multiples de la fréquence fondamentale. La figure (III-17) illustre un exemple de forme d'onde d'une tension distordue contenant, en plus du terme fondamental de fréquence 50Hz, trois harmoniques de rang impair 5, 7 et 11.

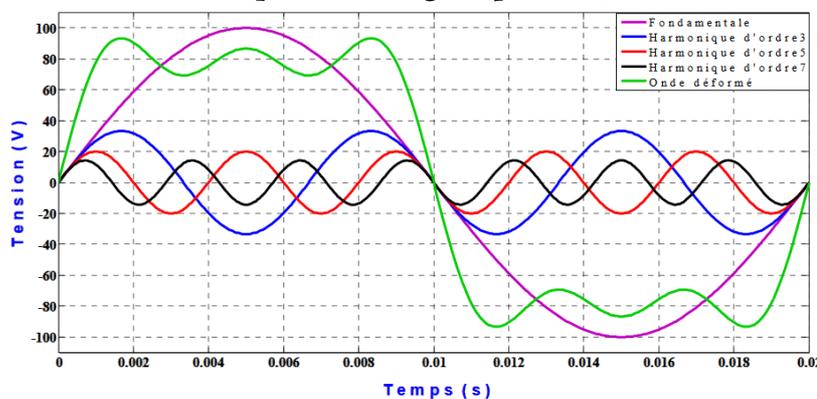


Figure III-17. Synthèse d'une tension distordue à partir des harmoniques [26]

La problématique des harmoniques dans le réseau électrique, également appelée pollution harmonique. Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale du réseau. En général, les harmoniques pairs sont négligeables et seuls les harmoniques impaires existent. Les principaux harmoniques présents sont le troisième, le cinquième, le septième et le neuvième [27].

L'utilisation des équipements électriques comportant des convertisseurs statiques dans les installations de conversion d'énergie électrique a entraîné ces dernières années une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique. Ils ont contribué à la détérioration de la qualité du courant et de la tension des réseaux de distribution.

Les principales sources à l'origine des harmoniques sont les appareils d'éclairage fluorescent, les appareillages informatiques, les appareils domestiques (téléviseurs, appareils électroménagers en grand nombre), les arcs électriques et tous les convertisseurs statiques raccordés aux réseaux tels que les redresseurs et les onduleurs. Tous ces systèmes contribuent à la pollution harmonique du réseau auquel ils sont connectés.

En effet, ces systèmes absorbent des courants non sinusoïdaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale, la figure (III-18) montre la tension et le courant absorbés par un variateur pour moteur asynchrone, avec notamment un courant riche en harmoniques. Ces équipements électriques sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers ou non entiers de la fréquence fondamentale.

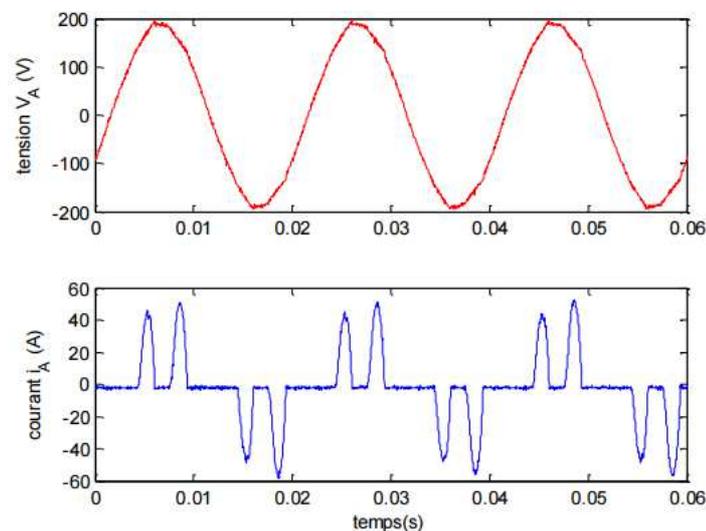


Figure III-18. Tension et courant absorbés par un variateur de vitesse

La cause principale de l'existence des harmoniques de tension, comme on le montrera ultérieurement, est l'injection dans le réseau des courants non sinusoïdaux par des charges non linéaires. Il s'agit alors de sources génératrices de courants harmoniques qui peuvent être classées en deux types :

#### III.4.2.1. Sources des harmoniques identifiables

Les équipements dotés de dispositifs à base d'électronique de puissance, notamment les redresseurs et les cyclo-convertisseurs de puissances

importantes, installés sur les réseaux haute et moyenne tension sont typiquement des sources harmoniques identifiables. Avec ce type de charge non linéaire, le distributeur d'énergie est capable d'identifier le point d'injection des harmoniques et de quantifier la perturbation provoquée. Dans ce cas, c'est l'utilisateur qui doit se procurer les moyens nécessaires afin de réduire cette perturbation au-dessous du seuil exigé par le distributeur de l'énergie sous peine d'être pénalisé [29].

### III.4.2.2. Sources des harmoniques non identifiables

Ce type de générateur de courants harmoniques est principalement représenté par les appareils utilisés dans les domaines électrodomestiques ou tertiaires tels que les téléviseurs et les micro-ordinateurs. Vue leur très large diffusion, ces équipements comportant souvent un redresseur monophasé à diodes avec un condensateur de lissage, prélèvent des courants harmoniques non négligeables. Dans ce cas, il est de la responsabilité du distributeur de l'énergie électrique d'empêcher la propagation de la perturbation harmonique sur le réseau puisque individuellement chaque utilisateur génère un faible taux d'harmonique [26]. A titre d'exemple, la figure (III-19) montre l'allure du courant absorbé par un ordinateur. Il est de forme impulsionnelle et riche en harmoniques et possède un taux de distorsion inadmissible.

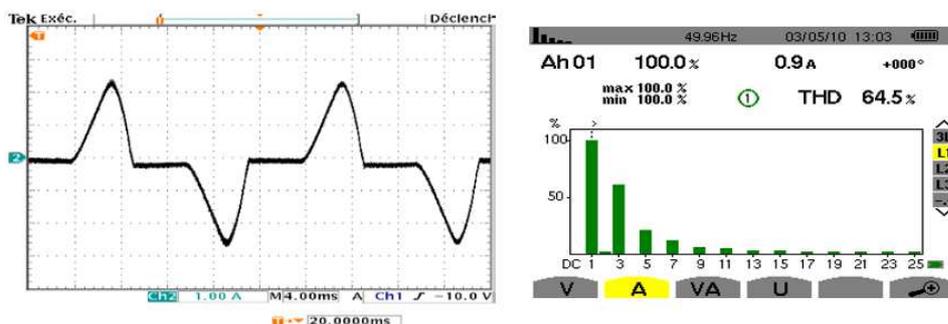


Figure III-19. Forme d'onde du courant absorbé par un ordinateur et spectre associé [30]

## III.5. CARACTÉRISATION DES HARMONIQUES

La perturbation harmonique est généralement caractérisée par le Taux de Distorsion Harmonique (THD) défini pour la tension ou le courant. Ce critère est le plus souvent employé pour quantifier le contenu harmonique d'un signal distordu. Il mesure également le degré de déformation du signal apporté par les harmoniques par rapport à une onde sinusoïdale. Il va de soi que la répartition spectrale complète généralement l'information sur le THD en indiquant le rang des harmoniques dominants. Pour chiffrer la consommation de puissance réactive le facteur de puissance (FP) est généralement utilisé [30].

Le courant absorbé par une charge non linéaire (convertisseur statique) n'est pas sinusoïdal, mais sa valeur moyenne sur chaque phase est souvent nulle. Dans ce cas, la décomposition en série de Fourier du courant donne :

$$i(t) = \sqrt{2}I_1 \sin(\omega t + \alpha_1) + \sum_{h=2}^{\infty} \sqrt{2}I_h \sin(h\omega t + \alpha_h) \quad (\text{III-3})$$

Avec :

$I_1, I_h$  : valeur efficace du courant fondamental et du courant harmonique de rang  $h$  ;

$\alpha_1, \alpha_h$  : déphasage du courant fondamental et du courant harmonique de rang  $h$  ;

$\omega$  : pulsation fondamentale du réseau.

### III.5.1. Rang de l'harmonique

Le rang harmonique est le rapport de sa fréquence  $f_n$  à celle du fondamental, généralement la fréquence industrielle 50Hz ou 60Hz. Par principe, le fondamental  $f_1$  a le rang 1.

$$n = \frac{f_n}{f_1} \quad (\text{III-4})$$

### III.5.2. Taux de Distorsion Harmonique (THD)

Le taux global de distorsion harmonique (THD) est bien adapté pour quantifier le degré de pollution harmonique sur les réseaux électriques. Il s'évalue par rapport à la fréquence fondamentale et caractérise l'influence des harmoniques sur l'onde déformée du courant et tension.

Le taux de distorsion harmonique en courant, noté :

$$THD_i(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (\text{III-5})$$

Le taux de distorsion harmonique en tension, noté :

$$THD_v(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (\text{III-6})$$

### III.5.3. Facteur de puissance

Normalement, pour un signal sinusoïdal le facteur de puissance est donné par le rapport entre la puissance active  $P$  et la puissance apparente  $S$ . Les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport et les appareils de contrôle et de mesure sont dimensionnés pour la tension et le courant nominaux. Une faible valeur du facteur de puissance se traduit par une mauvaise utilisation de ces équipements. Dans le cas où il y a des harmoniques, une puissance supplémentaire appelée la puissance déformante  $D$  entre en considération. Elle est donnée par la relation :

$$D = V \cdot \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \quad (\text{III-7})$$

Le facteur de puissance est donc égal :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (\text{III-8})$$

### III.5.4. Représentation spectrale

C'est un histogramme (Fig.III-20) donnant l'amplitude de chaque harmonique en fonction du rang. L'amplitude est donnée en valeur relative par rapport au fondamental en un point spécifié.

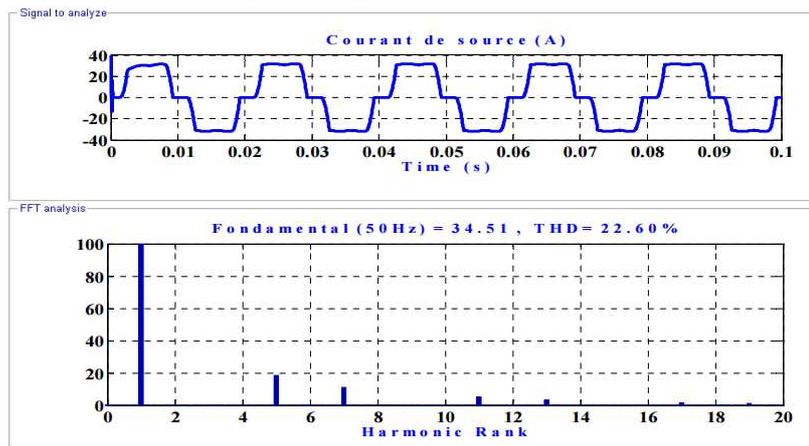


Figure III-20. Représentation temporelle et spectrale [30]

### III.5.5. Conséquences de la distorsion harmonique

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités. Les effets les plus importants sont l'échauffement, l'interférence avec les réseaux de télécommunication, les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques et le risque d'excitation de résonance. Ces grandeurs harmoniques ont des effets différents selon les récepteurs rencontrés :

- ⊙ effets instantanés ;
- ⊙ effets à terme dus aux échauffements.

#### III.5.5.1. Effets instantanés

Ils apparaissent immédiatement dans certains appareillages.

#### ☞ Pertes énergétiques

Les courants harmoniques provoquent dans les conducteurs et équipements des pertes supplémentaires par effet Joule :

- ⊙ Dégradation du facteur de puissance ;
- ⊙ Réduction de la puissance des moteurs (couple négatif) ;
- ⊙ Surcharges des câbles, transformateurs et moteurs ;
- ⊙ Augmentation du bruit dans les moteurs ;

⊙ Erreur d'enregistrement dans les compteurs.

☞ *Interférences avec les systèmes de communication*

Le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et de communication peut provoquer des interférences. Le courant circulant dans le réseau électrique engendre un champ magnétique qui induit un courant dans les conducteurs des réseaux de communication. L'importance des interférences est fonction de l'amplitude et de la fréquence des courants électriques ainsi que de l'importance du couplage électromagnétique entre les réseaux.

☞ *Déclenchements intempestifs et arrêts d'installation*

Les disjoncteurs d'une installation sont soumis à des pointes de courant dues aux harmoniques. Ces pointes de courants peuvent provoquer des déclenchements intempestifs, et induire des pertes de production ainsi que des coûts liés au temps de remise en marche de l'installation.

Les dispositifs de protection et les relais utilisant les courants de charge peuvent être affectés par la présence d'harmoniques, dans la mesure où ceux-ci modifient la valeur instantanée de ces courants.

☞ *Dysfonctionnement de certains équipements*

En présence d'harmoniques, le courant et la tension peuvent changer plusieurs fois de signe au cours d'une demi-période. Par conséquent, les équipements sensibles au passage par zéro de ces grandeurs électriques sont perturbés.

☞ *Excitation des résonances*

Des équipements constitués de capacités ou d'inductances peuvent avoir des fréquences de résonance proches de celles des harmoniques. Ainsi, les harmoniques sont amplifiées et il peut apparaître des surtensions ou des surintensités qui détériorent les câbles, font disjoncter les fusibles.

☞ *Perturbations et la dépollution dans les systèmes électrique*

Certains appareils de mesure comme des analyseurs, les oscilloscopes et les compteurs d'énergie à induction présentent des dégradations de mesures et des erreurs de lecteur supplémentaires en présence des harmoniques.

### **III.5.5.2. Effets à long terme**

Ils se manifestent après une longue exposition au phénomène et se traduisent par une perte partielle des fonctionnalités ou une destruction complète de l'appareil. Parmi ces effets, on trouve :

### ☞ *Echauffement, vieillissement*

Il y'a risque de résonance avec le circuit amont (inductance réseau), suite à la circulation de certains rangs harmoniques. Ce phénomène peut entraîner un facteur d'amplification du courant dans le condensateur provoquant sa surcharge et pouvant conduire à son claquage.

### ☞ *Echauffements dans les conducteurs et équipements électriques*

Les conducteurs électriques véhiculent les courants harmoniques qui produisent, par effet Joule, un échauffement des conducteurs au même titre que le courant fondamental. Malheureusement, les harmoniques ne contribuant pas au transfert de la puissance active, ils créent uniquement des pertes électriques et participent à la dégradation du facteur de puissance de l'installation. Les condensateurs sont particulièrement sensibles à la circulation des courants harmoniques du fait que leur impédance décroît proportionnellement au rang des harmoniques présents dans le signal déformé.

## III.5.6. Remèdes

Deux types de solutions sont envisageables. La première consiste à utiliser des convertisseurs statiques moins ou peu polluants, tandis que la seconde consiste en la mise en œuvre d'un filtrage des composantes harmoniques. La première classe de solutions s'intéresse à la conception tandis que la seconde consiste à compenser les courants ou les tensions harmoniques.

Deux groupes de solutions de dépollution pour compenser toutes les perturbations peuvent être distingués : les solutions traditionnelles et les solutions modernes.

### III.5.6.1. Solutions traditionnelles

Ce sont des techniques qui doivent être connues par tous les électriciens. Elles apportent une solution facile et rapide pour certains cas de perturbations bien localisées et utilisent des composants passifs (inductances, condensateurs, transformateurs) et/ou des branchements qui modifient le schéma de l'installation.

Tout équipement, pour son fonctionnement, est nécessairement relié à l'environnement, à d'autres équipements, à une source d'alimentation ainsi qu'à la terre. En l'absence de précaution particulière, ces liaisons représentent des chemins d'accès pour les perturbations indésirables. Les interactions dues à la conduction peuvent être supprimées par l'utilisation de filtres dont le rôle est de ne laisser passer que les signaux désirés [45].

Les filtres atténuent les signaux parasites selon leur fréquence indépendamment de leur amplitude. Les filtres sont caractérisés soit par leur fonction de transfert (rapport du signal de sortie par rapport au signal d'entrée), soit par leur perte d'insertion (rapport du signal sur la ligne en absence du filtre par rapport au signal en présence du filtre). L'efficacité du filtre traduit les pertes d'insertion ; elle dépend des impédances de la charge et de la source entre lesquelles le filtre est positionné.

### ☞ *Filtre passif série*

Une façon d'atténuer les harmoniques générées par les charges non linéaires est d'introduire un filtre passif série (Fig.III-21) dans l'alimentation à la ligne d'entrée de sorte que le filtre offre une impédance élevée à la circulation des harmoniques à partir de la source à la charge non-linéaire. Le filtre passif "série" est raccordé sur une fréquence particulière, il offre une impédance élevée à sa seule fréquence d'accord. Selon la propriété physique de L et C choisie, il existe généralement une bande étroite autour de la fréquence d'accord lorsque l'impédance reste élevée.

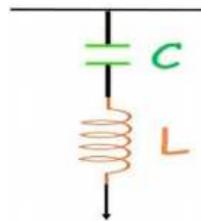


Figure III-21. Filtre passif série [25]

### ☞ *Filtre passif parallèle*

Le filtre passif parallèle est montré sur la (Fig.III-22) il est constitué d'une inductance en parallèle avec un condensateur. Il présente une impédance faible pour tous les harmoniques et une impédance suffisamment importante par rapport au fondamental, ce qui empêche les courants harmoniques de se propager vers le réseau.

Le filtre passif parallèle à un comportement inductif pour les fréquences inférieures à la fréquence fondamentale et un comportement capacitif pour les fréquences supérieures à la fréquence fondamentale, ce qui est un avantage majeur pour le contrôle du courant dans l'inductance.

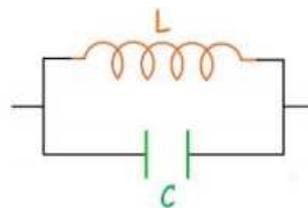


Figure III-22. Filtre passif parallèle [25]

### III.5.6.2. Solutions modernes

Les filtres actifs sont des convertisseurs de puissance, agissant comme source de courants ou de tensions harmoniques, qui injectent en série ou en parallèle sur les réseaux des courants ou des tensions harmoniques en opposition par rapport aux perturbations existantes. Les convertisseurs de puissance totalement commandables utilisent un GTO, IGBT ou un MOFSET comme organe de réglage en vue d'asservir l'évolution de certaines grandeurs relatives au générateur ou au récepteur. Ces interrupteurs sont à amorçage et blocage commandés.

Il existe une grande variété de types de filtres actifs. Ils sont classés de différentes manières selon le nombre de phases (Monophasés ou Triphasés), la technologie de l'onduleur avec ou sans neutre raccordé, et la topologie (l'onduleur de tension ou de courant).

#### ☞ Filtre actif parallèle (FAP)

Le filtre actif connecte en parallèle (Fig.III-23) sur le réseau est le plus souvent commandé comme un générateur de courant. Il injecte dans le réseau des courants perturbateurs égaux à ceux absorbés par la charge polluante, mais en opposition de phase avec ceux-ci. Le courant coté réseau est alors sinusoïdal. Ainsi l'objectif du filtre actif parallèle (FAP) consiste à empêcher les courants perturbateurs, produits par des charges polluantes, de circuler à travers l'impédance du réseau, située en amont du point de connexion du filtre actif.

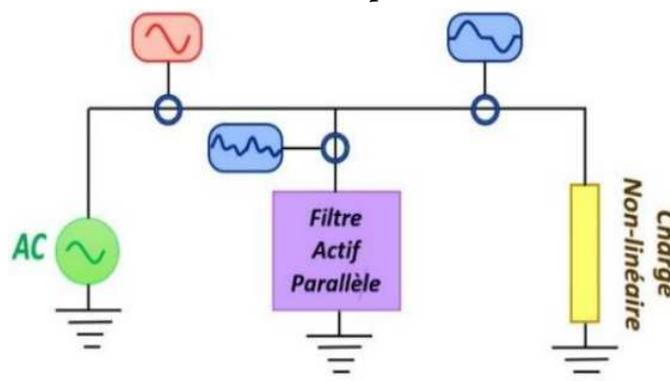


Figure III-23. Filtre actif parallèle [26]

#### ☞ Filtre actif série (FAS)

Le filtre actif série (Fig.III-24) se comporte dans ce cas comme un point de tension qui s'oppose aux tensions perturbatrices venant de la source et également à celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance du réseau. Ainsi la tension aux bornes de la charge à protéger est purement sinusoïdale.

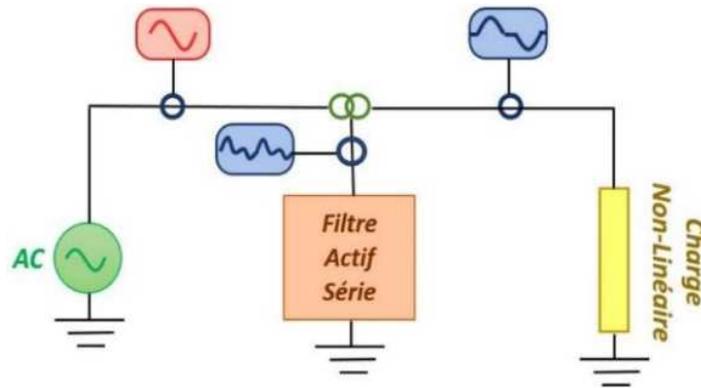


Figure III-24. Filtre actif série [25]

### ☞ Filtrage à structure hybride

Le filtre hybride est l'association de filtre passif avec filtre actif. Les filtres passifs sont chargés pour éliminer les harmoniques de rangs élevés, tandis que le filtre actif s'occupe des autres rangs d'harmonique. On distingue alors plusieurs types d'association de filtres actifs et passifs, les plus étudiées étant :

- Le filtre actif "série" avec des filtres passifs parallèles (Fig.III-25) ;
- Le filtre actif "série" connecté en série avec des filtres passifs parallèles (Fig.III-26) ;
- Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle (Fig.III-27).

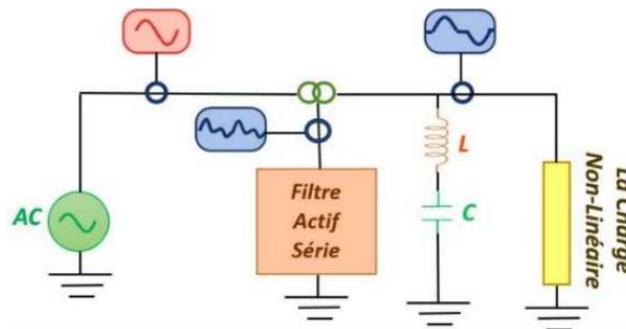


Figure III-25. Filtre active série et filtre passif parallèle [45]

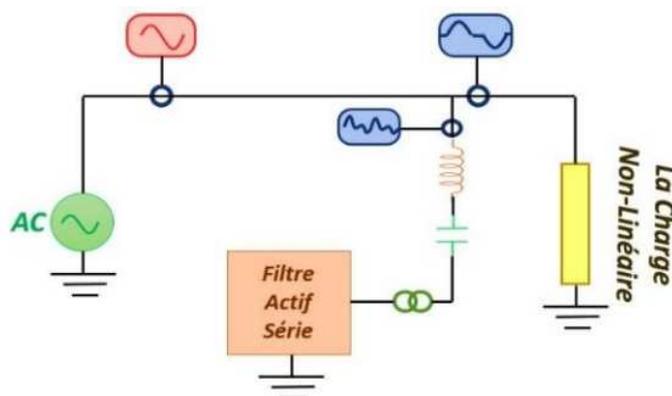


Figure III-26. Filtre actif série connecté en série avec un filtre passif parallèle [45]

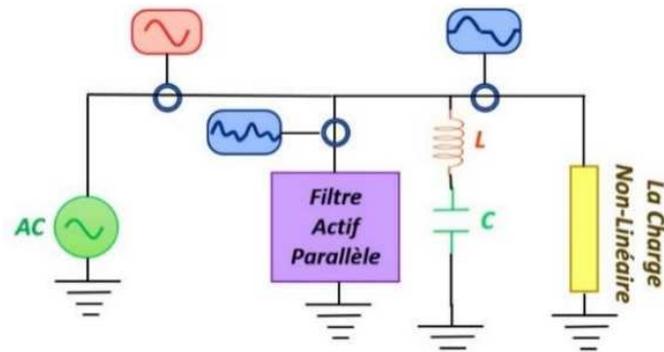


Figure III-27. Filtre actif parallèle avec filtre passif parallèle [45]

### ☞ Filtre universel (FU)

La combinaison parallèle-série (Fig.III-28) des filtres actifs, aussi appelée, en anglais, Unified Power Quality Conditioner (UPQC), résulte de l'association des deux filtres actifs parallèle et série profitant des avantages des deux. L'UPQC assure la forme d'onde sinusoïdale pour le courant et de même pour la tension.

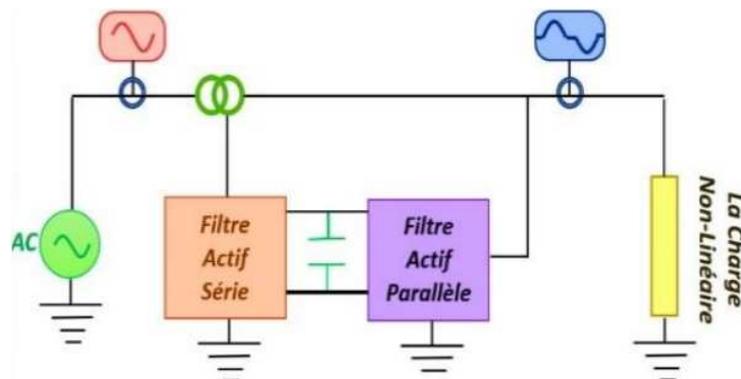


Figure III-28. Combinaison parallèle-série des filtres actifs [45]

## III.6. CONCLUSION

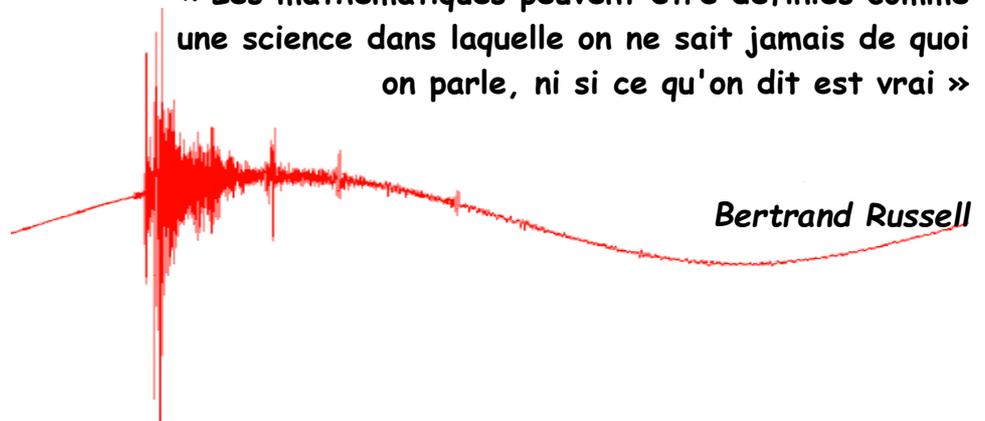
La qualité de la fourniture d'électricité est un élément essentiel pour les consommateurs. Elle est génératrice de valeur et facteur d'attractivité. Son importance est d'autant plus grande que les nouveaux usages électriques se développent, en particulier ceux liés à l'économie numérique. Le secteur industriel, est de plus en plus sensible à la qualité de fourniture d'électricité.

La suite de ce présent travail, on va étudier la méthodologie et dimensionnement des installations électriques car elle prend une grande importance sur le sujet, pour cette raison, ce chapitre est suivi par une étude sur le bilan de puissance ; la détermination des sections de conducteurs et le choix des dispositifs de protection et régimes du neutre en basse tension, qui sont le sujet du chapitre suivant.

# CHAPITRE IV

## MÉTHODOLOGIE ET DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES

« Les mathématiques peuvent être définies comme  
une science dans laquelle on ne sait jamais de quoi  
on parle, ni si ce qu'on dit est vrai »



*Bertrand Russell*

# CHAPITRE IV

## MÉTHODOLOGIE

### ET DIMENSIONNEMENT DES

### INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES

#### IV.1. INTRODUCTION

Les câbles souterrains sont principalement employés, au moins jusqu'à présent, pour le transport et la distribution de l'énergie électrique dans les zones fortement urbanisées aux abords ou à l'intérieur des grandes villes, parfois pour résoudre des problèmes locaux particuliers, techniques ou d'environnement, pour lesquels la mise en œuvre de lignes aériennes est difficile ou impossible.

Ce chapitre reprend la méthode générale permettant le choix d'un câble souterrain (type, section) suivant certains critères techniques et économiques, pour une liaison triphasée par câbles souterrains. Étant donné la grande diversité de types de câbles proposés par les différents fabricants, cette méthode fait appel à de nombreux paramètres. Des normes existent pour faciliter ce choix, et les constructeurs doivent s'y rattacher en effectuant des essais. Ces essais permettent de fixer les limites de leurs câbles dans les conditions prévues par les normes.

Les paragraphes qui suivent détaillent les étapes à suivre lors du dimensionnement d'une installation électrique. Ensuite, suivent successivement par un calcul du bilan de puissances, paramétrages des dispositifs de protection électriques et les critères de choix des régimes du neutre dans une installation industrielle.

#### IV.2. CABLES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Les éléments de base constitutifs de toute installation électrique sont les conducteurs et les câbles. Il en existe de toutes les sortes et pour tous les usages. C'est à vous de choisir le bon pour chaque application que vous devrez réaliser lors de votre carrière. Pour vous aider à vous y retrouver, il existe une désignation normalisée des conducteurs et câbles qui a fait l'objet d'une

normalisation internationale. L'objet de cette partie de ce chapitre est de faire le point sur cette désignation et d'apprendre à la décoder.

### IV.2.1. Câble électrique

Un *câble électrique* (Fig.IV-1) est un câble utilisé pour le transport ou la distribution d'énergie électrique HT ou BT, que ce soit en courant alternatif ou en courant continu et quel que soit la tension électrique [12].

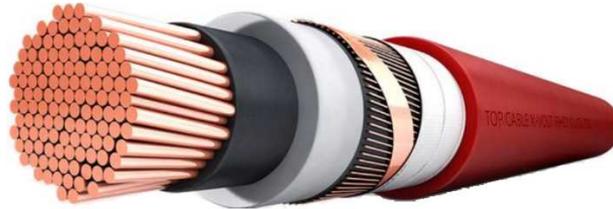


Figure IV-1. Câble électrique

### IV.2.2. Fils électrique

Les *fils électriques* (Fig.IV-2) sont souvent regroupés au sein d'un câble électrique avec des couleurs normalisées (suivant la fonction), afin de reconnaître le rôle de chacun.



Figure IV-2. Fils électrique

### IV.2.3. Conducteur isolé

Un *conducteur isolé* (Fig.IV-3) est un ensemble formé d'une âme conductrice et de son enveloppe isolante. L'enveloppe isolante est souvent recouverte d'une coloration soit monochrome, soit bicolore en fonction des demandes des clients ou normalisation [44].

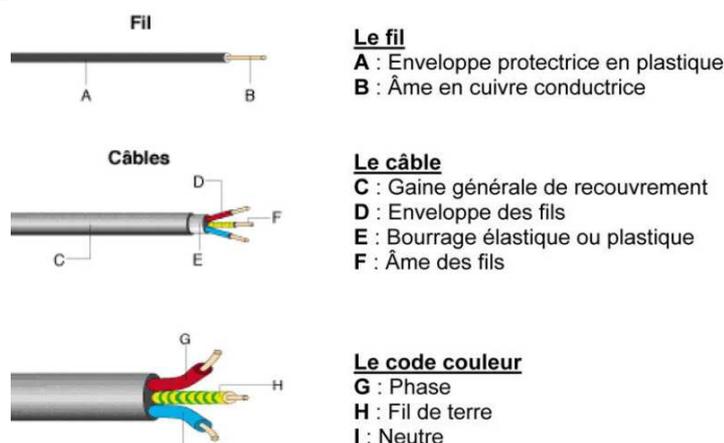


Figure IV-3. Conducteur isolé

#### IV.2.4. Avantages des câbles électriques souterrains

- ✓ Constituent la seule solution possible dans les *agglomérations denses* ;
- ✓ Sont soustraites aux *surtensions* atmosphériques (foudre) ;
- ✓ Ne causent par d'*interférences* avec les circuits de télécommunications ;
- ✓ Ne produisent aucune *gêne* pour les réceptions de radiodiffusion et télévision ;
- ✓ Seule solution possible pour traverser de *larges fleuves ou des bras de mer* lorsque la distance à franchir dépasse 3 km.

#### IV.2.5. Inconvénients des câbles électriques souterrains

- ✘ Sont d'un *coût beaucoup plus élevé* que celui des lignes aériennes. La différence est d'autant plus grande que la tension est plus élevée ;
- ✘ Repérage des défauts y est *délicat et lent* ;
- ✘ Réparations sont *coûteuses et parfois malaisées* ;
- ✘ Leurs armures et gaines doivent être *protégées contre les effets de corrosion* dus aux courants vagabonds ;
- ✘ Risquent d'être détériorés en cas de *mouvements de terrains* ;
- ✘ Leur isolement est susceptible d'être détérioré par *élévation de température* des conducteurs en cas de surcharge.

#### IV.2.6. Classifications

On peut les classer selon différents critères [11, 13, 24, 45, 46] :

##### IV.2.6.1. Par niveau de tension

Le principe du réseau de distribution d'énergie électrique c'est d'assurer le mouvement de cette énergie (active ou réactive) en transitant par des lignes ou câbles HTA (30 et 10 kV) et entre les différents postes de livraison (postes sources HTB/HTA) et les consommateurs BT (400/230 V).

##### IV.2.6.2. Par type de réseau

La structure des réseaux va seulement classifies le type des câbles d'énergie électriques : *arborescents en basse tension, à coupure d'artère avec ou sans dérivation* ou en *double dérivation en HTA* ou encore strictement *sans dérivation en HTB*.

##### IV.2.6.3. Par la nature d'isolement

On peut les classer selon différents matériaux d'isolation principale :

☞ *Papier Imprégné (PI)* :

Pendant des décennies, le *papier imprégné* d'huile a été l'isolant le plus employé. En Algérie, il n'est plus utilisé pour les liaisons sous tensions

alternatives terrestres quelle que soit la tension de service, mais de nombreux réseaux de câbles réalisés avec ce type d'isolant sont encore en service. De tels câbles sont encore fabriqués dans certains pays.

#### ☞ *Polychlorure de Vinyle (PVC) :*

Le PVC est en général, mélangé avec des plastifiants et des charges appropriés, de façon à donner une matière thermoplastique isolante, difficilement inflammable, insensible à l'ozone, résistant aux huiles, aux solvants, aux acides et absorbant peu l'humidité.

Ce matériau est sensible à la diffusion éventuelle d'additifs provenant des constituants adjacents (gaines, bourrages). Il sert comme isolant pour la filerie et les câbles d'installation intérieure.

#### ☞ *Polyéthylène (PE) :*

Le Polymère d'Éthylène fabriqué par divers procédés de haute et basse pressions, avec des masses moléculaires très diverses, il s'oxyde très rapidement, est inflammable et peu hygroscopique.

Les excellentes propriétés électriques du PE : rigidité diélectrique élevée, pertes diélectriques et permittivité faibles.

#### ☞ *Polyéthylène Réticulé (PR) :*

Le Polyéthylène Réticulé possède sensiblement les mêmes qualités électriques que le polyéthylène, mais de meilleures qualités thermiques.

La réticulation peut être obtenue par différents procédés. La mise en œuvre de charges minérales dans le PR améliore le comportement mécanique à la température de fusion, mais diminue les propriétés diélectriques.

#### ☞ *Caoutchouc Éthylène Propylène (EPR) :*

Il s'agit de l'EPR (*Ethylene-Propylene Rubber*), de l'EPM (*Ethylene-Propylene Material*) et de l'EPDM (*Ethylene-Propylene Diene Monomere*).

Par ailleurs, on doit souligner son excellente résistance aux décharges partielles et superficielles ainsi qu'aux radiations ionisantes.

### **IV.2.6.4. Par la nature des phases**

Avant d'en arriver aux *câbles unipolaires* à isolation synthétique posés aujourd'hui, nous avons connu diverses évolutions en passant par les *câbles tripolaires* métallisés.

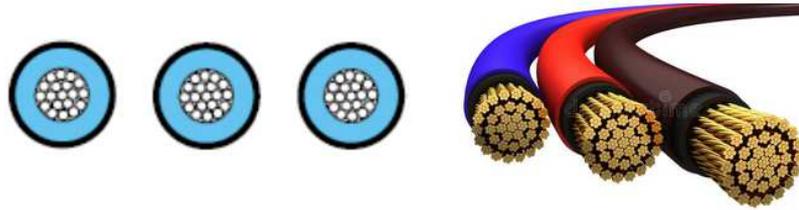


Figure IV-4. Câbles unipolaires

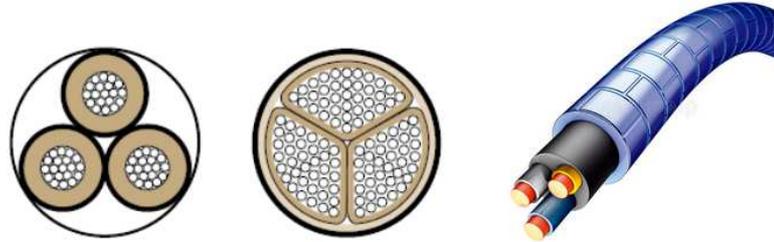


Figure IV-5. Câbles tripolaires

#### IV.2.7. Constitution des câbles unipolaires

Un câble unipolaire (Fig.IV-6) est un conducteur isolé comportant en plus une ou plusieurs gaines de protection. Le câble unipolaire est souvent utilisé à partir d'une section. En effet, lorsque la section est relativement importante, il devient plus difficile de cintrer un ensemble de conducteur.

De même, le refroidissement d'un câble unipolaire est meilleur. La différence avec un conducteur est aussi une protection accrue contre les agressions externes au câble (écrasement, chocs, produits chimique ...) [II, 24].

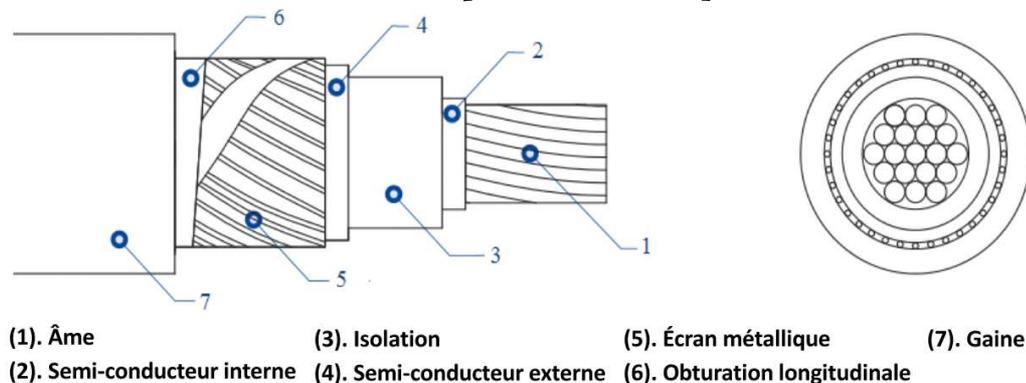


Figure IV-6. Constitution câbles unipolaires

Un câble électrique comprend toujours une partie active métallique (âme conductrice) dont le rôle est de conduire le courant électrique, et une ou plusieurs couches concentriques de matériaux isolants et protecteurs.

1. **Âme conductrice** : elle peut être massive, rigide ou souple, ou même extra souple (câble de soudure). Elle est en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium ;

2. **Semi-conducteur interne** : Écran appliqué sur le conducteur en matériau semi-conducteur thermostable ;

3. **Isolation** : elle est également appelée *enveloppe*. Son rôle est électrique. Le matériau d'isolation doit avoir des caractéristiques électriques appropriées avec l'utilisation du câble. Les isolations sont extrudées (PVC, PR, EPDM) ;

4. **Semi-conducteur externe** : Écran en matériau semi-conducteur thermostable et dénudable appliqué sur l'enveloppe isolante ;

5. **Écran métallique** : Écran composé de fils et d'un ruban en cuivre ;

6. **Obturation longitudinale** : Ruban hygroscopique recouvrant intégralement l'écran ;

7. **Gaine** : c'est la protection la plus simple. Elle est extrudée (Polychloroprène, sans halogène, par exemple). Elle peut également faire bourrage et écouler les courants capacitifs.

#### IV.2.8. Constitution des câbles tripolaires

Un câble tripolaire (Fig.IV-7) est un ensemble de conducteurs électriquement distincts mais comportant une protection commune.

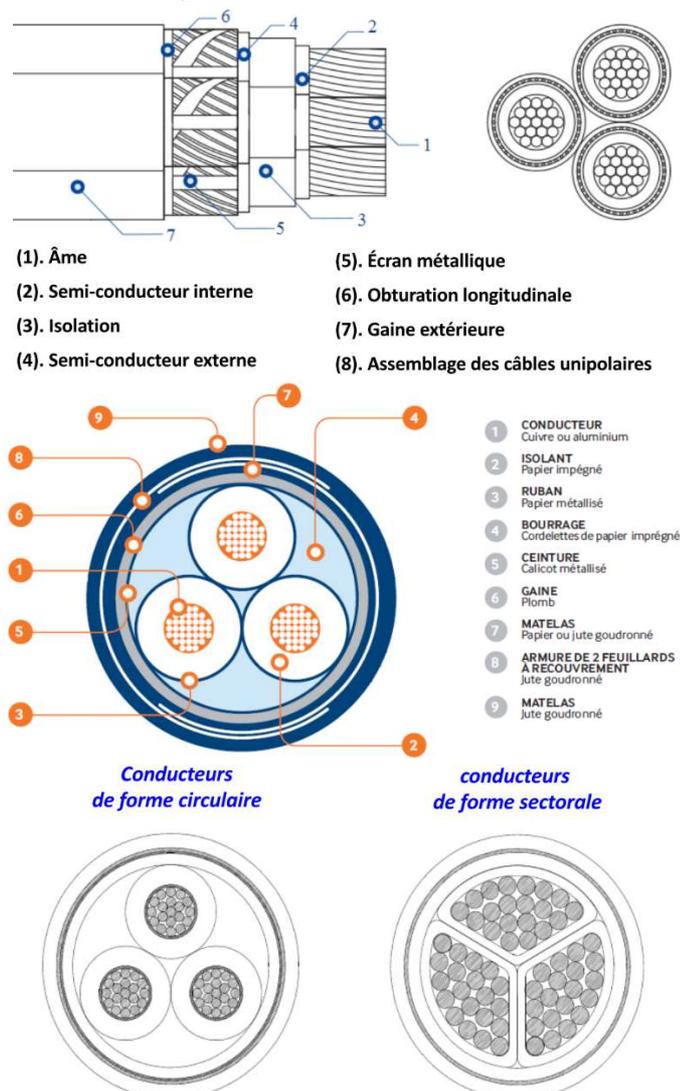


Figure IV-7. Constitution câbles tripolaires [11]

**Bourrage** : a pour but de remplir les interstices entre les conducteurs afin de donner au câble une forme cylindrique ;

**Armures** : c'est la protection contre les chocs. Les armures peuvent aussi jouer le rôle d'écran pour l'écoulement des courants de court-circuit ;

**Blindages** : les écrans ou blindages sont destinés à la protection électrique, faire barrière aux champs électrostatiques extérieurs aux câbles.

#### **IV.2.8.1. Caractéristiques électriques de l'âme conductrice**

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

**Tableau IV-1.** Résistivité  $\rho$  [ $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ] à 20°C

Cuivre	Aluminium	Almélec	Acier
$17.241 \times 10^{-3}$	$28.264 \times 10^{-3}$	$32.6 \times 10^{-3}$	$150 \times 10^{-3}$

#### **IV.2.8.2. Caractéristiques mécaniques de l'âme conductrice**

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.

#### **IV.2.8.3. Classe de souplesse de l'âme conductrice**

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

#### **IV.2.8.4. Caractéristiques électriques de l'enveloppe isolante**

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

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

#### **IV.2.8.5. Caractéristiques mécaniques de l'enveloppe isolante**

Des essais de résistance à la traction, à la torsion, à la flexion permettent de contrôler les qualités mécaniques.

#### **IV.2.8.6. Caractéristiques physiques et chimiques de l'enveloppe isolante**

- Bonne résistance à la chaleur et au froid ;
- Tenue au vieillissement ;
- Résistance à l'humidité, à la corrosion et au feu.

#### **IV.2.8.7. Couleurs des conducteurs**

Les conducteurs sont repérés par des couleurs :

- Conducteur de protection Double coloration vert/jaune.
- Conducteur de neutre bleu clair.
- N'importe quelle couleur peut être utilisée pour les conducteurs de phases à l'exception du vert et du jaune.

Les conducteurs de phase sont repérés par la couleur noire ou brune et éventuellement bleu clair dans les câbles multiconducteurs, et ceci uniquement dans le cas où le câble, où la canalisation ne comporterait pas de conducteur de neutre. Par contre, le conducteur vert/jaune d'un câble assurant une liaison ne comportant pas de conducteur de protection doit être abandonnée.

Dans le cas où le neutre serait également utilisé comme conducteur de protection (mise au neutre des masses), il doit être repéré comme un conducteur de protection.

*Attention* : Le repérage des conducteurs ne doit être considéré que comme une présomption et il est toujours nécessaire de vérifier la polarité des conducteurs avant toute intervention.

#### **IV.2.9. Technique de pose des câbles HT**

L'objectif de cette partie du chapitre est de fournir une information complète permettant d'évaluer l'intérêt mais aussi les contraintes liées à la pose et à la gestion de câbles à haute tension souterrains.

La technique et le mode pose des câbles tripolaires et unipolaires pour différents terrains est présentée, respectivement dans la Figure (IV-8) et la Figure (IV-9) [11].

Ces techniques sont applicables à l'établissement de tous les réseaux électriques souterrains de distribution d'électricité ou d'éclairage public des domaines haute tension (HTA) et basse tension (BT).

Pour les niveaux de tension inférieure ou égale à 150 kV, quand la configuration du terrain le permet, la pose de câbles souterrains est envisagée dans le souci de favoriser l'acceptabilité de ses installations par les riverains.

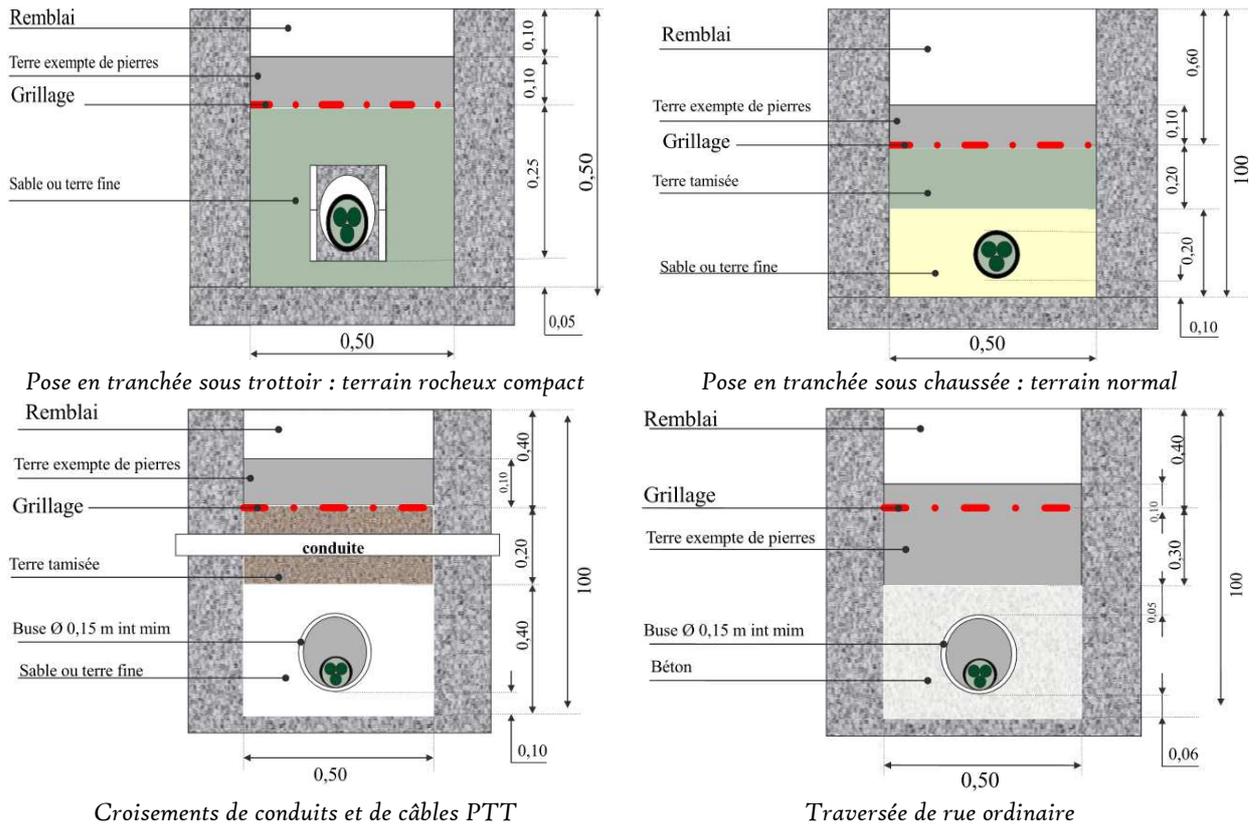


Figure IV-8. Technique de pose des câbles tripolaires [11]

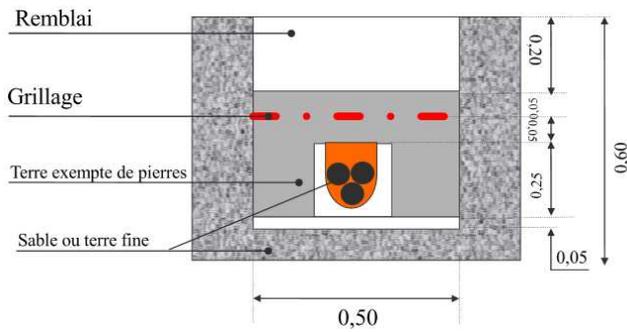
Un développement en ligne aérienne reste toutefois la solution privilégiée dans le cas d'une liaison aérienne existante qui, par exemple, permet l'accueil d'un terre supplémentaire. Et ce, même si la ligne doit être reconstruite.

Cela répond au souci d'optimisation des infrastructures existantes qui est imposé au gestionnaire de réseau.

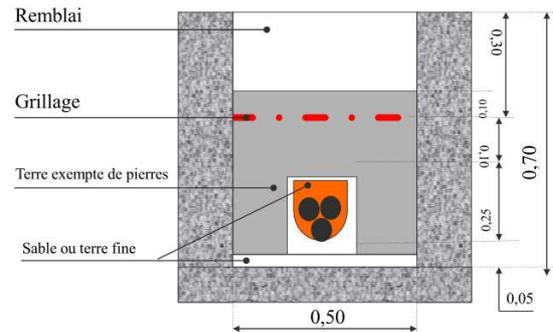
Par ailleurs, la pose en souterrain induit des contraintes importantes en termes de coordination avec les autres impétrants et d'anticipation des problèmes de mobilité, non seulement pour le chantier de pose de la liaison mais également à l'occasion de travaux d'entretien et de réparation pendant toute la durée de vie du câble.

Cette brochure donne un aperçu des coûts et de l'impact sur l'environnement de l'option câbles souterrains, des types de câbles disponibles, ainsi que des différentes méthodes de pose mises en œuvre.

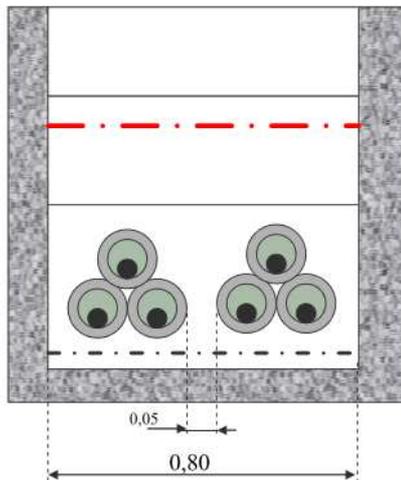
Des essais de résistance à la traction, à la torsion, à la flexion permettent de contrôler les qualités mécaniques.



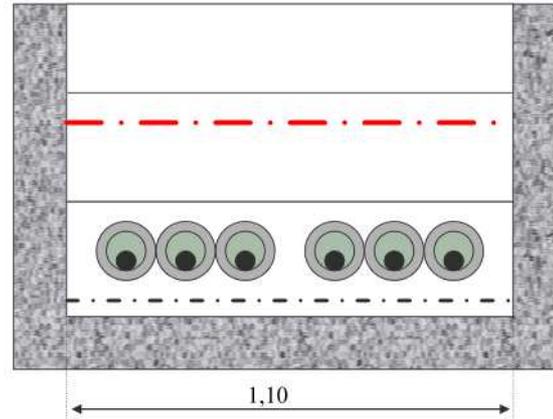
Tranchée sous chaussée : terrain rocheux compact  
**Avec obstacles**



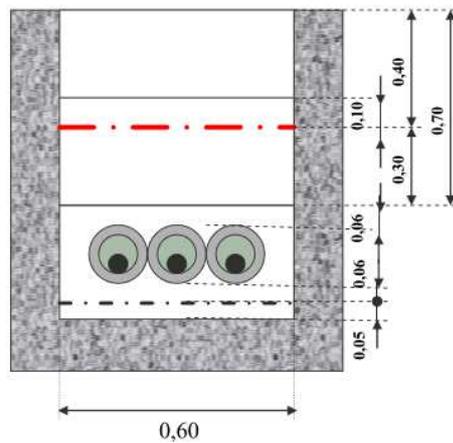
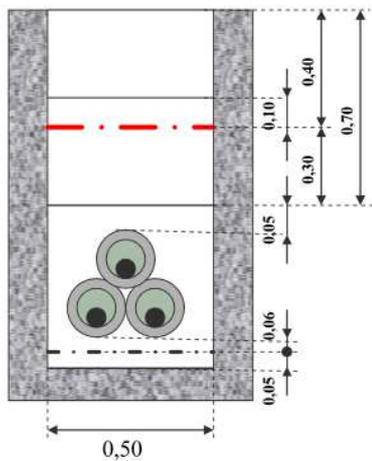
Pose en tranchée sous trottoir : terrain normal  
**sans obstacles**



**Avec obstacles**



**Sans obstacles**



Entrée charretière et traversée de rue ordinaire

Figure IV-9. Technique de pose des câbles unipolaires [11]

#### IV.2.10. Technique de pose des câbles BT

Dans la plupart des habitations, on peut trouver les trois conducteurs électriques suivants :

- La **phase** : généralement sombre (noir, marron, rouge ...)
- Le **neutre** : de couleur bleu ;
- La **terre** : de couleurs striées vert et jaune.

Chacun de ces conducteurs à un rôle différent, et tout appareil doit être relié à au moins deux d'entre eux pour fonctionner correctement.

#### **IV.2.10.1. Phase**

Pour une habitation, et sauf en cas de besoins très spécifiques, le courant fonctionne en monophasé, c'est à dire qu'il n'y a qu'un seul conducteur de phase, contrairement au triphasé où il y en a trois. La phase est le câble électrique qui va permettre d'*apporter la tension nécessaire pour faire fonctionner un appareil*. Le courant fourni par SONELGAZ est alternatif, car il est ainsi plus simple et moins cher à transporter sur des longues distances. Cela signifie que la phase varie progressivement mais très rapidement entre une tension positive (230v) et une tension négative (-230v), et ce de manière régulière (toutes les 20 ms). Ces alternances étant très rapides, elles ne gênent pas le fonctionnement des appareils électriques courants.

#### **IV.2.10.2. Neutre**

Une fois que l'appareil est alimenté électriquement, il faut *permettre au courant de retourner vers le circuit de SONELGAZ* : on utilise le neutre. Il est théoriquement nul, sauf en cas de dysfonctionnement électrique, puisque la moyenne des tensions positives et des tensions négatives de la phase doit être de zéro. Si il n'est pas nul, c'est qu'il y a un problème et le système de protection doit alors s'enclencher (disjoncteurs / fusibles), afin de protéger l'installation et les personnes. *Il est donc primordial d'utiliser le neutre pour le branchement de tous appareils, afin de garantir la sécurité.*

#### **IV.2.10.3. Terre**

La terre est un câble électrique qui est relié au sol (par un piquet métallique par exemple), et qui a lui aussi une tension qui est théoriquement nulle. Son rôle est de *protéger des électrocutions* en cas de dysfonctionnement d'un appareil. La surcharge est alors évacuée par le fil de terre (si l'appareil est bien branché à la terre), et l'alimentation est coupée automatiquement. Il est donc important de relier les appareils électriques pouvant être dangereux à la terre (indiqués par la classe 1). Les appareils de classe 2 ne présentent quant à eux pas de dangers. Il est également nécessaire de relier les grandes surfaces métalliques au sol pour éviter tout risque.

#### **IV.2.10.4. Conduit**

Une canalisation est un ensemble comprenant trois éléments :

- des conducteurs ou câbles électriques (transport de l'énergie) ;
- des éléments assurant en tout point une protection (conduit, moulure, goulotte ...) ;
- des moyens de pose et de fixations adaptées (clips tubes, colliers ...).

Un conduit (Fig.IV-10) doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Une résistance mécanique (chocs, écrasements) ;
- Une étanchéité (à l'eau, aux poussières) ;
- Non propagateur de la flamme.

Le choix d'un conduit s'effectue en fonction des influences externes du local.

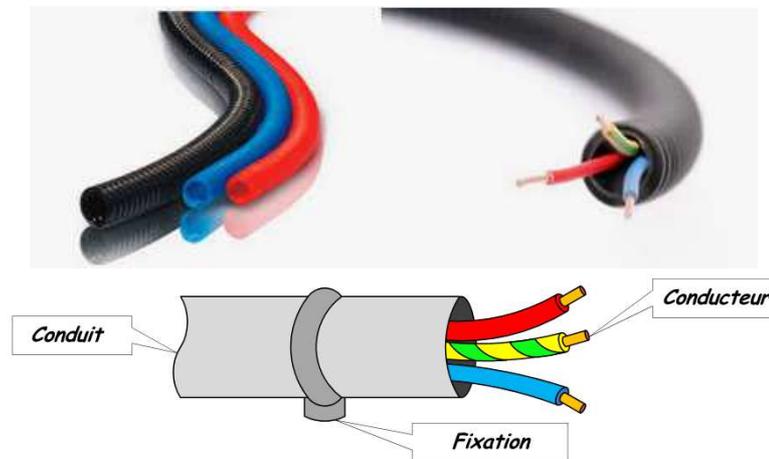


Figure IV-10. Conduit de câble électrique



Figure IV-11. Conduits BT industriels

La norme NF C 15-100 (Tableau IV-2) impose l'utilisation de conduit pour protéger les conducteurs (protection mécanique).

Dans les installations domestiques, en général, on utilise des conduits rigides pour les montages en apparent et des conduits annelés pour la pose en encastré.

La désignation comprend 2 chiffres, 3 ou 4 lettres, 4 chiffres.

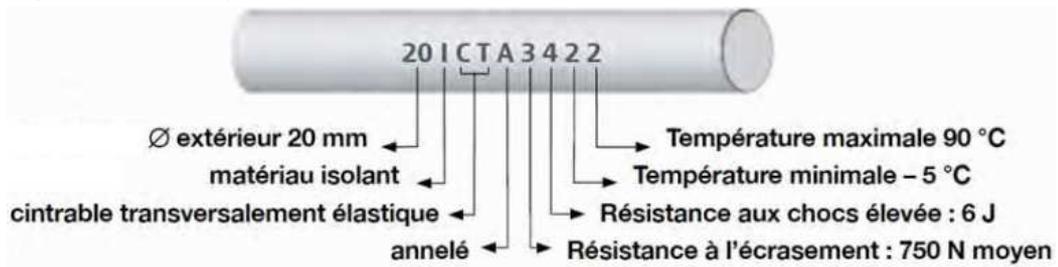


Figure IV-12. Conduit normalisé

Tableau IV-2. Normalisation de conduit

Repérage	Fonction	Signification
Chiffres	Diamètre extérieur en mm	16, 20, 25, 32, 40, 50, 63
1 <sup>ère</sup> lettre	Propriété électrique	I : Isolant C : Composite M : Métallique
2 <sup>ème</sup> lettre	Résistance à la flexion	R : Rigide C : Cintrable T : Transversalement élastique S : Souple
3 <sup>ème</sup> lettre	Nature de la surface	L : Lisse // A : Annelé
1 <sup>ère</sup> chiffre	Résistance à l'écrasement	3 : 750 N 4 : 1250 N 5 : 4000 N
2 <sup>ème</sup> chiffre	Résistance aux chocs	3 : 2 Joules 4 : 6 Joules 6 : 20 Joules
3 <sup>ème</sup> chiffre	Températures minimales d'utilisation et d'installation	2 : - 5 °C 5 : - 45 °C
4 <sup>ème</sup> chiffre	Températures maximales d'utilisation et d'installation	1 : + 60 °C 2 : + 90 °C 5 : + 400 °C

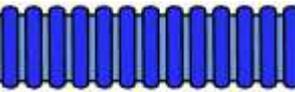
Tableau (IV-3) représente les différents types de conduit normalisés dans les installations domestiques et industrielles.

Les conduits de couleur orange sont propagateur de la flamme, ils doivent être complètement enrobés dans des matériaux incombustibles.

Les conduits non-propagateur de la flamme sont de n'importe quelle couleur exceptée :

- ⊙ Orange (propagateur de la flamme) ;
- ⊙ Jaune (gaz) ;
- ⊙ Rouge (SONELGAZ) ;
- ⊙ Vert (communication).

Tableau IV-3. Types de conduit [24]

Désignation normalisée	Conduits usuels	Utilisation	
<b>IRL 332I</b> Isolant Rigide Lisse		Montages en apparent	Installations domestiques
<b>ICTL 342I</b> Isolant Cintrable Transversalement Lisse		<b>Gris</b> : Dans les cloisons en béton et parfois en apparent	
		<b>Orange</b> : Propagateur de la flamme, il doit être encastré dans des matériaux incombustibles (Béton)	
<b>ICA 332I</b> Isolant Cintrable Annelé		Montages encastrés en cloisons creuses	
<b>ICTA 3422</b> Isolant Cintrable Transversalement Annelé		<b>Gris ou autre</b> : La résistance est supérieure à celle du l'ICA. Montages encastrés en cloisons creuses ou béton)	
		<b>Orange</b> : Propagateur de la flamme, il doit être encastré dans des matériaux incombustibles (Béton)	
<b>CSA 442I</b> Composite Souple Annelé		Tube acier non propagateur de la flamme	Installations industrielles
<b>CSL 442I</b> Composite Souple Lisse		Identique avec en plus une gaine isolante étanche	
<b>MRL 332I</b> Métallique Rigide Lisse		Tube en acier avec une grande résistance aux chocs	

#### IV.2.10.5. Chemin des câbles

Les **mouleurs** et les **plinthes** (plastiques ou métalliques) (Fig.IV-13 et Fig.IV.14) constituent un moyen simple en rénovation pour intervenir sur une installation déjà existante. En effet les mouleurs et les plinthes se posent généralement à même le mur et ne nécessitent donc pas de saignée dans les cloisons.



Figure IV-13. Goulotte, plinthe et mouleurs



Figure IV-14. Chemins des câbles industriels

#### Quelques règles à respecter :

- En l'absence de plinthe, les moulures doivent être posées à 10 cm au moins du sol ;
- Dans les moulures en plastiques, les différents circuits (téléphone, télévision, prises de courant éclairage...) doivent être logés dans des compartiments différents ;
- Dans les moulures et les plinthes, on ne doit utiliser que des conducteurs de type H 07 V-U, HO7V-K et HO7V-R ou du câble ;
- Les moulures, les goulottes et les plinthes doivent être remplies au maximum aux  $\frac{2}{3}$  ;
- Elles doivent avoir une protection continue sur tout le parcours notamment aux angles et à la présentation dans l'appareillage.

#### IV.2.II. Normalisation des câbles

La désignation des conducteurs et câbles est composée de chiffres et de lettres. Il existe deux systèmes normalisés, le système dit **CENELEC** et le système **NF - USE**.

Le comité européen de normalisation en électronique et en électrotechnique CENELEC reprend les renseignements dans le Tableau (IV-4).

Tableau IV-4. Désignation normalisée des conducteurs et câbles par le CENELEC

Désignation	Symbole	Signification du symbole
Groupe de la normalisation	H	Série harmonisée
	A	Série nationale reconnue
	FR-N	Série nationale autre que reconnue
Tensions nominales	00	<100/100 V
	01	≥ 100/300 V
	03	300/300 V
	05	300/500 V
	07	450/750 V
	1	0,6/1 kV
Matériaux d'isolation des conducteurs	V	PVC
	R	Caoutchouc vulcanisé
	X	Polyéthylène réticulé
Ruban ; Armature	D	Ruban en acier ceinturant les conducteurs
	Z4	Armature en feuillard acier
Gaine	V	PVC
	R	Caoutchouc vulcanisé
	N	Polyéthylène réticulé
Câble		Câble rond
	H	Câble méplat "divisible"
	H2	Câble méplat "non divisible"
Nature de l'âme		Cuivre
	A	Aluminium
Ame conductrice	U	Rigide, massive, ronde
	R	Rigide, câblée, ronde
	S	Rigide, câblée, sectorale
	W	Rigide, massive, sectorale
	K	Souple, classe 5 pour installation fixe
	F	Souple, classe 5
	H	Souple, classe 6
	D	Souple pour soudure
Nombre de conducteurs ; gaine ; section	E	Extra-souple pour soudure
	3	Nombre de conducteurs
	G	Avec conducteur de protection (Vert / Jaune)
	X	Sans conducteur de protection (Vert / Jaune)
	2,5	Section en mm <sup>2</sup>

A partir des désignations normalisées du comité européen de normalisation en électronique et en électrotechnique CENELEC, et de ne pas rester dans le flou je donne quelques exemples des câbles normalisés dans le Tableau (IV-5), un exemple pour chaque groupe de normalisation (H, A, FR-N).

Tableau IV-5. Exemples des câbles normalisés par le CENELEC

<b>Câble : Ho7RN-F 3G2,5</b>			
<b>H</b>	Câble série harmonisée	<b>F</b>	Câble souple, classe 5
<b>07</b>	Tension d'isolement 450 / 750 V	<b>3</b>	Trois conducteurs
<b>R</b>	Isolation des conducteurs en caoutchouc vulcanisé	<b>G</b>	dont un conducteur vert / jaune
<b>N</b>	Gaine du câble en polyéthylène réticulé	<b>2,5</b>	section 2,5 mm <sup>2</sup>
<b>Câble : Ao5VVH2-F 4X4</b>			
<b>A</b>	Câble série nationale reconnue	<b>F</b>	Câble souple, classe 5
<b>05</b>	Tension d'isolement 300 / 500 V	<b>4</b>	Quatre conducteurs
<b>V</b>	Isolation des conducteurs en PVC	<b>X</b>	sans conducteur vert / jaune
<b>V</b>	Gaine du câble en PVC	<b>4</b>	section 4 mm <sup>2</sup>
<b>H2</b>	Câble méplat "non divisible"		
<b>Câble : FR-No3VV-U 5G240</b>			
<b>FR-N</b>	Câble série nationale autre que reconnue	<b>U</b>	Câble massive, ronde
<b>03</b>	Tension d'isolement 300 / 300 V	<b>5</b>	Cinq conducteurs
<b>V</b>	Isolation des conducteurs en PVC	<b>G</b>	dont un conducteur vert / jaune
<b>V</b>	Gaine du câble en PVC	<b>240</b>	section 240 mm <sup>2</sup>

Le Tableau (IV-6) donne la désignation normalisée des câbles par la NF-UTE qui atteste la conformité aux normes qui sont citées dans les règles de certifications applicables, en matière de sécurité, de qualité, d'aptitude à l'usage et de performance.

Tableau IV-6. Désignation normalisée des conducteurs et câbles par la NF - UTE

Désignation	Symbole	Signification du symbole
<b>Groupe de la normalisation</b>	<b>H</b>	Câble faisant l'objet d'une norme UTE
<b>Tensions nominales</b>	<b>250</b>	250 V
	<b>500</b>	500 V
	<b>1000</b>	1000 V
		Ame rigide
	<b>S</b>	Ame souple
<b>Nature de l'âme</b>		Cuivre
	<b>A</b>	Aluminium
<b>Gaine</b>	<b>C</b>	Caoutchouc vulcanisé
	<b>R</b>	Polyéthylène réticulé
	<b>V</b>	Polychlorure de vinyle (PVC)
	<b>G</b>	Gaine vulcanisée
	<b>O</b>	Aucun bourrage ou bourrage ne faisant pas gaine
	<b>1</b>	Gaine d'assemblage et de protection formant bourrage
	<b>2</b>	Gaine de protection épaisse
	<b>C</b>	Caoutchouc vulcanisé

	<b>N</b>	Polychloroprène ou équivalent
	<b>V</b>	Polychlorure de vinyle (PVC)
	<b>P</b>	Gaine de plomb
	<b>F</b>	Feuillard acier
	<b>Z</b>	Zinc ou autre métal
		Câble rond
	<b>M</b>	Câble méplat
<b>Nombre de conducteurs ; gaine ; section</b>	<b>3</b>	Nombre de conducteurs
	<b>G</b>	Avec conducteur de protection (Vert / Jaune)
	<b>X</b>	Sans conducteur de protection (Vert / Jaune)
	<b>2,5</b>	Section en mm <sup>2</sup>

Je donne quelques exemples des câbles normalisés dans le Tableau (IV-7), ils sont très utilisés dans l'industrie pour la réalisation de l'installation électrique :

**Tableau IV-7. Exemples des câbles normalisés par la NF-UTE**

<b>Câble : U1000R2V 4G95</b>			
<b>U</b>	Câble faisant l'objet d'une norme UTE	<b>V</b>	Gaine en PVC
<b>1000</b>	Tension d'isolement 1000 V	<b>Aucune lettre</b>	Câble rond
<b>Aucune lettre</b>	Ame rigide	<b>4</b>	quatre conducteurs
<b>Aucune lettre</b>	Ame en cuivre	<b>G</b>	dont un conducteur vert/ jaune
<b>R</b>	Isolation des conducteurs en polyéthylène réticulé	<b>95</b>	section 95 mm <sup>2</sup>
<b>2</b>	Gaine de protection épaisse		
<b>Câble : U1000RFV 3X1,5</b>			
<b>U</b>	Câble faisant l'objet d'une norme UTE	<b>V</b>	Gaine en PVC
<b>1000</b>	Tension d'isolement 1000 V	<b>Aucune lettre</b>	Câble rond
<b>Aucune lettre</b>	Ame rigide	<b>3</b>	trois conducteurs
<b>Aucune lettre</b>	Ame en cuivre	<b>X</b>	Sans conducteur vert/ jaune
<b>R</b>	Isolation des conducteurs en polyéthylène réticulé	<b>1,5</b>	section 95 mm <sup>2</sup>
<b>F</b>	Présence d'un feuillard en acier		
<b>Câble : U1000ARV 3X95 + 70</b>			
<b>U</b>	Câble faisant l'objet d'une norme UTE	<b>Aucune lettre</b>	Câble rond
<b>1000</b>	Tension d'isolement 1000 V	<b>3</b>	trois conducteurs
<b>Aucune lettre</b>	Ame rigide	<b>X</b>	Sans conducteur vert/ jaune
<b>A</b>	Ame en aluminium	<b>95</b>	section 95 mm <sup>2</sup>
<b>R</b>	Isolation des conducteurs en polyéthylène réticulé	<b>+ 70</b>	il y a un quatrième conducteur de 70 mm <sup>2</sup>
<b>V</b>	Gaine en PVC		

### IV.3. MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE SECTION DES CÂBLES BT

L'ensemble d'un circuit électrique (conducteurs et protections associées) est déterminé de manière à satisfaire à toutes les contraintes de fonctionnement.

L'étude de l'installation consiste à déterminer précisément les canalisations et leurs protections électriques en commençant à l'origine de l'installation (source) pour aboutir aux circuits terminaux (récepteurs).

### IV.3.1. Principe de la méthode de calculs

Le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire plusieurs conditions nécessaires à la sécurité de l'installation [11, 24, 45].

- ⊙ La *canalisation* doit :
  - ⊙ Véhiculer le courant maximal d'emploi et ses pointes transitoires normales ;
  - ⊙ Ne pas générer des chutes de tension supérieures aux valeurs admissibles ;
- ⊙ Le *dispositif de protection* doit :
  - ⊙ Protéger la canalisation contre toutes les surintensités jusqu'au courant de court-circuit ;
  - ⊙ Assurer la protection des personnes contre les contacts indirects.

Le logigramme de la Figure (IV-15) résume le principe de la méthode qui peut être décrite par les étapes suivantes :

- ① *1<sup>ère</sup> étape* :
  - ☞ Déterminer le courant maximal d'emploi  $I_B$  ; déduit le courant assigné  $I_n$  du dispositif de protection ;
  - ☞ Calculer le courant de court-circuit maximal  $I_{cc}$  du dispositif de protection.
- ② *2<sup>ème</sup> étape* :
  - ☞ Déterminer le facteur global de correction  $K$  ;
  - ☞ On choisit la section adéquate du conducteur.
- ③ *3<sup>ème</sup> étape* :
  - ☞ Vérification de la chute de tension maximale ;
  - ☞ Vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique en cas de court-circuit ;
  - ☞ Pour les schémas TN et IT, vérification de la longueur maximale relative à la protection des personnes contre les contacts indirects.

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

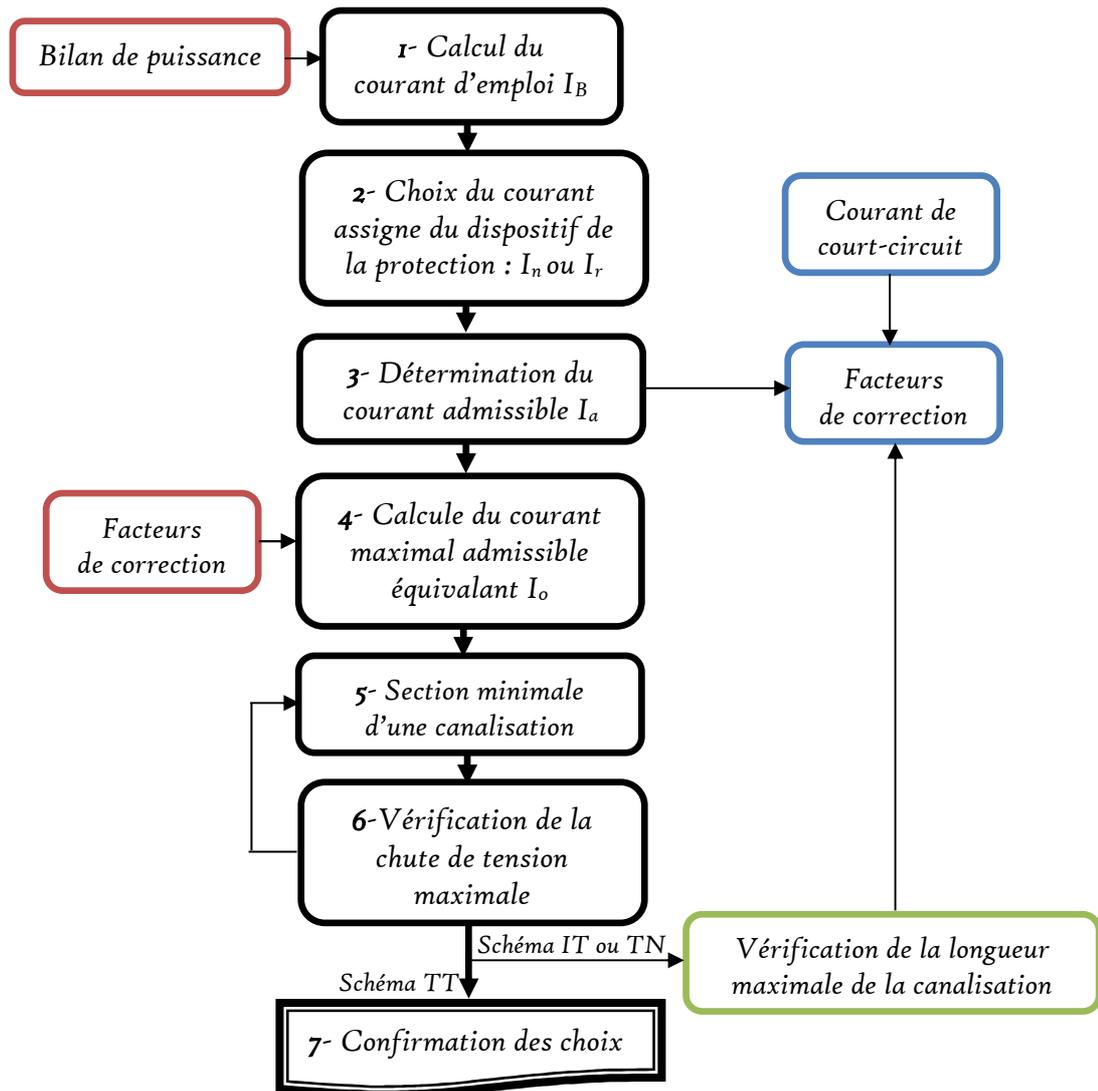


Figure IV-15. Logigramme du choix de la section des canalisations et du dispositif de protection

### IV.3.2. Calcul du courant maximal d'emploi $I_B$

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

- En courant continu :

$$I_B = \frac{P}{U} \quad (\text{IV-1})$$

- En courant alternatif (installation monophasé) :

$$I_B = \frac{S}{U} \quad (\text{IV-2})$$

- En courant alternatif (installation triphasé) :

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3}U} \quad (\text{IV-3})$$

Avec :

$I_B$  : le courant d'emploi  $I_B$  ;  
 $P$  : la puissance active absorbée ;  
 $S$  : la puissance apparente absorbée ;  
 $U$  : la tension d'alimentation.

#### IV.3.2.1. Facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement "a"

$$a = \frac{1}{\eta \cos\varphi} \quad (\text{IV-4})$$

Avec :

$\eta$  : le rendement ;  
 $\cos\varphi$  : le facteur de puissance.

#### IV.3.2.2. Facteur d'utilisation des appareils "b"

Dans une installation industrielle, on suppose que les récepteurs ne seront jamais utilisés à pleine puissance, qui varie généralement de 0,3 à 1. À défaut de précision, le Tableau (IV-8) donne le facteur d'utilisation des appareils industriels.

Tableau IV-8. Facteur d'utilisation des appareils industriels

	Moteurs	Éclairage et le chauffage
facteur d'utilisation	0.75	1

#### IV.3.2.3. Facteur de simultanéité "c"

Dans une installation industrielle, les récepteurs alimentés par une même canalisation, ne fonctionnent pas simultanément dans tous les cas. Le Tableau (IV-9) donne le facteur simultanéité des appareils industriels.

Tableau IV-9. Facteur de simultanéité [24]

Bâtiment administratif	
Éclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prises de courant	0.1 à 0.2
Bâtiment industrielle	
1 circuit	1
2 et 3 circuits	0.9
4 et 5 circuits	0.8
5 à 9 circuits	0.7
Plus de 10 circuits	0.6

#### IV.3.2.4. Facteur tenant compte des prévisions d'extension "d"

La valeur du facteur  $d$  doit être estimée suivant les conditions prévisibles d'évolution de l'installation ; il est au moins égal à 1. A défaut de précision, la valeur 1,2 est souvent utilisée.

**IV.3.2.4. Facteur de conversion des puissances en intensités "e"**

Le Tableau (IV-10) résume le facteur de conversion des puissances en intensités en BT.

**Tableau IV-10.** Facteur de conversion des puissances en intensités [24]

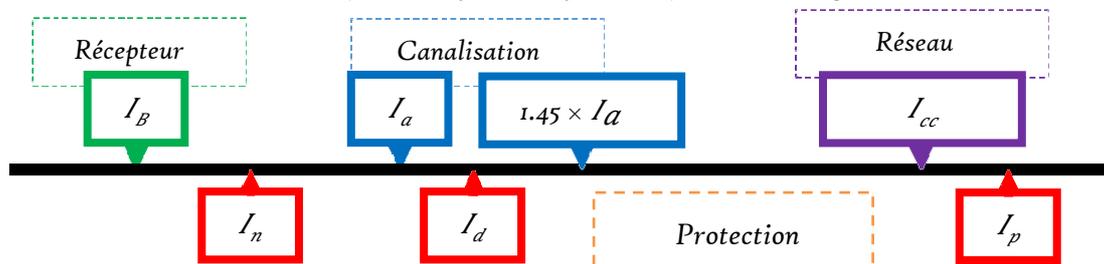
	Monophasé 127 V	Triphasé 230 V	Monophasé 230 V	Triphasé 400 V
e	8	2.5	4.35	1.4

Le courant maximal d'emploi est alors :

$$I_B = \frac{P}{U} \cdot a \cdot b \cdot c \cdot d \cdot e \tag{IV-5}$$

**IV.3.3. Choix du dispositif de protection**

Des dispositifs de protection doivent être prévus pour interrompre tout courant de défaut avant qu'il ne puisse provoquer des dégâts.



**Figure IV-16.** Courants d'une canalisation

**IV.3.3.1. Courant nominal ou de réglage "I<sub>n</sub>"**

Il doit être compris entre le courant d'emploi \$I\_B\$ et le courant admissible \$I\_a\$ de la canalisation :

$$I_B < I_n \wedge I_r < I_a \tag{IV-6}$$

En prenant le courant \$I\_r\$ proche de \$I\_B\$ pour les disjoncteurs réglables.

**IV.3.3.2. Courant conventionnel de déclenchement "I<sub>d</sub>"**

Il doit satisfaire les relations du Tableau (IV-11) :

**Tableau IV-11.** Courant conventionnel de déclenchement [11]

Protection	Courant de déclenchement
Disjoncteur domestique	$I_d \leq 1,45 I_n$
Disjoncteur industriel	$I_d \leq 1,30 I_n$
Fusible	$I_d \leq k_f I_n ; k_f \in [1,6 \ 1,9]$

**IV.3.3.3. Pouvoir de coupure "I<sub>p</sub>"**

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

$$I_p \geq I_{cc3\phi} \tag{IV-7}$$

### IV.3.4. Calcul du courant maximal admissible dans les canalisations $I_0$

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie. Le courant admissible  $I_a$  par la canalisation dans les conditions standards est déterminé par le Tableau (IV-12) selon le mode de protection.

Tableau IV-12. Courant admissible de la canalisation [11]

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

Le courant maximal admissible par la canalisation en fonction de ses conditions d'installation devient :

$$I_0 = \frac{I_a}{K} \quad (IV-8)$$

Avec  $K$  est le facteur de correction globale.

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_n \quad (IV-9)$$

Avec :

$K_1$  : Facteur de mode de pose ;

$K_2$  : Facteur de la température ;

$K_3$  : Facteur de la nature du sol ;

$K_4$  : Facteur de mutuelle des circuits ;

$K_n$  : Facteur de conducteur neutre chargé.

#### IV.3.4.1. Facteur de mode de pose " $K_1$ "

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

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

Tableau IV-12. Facteurs et modes de pose [24]

Type des conducteurs	Lettre	Mode de pose	$K_1$
Conducteurs et câbles multiconducteurs	B	Caniveaux ouverts ou ventilés	1
		Vides de construction ou caniveaux fermés ou faux-plafonds	0,95
		Goulottes	0,90
		Conduits dans des vides	0,865
	C	Fixés sur un mur	1
		Fixés à un plafond	0,95
		Chemin de câbles ou tablettes non perforées	1
Câbles multiconducteurs	E, F	Chemins de câbles ou tablettes perforés	1
		Sur des corbeaux	1
		Sur des échelles à câbles	1
Câbles mono ou multiconducteurs	D	Conduits ou dans des conduits profilés enterré	0,80
		Enterré	1

### IV.3.4.2. Facteur de la température " $K_2$ "

Le facteur de la température est donné par la relation suivante selon le Tableau (IV-13) :

$$K_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - \theta_1}} \quad (\text{IV-10})$$

Avec :

$\theta_0$  : Température du sol en °C ;

$\theta_1$  : Température ambiante en °C ;

$\theta_p$  : Température maximale admise par l'isolant en régime permanent en °C.

**Tableau IV-13. Facteurs des températures [24]**

Températures du sol $\theta_0$ °C	Canalisations enterrées $\theta_1 = 20^\circ\text{C}$		Canalisations non enterrées $\theta_1 = 30^\circ\text{C}$		
	PVC $\theta_p = 70^\circ\text{C}$	PR et EPR $\theta_p = 90^\circ\text{C}$	Caoutchouc $\theta_p = 60^\circ\text{C}$	PVC $\theta_p = 70^\circ\text{C}$	PR et EPR $\theta_p = 90^\circ\text{C}$
10	1,10	1,07	1,29	1,22	1,15
15	1,05	1,04	1,22	1,17	1,12
20			1,15	1,12	1,08
25	0,95	0,96	1,07	1,06	1,04
30	0,89	0,93			
35	0,84	0,89	0,93	0,94	0,96
40	0,77	0,85	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,80	0,71	0,79	0,87
50	0,63	0,76	0,58	0,71	0,82
55	0,55	0,71		0,61	0,76
60	0,45	0,65		0,50	0,71
65		0,60			0,65
70		0,53			0,58
75		0,46			0,50
80		0,38			0,41

### IV.3.4.3. Facteur de la nature du sol " $K_3$ "

La résistivité thermique du sol dépend de la nature et de l'humidité du terrain. Le facteur de correction  $K_3$  à appliquer est donné par le Tableau (IV-14).

**Tableau IV-14. Facteurs de la nature du sol [24]**

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

**IV.3.4.4. Facteur de la mutuelle des circuits "K<sub>4</sub>"**

☞ **Les câbles disposés horizontalement (jointifs) "K<sub>41</sub>"**

Lorsque la distance horizontale (Fig.IV-17) entre câbles voisins est supérieure à deux fois leur diamètre extérieur, aucun facteur de réduction n'est nécessaire.

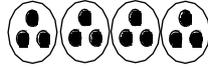


Figure IV-17. Câbles disposés horizontalement

Tableau IV-15. Facteurs de correction K<sub>41</sub>

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

☞ **Les câbles disposés en plusieurs couches "K<sub>42</sub>"**

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches (Fig.IV-17), les facteurs de correction doivent être appliqués.



Figure IV-18. Câbles disposés en plusieurs couches

Tableau IV-16. Facteurs de correction K<sub>42</sub>

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

$$K_4 = K_{41} \cdot K_{42} \tag{IV-11}$$

**IV.3.4.5. Facteur du conducteur neutre chargé "K<sub>n</sub>"**

Le facteur de correction à appliquer selon le conducteur neutre chargé est donné par le Tableau (IV-17).

Tableau IV-17. Facteurs de correction K<sub>n</sub> [11]

I <sub>h3</sub>	K <sub>n</sub>	Conducteur neutre
I <sub>h3</sub> < 15%	1	S <sub>N</sub> = S <sub>ph</sub>
15% < I <sub>h3</sub> < 33% Où n'est pas défini	0,84	S <sub>N</sub> = S <sub>ph</sub> · $\frac{1}{0,84}$
I <sub>h3</sub> > 33%	$\frac{0,84}{1,45}$	Câbles multipolaires : S <sub>N</sub> = S <sub>ph</sub> · $\frac{1,45}{0,84}$
		Câbles unipolaires : S <sub>N</sub> = S <sub>ph</sub> · $\frac{1,45}{0,84}$

Avec :

$I_{h3}$  : Courant harmonique d'ordre 3 ;

$S_N$  : Section du conducteur du neutre ;

$S_{ph}$  : Section du conducteur de phase.

#### IV.3.4.6. Facteur de tolérance " $K_T$ "

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

#### IV.3.4.7. Facteur de correction supplémentaires " $K_S$ "

N'est pas défini  $K_S = 1$ .

#### IV.3.5. Section d'une canalisation BT

Les sections des conducteurs de circuits doivent être déterminées en fonction de courant admissible. Les Tableaux (IV-18) et (IV-19) donnent respectivement les sections ( $\text{mm}^2$ ) d'un câble non enterré et enterré.

Tableau IV-18. Section d'un câble non enterré

$I_o$	Caoutchouc ou PVC				Butyle ou PR ou éthylène PR					
	B	PVC <sub>3</sub>	PVC <sub>2</sub>		PR <sub>3</sub>		PR <sub>2</sub>			
Lettre de sélection	C		PVC <sub>3</sub>		PVC <sub>2</sub>	PR <sub>3</sub>		PR <sub>2</sub>		
	E			PVC <sub>3</sub>		PVC <sub>2</sub>	PR <sub>3</sub>		PR <sub>2</sub>	
	F				PVC <sub>3</sub>		PVC <sub>2</sub>			PR <sub>2</sub>
Section cuivre ( $\text{mm}^2$ )	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
	400					656	754	825		940
500					749	868	946		1083	
630					855	1005	1088		1254	
	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	79	73	78	83	90	98	101	108	121

Section aluminium (mm <sup>2</sup> )	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
	300		351	381	406	440	497	508	543	613
	400					526	600	663		740
	500					610	694	770		856
	630					711	808	899		996

Tableau IV-19. Section d'un câble enterré

I <sub>0</sub>		Caoutchouc ou PVC		Butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
Section cuivre (mm <sup>2</sup> )	1,5	26	32	31	37
	2,5	34	42	41	48
	4	44	54	53	63
	6	56	67	66	80
	10	74	90	87	104
	16	96	116	113	136
	25	123	148	144	173
	35	147	178	174	208
	50	174	211	206	247
	70	216	261	254	304
	95	256	308	301	360
	120	290	351	343	410
	150	328	397	387	463
	185	367	445	434	518
	240	424	514	501	598
300	480	581	565	677	
Section aluminium (mm <sup>2</sup> )	10	57	68	67	80
	16	74	88	87	104
	25	94	114	111	133
	35	114	137	134	160
	50	134	161	160	188
	70	167	200	197	233
	95	197	237	234	275
	120	224	270	266	314
	150	254	304	300	359
	185	285	343	337	398
240	328	396	388	458	
300	371	447	440	520	

#### IV.3.6. Section du conducteur neutre

Le Tableau (IV-20) donne les sections du conducteur neutre câble non enterré et enterré.

**Tableau IV-20.** Section d'un câble enterré

Type de circuit		Section de neutre
Circuit monophasé		$S_N = S_{ph}$
Circuit triphasé	Cuivre $S_{ph} \leq 16 \text{ mm}^2$	
	Aluminium $S_{ph} \leq 25 \text{ mm}^2$	
	Cuivre $S_{ph} > 16 \text{ mm}^2$	$S_N < S_{ph}$ voir le Tableau (IV-17)
	Aluminium $S_{ph} > 25 \text{ mm}^2$	

### IV.3.7. Section du conducteur de protection (PE)

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

#### IV.3.7.1. Conducteur de protection entre transformateur HTA/BT et tableau BT

Le Tableau (IV-21) donne les valeurs des sections des conducteurs de protection ( $\text{mm}^2$ ) en fonction de la puissance nominale du transformateur HTA/BT et du temps de fonctionnement  $t$  (en seconde) de la protection HTA. Lorsque la protection est assurée par un fusible, la section à prendre en compte correspond à  $t = 0,2 \text{ s}$ .

**Tableau IV-21.** Section des conducteurs PE entre transformateur HTA/BT et tableau BT

Puissance du transformateur (kVA)		Nature des conducteurs		Conducteurs nus			Conducteurs isolés au PVC			Conducteurs isolés au PR		
Tension BT (V)		Cu	$t(\text{s})$	0,2	0,5		0,2	0,5		0,2	0,5	
127/220	230/400	Al			0,2	0,5		0,2	0,5		0,2	0,5
$\leq 63$	$\leq 100$	Section des conducteurs de protection $S_{PE} (\text{mm}^2)$		25	25	25	25	25	25	25	25	25
100	160			25	25	35	25	25	50	25	25	35
125	200			25	35	50	25	35	50	25	25	50
160	250			25	35	70	35	50	70	25	35	50
200	315			35	50	70	35	50	95	35	50	70
250	400			50	70	95	50	70	95	35	50	95
315	500			50	70	120	70	95	120	50	70	95
400	630			70	95	150	70	95	150	70	95	120
500	800			70	120	150	95	120	185	70	95	150
630	1 000			95	120	185	95	120	185	95	120	150

#### IV.3.7.2. Conducteur de protection des masses basse tension

La section du conducteur PE des masses basse tension est défini en fonction de la section des phases (pour le même métal conducteur) comme montre le Tableau (IV-22).

Tableau IV-22. Section du conducteur PE

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

### IV.3.7.3. Conducteur d'équipotentialité

Les conducteurs d'équipotentialité permettent de mettre au même potentiel, ou à des potentiels voisins, des masses et des éléments conducteurs. Le Tableau (IV-23) montre les sections du conducteur d'équipotentialité.

Tableau IV-23. Section du conducteur d'équipotentialité

Type de circuit	Section de conducteurs d'équipotentialité $S_L$
Principale	$6 \text{ mm}^2 \leq S_{LCu} = 25 \text{ mm}^2 ; S_{LAl} = 35 \text{ mm}^2$
Entre deux masses	$S_L = S_{PE}$
Entre une masse et une structure	$S_L = \frac{S_{PE}}{2}$

### IV.3.8. Chute de tension

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

Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation. La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à l'autre. Les valeurs typiques des installations BT sont données par le Tableau (IV-24) :

Tableau IV-24. Chutes de tension admissibles dans les réseaux BT

Type d'alimentation	Éclairage	Autres usages
Réseau BT de distribution publique	3 %	5 %
Poste privé MT/BT	6 %	8 %

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du Tableau (IV-24) il est nécessaire d'augmenter la section de certains circuits afin de revenir dans les domaines de tolérance (Tableau IV-25). Pour les circuits alimentant des

moteurs, la chute de tension est calculée en remplaçant le courant d'emploi  $I_B$  par le courant de démarrage du moteur.

**Tableau IV-25.** Chutes de tension selon le type de circuit

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

**Tableau IV-26.** Valeur de résistance et réactance du câble BT

$R = \rho \frac{l}{S}$	Résistance de ligne avec $\rho$ résistivité du conducteur en service normal		
	Cuivre	$\rho = 22,5 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$	
	Aluminium	$\rho = 36 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$	
$X = \lambda l$	Réactance de la ligne avec $\lambda$ réactance linéique des conducteurs		
	$\lambda = 0,08 \cdot 10^{-3} \Omega / \text{m}$	Câbles tripolaires	
	$\lambda = 0,09 \cdot 10^{-3} \Omega / \text{m}$	Câbles unipolaires serrés en nappe	
		Câbles unipolaires serrés en triangle	
$\lambda = 0,15 \cdot 10^{-3} \Omega / \text{m}$	Câbles unipolaires espacés		

#### IV.4. MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DE SECTION DES CABLES HTA

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

- ⊙ Déterminer le courant maximal d'emploi  $I_B$  des récepteurs à alimenter ;
- ⊙ Déterminer la section  $S_1$  satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble, pour cela il faut :
  - ⊙ Facteur de correction global  $K$  ;
  - ⊙ Courants admissibles des différents types de câble de l'installation.
- ⊙ Déterminer la section  $S_2$  nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé ;
- ⊙ Déterminer la section  $S_3$  nécessaire à la tenue thermique de l'écran du câble en cas de court-circuit à la terre ;
- ⊙ Vérifier éventuellement la chute de tension dans la canalisation pour la section  $S$ .

$$S = \text{Max} (S_1, S_2, S_3) \quad (\text{IV-12})$$

Le logigramme de la Figure (IV-19) résume le principe de la méthode qui peut être décrite par les étapes suivantes :

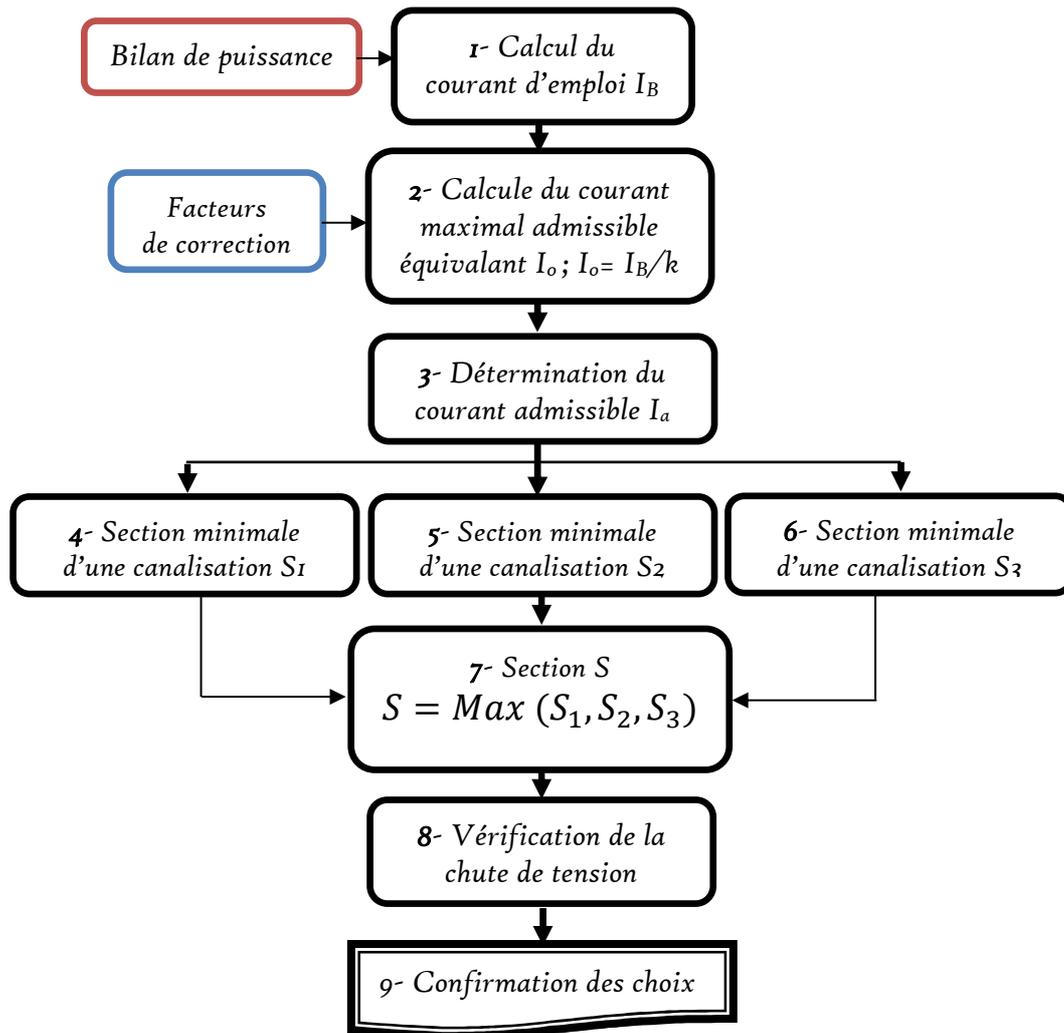


Figure IV-19. Logigramme du choix de la section des canalisations et du dispositif de protection

#### IV.4.1. Courant maximal d'emploi

Le courant maximal d'emploi  $I_B$  est déterminé sur la base de la somme des puissances des récepteurs alimentés.

#### IV.4.2. Courant admissible

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie. Pour déterminer le courant admissible par une canalisation dans les conditions réelles d'installation, il faut déterminer les facteurs de correction  $K_i$ .

##### IV.4.2.1. Facteur modes de pose "KI"

Le Tableau (IV-27) donne le facteur de mode poses des conducteurs HTA.

Tableau IV-27. Lettre de sélection et facteur de correction mode pose

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

#### IV.4.2.2. Facteur mutuelle des circuits "K<sub>2</sub>"

La Figure (IV-20) présente la configuration de de mode poses des conducteurs HTA.

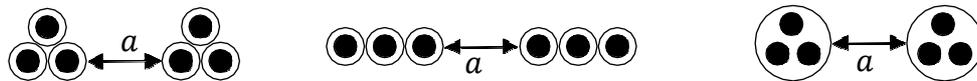


Figure IV-20. Modes de pose de deux câbles

Les Tableaux (IV-28) et (IV-29) présentent respectivement les facteurs de correction pour l'influence mutuelle des *câbles enterrés* et des *câbles posés dans l'air*.

Tableau IV-28. Facteurs de correction pour l'influence mutuelle des câbles enterrés

Nombre de circuits	Câbles jointifs	Diamètre de câble	Distance entre câbles "a" en m		
			0.125	0.25	0.50
2	0.75	0.80	0.85	0.90	0.90
3	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85
4	0.60	0.60	0.70	0.75	0.80
5	0.55	0.55	0.65	0.70	0.80
6	0.50	0.55	0.60	0.70	0.80

Tableau IV-29. Facteurs de correction pour l'influence mutuelle câbles posés dans l'air [24]

Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs				
	2	3	4	6	>9
Tablettes horizontales non perforées	0.85	0.80	0.75	0.70	0.70
Tablettes horizontales perforées ou sur corbeaux	0.90	0.80	0.80	0.75	0.75

### IV.4.2.3. Facteur de température "K<sub>3</sub>"

C'est le facteur de la température donné pour les câbles BT dans la section IV.3.4.2 de la page 124.

### IV.4.2.4. Facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol "K<sub>4</sub>"

Le Tableau (IV-30) donne le facteur de correction pour des résistivités thermiques du sol.

Tableau IV-30. Facteurs de correction pour des résistivités thermiques  $\rho_{th}$  du sol [24]

$\rho_{th}$ (K.m/W)	Humidité	Nature du terrain		Câbles unipolaires	Câbles tripolaires
0.5	très humide	Sable	Argile et Calcaire	1.25	1.20
0.7	humide			1.14	1.10
0.85	normale			1.06	1.05
1	sec			1	1
1.2			Cendres et Mâchefer	0.93	0.95
1.5	Très sec			0.85	0.88
2				0.75	0.79
2.5				0.68	0.73
3			0.62	0.68	

### IV.4.3. Section S<sub>i</sub>

Le Tableau (IV-31) donne la section du câble unipolaire et tripolaire.

Tableau IV-31. Section du câble unipolaire et tripolaire

S <sub>Cu</sub>	Câble unipolaire 10kV			Câble tripolaire 10kV			Câble unipolaire 30kV		Câble tripolaire 30kV
	PVC	PE	PR	PVC	PE	PR	PE	PR	PR
10	80	86	99	80	85	97			
16	105	110	125	100	110	125	110	125	125
25	135	140	165	130	140	160	140	165	160
35	160	170	195	160	165	190	170	195	190
50	190	200	230	185	195	225	200	230	225
70	235	245	285	230	240	275	250	280	270
95	285	295	340	275	285	330	295	335	330
120	320	335	385	310	325	370	335	385	370
150	360	375	430	345	365	420	375	430	415
185	410	425	485	390	410	470	425	490	465
240	475	490	560	450	475	540	490	560	540
300	540	550	630	500	530	610	550	640	
400	610	600	720				630	720	
500	680	700	800				700	810	
630	770	790	910				790	910	
800	850	870	1000				870	1010	
1000	930	950	1100				960	1110	
1200	980	1000	1160				1010	1180	
1400	1030	1050	1220				1070	1240	
1600	1080	1100	1280				1110	1290	

$S_{Al}$	PVC	PE	PR	PVC	PE	PR	PE	PR	PR
10	62	67	77	62	66	75			
16	80	86	98	79	84	96	86	98	96
25	105	110	125	100	110	125	110	125	125
35	125	130	150	120	130	150	130	150	145
50	150	160	180	145	150	175	155	180	175
70	180	190	220	180	185	215	190	220	210
95	220	230	260	210	220	255	230	260	255
120	250	260	300	240	250	290	260	300	290
150	280	290	335	270	285	325	290	335	320
185	320	330	380	305	320	365	330	380	360
240	370	385	440	350	370	425	385	440	420
300	480	495	500	390	420	480	435	500	
400	480	495	570				495	570	
500	540	560	640				560	640	
630	620	640	740				640	740	
800	700	720	830				720	830	
1000	780	800	920				800	930	
1200	840	860	990				860	1000	
1400	840	910	1050				920	1060	
1600	940	950	1100				960	1110	

#### IV.4.4. Section $S_2$

La section minimale du conducteur  $S_2$  satisfaisant l'échauffement en cas de court-circuit est déterminé par :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t} \quad (\text{IV-13})$$

Avec :

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

$k$  : coefficient dont la valeur est donnée dans le Tableau (IV-32) ;

$t$  : durée du court-circuit.

Tableau IV-32. Facteurs de correction  $K$

Conducteurs de phase	Isolants			
	PVC / PE		PR / EPR	
Cuivre	115		143	
Aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	b	a	b
Cuivre	143	115	176	143
Aluminium	95	75	116	94
Acier	52		64	

$a$  : conducteurs de protection non incorporés aux câbles  
 $b$  : conducteurs de protection incorporés aux câbles

### IV.4.5. Section S<sub>3</sub>

Dans le cas d'un court-circuit phase-écran, la contrainte thermique résultant du passage du courant de défaut  $I_d$  pendant un temps  $t$ , ne doit pas dépasser la tenue thermique de l'écran du câble.  $I_d$  est le courant de défaut à la terre ; le calcul de la surintensité admissible dans les écrans de câbles dépend de la constitution de cet écran et du type de câble.

$$I_d = \frac{V_n}{R_n} \quad (\text{IV-14})$$

Avec :

$V_n$  : tension simple du réseau ;

$R_n$  : résistance de limitation.

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

**Tableau IV-33.** Section des câbles unipolaires ou tripolaires

Tension	Isolants PR ou EPR						Isolants PE					
	10 kV			30 kV			10 kV			30 kV		
$t_{cc}$	0.5 s	1 s	2 s	0.5 s	1 s	2 s	0.5 s	1 s	2 s	0.5 s	1 s	2 s
S <sub>3</sub> mm <sup>2</sup>												
16	1100	900	650				800	650	490			
25	1200	950	700				900	700	510			
35	1400	1000	900				1000	750	540			
50	1600	1150	1000	2500	1950	1550	1100	800	580	1750	1300	990
70	1750	1250	1050	2700	2050	1650	1300	920	700	1750	1300	1000
95	1850	1350	1100	2800	2150	1700	1350	1000	750	2050	1550	1200
120	1900	1400	1150	3100	2400	1900	1450	1050	800	2150	1650	1230
150	2150	1650	1300	3150	2450	1950	1550	1100	840	2250	1700	1300
185	2400	1850	1450	3350	2600	2100	1650	1150	900	2350	1800	1400
240	2700	2050	1650	3600	2750	2200	1800	1450	1100	2800	2150	1700
300	2800	2150	1750	3800	2950	2350	2000	1550	1200	2800	2150	1700
400	3050	2350	1800	4200	3300	2650	2300	1750	1400	3000	2300	1800
500	3400	2550	1950	4550	3550	2850	2550	1900	1500	3400	2600	2050
630	3750	3000	2300	4950	3850	3100	2750	2050	1550	3700	2800	2200
800	4400	3400	2600	5300	4150	3300	3000	2250	1700	3950	2800	2200
1000	5100	3900	3050	5850	4550	3650	3300	2400	1800	3950	3000	2400
1200	5350	4100	3300	6150	4800	3850	3550	2550	1900	4200	3200	2550
1400	5600	4400	3550	6550	5100	4100	3650	2750	2000	4350	3350	2650
1600	6000	4700	3800	6900	5350	4300	3750	2850	2100	4500	3400	2700

## IV.5. SYSTÈME DE PROTECTION

La coordination des dispositifs de coupure automatique de telle sorte qu'un défaut survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé et sécurisé par le déclenchement du disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut et par lui seul.

### IV.5.1. Rapidité

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes) ;
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF<sub>6</sub> ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

### IV.5.2. Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu ;
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

### IV.5.3. Fiabilité

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- ⊙ Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu ;
- ⊙ A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
  - ⊙ Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait de fonctionner, n'a pas fonctionné ;
  - ⊙ Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas de fonctionner.
- ⊙ La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

- ⊙ La *sûreté* : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement ;
- ⊙ La *sécurité* : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

#### IV.5.4. Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants :

- ⊙ Sélectivité *ampèremétrique* par les courants,
- ⊙ Sélectivité *chronométrique* par le temps,
- ⊙ Sélectivité par échange d'informations, dite *sélectivité logique*.

##### IV.5.4.1. Sélectivité ampèremétrique

Une protection ampèremétrique (Fig.IV.21) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

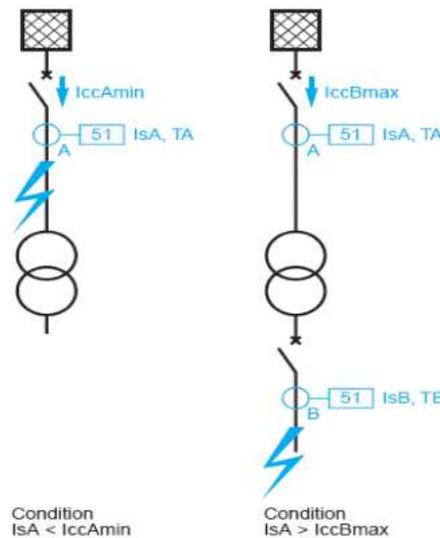


Figure IV-21. Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les court-circuits situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux court-circuits apparaissant au-delà.

#### IV.5.4.2. Sélectivité chronométrique

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.

Ainsi, sur le schéma (Fig.IV.22), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement  $\Delta T$  entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

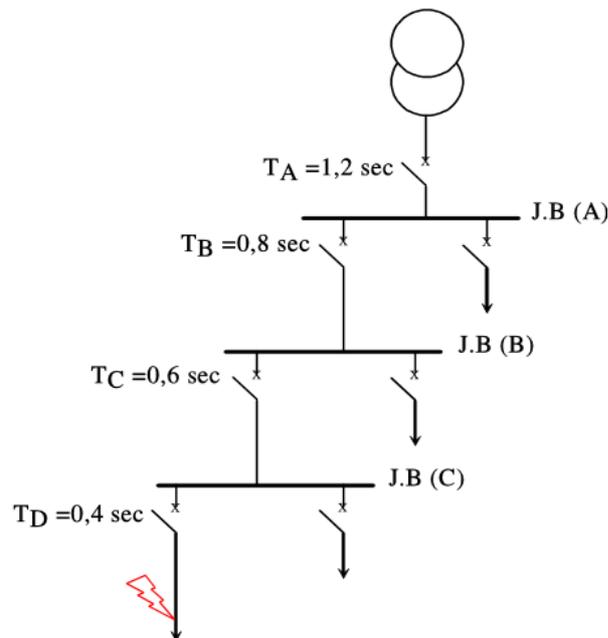


Figure IV-22. Principe de la sélectivité chronométrique

## IV.6. RÉGIMES DU NEUTRE

L'énergie électrique demeure dangereuse et la majorité des accidents est due aux défauts d'isolement des récepteurs.

La masse des récepteurs doit donc être reliée à la terre pour assurer une tension de contact la plus faible possible. Quelle que soit la cause de ces défauts, ils présentent des risques pour :

- la vie des personnes ;
- la conservation des biens ;
- la disponibilité de l'énergie électrique.

Pour la liaison à la terre, plusieurs solutions existent qui se trouvent dans la famille des *Schémas de Liaison à la Terre (SLT)* appelés "régimes de neutre".

Tous assurent la sécurité des personnes contre les contacts indirects avec chacun des avantages et des inconvénients en fonction des besoins de l'utilisateur.

Il existe trois façons de relier le neutre et les masses des installations à la terre. La norme C15.100 définit trois régimes de neutre qui sont caractérisés par deux lettres :

La *première lettre* indique la situation du **neutre** du transformateur par rapport à la terre :

- ✧ **T** : neutre raccordé à la **Terre** ;
- ✧ **I** : neutre **Isolé** de la terre.

La *deuxième lettre* indique la situation des **masses** du récepteur :

- ✧ **T** : pour masse reliée à la **Terre** ;
- ✧ **N** : pour masse reliée au **Neutre**.

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 (Fig.IV-23) :

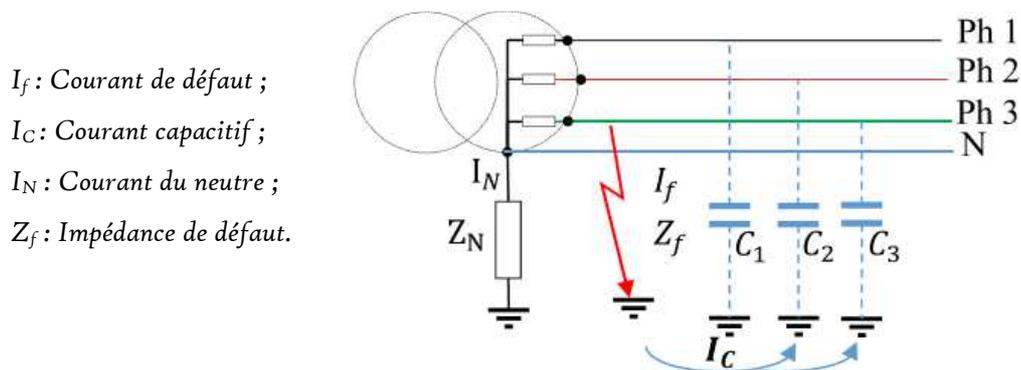


Figure IV-23. Défaut à la terre

$$I_f = I_C + I_N \quad (\text{IV-15})$$

- ☞  $Z_n = \infty$  : neutre isolé, pas de liaison intentionnelle ;
- ☞  $Z_n = R$  : est une résistance de valeur plus ou moins élevée ;
- ☞  $Z_n = jL\omega$  : est une réactance, de valeur faible en général ;
- ☞  $Z_n$  : est une réactance de compensation, destinée à compenser la capacité du réseau ;
- ☞  $Z_n = 0$  : le neutre est relié directement à la terre.

### IV.6.1. Régime de neutre directe à la terre TT

- ② **T** : neutre du transformateur de distribution à la **T**erre ;
- ③ **T** : la liaison des masses à la **T**erre.

Le régime de distribution (TT) est le régime employé pour toute distribution d'énergie basse tension (BT). Le principe consiste à relier le neutre à la terre de l'installation BT ainsi que toutes les masses à la terre (Fig.IV-24).

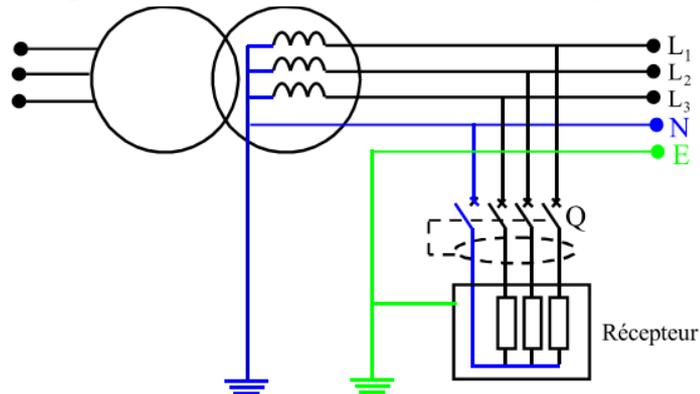


Figure IV-24. Régime de neutre directe à la terre TT

#### IV.6.1.1. Analyse d'un défaut sur un récepteur triphasé sans conducteur PE

La Figure (IV-25) montre un défaut électrique avec son schéma équivalent.

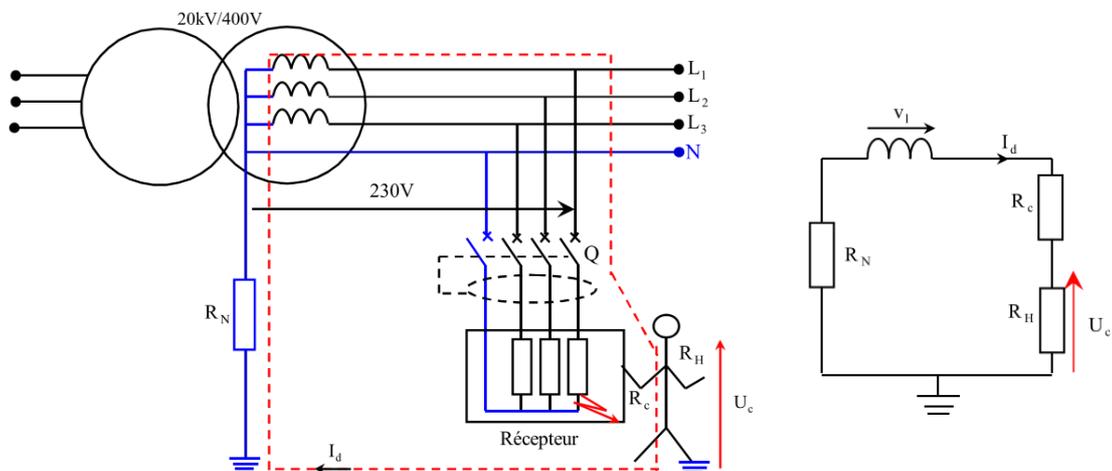


Figure IV-25. Défaut et son schéma équivalent sans PE [12]

Avec :

$R_N$ : Résistance de la prise de terre du neutre = 22  $\Omega$  ;

$R_H$ : Résistance de corps humain = 2 k $\Omega$  ;

$R_C$ : Résistance du contact = 0  $\Omega$  ;

$I_d$  : Courant de défaut.

Le courant de défaut :

$$I_d = \frac{V}{R_N + R_H + R_C} = \frac{230}{2022} = 113.75 \cdot 10^{-3} \text{ A} \quad (\text{IV-16})$$

La tension de contact vaut :

$$U_c = R_H I_d = 227.5 \text{ V} \quad (\text{IV-17})$$

C'est une tension mortelle.

#### IV.6.1.2. Analyse d'un défaut sur un récepteur triphasé avec conducteur PE

La Figure (IV-26) montre un défaut électrique avec son schéma équivalent.

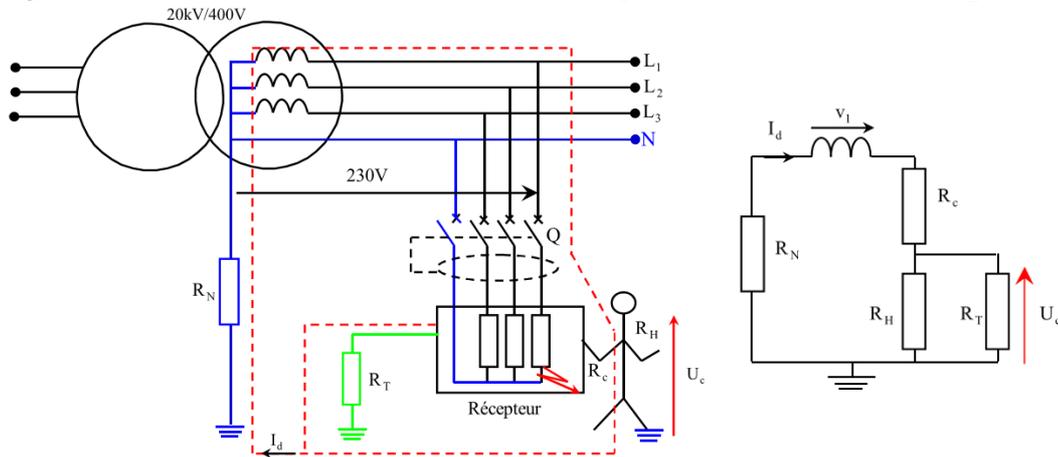


Figure IV-26. Défaut et son schéma équivalent avec PE [12]

Le courant de défaut :

$$I_d = \frac{V}{R_N + R_C + (R_H // R_T)} = \frac{230}{44} = 5.23 \text{ A} \quad (\text{IV-18})$$

La tension de contact vaut :

$$U_c = (R_H // R_T) I_d = 109.4 \text{ V} \quad (\text{IV-19})$$

C'est une tension mortelle.

#### IV.6.1.3. Règles à respecter

Toutes les masses des matériels protégés par un même dispositif de protection doivent être reliées par un conducteur de protection (PE) à une même prise de terre. La condition de protection doit satisfaire à la relation suivante :

$$R_T I_{\Delta n} < U_c \quad (\text{IV-20})$$

Avec :

$I_{\Delta n}$  : Sensibilité d'un disjoncteur différentiel résiduel ;

$R_T$  : Résistance de la prise de terre des masses ;

$U_c$  : Tension de contact limite :  $U_c = 50 \text{ V}$ ,  $25 \text{ V}$  et  $12 \text{ V}$ , selon les locaux.

#### IV.6.1.4. Type de protection

Un relais à maximum de courant de terre temporisé. Dès qu'un défaut d'isolement apparaît, il se caractérise par une tension de contact élevée. On doit couper le circuit par un disjoncteur différentiel (coupure au premier défaut).

#### IV.6.1.5. Avantages

- ✓ Pas de surtension parce qu'il périmé leur écoulement ;
- ✓ Pas de protection compliquée (protection classique avec un simple relais de surtension).

#### IV.6.1.6. Inconvénients

- ✘ Le courant de défaut est élevé ce qui peut entrainer maximum de perturbation et une dégradation de matériel ;
- ✘ Il n'est pas de continuité de service au premier défaut.

#### IV.6.2. Régime de neutre isolé IT

- ② **I** : neutre **I**solé de la terre ;
- ③ **T** : liaison des **masses** à la **T**erre.

Le régime de distribution IT est employé lorsque les défauts d'isolement doivent être détectés mais sans provoquer de coupure (dans les hôpitaux ...). Le neutre n'est pas relié à la terre ou (relié par une impédance de forte valeur). Les masses des récepteurs sont tous reliés à la terre (Fig.IV-27).

Dès qu'un défaut d'isolement apparaît, il ne présente pas de tension dangereuse ni de courant vers la terre important. La détection du courant dans l'impédance permet de détecter le défaut.

En revanche si un deuxième défaut apparaît, il représente un court-circuit entre phases ou entre phase et neutre et qu'il faut l'éliminer, on dit qu'il y a une coupure au second défaut (CPI : Contrôleur Permanent d'Isolement).

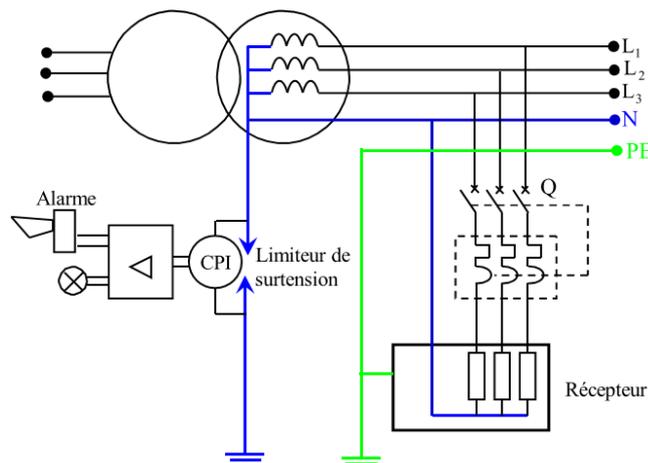


Figure IV-27. Régime de neutre isolé IT [12]

Ce régime de neutre est utilisé lorsque la coupure au premier défaut d'isolement est préjudiciable au bon fonctionnement d'une exploitation ou à la sécurité des personnes (domaine industrielle).

### IV.6.2.1. Analyse du premier défaut

La Figure (IV-28) montre un défaut électrique avec son schéma équivalent.

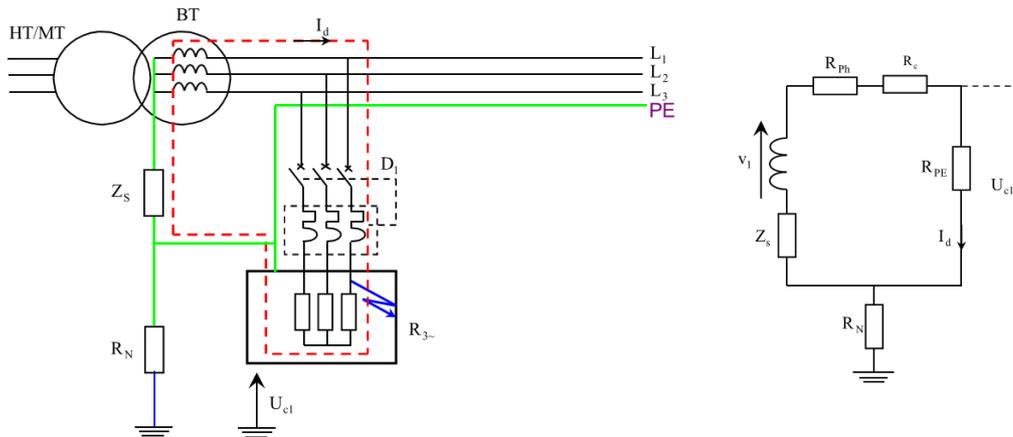


Figure IV-28. Défaut dans le cas d'un régime IT et le schéma équivalent

Avec :

$R_N$  : Résistance de la prise de terre du neutre ;

$S_{PE}$  : Section du conducteur inactif de protection PE ;

$S_{Ph}$  : Section du conducteur actif d'une phase ;

$Z_s$  : Impédance forte ;

$I_d$  : Courant de défaut.

Le courant de défaut :

$$I_d = \frac{V}{Z_s + R_N + R_{PE} + R_{Ph}} \cong \frac{V}{Z_s} \quad (\text{IV-21})$$

La tension de contact vaut :

$$U_{C1} = R_{PE} I_d \quad (\text{IV-22})$$

### IV.6.2.2. Type de protection

- Contrôleur permanent d'isolement (CPI) : surveille en permanence le niveau d'isolement du réseau et signale son passage en dessous d'un seuil pré-réglé ;
- Protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59 : *American National Standard Institute*) : cette protection permet la détection d'un défaut d'isolement par la mesure du déplacement du point neutre ;
- Protection maximum de courant terre directionnelle (ANSI 67N) : cette protection permet la détection du départ en défaut. La discrimination se fait par comparaison de l'angle de déphasage entre la tension résiduelle et les courants résiduels, d'une part du départ en défaut et d'autre part de chaque départ sain.

### IV.6.2.3. Avantages

- ✓ Continuité de service ;
- ✓ Le premier défaut ne présente pas de danger ;

- ✓ Le courant de phase masse est très faible et aucune tension dangereuse n'est à craindre. Mais il doit être signalé et recherché pour être éliminé.

#### IV.6.2.4. Inconvénients

- ✗ La difficulté de la mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut en raison des très faibles courants ;
- ✗ Le 2<sup>ème</sup> défaut provoque un court-circuit entre phase ;
- ✗ La coupure est obligatoire au deuxième défaut ;
- ✗ Des surtensions importantes et des phénomènes transitoires entraînant un surcoût de l'isolement ou un vieillissement prématuré des matériels.

#### IV.6.3. Régime de neutre mise à la terre par résistance TN

- ② **T** : liaison du *neutre* à la **T**erre
- ③ **N** : liaison des *masses* au **N**eutre

Le régime de distribution TN est le régime employé quand la mise à la terre des masses des appareils pose un problème. Ces dernières sont connectées au conducteur de neutre, relié en tête d'installation à la terre. Dès qu'un défaut d'isolement apparaît, il se caractérise par un court-circuit phase neutre qui doit être interrompu, on dit encore qu'il y a coupure au premier défaut.

Une *3<sup>ème</sup> lettre* représente la disposition du conducteur de neutre et du conducteur de protection :

- **TNC (Commun)** : Le neutre et le conducteur de protection sont Combinés en un seul conducteur (PEN) (Fig.IV-29) ;
- **TNS (Séparé)** : Le neutre est Séparé de la terre (Fig.IV-30).

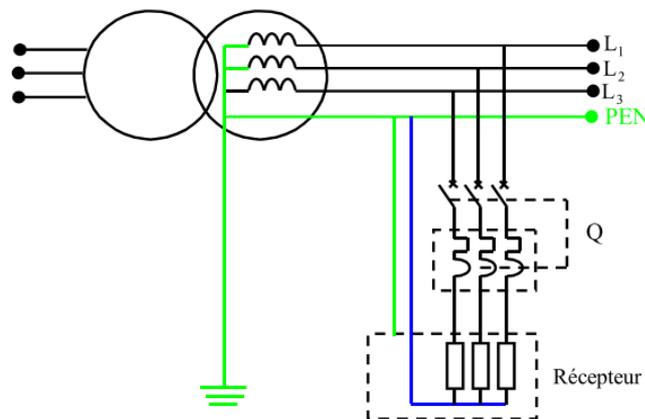


Figure IV-29. Régime de neutre TNC

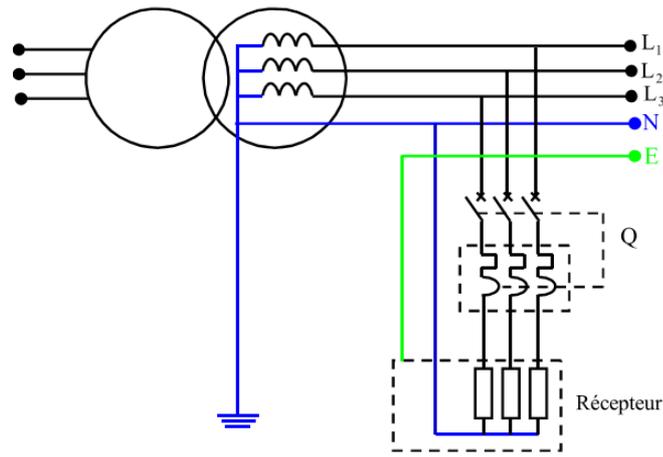


Figure IV-30. Régime de neutre TNS

### IV.6.2.1. Analyse d'un défaut dans le cas d'un régime TNC

La Figure (IV-31) montre un défaut électrique avec son schéma équivalent.

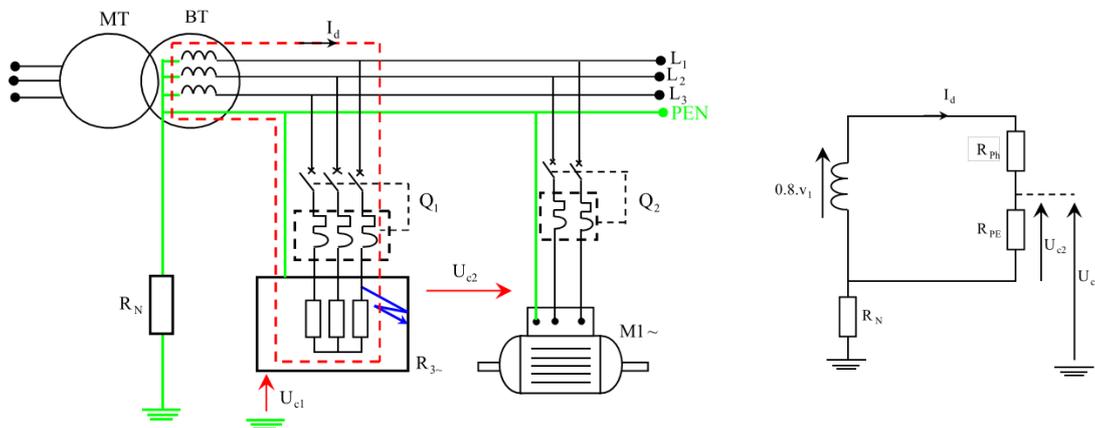


Figure IV-31. Défaut dans le cas d'un régime TNC et le schéma équivalent

Le courant de défaut :

$$I_d = \frac{0.8 V}{R_{PE} + R_{Ph}} \quad (IV-23)$$

La tension de contact vaut :

$$U_{C1} = R_{PE} I_d \quad (IV-24)$$

### IV.6.4. Choix du régime de neutre SLT

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de condition d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui déterminent le ou les types de schémas les plus judicieux [21].

Le choix résulte des éléments suivants :

D'abord des textes réglementaires qui imposent des certains cas un régime de neutre. Puis de choix de l'utilisateur lorsqu'il est alimenté par un transformateur HT/BT dont il est propriétaire (abonné HT) ou qu'il possède sa

propre source d'énergie. Lorsque l'utilisateur est libre de son choix, la définition du régime de neutre ne pourra pas résulter que d'une concertation entre lui-même et le concepteur du réseau (bureau d'étude, installateurs). Elle portera :

En *premier lieu* sur les impératifs d'exploitation (continuité de service) et sur les conditions d'exploitation (entretien assuré par un personnel électricien ou non).

En *second lieu*, sur les caractéristiques particulières du réseau et des récepteurs.

## IV.7. CALCUL DE L'ÉCLAIRAGE INTÉRIEUR ET EXTÉRIEUR

La problématique de l'éclairage est assez complexe. Les préférences des usagers varient fortement en fonction de variables tant objectives et quantifiables (besoin de plus d'éclairage pour les personnes âgées) que socioculturelles et subjectives (préférence pour un type de luminaire, pour une température de couleur, etc.). En conséquence, les architectes et les usagers peinent à installer un éclairage efficace, confortable, et esthétique dans les bâtiments. En effet il n'existe actuellement aucune norme ni recommandation quant aux niveaux d'éclairement à atteindre dans les habitations.

L'objectif de cette section est de fournir une aide à la conception et au choix de l'installation d'éclairage. Il aborde la technologie des lampes et des luminaires existants. Il informe également sur les puissances à installer de manière à ce que la solution d'éclairage soit la plus efficace possible sans toutefois négliger les aspects de confort et d'esthétique et propose des solutions pour chaque type de local.

### IV.7.1. Notions fondamentales

Cette partie présente la terminologie et donne une définition des unités de photométrie nécessaires pour comprendre les concepts abordés par la suite. Les grandeurs photométriques et leurs unités candela, lumen et lux sont dites subjectives car elles dépendent de la vision humaine. Elles sont définies par rapport à la vision d'un observateur de référence. La Commission Internationale de l'Éclairage (CIE) a modélisé la sensibilité de l'œil pour définir une courbe d'efficacité lumineuse spectrale [46].

#### IV.7.1.1. Flux lumineux

On appelle *flux lumineux* (Fig.IV-32) la quantité totale de lumière émise par une source lumineuse dans toutes les directions de l'espace. Il s'exprime en lumens (symbole : *lm*).

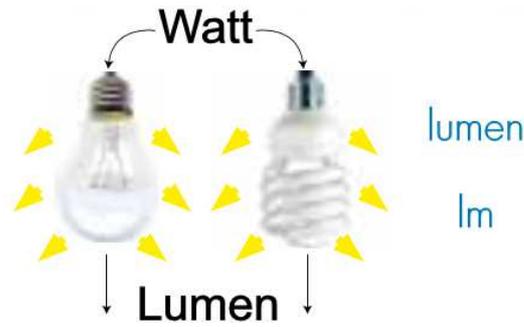


Figure IV-32. Flux lumineux

Le lumen est donc une unité d'énergie et il est d'une certaine manière la puissance lumineuse qu'une source émet. C'est sur cette base que les sources lumineuses peuvent être en partie comparées.

Deux sources émettant le même flux lumineux donneront, a priori, la même quantité de lumière dans la pièce. Au maximum de sensibilité de l'œil, soit une couleur vert/jaune de longueur d'onde 555 nm, 1 lumen est égal à  $1,5 \cdot 10^{-3}$  Watt.

#### IV.7.1.2. Éclairement

L'**éclairement** (Fig.IV-33) est le rapport entre le flux lumineux reçu par un élément de la surface et l'aire de cet élément. Il est exprimé en lux (symbole : **lx**) ou lumen/m<sup>2</sup> (**lm/m<sup>2</sup>**) [47].

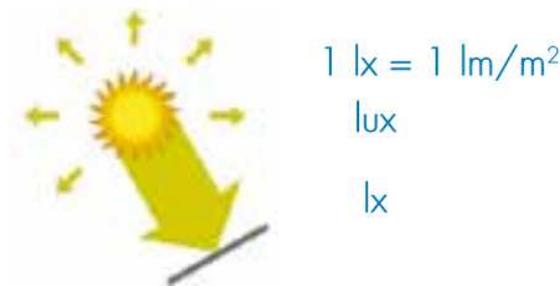


Figure IV-33. Éclairement

L'éclairement est mesuré à l'aide d'un luxmètre. Les valeurs rencontrées à l'extérieur varient considérablement : de 0,2 lux sous une nuit de pleine lune à plus de 100 000 lux sous un soleil d'été.

#### IV.7.1.3. Intensité lumineuse

L'intensité lumineuse (Fig.IV-34) est une grandeur qui caractérise l'éclat d'une source ponctuelle de lumière. Elle correspond au flux lumineux émis par unité d'angle solide dans une direction donnée et s'exprime en candela (symbole : **cd**) ou lumen/stéradian [48].



Figure IV-34. Intensité lumineuse

#### IV.7.1.4. Luminance

La luminance (Fig.IV-35) d'une source est le rapport entre l'intensité lumineuse émise dans une direction et la surface apparente de la source lumineuse dans la direction considérée. La luminance s'exprime en candela par mètre carré ( $cd/m^2$ ).



Figure IV-35. Luminance

#### IV.7.2. Éclairage

Un projet complet d'éclairage comporte les trois phases suivantes [46-48]:

- ① le choix du type d'éclairage ;
- ② le choix des lampes et des luminaires ;
- ③ le dimensionnement de l'installation.

##### IV.7.2.1. Choix du type d'éclairage

Le choix du luminaire se fait en fonction du type d'éclairage choisi a priori, ce type définissant la répartition du flux lumineux dans l'espace.

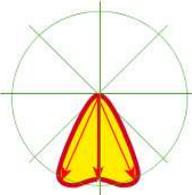
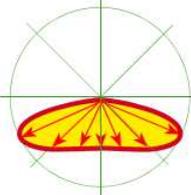
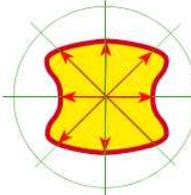
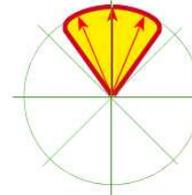
Le classement adopté s'appuie sur les trois répartitions suivantes de base :

- *très intensive* lorsque le flux lumineux est dirigé vers un point précis de l'espace ;
- *semi-intensive* lorsque la situation est intermédiaire ;
- *extensive* lorsque le flux lumineux est diffusé dans un large faisceau.

En pratique la majorité des constructeurs utilisent le Tableau (IV-34), qui fixe les quatre classes fondamentales utilisées pour les projets :

- *direct intensif* et *direct extensif* pour les flux lumineux dirigés vers le bas ;
- *semi-direct* lorsque le flux lumineux est dirigé en partie vers le bas et en partie vers le haut ;
- *indirect* lorsque le flux lumineux est uniquement dirigé vers le haut.

Tableau IV-34. Classement synthétique des luminaires

Luminaire	Direct intensif	Direct extensif	Semi-direct	Indirect
Répartition d'intensité				

#### IV.7.2.2. Choix des lampes et des luminaires

Quels sont les différents paramètres qui permettent de juger de la qualité d'une lampe ? Il s'agit :

- de l'efficacité lumineuse ;
- de la température de couleur ;
- de l'indice de rendu des couleurs ;
- de la durée de vie.

##### IV.7.2.2.A. Efficacité lumineuse

L'efficacité lumineuse est le rapport entre le flux lumineux émis par la lampe et la puissance électrique consommée. L'unité d'efficacité lumineuse est le lumen/Watt (lm/W).

##### Exemples d'efficacité lumineuse :

Une ampoule à incandescence standard de 60W fournissant un flux lumineux de 700 lm a une efficacité lumineuse de 11,7 lm/W.

À flux lumineux équivalent (700 lm) une lampe fluocompacte à globe consomme une puissance de 15 W. Cette lampe fournit la même quantité de lumière, alors que la puissance consommée est quatre fois moindre. Son efficacité lumineuse est donc quatre fois plus élevée (46,7 lm/W).

Habituellement une étiquette énergie sur l'emballage des lampes (Fig.IV-36). Elle mentionne l'efficacité de la lampe par un code couleur et une lettre : 'A' est la plus efficace et 'G' la moins efficace.

Cette étiquette doit aussi indiquer le flux lumineux et la puissance de la lampe. La durée de vie peut aussi être stipulée à titre informatif.

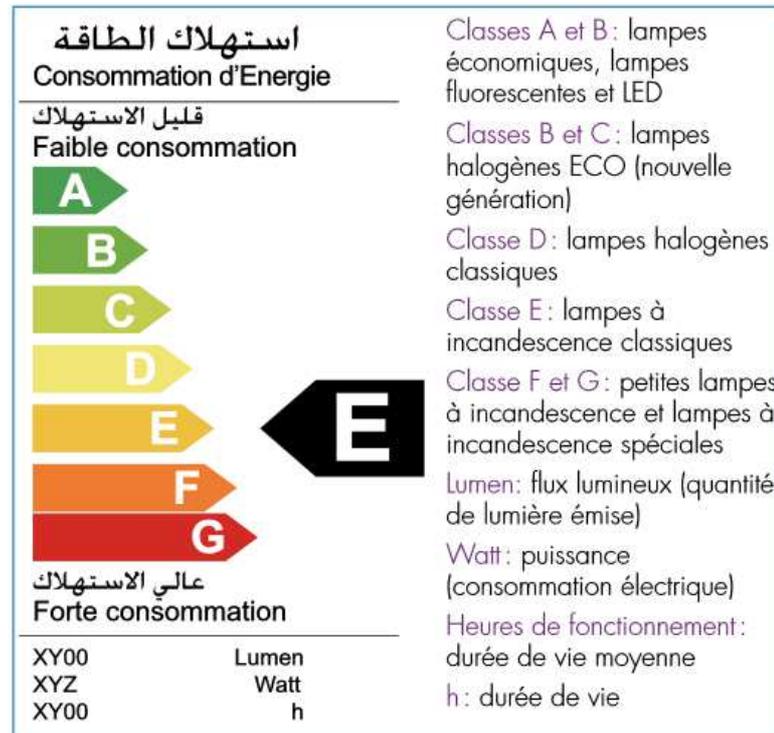


Figure IV-36. Étiquette énergie

#### IV.7.2.2.B. Température de couleur

La température de couleur d'une source lumineuse (Fig.IV-37) est définie comme la couleur de la lumière émise et donc donne une indication sur l'ambiance lumineuse ainsi créée. Elle s'exprime en Kelvins (K) et correspond à la température à laquelle on devrait porter un corps noir pour qu'il émette une couleur identique à celle émise par la source.

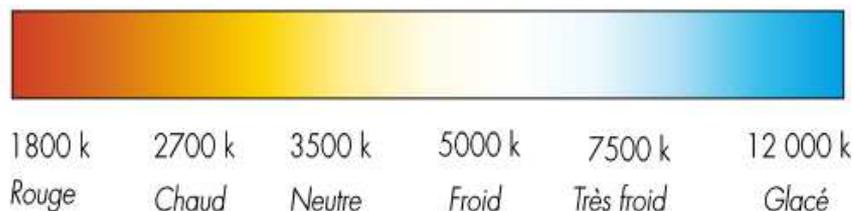


Figure IV-37. Température de couleur

On distingue :

- les couleurs froides (tirant vers le bleu) lorsque la température de couleur est élevée, supérieure à 5 000 K.
- les couleurs chaudes (tirant vers le rouge orange) lorsque cette température est inférieure à 3 300 K.

Sur les tubes fluorescents et les lampes fuocompactes on peut trouver la mention cool white/lumière du jour, qui correspond approximativement à 4 000 K, ou warm white/blanc chaud, qui correspond approximativement à 3 000 K.

**Exemple de températures de couleur :**

- Ampoule incandescente classique : ~ 2700 K ;
- Lampe halogène : ~ 3000 K ;
- Lampe fluorescente : de 2700 à 6500 K ;
- Lumière naturelle : de 2000 à plus de 10 000 K.

**IV.7.2.2.C. Indice de rendu des couleurs (IRC)**

Cet indice définit l'aptitude d'une lampe à nous faire distinguer toutes les couleurs. Il est mesuré sur une échelle de 0 (médiocre) à 100 (parfait). Une source caractérisée par un bon indice de rendu des couleurs émet une lumière contenant toutes les couleurs (donc toutes les longueurs d'onde) du spectre visible, restituant ainsi la couleur réelle des objets. A contrario, une source monochromatique émet une lumière ne contenant qu'une seule couleur (une seule longueur d'onde) et a un IRC voisin de zéro.

**Exemple d'indices de rendu des couleurs**

- lumière du jour : 100 ;
- lampe à incandescence (classique et halogène) : ~100 ;
- lampe fluorescente (en général) : de 60 à 95 ;
- lampe au sodium haute pression (éclairage routier à tendance monochromatique, exemple même de source lumineuse à mauvais indice de rendu des couleurs) : <25.

**IV.7.2.2.D. Codification**

L'IRC (Tableau IV-35) et la température de couleur sont souvent indiqués sur les lampes à l'aide d'un code de trois chiffres qui combine l'IRC et la température de couleur. Le premier chiffre désigne l'IRC (Fig.IV-38).

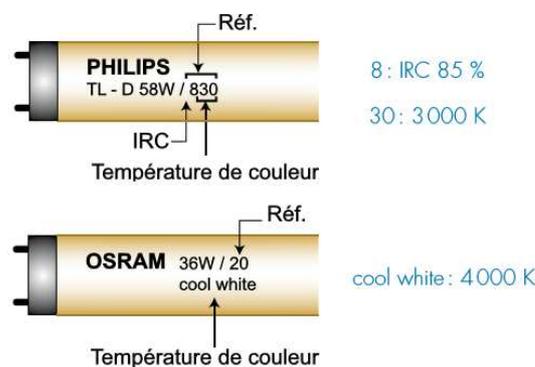


Figure IV-38. Codification de l'IRC et de la température de couleur

Tableau IV-35. Recommandations type (Association Française A.F.E.)

Locaux		Couleur		Éclairage
Secteur	Activité type	IRC	Trc (K)	Moyen(lx)
Enseignement	Salle de classe	85	3 000 - 4 000	500
	Tableau	85	3 000 - 4 000	600
	Couture	85	3 000 - 4 000	625
	Dessin d'art	90	3 000 - 4 000	625
	Dessin industriel	85	3 000 - 4 000	950
Bureaux	Bureau classique	85	4 000	500
	Bureau paysager	85	4 000	750
	Dessin technique	90	4 000 - 5 000	950
	Salle de conférences	80	3000 - 4 000	300
	Informatique	85	4 000	20 - 500
Magasins (vente)	Alimentation	80 - 90	3000 - 4 000	500
	Épicerie fine	80 - 90	3000 - 4 000	300 - 500
	Boulangerie	80 - 90	2 700 - 3 000	300
	Bouvier, charcuterie	90 - 100	4 000 - 6 500	500 - 800
	Textile, maroquinerie	90 - 100	5 000 - 6 500	500 - 800
	Fleuriste	90 - 100	4 000 - 5 000	500
	Coiffeur	90 - 100	4 000 - 5 000	500 - 750
	Horlogerie, bijouterie	90 - 100	4 000 - 5 000	500 - 800
Santé	Circulation	80	3 000	150
	Salle de soins	85	4 000	300
	Laboratoire	90	5 000	500
	Chambre de malade	85	3 000 - 4 000	50 - 300
	Services médicaux	90	4 000	300 - 750
	Salle d'opération	95	5 000 - 6 500	1 500
Hôtellerie	Hall de réception	80	3 000	300
	Comptoir	80	3 000	500
	Salle à manger	85 - 90	3 000	300
	Cuisine	85 - 90	4 000	500
	Chambres et annexes	85	3 000	300
	Cafétéria, salon	85	3 000	200 - 300

#### IV.7.2.2.E. Durée de vie

Elle est définie comme de la durée de vie moyenne d'un lot de lampes : le nombre d'heures de fonctionnement de ces lampes avant que 50 % d'entre elles ne soient hors-service.

#### Exemple de durées de vie

- lampe à incandescence classique : 1 000 h ;
- spot halogène à basse tension : 2 000 à 4 000 h ;
- lampe fluocompacte : 6 000 à 12 000 h ;
- tube fluorescent : 16 000 à 20 000 h.

### IV.7.2.3. Dimensionnement de l'installation

Le calcul de base des installations d'éclairage (le dimensionnement proprement dit) est essentiel. Ce calcul fait appel à des méthodes plus ou moins complexes, qui ont un peu évolué au cours du temps.

Aujourd'hui il existe deux normes de dimensionnement des installations d'éclairage :

- la norme NF S 40-001 qui peut être considérée comme la référence, servant essentiellement aux fabricants et distributeurs de luminaires pour établir les tables de calcul de leurs appareils ;
- la norme NF C 71-121, qui simplifié un peu l'application de la norme précédente, mais reste utilisée dans les mêmes conditions que la précédente.

De nombreuses tables figurent dans ces normes mais nous ne les reproduisons pas ici telles qu'elles : nous adopterons une démarche compatible, mais plus simple et plus rapide, que nous allons maintenant présenter.

#### IV.7.2.3.A. Formule de base

La procédure ici choisie repose sur l'adoption d'une même formule de base, laquelle fournit, pour un local donné, le flux lumineux  $\Phi$  [lm] total de l'ensemble des lampes à installer dans le local :

$$\Phi = \frac{A E \delta}{U \eta} \quad (\text{IV-25})$$

Avec :

$\Phi$  : est le flux lumineux à fournir [lm] ;

A : est la surface du plan utile [m<sup>2</sup>] ;

E : est l'éclairement prévu pour le local [lx] ;

U : est l'utilance, caractéristique du local et du système d'éclairage ;

$\delta$  : est le facteur de dépréciation des lampes et luminaires ;

$\eta$  : est le rendement des luminaires.

#### IV.7.2.3.B. Plan utile et le plan des luminaires

En général l'objectif est d'obtenir selon le type d'activité visuelle pratiquée dans le local *un éclairement* de ce qu'on appelle le *plan utile* (Fig.IV-39). Sauf cas très particulier, par exemple celui des tableaux dans les écoles, le plan utile est, par convention, le plan horizontal fictif situé à 0,85 [m] au-dessus du sol réel, les différents plans intervenant dans le calcul étant présentés au schéma ci-contre.

C'est ainsi, par exemple qu'on peut définir le *plan des luminaires*, situé à la hauteur  $h$  au-dessus du plan utile, tous ces plans permettant de définir le paramètre essentiel intervenant dans les calculs : *l'indice du local*.

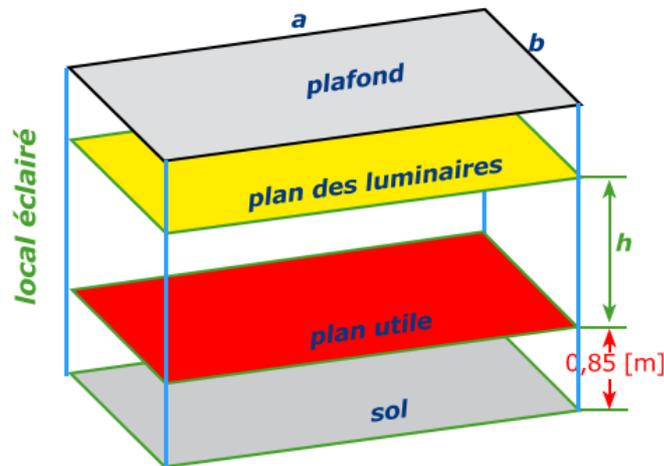


Figure IV-39. Plan utile

#### IV.7.2.3.C. Indice du local

Grâce aux conventions précédentes il est possible de définir l'indice de local  $K$  qui vaut :

$$K = \frac{a b}{h (a+b)} \quad (\text{IV-26})$$

$a$  et  $b$  étant les côtés définis par la Figure (IV-39), et  $h$  la distance entre plan des luminaires et plan utile.

## IV.8. CONCLUSION

Dans ce chapitre j'ai procédé aux choix et dimensionnement des sections des câbles utilisées au niveau de chaque tronçon de l'installation électrique.

J'ai présenté un récapitulatif des étapes à suivre pour le dimensionnement d'une installation industrielle assurant un fonctionnement fiable par un choix judicieux des éléments de l'installation assurant la protection des matériels et des personnes. J'ai aussi calculé les courants de court-circuit ce qui va permettre le choix des protections électrique a utilisée.

Les schémas de liaison à la terre sont élaborés avec avantages, inconvénients de chaque liaison et les critères de choix de régime du neutre.

La technique d'éclairage aborde les technologies existantes en termes de luminaires, ainsi que les concepts de choix, de dimensionnement et de gestion des équipements d'éclairage.

L'étape suivante, est l'étude de la compensation de l'énergie réactive sujet qui sera traité dans le chapitre suivant.

# CHAPITRE V

## COMPENSATION DE L'ÉNERGIE RÉACTIVE

« Tout obstacle renforce la détermination.  
Celui qui s'est fixé un but n'en change pas »

*Léonard De Vinci*

# CHAPITRE IV

## COMPENSATION

### DE L'ÉNERGIE RÉACTIVE

#### V.1. INTRODUCTION

Le terme compensation est utilisé pour décrire l'insertion intentionnelle des dispositifs de la puissance réactive, capacitive ou inductive, à un réseau électrique pour obtenir un effet désiré.

Cela peut inclure l'amélioration du profil de la tension, l'amélioration du facteur de puissance, l'augmentation des performances de la stabilité, et l'amélioration de la capacité de transmission. Les dispositifs réactifs sont connectés soit en série ou en parallèle (shunt).

La sophistication des procès industriels par l'arrivée massive de récepteurs sensibles aux variations de tension ou à cycles ultra rapides implique une compensation de l'énergie réactive à la fois douce et très rapide afin de s'adapter à cette nouvelle génération de récepteurs.

Ce chapitre présentera le facteur de puissance, les avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance l'une installation électrique, et les inconvénients d'un mauvais facteur de déphasage. Par la suite je donne le principe de compensation, le choix des batteries de condensateur, les moyens de compensation ainsi que les modes d'implantation de ces batteries.

#### V.2. FACTEUR DE PUISSANCE

##### V.2.1. Définition

Par définition le facteur de puissance (Fig.V-1) autrement dit *le  $\cos\varphi$ , 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.

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (V-1)$$

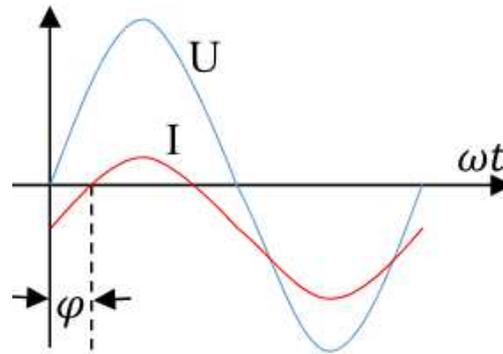


Figure V-1. Facteur de puissance

Il permet ainsi d'identifier facilement les appareils plus ou moins consommateurs d'énergie réactive :

- Un facteur de puissance égal à 1 ne conduira à aucune consommation d'énergie réactive (résistance pure) ;
- Un facteur de puissance inférieur à 1 conduira à une consommation d'énergie réactive d'autant plus importante qu'il se rapproche de 0 (inductance pure).

Dans une installation électrique, le facteur de puissance pourra être différent d'un atelier à un autre selon les appareils installés et la manière dont ils sont utilisés (fonctionnement à vide, pleine charge, ...).

A l'inverse du  $\cos\varphi$ , on s'aperçoit facilement que la valeur du  $\tan\varphi$  doit être le plus petit possible afin d'avoir le minimum de consommation d'énergie réactive.

### V.2.2. Amélioration du $\cos\varphi$ d'une installation

L'énergie réactive absorbée par les moteurs et les transformateurs varie peu entre le fonctionnement à vide et le fonctionnement en charge, alors que l'énergie active augmente avec la puissance fournie. À vide ou à faible charge, leur facteur de déphasage sera par conséquent très mauvais, il convient donc [49] :

- D'éviter la marche à vide des moteurs ;
- D'éviter le surdimensionnement des moteurs et des transformateurs.

Ces règles ne sont pas suffisantes dans la plupart des installations. Dans tous les cas la mise en place d'une batterie de condensateurs est un moyen souple et vite amorti de relever le facteur de déphasage.

### V.2.3. Facteur de puissance et $\cos\varphi$ en présence d'harmoniques

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente :

$$F_p = \frac{P}{S} \quad (\text{V-2})$$

Les facteurs de déphasage est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente de la composante fondamentale :

$$\cos\varphi_1 = \frac{P_1}{S_1} \quad (\text{V-3})$$

Facteur de déformation caractérise le lien entre le facteur de puissance et le facteur de déphasage :

$$F_d = \frac{F_p}{\cos\varphi_1} \quad (\text{V-4})$$

L'installation de condensateurs permet de compenser l'énergie réactive de la composante fondamentale et d'obtenir un  $\cos\varphi$  à peu près égal à 1. Par contre, il n'est pas possible de compenser par des condensateurs l'énergie réactive due aux harmoniques. Il en résulte qu'en présence d'harmoniques, il est impossible d'obtenir un facteur de puissance égal à 1 en installant des condensateurs. Pour obtenir un facteur de puissance égal à 1, il faut éliminer les courants harmoniques par un filtre actif.

Il faut noter que le distributeur d'énergie ne fait payer au client que l'énergie réactive due à la composante fondamentale. Il faudra donc calculer  $\cos\varphi_1$  (et non  $F_p$ ) pour déterminer la puissance réactive des condensateurs qu'il faut installer pour réduire ou supprimer la facture d'énergie réactive.

## V.3. PRINCIPE DE LA COMPENSATION

Toute machine électrique utilisant du courant alternatif (moteurs asynchrones, transformateurs, inductances : ballasts de tubes fluorescents, convertisseurs statiques : redresseurs, ligne ... etc) met en jeu deux formes d'énergie [50, 51] :

- ⊙ l'énergie active.
- ⊙ l'énergie réactive.

L'énergie active consommée (kWh) se transforme intégralement en puissance mécanique (travail) et en chaleur (pertes).

L'énergie électrique réactive consommée (kVar) sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (L'utilisateur bénéficie de l'apport énergétique actif uniquement).

Pour la puissance active, on montre qu'il est plus économique de la produire d'une manière centralisée et de la distribuer ensuite aux clients. Le coût du transport est bien moins élevé que le surcoût d'une production réalisée localement.

En revanche, pour la **puissance réactive**, il est économiquement plus intéressant de la produire localement par des générateurs d'énergie réactive autonomes : par les condensateurs. Elle ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée. Cette pratique est appelée **compensation de l'énergie réactive**.

Le principe de la compensation serait donc, selon la demande du réseau, de fournir de la puissance réactive ou de l'absorber. En analysant la nature de la puissance réactive, on peut conclure que la puissance réactive est une chose très importante pour les réseaux électriques.

### V.3.1. Énergie réactive consommée

C'est une forme particulière de puissance mise en jeu par un réseau ou une installation possédant une capacité, elle est transformée par les équipements électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. De plus, les lignes et les câbles consomment ou produisent de la puissance réactive suivant leur charge. C'est une énergie parasite pour le réseau, son unité c'est le KVarh.

### V.3.2. Compensation de l'énergie réactive

C'est l'installation d'une source d'énergie réactive afin de produire une quantité d'énergie réactive au plus près des charges pour éviter qu'elle ne circule sur le réseau électrique du distributeur afin de diminuer la quantité d'énergie réactive fournie par la source et améliorer la stabilité du réseau électrique.

Si la consommation d'énergie réactive est anormalement élevée, on soupçonnera la présence d'équipements à forte composante inductive. Dans ce cas, le courant consommé est en retard par rapport à la tension. On parle d'un déphasage d'un angle  $\phi$  ( $\varphi$ ).

On compense ce déphasage en adjoignant à l'installation [52-54] :

- ☞ *machines synchrones* ;
- ☞ *inductances* ;
- ☞ *FACTS (Flexible AC Transmission Systems)* ;
- ☞ *batteries de condensateurs*.

### V.3.2.1. Compensateur synchrone

Les compensateurs synchrones sont des moyens d'actions privilégiés. Très employés dans les années 1950 et 1960, les compensateurs ont été délaissés ensuite au profit des condensateurs qui sont devenus plus compétitifs suite aux progrès techniques réalisés dans les films diélectriques très minces. Ils peuvent être assimilés à un moteur synchrone fonctionnant à vide ; c'est à dire que son arbre n'est soumis à aucun couple résistant qui serait considéré comme charge.

Le stator est branché au réseau à un courant triphasé, sur le rotor est enroulée une bobine d'excitation. L'excitation est réglée pour fournir ou absorber la puissance réactive qui permet, par son transit en un point du réseau, d'ajuster la tension de ce point avec les performances dynamiques qu'exige un haut niveau de sûreté du réseau. On peut donc considérer que le compensateur synchrone consomme une très faible quantité de puissance active égale aux pertes par échauffements dans ces enroulements du stator et par frottement.

Si on augmente le courant d'excitation  $I_{ex}$ , la tension  $V$  augmente et un courant  $I$  s'établit dans le circuit déphasé de  $90^\circ$  en arrière de la tension du réseau  $V_r$  de sorte que le compensateur voit le réseau comme une inductance.

Donc, lorsque l'on surexcite un compensateur, il fournit au réseau une puissance réactive d'autant plus grande que le courant d'excitation est plus élevé. Enfin si l'on diminue le courant d'excitation de façon que  $V$  devienne plus petite que  $V_r$ , un courant s'établit dans le circuit déphasé de  $90^\circ$  mais cette fois-ci en avant de la tension du réseau  $V_r$  de sorte que le compensateur voit le réseau comme une capacitance. Donc, lorsque l'on sous-excite un compensateur, il reçoit de la puissance réactive. Cette puissance réactive produit une partie du champ magnétique nécessaire à la machine et l'autre partie étant fournie par le courant d'excitation  $I_{ex}$ .

Les compensateurs synchrones sont placés près des grands centres de distribution. Ils jouent le rôle de capacités variables. Dans les réseaux bouclés, ils permettent de régler les puissances transmises par les diverses lignes d'alimentation. Aux heures de fortes charges, ils créent beaucoup de réactive pour diminuer les chutes de tension. Ils peuvent être nécessaires à certains moments de leur faire absorber de la puissance réactive par exemple, pour compenser l'élévation de tension créée par une longue ligne (HT) à vide. Leur puissance est de (20 à 60) MVar en fourniture et de (10 à 30) MVar en

absorption. Donc la puissance réactive qu'un compensateur peut absorber est de l'ordre de la moitié de sa puissance nominale.

### V.3.2.2. Inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

### V.3.2.3. FACTS

Selon l'IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), la définition du terme FACTS est la suivante : *Systèmes de Transmission en Courant Alternatif* comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

La classification des dispositifs FACTS se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour :

**Première génération** : est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.

**Deuxième génération** : dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandés à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

**Troisième génération** : (FACTS) utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

### V.3.2.4. Batterie de condensateur

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  $\varphi$  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.

Compenser une installation consiste à installer une source d'énergie réactive de compensation qui permet d'améliorer le facteur de puissance de l'installation.

La Figure (V-2) traduit la représentation vectorielle des courants et des puissances de la compensation.

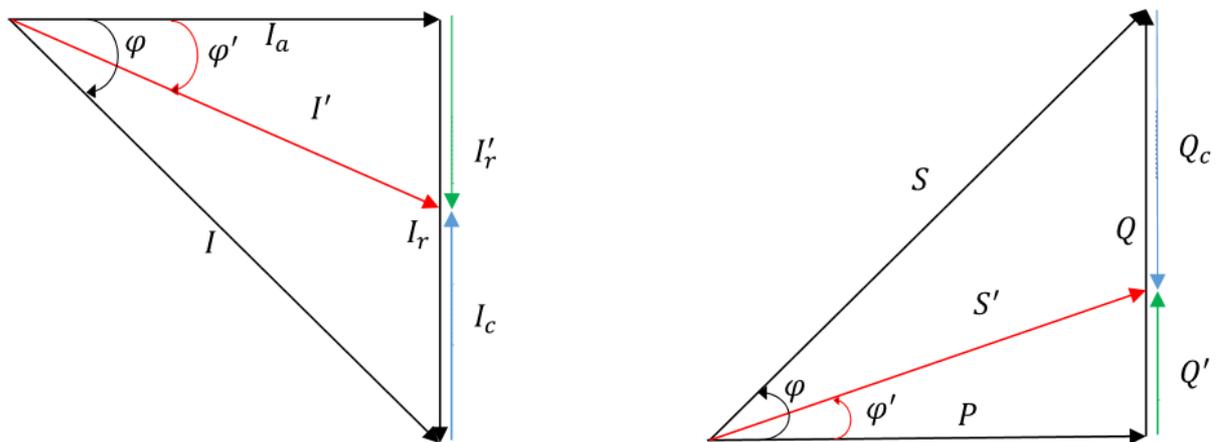


Figure V-2. Diagramme de Fresnel des courants et des puissances en cas de compensation

Le Tableau (V-1) donne tous les différentes puissances et les différents courants relatifs à la Figure (V-2).

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  $\tan\varphi'$ .

$$\tan\varphi = \frac{Q}{P} \quad (V-5)$$

$$\tan\varphi' = \frac{Q'}{P} \quad (\text{V-6})$$

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

$$Q' = Q - Q_C \quad (\text{V-7})$$

D'où :

$$Q_C = P (\tan\varphi' - \tan\varphi) \quad (\text{V-8})$$

Tableau V-1. Puissances et courants avant et après compensation

	Avant compensation	Après compensation		Avant compensation	Après compensation
Puissance active	$P$	$P$	Courant active	$I_a$	$I_a$
Puissance réactive	$Q$	$Q'$	Courant réactive	$I_r$	$I_r'$
Puissance apparente	$S$	$S'$	Courant de ligne	$I$	$I'$
Facteur de puissance	$\cos\varphi$	$\cos\varphi'$	Déphasage	$\varphi$	$\varphi'$
Compensation	$o$	$Q_C$	Compensation	$o$	$I_C$

Le relèvement du facteur de puissance en triphasé peut effectuer le couplage des condensateurs en triangle (Fig.V-3) ou en étoile (Fig.V-4).

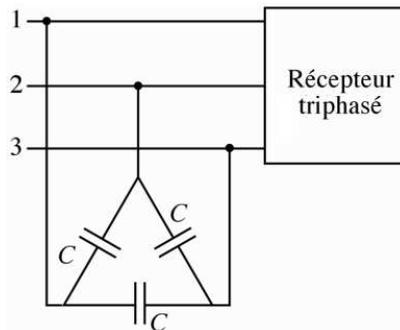


Figure V-3. Connexion des condensateurs en triangle pour relever le facteur de puissance

La puissance réactive des trois condensateurs montés en triangle :

$$Q_C = -3U^2C\omega \quad (\text{V-9})$$

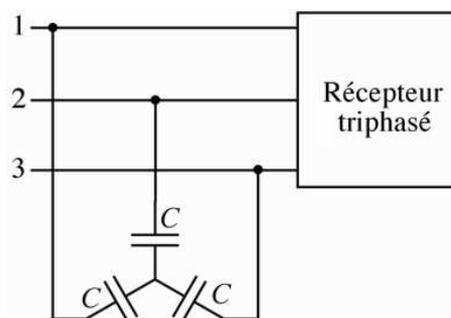


Figure V-4. Connexion des condensateurs en étoile pour relever le facteur de puissance

La puissance réactive des trois condensateurs montés en triangle :

$$Q_C = -3V^2C\omega \quad (\text{V-10})$$

Le couplage triangle est préférable car pour une même puissance, il nécessite des capacités trois fois plus faibles que celles du couplage étoile.

Le couplage en étoile est donc moins intéressant puisque la capacité des condensateurs nécessaires est trois fois plus grande que pour le couplage en triangle. Plus la capacité est grande, plus le condensateur est volumineux et onéreux.

### V.3.3. Inconvénients d'un mauvais facteur de déphasage

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

- Une diminution de la puissance active disponible au secondaire du transformateur alimentant l'installation ;
- Une intensité en ligne plus élevée que celle nécessaire au travail réel fourni ;
- 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.

### V.3.4. Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance

#### V.3.4.1. 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.

#### V.3.4.2. Optimisation des choix technico-économiques

##### ☞ 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.

### ☞ Diminution des pertes en ligne

Un bon facteur de puissance permet une diminution des pertes en ligne à puissance active constante. Les pertes wattées (dus 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 :

$$\frac{P}{P'} = 1 = \frac{S \cos \varphi}{S' \cos \varphi'} \Rightarrow \frac{S}{S'} = \frac{\cos \varphi'}{\cos \varphi} \quad (\text{V-II})$$

D'autre part en a :

$$\begin{aligned} \frac{S}{S'} = \frac{V I^*}{V I'^*} \Rightarrow \frac{S^2}{S'^2} = \frac{I^2}{I'^2} \Rightarrow \frac{I^2}{I'^2} = \frac{\cos^2 \varphi'}{\cos^2 \varphi} \Rightarrow \frac{P'_L}{P_L} = \frac{R I'^2}{R I^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} \\ \frac{P'_L}{P_L} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} \end{aligned} \quad (\text{V-12})$$

R : Résistance de la ligne.

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

Tableau V-2. Pertes avant et après compensation

	Avant compensation	Après compensation	
Perte ligne	$P_L$	$P'_L$	$\frac{P'_L}{P_L} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'}$
Facteur de puissance	$\cos \varphi$	$\cos \varphi'$	

### ☞ 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.

### ☞ 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.

## V.4. BATTERIES DE CONDENSATEUR

### V.4.1. 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 ...).

### V.4.2. 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 :

#### V.4.2.1. 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.

La mise en œuvre de ces batteries peut être :

- ❖ *Manuelle* : commande par disjoncteur ou par interrupteur ;
- ❖ *Semi-automatique* : commande par contacteur directe : asservie aux bornes des récepteurs.

Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas (Fig.V-5) :

- D'installation électrique à charge constante fonctionnant 24h/24 ;
- De compensation réactive interne des transformateurs ;
- De compensation individuelle de moteurs.

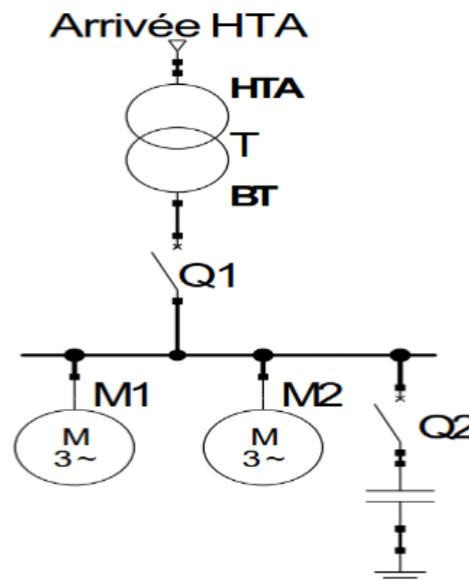


Figure V-5. Principe de la compensation fixe

#### V.4.2.2. 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  $\cos\phi$  de l'installation et commande automatiquement l'enclenchement de gradins de condensateurs en fonction de la charge et du  $\cos\phi$  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 (Fig.V-6) :

- 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.

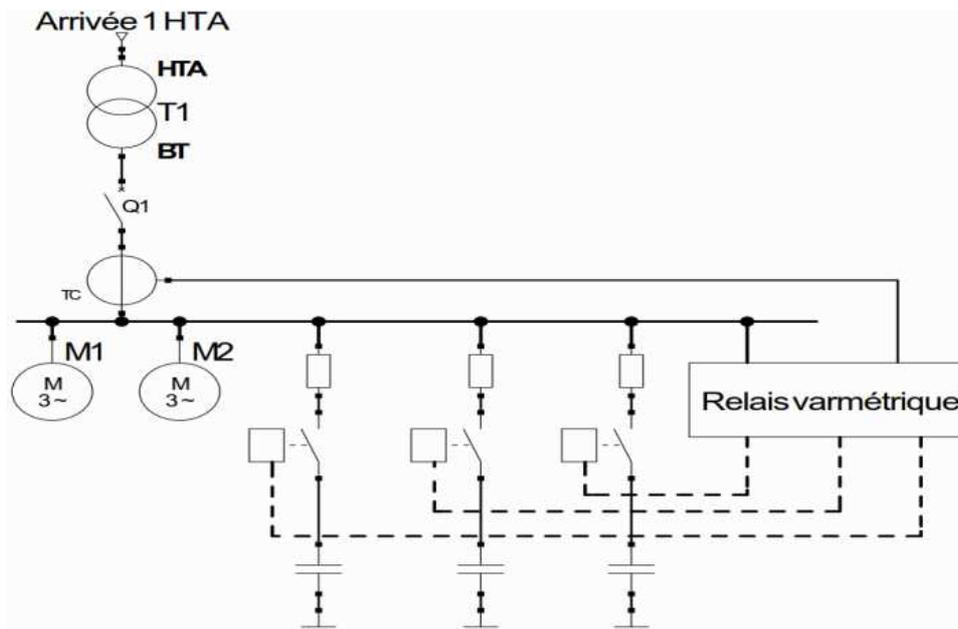


Figure V-6. Principe de la compensation automatique

## V.5. MODE D'IMPLANTATION DES BATTERIES CONDENSATEURS

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

### V.5.1. Compensation globale

La batterie de condensateurs est installée au départ de l'installation (Fig.V-7). 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).

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.

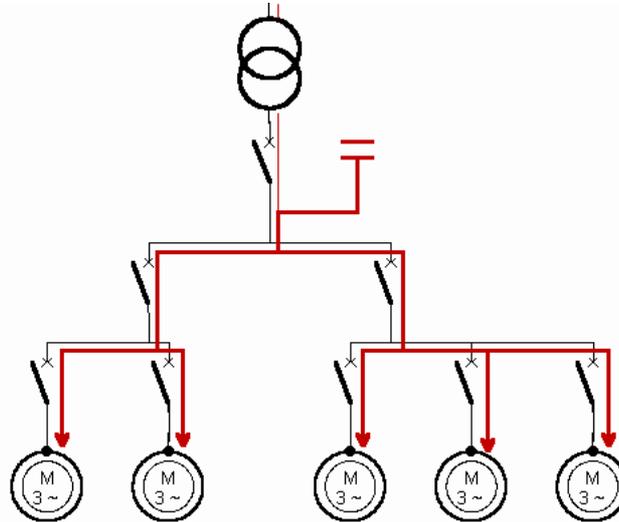


Figure V-7. Compensation globale [54]

### V.5.2. Compensation partielle (par secteur)

Les condensateurs sont installés aux départs de chaque atelier (Fig.V-8). 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.

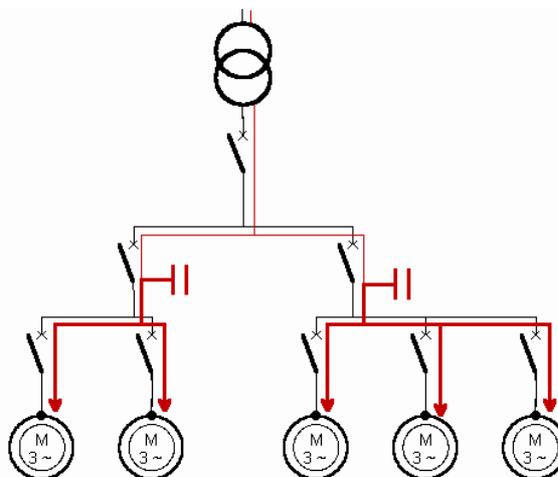


Figure V-8. Compensation partielle [54]

### V.5.3. Compensation locale (individuelle)

La batterie de condensateurs est raccordée directement à l'appareil (Fig.V-9). 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, puisqu'il introduit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée.

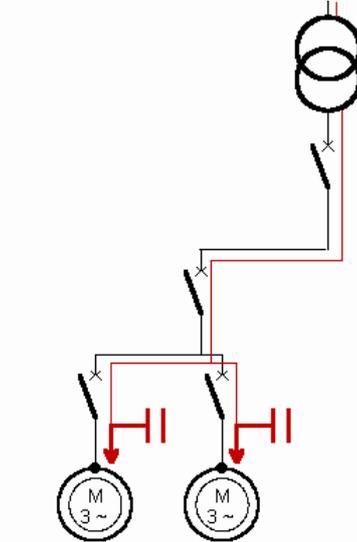


Figure V-9. Compensation individuelle [54]

## V.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, j'ai décrit d'une façon générale la puissance réactive dans les réseaux électriques. Ainsi que les différentes techniques de contrôle des tensions/puissances réactives et une description des moyens de compensation et généralité sur les systèmes FACTS.

J'ai détaillé tous les termes qui ont une relation avec la compensation d'énergie réactive et l'amélioration du réseau électrique.

Le chapitre suivant décrit en détail la tarification de l'énergie électrique.

# CHAPITRE VI

## TARIFICATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

« Vous n'y pouvez rien, messieurs,  
la Science est et demeure internationale »

*Albert Einstein*

# CHAPITRE VI

## TARIFICATION

### DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

#### VI.1. INTRODUCTION

L'énergie électrique a un coût que l'utilisateur doit payer. Il est fonction des trois paramètres suivants :

1. La **production** : construction et fonctionnement des centrales et autres ;
2. Le **transport** : construction et entretien des lignes électriques ;
3. La **distribution** : construction et entretien des réseaux de distribution.

L'énergie électrique alternative ne peut pas être stockée. Pour cette raison, il faut qu'en permanence : *l'énergie produite = l'énergie consommée*.

Pour avoir cette égalité, il n'y aurait aucun problème si la consommation au cours de l'année et au cours de la journée était constante, mais ce n'est pas le cas. Le coût de production de l'énergie électrique est fortement variable.

Pour inciter les clients à gérer leur consommation, SONELGAZ a créé plusieurs types de facturations qui appliquent des prix de l'énergie différents.

#### VI.2. TARIFICATION EUROPÉENNE

En fonction de la puissance dont le client va vouloir disposer (puissance souscrite), il existe 3 types de tarifications (Tableau (VI-1)) :

- ① **Tarification Bleu** : puissance souscrite de 3 kVA à 36 kVA ;
- ② **Tarification Jaune** : puissance souscrite de 36 kVA à 250 kVA ;
- ③ **Tarification Vert** : puissance souscrite supérieure à 250 kVA.

*Tableau VI-1. Types de tarification européenne*

Tarifs	Options	Puissance	Tension distribuée
<b>Bleu</b>	Base, Heure creuse, EJP, Tempo	3 kVA à 36 kVA	BTA (Ø, 3Ø) : 230/400V
<b>Jaune</b>	Base, EJP	36 kVA à 250 kVA	BTA (3Ø) : 230/400V
<b>Vert</b>	Base, EJP	> 250 kVA	HTA: 20kV; HTB: 63, 90, 225, 400kV

EJP : d'Effacement des Jours de Pointe.

### VI.2.1. Tarif bleu

L'offre *Tarif Bleu* porte sur la fourniture d'électricité et sur l'accès et l'utilisation du réseau public de distribution, à destination des clients résidentiels qui bénéficient des tarifs réglementés, fixés par les pouvoirs publics.

Il y a deux critères à prendre en compte :

#### VI.2.2.1. Abonnement correspond à la mise à disposition permanente de l'électricité

L'abonnement correspond à la mise à disposition permanente de l'électricité chez les clients (Tableau (VI-2)) :

- Son prix est proportionnel à la puissance dont vous avez besoin ;
- Cette puissance se mesure en kVA ;
- Elle est déterminée par le nombre et la nature des équipements que vous souhaitez faire fonctionner simultanément.

Tableau VI-2. Puissance souscrite du tarif bleu

Puissance (kVA)	3	6	9	12	15	18	24	30	36
Réglage (A)	Ø	15	30	45	60	75	90		
	3Ø		10	15	20	25	30	40	50

#### VI.2.2.2. Consommation d'électricité

Elle correspond à besoins réels des clients (machines, chauffage, éclairage, etc.) :

- Elle se mesure en kWh ;
- Le prix du kWh varie selon l'option souscrite. Celle-ci doit avoir été sélectionnée en fonction des équipements dont vous disposez et de l'utilisation que vous en faites.

Les clients peuvent choisir entre trois options tarifaires :

- ① *Option de Base* ;
- ② *Option Heure Pleine/Heure Creuse* ;
- ③ *Option Tempo*.

### VI.2.2. Option de Base

Cette option est proposée aux abonnés BT, qui veulent privilégier la simplicité et la liberté d'utilisation, qui souhaitent utiliser l'électricité sans contrainte horaire et/ou qui possèdent peu d'appareils (ou de petites puissances) (Tableau (VI-3)) :

-Le montant de l'abonnement est minimum et fonction de la puissance souscrite ;

-Le prix du kWh est le même quelques soient le jour et l'heure de la journée (Fig.VI-1).

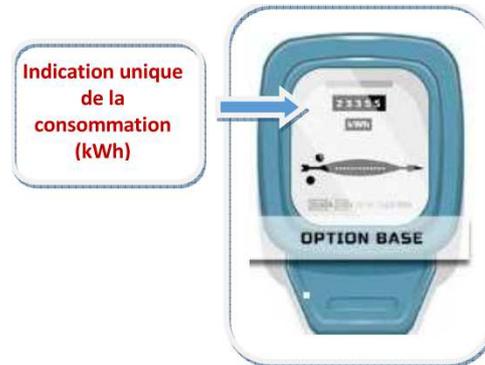


Figure VI-1. Comptage électrique selon l'option base

Tableau VI-3. Indicatif de l'option base

Puissance (kVA)	3	6	9	12	15	18	24	30	36
Abonnement annuel (€ TTC/an)	53,27	86,48	114,63	176,28	202,23	232,62	495,20	612,00	708,79
Prix du kWh (cts € TTC/kWh)	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40

### VI.2.3. Option Heure Pleine/Heure Creuse

Il est possible de souscrire l'option *Heures Creuses (HC)* pour les abonnements supérieurs à 3 kVA. Cette formule permettrait de payer son électricité *moins cher pendant certaines plages horaires*, au moment où la demande est censée être la plus faible.

Le tarif *Heures Pleines (HP)* qui s'applique durant les heures restantes de la journée est légèrement plus élevé que le tarif de Base. De même, l'abonnement donnant droit aux tarifs heures pleines/heures creuses est plus cher que l'abonnement de Base.

Les horaires des heures creuses sont variables d'une commune à l'autre mais sont d'une durée totale de 8 heures par jour. Ils ne sont pas fixés par le fournisseur d'énergie mais le gestionnaire de réseau. Ces horaires ne sont donc pas modifiables par le fournisseur, et encore moins par le client. Si vous disposez d'un tel contrat, vos horaires sont indiqués au dos de votre facture (Fig.VI-2).

Tableau VI-4. Indicatif de l'option heure pleine/heure creuse

Puissance (kVA)	6	9	12	15	18	24	30	36
Abonnement annuel (€TTC/an)	92,53	123,95	200,68	232,54	261,62	549,38	649,22	746,90
Prix du kWh	HP	15,72	15,72	15,72	15,72	15,72	15,72	15,72
(cts €TTC/kWh)	HC	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96

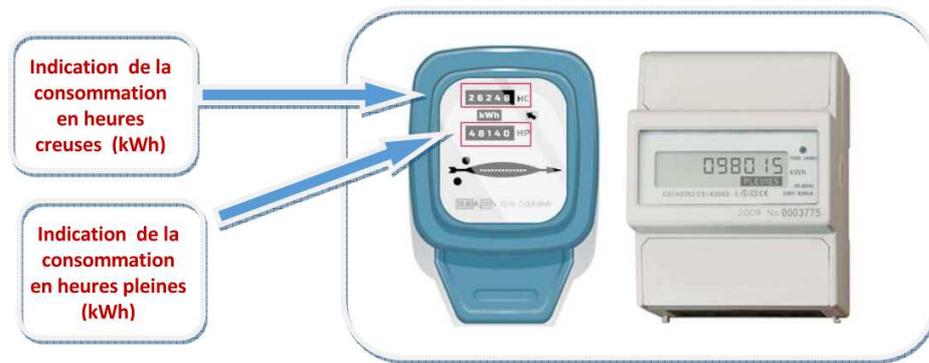


Figure VI-2. Comptage électrique selon l'option heure pleine/heure creuse

#### VI.2.4. Option Tempo

Contrairement aux deux autres options du tarif Bleu (*Base et heures pleines heures creuses*), l'option Tempo n'est disponible que chez EDF et n'est pas proposée chez les autres fournisseurs.

Les consommateurs sont incités à réduire drastiquement leur consommation en période de pointe (en hiver) par un prix très élevé les jours de forte consommation. En contrepartie, le prix du kWh est avantageux le reste du temps (Tableau (VI-4)).

Les clients de l'offre Tempo sont prévenus la veille de la couleur de la journée et donc du tarif du kWh applicable pour le lendemain, via un boîtier, installé à leur domicile (Fig.VI-3).



Figure VI-3. Dispositif pour le comptage Tempo

- pour un **jour Bleu** : le prix de l'électricité est bon marché. 300 jours /an (dont tous les dimanches), cette couleur s'applique pour l'abonné Tempo ;
- pour un **jour Blanc** : le prix de l'électricité est moyennement élevé. 43 jours /an, le tarif propre à ces journées entre en vigueur, intervenant entre les mois d'octobre et d'août ;
- pour un **jour Rouge** : le prix de l'électricité est particulièrement onéreux. Ces jours de pointe, à savoir 22 jours l'an, tombent toujours l'hiver (de novembre à mars). Les week-ends et jours fériés n'étant jamais des jours Rouges, plus de cinq jours de cette couleur ne se succèdent jamais.

Tableau VI-5. Indicatif de l'option heure pleine/heure creuse

Puissance (kVA)	Abonnement annuel (€TTC/an)	Prix du kWh (cts € TTC/kWh)					
		Bleu HC	Bleu HP	Blanc HC	Blanc HP	Rouge HC	Rouge HP
9	125,98	9,03	10,75	12,55	14,91	22,70	58,94
12	201,82	9,03	10,75	12,55	14,91	22,70	58,94
15	233,68	9,03	10,75	12,55	14,91	22,70	58,94
18	256,43	9,03	10,75	12,55	14,91	22,70	58,94
30	641,62	9,03	10,75	12,55	14,91	22,70	58,94
36	787,29	9,03	10,75	12,55	14,91	22,70	58,94

## VI.3. TARIFICATION NATIONALE

### VI.3.1. Principe de comptage électrique

Un *compteur électrique* est un organe électrotechnique servant à mesurer la quantité d'énergie électrique consommée dans un lieu : habitation, industrie ... etc.

Il est utilisé par les fournisseurs d'électricité afin de *facturer* la consommation d'énergie au client. À l'origine ces appareils étaient de conception électromécanique, ils sont remplacés dorénavant par des compteurs électroniques.

Les nouvelles versions de compteurs électriques sont des compteurs communicants appelés parfois *compteur intelligents*.

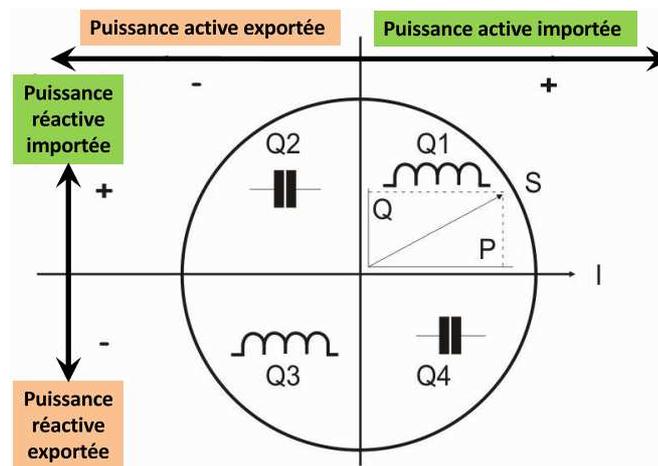
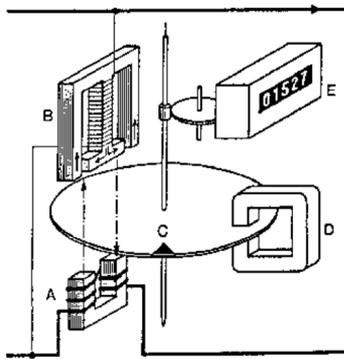


Figure VI-4. Principe de comptage électrique

Pour la technologie de comptage de l'énergie électrique par SONEGAS on trouve deux types l'ancienne technologie par l'utilisation du *compteur classique* et la nouvelle technologie de comptage par les *compteurs numériques*.

### VI.3.2.1. Comptage classique

Compteur dans lequel des courants circulant dans des enroulements fixes réagissent sur des courants induits dans des pièces conductrices mobiles, généralement un disque, ce qui entraîne leur mouvement proportionnel à l'énergie consommé par les abonnés (Fig.VI-5).



- (A) Bobine courant
- (B) Bobine tension
- (C) Disque (courants de Foucault)
- (D) Aimant permanent
- (E) Afficheur



Figure VI-5. Compteur classique

### VI.3.2.2. Comptage numérique

Compteur (*numérique* ou *électronique*) dans lequel le courant et la tension appliqués à un élément électronique de mesure produisent une sortie proportionnelle à l'énergie électrique consommé par l'abonné (Fig.VI-6).

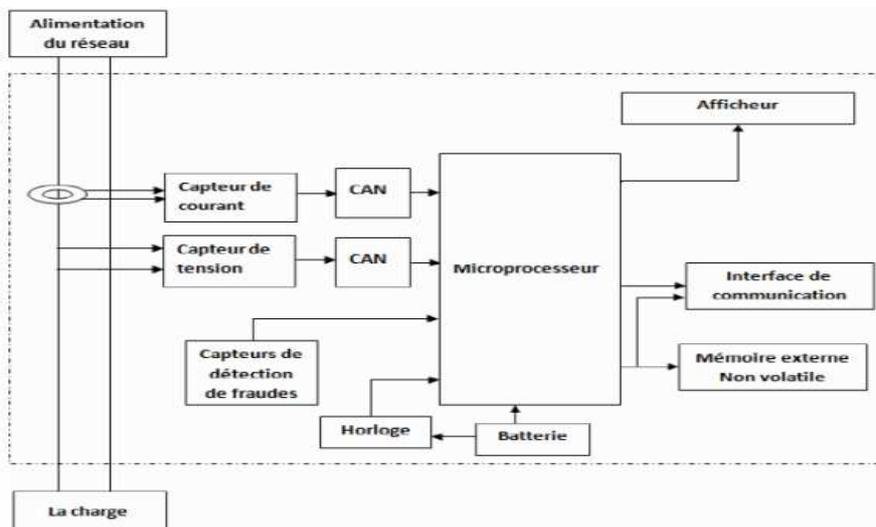


Figure VI-6. Compteur numérique

### VI.3.2.3. Compteur numérique « ACE 6000 » Itron

Ce type de compteur (*numérique* ou *électronique*) est actuellement utilisé par SONELGAZ, il est caractérisé par :

#### Enregistrement de plusieurs types d'énergie :

- Énergie active, réactive et apparente (importée et exportée) ;
- Unités : Watt (W), Kilowatt (kW) et Mégawatt (MW) ;
- Jusqu'à 3 canaux d'énergie excédentaire (inclus dans le nombre maximum de canaux d'énergie) ;
- Jusqu'à 8 tarifs d'énergie par canal.

#### Facturation pour l'énergie et la puissance :

Changement de tarif de l'énergie programmé par l'horloge interne/calendrier:

- Jusqu'à 12 saisons ;
- Jusqu'à 24 profils journaliers ;
- Jusqu'à 16 transitions tarifaires par profil journalier ;
- Jusqu'à 100 jours spéciaux (répétitifs ou non-répétitifs).

#### Surveillance de la qualité du réseau :

Coupures de courant, sous-tensions et surtensions.

Le dimensionnement ainsi que la description externe du compteur numérique ACE 6000 Itron sont représentés respectivement par les Figures (VI-7) et (VI-8).

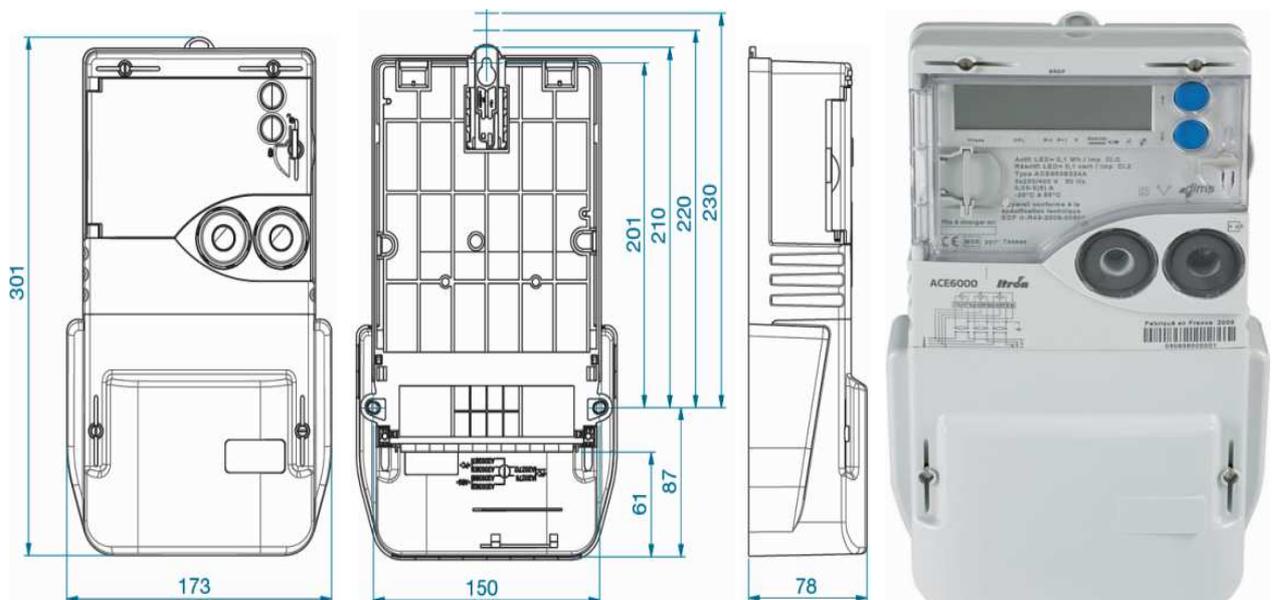


Figure VI-7. Compteur numérique ACE 6000 Itron

- (1) Affichage à cristaux liquides (LCD)
- (2) Support de la batterie
- (3) Bornier des entrées de contrôle
- (4) Bornier des câbles principaux
- (5) LED de la puissance réactive (kVarh)
- (6) LED de la puissance active (kWh)
- (7) Bouton poussoir d'affichage
- (8) Bouton poussoir de réinitialisation
- (9) Verrou du couvercle avant à charnière
- (10) Port de communication infrarouge
- (11) Port de communication série
- (12) Interrupteur du cache-bornes
- (13) Non utilisé

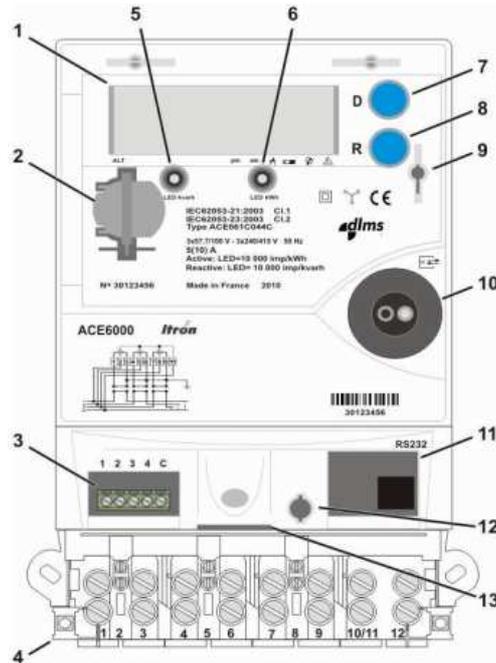


Figure VI-8. Compteur numérique ACE 6000 Itron

La Figure (VI-9) représente la description interne du compteur numérique ACE 6000 Itron.

Liquid crystal display	Affichage à cristaux liquides
MCT	Transformateur a conductance mutuelle
Current sensors	Capteurs de courant
Voltage dividers	Réducteurs de tension
Power supply unit	Bloc d'alimentation
Factory fitted option	Option installée en usine
Metering interface	Interface de mesure
A to D converter	Convertisseur analogique-numérique
Filters	Filtres
SRAM	Mémoire vive statique
RTC	Horloge temps reel
Super capacitor	Supercondensateur
Microcontroller	Microcontrôleur
Flash memory	Mémoire flash
Buttons	Bouttons poussoirs
Optical interface	Interface optique
Metrology leds	Leds métrologiques
I/O	Entrees /sorties

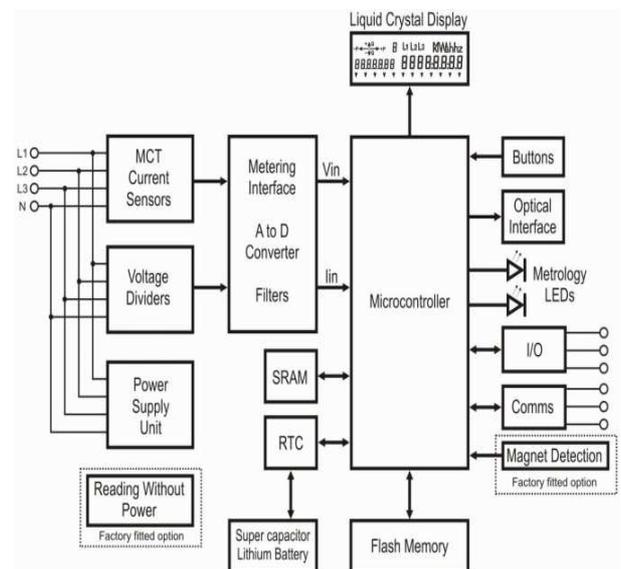


Figure VI-9. Description interne du compteur numérique ACE 6000 Itron

Les codes de compteur numérique ACE 6000 Itron sont figures dans le Tableau (VI-6). Les caractéristiques techniques de ce compteur numérique sont données par le Tableau (VI-7).

Tableau VI-6. Code de compteur numérique ACE 6000 Itron

<b>ACE661C044C0AB</b>		
Product version		
Connection and class		
I/O Configuration		
Voltage connection		
Reading without power		
Magnet features		
<i>Version du produit</i>		
Code	Option	
I	International	
<i>Connexion et classe</i>		
Code	Option	
B	CT classe 0,5	
C	CT classe 1	
D	DC classe 1100 A	
<i>Configuration des entrées/sorties</i>		
Code	Option	
00	Aucune I/O + RS 232	
01	Aucune I/O + RS 485 avec la possibilité de montage guirlande	
04	4× sorties de commandes + RS 232	
05	4× sorties de commandes + RS 485 avec la possibilité de connexion en bus	
15	3× entrées de contrôles + RS 485	
<i>Connexion de tension</i>		
Code	Option	Commentaires
4A	3× 220/380V a 3× 240/415V	3 ou 4 fils
4B	3× 57,7/100V a 3× 63,5/110V	3 ou 4 fils
4C	3× 57,7/100V a 3× 240/415V	3 ou 4 fils
<i>Caractéristiques magnétiques</i>		
Code	Protection magnétique	Détection magnétique
AB	Aucun blindage	Détecteur installé
BB	Blindage installé	Détecteur installé

Tableau VI-7. Caractéristiques techniques du compteur numérique ACE 6000 Itron

<b>Calibres</b>	Tension :	3 × 57,7/100 V
	Raccordement sur TC :	$I_b = 1 \text{ à } 5 \text{ A}$ , $I_{max} = 10 \text{ A}$
<b>Branchement</b>	Branchement direct ou Raccordement sur TC et TP	
<b>Montage</b>	En saillie sur tableau de comptage	
<b>Pile</b>	Durée de vie typique 10 ans	
<b>Profondeur de la courbe de charge</b>	45 jours minimum en consommateur	
	15 jours minimum en producteur	
<b>Communication</b>	Télérelevable par modem GSM externe	
	Télérelevable par modem CPL externe	
<b>Mesure</b>	Energie active selon IEC 62053-22 avec classe 0,5	
	Energie réactive selon IEC 62053-23 avec classe 2	
	Précision des valeurs instantanées U et I : 1 %	
<b>Température</b>	- 20°C à + 55°C	

### VI.3.2.4. Comment lire un compteur simple d'électricité ?

Dans l'exemple de la Figure (VI-10) un exemple d'un compteur simple d'électricité :

- ① **Index** est : 05419, les décimales affichées ne sont pas prises en compte ;
- ② **Numéro du compteur** est : 9527, soit les 4 derniers chiffres affichés en bas du compteur.

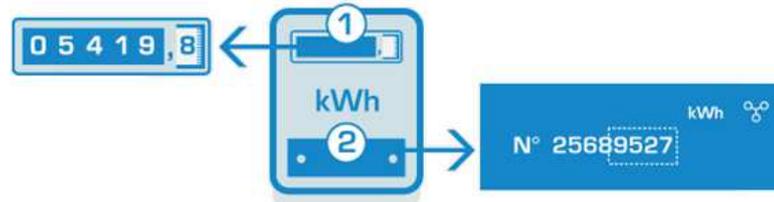


Figure VI-10. Compteur simple d'électricité

### VI.3.2.5. Comment lire un compteur d'électricité à double tarif ?

Dans l'exemple de la Figure (VI-11) un exemple d'un compteur d'électricité à double tarif :

- ① **Index pointe** de 17h à 21h est : 2180 ; **Index hors pointe** de 21h à 17h est : 7543 ;
- ② **Numéro du compteur** est : 6945, soit les 4 derniers chiffres affichés en bas du compteur.

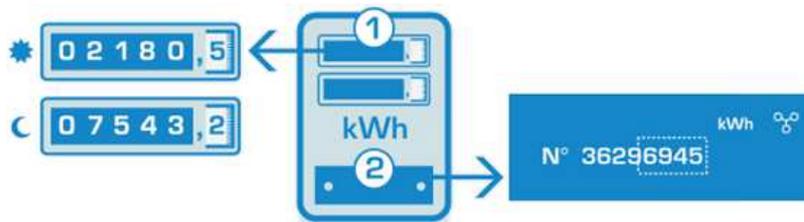


Figure VI-11. Compteur d'électricité à double tarif

### VI.3.2.6. Comment lire un compteur numérique d'électricité ?

Dans l'exemple de la Figure (VI-12) un exemple d'un compteur numérique d'électricité :

- ① **Index** est : 3202 ;
- ② **Numéro du compteur** est : 3521, soit les 4 derniers chiffres affichés en bas du compteur.

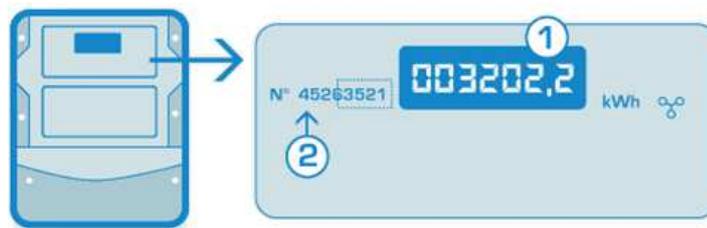


Figure VI-12. Compteur numérique d'électricité

### VI.3.2. Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

La *Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz* (CREG) a été créée par la loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.

La CREG a pour rôle de veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l'électricité et du marché national du gaz, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs.

Parmi ses missions principales la CREG est chargée de déterminer, par application de la réglementation, la rémunération des opérateurs du secteur ainsi que les tarifs à appliquer aux clients.

*Elle assure également la gestion de la caisse de l'électricité et du gaz qui prend en charge la péréquation des tarifs.*

### VI.3.3. Types d'abonnement à SONELGAZ

Au niveau de groupe de SONELGAZ on trouve trois (3) types d'abonnés :

1- *Abonnés ordinaires (clients ménages ou non ménages)* : sont les clients désirant être alimentés en basse tension en 220V (monophasé) ou en 380V (triphase).

2- *Abonnés FSM (Facture Sous Mémoire)* : sont les clients désirant être alimentés en Basse Tension mais le paiement de leurs factures sous la responsabilité de l'ACP, comme exemple : les hôpitaux, les mosquées, l'éclairage public ..., les différentes administrations : école, lycée, université ... etc.

3- *Abonnés haute tension classe B (HTB)* : sont les clients désirant être alimentés en HTB.

4- *Abonnés haute tension classe A (HTA)* : sont les clients désirant être alimentés en HTA (cimenterie ...).

### VI.3.4. Droits et obligations

#### VI.3.4.1. Quels sont vos droits vis-à-vis de votre distributeur ?

Si vous êtes propriétaire ou locataire d'un logement, vous avez le droit :

- De bénéficier d'un raccordement en électricité ou en gaz dans les zones où il existe un réseau ;
- D'être bien accueilli, conseillé et assisté ;
- De vous faire établir quatre factures dans l'année ;
- A des réponses à toutes vos doléances ;

- D'être informé sur les conditions et les délais de raccordement, les tarifs et les modes de paiement ;
- D'être dépanné, dans des délais courts, en cas d'interruptions ou incidents ;
- D'être avisé à l'avance, des dates et heures des interruptions programmées ;
- A un dédommagement en cas de détérioration de vos équipements suite à des coupures ou à des chutes de tension ;
- A une indemnisation pour l'implantation d'ouvrages ou passage de réseaux du distributeur sur votre propriété ;
- D'être informé des voies de recours internes et externes au distributeur.

#### **VI.3.4.2. Quels sont vos obligations envers votre distributeur ?**

Vous devez :

- Payer votre facture d'énergie en respectant la date limite indiquée sur la facture ;
- Veiller à la conformité de vos installations intérieures aux normes de sécurité et aux règles de l'art ;
- Permettre à votre distributeur, un accès facile et permanent à votre compteur et à vos installations ;
- Éviter d'intervenir sur vos compteurs ;
- Refuser les raccordements frauduleux à partir de vos installations ;
- Saisir votre distributeur avant d'entamer tout projet d'exécution de travaux à proximité de ses ouvrages.

#### **VI.3.5. Tarification de l'énergie électrique par SONELGAZ**

La *Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG)* qui fixe le tarif de l'énergie électrique mais la facturation de l'électricité livrée par les *Sociétés de Distribution (SDO : Ouest ; SDA : Alger ; SDC : Centre et SDE : Est)* chargées de la commercialisation, comme notre région ouest c'est la *Société de Distribution Ouest (SDO)* chargée de la facturation et la commercialisation de l'électricité et du gaz en basse tension (BT).

##### **VI.3.5.1. Comment lire votre ancienne facture ?**

La Figure (VI-13) représente l'ancienne facture de l'électricité et du gaz, les paragraphes qui suivent donnent la description détaillée sur chaque élément de cette facture. Chaque type d'abonnement à un tarif diffère. La facture de la Figure (VI-13) est une facturation pour un *abonné ordinaire* de type *client ménage*.

Capital social de	15000000000 de DA	<b>1</b> Facture N°	851170401944	Etablie le	13. 04. 17				
Direction Distribution SIDI BEL ABBES			Fax : 048776213						
<b>2</b> N°RC :	01/0805455806	N°IS :	096916010012742	Dépannage Electricité :	048776213				
N°RIP :	00799999000038020908	N°RIB :	00100710030030001470	Dépannage Gaz :	048776213				
Agence commerciale : LA MACTA			SIDI BEL ABBES VILLE	Tél. : 048776213					
<b>CLIENT</b>									
Référence :	391010600220125	N°RC :		N°IS :	<b>3</b>				
Nom et prénom : MILOUDI MOHAMED			Tél. :						
Adresse lieu de consommation : N 12 RUE DE MEDINÉ SIDI BEL ABBES			Fax :						
Nom et adresse du destinataire de facture :			<b>4</b> Période: 2eme Trimestre 2017						
<b>CONSUMMATIONS</b>									
<b>5</b>	ELEC. PND=20 Kwh	Tarif	N° Compteur	Relevé de compteur		Différence	Coef.	Consommation (kWh/Th)	
	GAZ. DND= 5 m3h			Index nouveau	Index ancien				
		54 M	118134	55179	R 52375	R 2804	1.00	2804.00	
		23 M	186530	2490	R 2244	R 246	9.38	2307.48	
		<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>		<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	
Cie EBP: 736						Cie EBB: 640			
<b>FACTURATION</b>						<b>6</b> R: Relevé E: Estime M: Relevé Speciale			
Eléments	Tarif	N° Compteur	Tranches ou postes horaires		Montant HT	TVA		Montant TTC (DA)	
			Consommation (kWh/Thermie)	Prix U (DA)		Taux	Montant (DA)		
ELECTRICITE	54 M	118134	Tranche 1	125.00	1.7787	744.70	09%	77.02	811.72
			Tranche 2	125.00	4.1789	13494.20	19%	2563.90	16058.10
			Tranche 3	750.00	4.8120				
			Tranche 4	1804.00	5.4796				
PRIMES FIXES					262.20	09%	23.60	285.80	
TOTAL ELECTRICITE(1)	54 M			2804.00	14501.10		2654.52	17155.62	
GAZ	23 M	186530	Tranche 1	1125.00	0.1682	572.94	09%	51.56	624.50
			Tranche 2	1182.48	0.3245				
			Tranche 3						
			Tranche 4						
PRIMES FIXES					85.50	09%	7.70	93.20	
TOTAL GAZ(2)	23 M			2307.48	658.44		59.26	717.70	
DROIT FIXE					100.00			100.00	
TAXE HABITATION					150.00			150.00	
Total Droits et taxes(3)					250.00			250.00	
SOUTIEN ETAT					9425.72			9425.72	
TOTAL CONTRIBUTIONS(4)					9425.72			9425.72	
Contribution aux coûts permanents du système : 22.65 DA					<b>33</b>				
Montant de votre consommation moyenne d'énergie par jour : 96.64 DA					<b>34</b>				
Total des éléments facturés (1+2+3+4)					5983.82	2713.78			
Montant à payer (à la Poste, chèque, virement)							<b>30</b>	8697.60	
Droit de timbre							<b>31</b>	87.00	
Montant total à payer espèces							<b>32</b>	8784.60	
La présente facture est arrêtée à la somme de :									
huit mille six cent quatre vingt dix sept dinars algériens ,60 cts									

Figure VI-12. Ancienne facture de l'électricité et du gaz pour un abonné ordinaire

1 - Numéro et la date d'établissement de la facture ;

2 - Informations et coordonnées du distributeur :

- N° RC : numéro du Registre de commerce délivré par le Centre National du Registre du Commerce ;

- N°IS : numéro d'Identité Statistique délivré par l'Office National des Statistique ;
- N°RIP : Relevé d'Identité Postale ;
- N°RIB : Relevé d'Identité Bancaire ;
- Agence commerciale, son numéro de téléphone et son adresse ;
- Numéro de dépannage : à contacter en cas de panne ou d'interruption de l'énergie.

### 3 - Informations et coordonnées du client :

Cette zone regroupe des éléments d'identification qui vous sont propres :

- Numéro de référence : est un identifiant unique qui vous est attribué par votre distributeur ;
- Nom et prénom du propriétaire du lieu de consommation ;
- Adresse : il s'agit du lieu de consommation approvisionné en énergie par votre fournisseur ;
- Nom et adresse du destinataire de la facture, celle-ci peut donc différer de l'adresse postale du lieu de facturation.
- Pour les clients hors ménages il est rajouté le N° RC, N°IS.

### 4 - Période de consommation : indique le trimestre de facturation ;

### 5 - Caractéristique de la puissance/ le débit souscrit :

- **Puissance mise à disposition (PMD)** : la puissance réservée par votre distributeur selon votre demande de branchement, elle correspond à vos besoins réels, choisie parmi les valeurs normalisées et est exprimée en kW (valeurs normalisées monophasé 220V : 4kW, 6kW, 12kW, valeurs normalisées triphasé 380V : 20kW, 40kW, 60kW, 80kW).

- **Débit mis à disposition (DMD)** : le débit horaire réservé par votre distributeur selon votre demande de branchement, elle correspond à vos besoins réels, choisi parmi les valeurs normalisées et exprimé en Nm<sup>3</sup>/h. (16 Nm<sup>3</sup>/h dans le cas d'un réseau basse pression et 25 Nm<sup>3</sup>/h dans le cas d'un réseau moyenne pression type B).

### 6 - Mode de relève

**R** : Relève des index affichés par le compteur lors du passage d'un agent du distributeur ;

**E** : *Estimation* de la consommation par le biais de logiciels informatiques en fonction de l'historique de votre consommation (en cas de défaillance du compteur, ou d'impossibilité d'accès au compteur ...);

**M** : *Relève spéciale* (en dehors du cycle de facturation), relève effectuée occasionnellement suite à la demande du client (en cas de déménagement, location du bien ...).

### 7 - Code tarif Electricité

Correspond au type de client, on peut distinguer trois (03) options de tarification :

- *Triple tarif* (identique pour les clients ménage et non-ménage) : **code tarif client ménage 51M** et **code tarif client non-ménage 51NM**, comporte 3 phases de facturation, pointe : de 17h00 à 21h00, pleines : 6h00 à 17h00 et 21h00 à 22h30, et nuit de 22h30 à 6h00);

- *Double tarif* (identique pour les clients ménages et non-ménages) : dispose de deux options :

- **Code tarif client ménage 52M** et **code tarif client non-ménage 52NM**, comporte 2 phases de facturation, pointe : de 17h00 à 21h00, hors pointe : de 21h00 à 17h00 ;

- **Code tarif client ménage 53M** et **code tarif client non-ménage 53NM**, comporte 2 phase de facturation, nuit : de 22h30 à 6h00, jour : 6h00 à 22h30).

- *Tarif progressif* (Electricité) :

- **Code tarif client ménage 54M** : poste unique, la consommation des clients ménages est divisée en 4 tranches.

- **Code tarif client non-ménage 54NM** : poste unique, la consommation des clients non-ménages est divisée en 3 tranches.

Le tarif est choisi par le client selon son mode de consommation.

**7- Code tarif Gaz** : Correspond au type de client, si vous êtes *client ménage 23M* et *non ménage 23NM* :

- *Tarif progressif* (Gaz) :

- **Code tarif client ménage 23M** : la consommation des clients ménages est divisée en 4 tranches.

- **Code tarif client non ménage 23NM** : la consommation des clients non-ménages est divisée en 3 tranches.

8 - **Numéros de compteurs** : les quatre derniers chiffres affichés en bas du compteur d'électricité ou du gaz représentent son numéro ;

9 - **Relève de compteur**

- **Index ancien** : chiffre affiché par le compteur le jour de la relève du trimestre précédent, sans tenir compte des décimales (Lecture des index de l'électricité en kWh et ceux du gaz en m<sup>3</sup>h) ;

- **Index nouveau** : chiffre affiché par le compteur le jour de la relève du trimestre de facturation de la nouvelle période, sans tenir compte des décimales.

10 - **Différence** = *nouvel index* - *ancien index*.

11 - **Coefficient** : Le coefficient d'électricité est de 1. Celui du gaz est appelé le *Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS)*, il s'agit de la quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'un volume de 1Nm<sup>3</sup> de gaz.

12 - **Consommation** = *Différence* × *coefficient*.

L'énergie électrique est mesurée et facturée en kilo Watt heure.

L'énergie gazière est mesurée et facturée en thermies.

➔ **Client ménage tarif 51M et client non-ménage 51NM (uniquement pour l'électricité)**. Les tarifs hors taxes cités ci-après sont uniformes sur tout le territoire national (Fig.VI-13).

**Première phase** : représente la consommation électrique enregistrée durant l'heure de pointe facturée à un tarif de 8,1147DA/ kWh.

**Deuxième phase** : représente la consommation électrique enregistrée durant les heures pleines, facturée à un tarif de 2,1645 DA/ kWh.

**Troisième phase** : représente la consommation électrique enregistrée durant les heures de nuit, facturée à un tarif de 1,2050 DA/ kWh.

La redevance fixe relative à ce tarif s'élève à 286,44 DA/mois, et la prime de la puissance souscrite s'élève à 29,85 DA/kW/mois.

<b>Nuit</b>	<b>Pleines</b>	<b>Piontes</b>	<b>Pleines</b>	<b>Nuit</b>
0h00	6h00	17h00	21h00	22h30

Figure VI-13. Plages de comptage des clients ménage tarif 51M et clients non-ménage 51NM

- **Client ménage tarif 52M et client non-ménage 52NM** (uniquement pour l'électricité). Les tarifs hors taxes cités ci-après sont uniformes sur tout le territoire national (Fig.VI-14).

**Première phase** : représente la consommation électrique enregistrée durant l'heure de pointe, facturée à un tarif de 8,1147DA/ kWh.

**Deuxième phase** : représente la consommation électrique enregistrée durant les heures hors pointe, facturée à un tarif de 1,7807 DA/ kWh.

La redevance fixe relative à ce tarif s'élève à 66,40 DA/mois, et la prime de la puissance souscrite s'élève à 29,85 DA/kW/mois.

Hors pointe		Pointes	Hors pointe
0h00		17h00	21h00

Figure VI-14. Plages de comptage des clients ménage tarif 52M et clients non-ménage 52NM

- **Client ménage tarif 53M et client non-ménage 53NM** (uniquement pour l'électricité). Les tarifs hors taxes cités ci-après sont uniformes sur tout le territoire national (Fig.VI-15).

**Première phase** : représente la consommation électrique enregistrée durant l'heure de nuit, facturée à un tarif de 1,2050DA/ kWh.

**Deuxième phase** : représente la consommation électrique enregistrée durant les heures de jours, facturée à un tarif de 4,8698 DA/ kWh.

La redevance fixe relative à ce tarif s'élève à 66,40 DA/mois, et la prime de la puissance souscrite s'élève à 14,81 DA/kW/mois.

Nuit	Jours	Nuit
0h00	6h00	22h30

Figure VI-15. Plages de comptage des clients ménage tarif 53M et clients non-ménage 53NM

- 13 - **Client ménage** (tarif progressif) **54M** pour l'électricité et **23M** pour le gaz. Les tarifs hors taxes cités ci-après sont uniformes sur tout le territoire national.

#### Tranches de consommation :

**Première tranche** : représente la consommation électrique enregistrée durant le trimestre inférieure ou égale à 125 kWh, facturée à un tarif de 1,7787 DA/ kWh, et la consommation de l'énergie gazière enregistrée durant le trimestre inférieure ou égale à 1 125 Th, facturée à un tarif de 0,1682 DA/th.

**Deuxième tranche** : représente la consommation électrique enregistrée durant le trimestre comprise entre 125 kWh et 250 kWh inclus, facturée à un tarif de 4,1789 DA/ kWh, et la consommation de l'énergie gazière enregistrée durant le trimestre comprise entre 1125 Th et 2500 Th inclus, facturée à un tarif de 0,3245 DA/Th.

**Troisième tranche** : représente la consommation électrique enregistrée durant le trimestre comprise entre 250 kWh et 1000 kWh inclus, facturée à un tarif de 4,8120 DA/ kWh et la consommation de l'énergie gazière enregistrée durant le trimestre comprise entre 2500 Th et 7500 Th inclus, facturée à un tarif de 0,4025 DA/Th.

**Quatrième tranche** : représente la consommation électrique enregistrée durant le trimestre supérieure à 1000 kWh, facturée à un tarif de 5,4796 DA/ kWh, et la consommation de l'énergie gazière enregistrée durant le trimestre supérieure à 7500 Th, facturée à un tarif de 0,4599 DA/Th.

14 - **Prime fixe** : c'est le prix de la puissance souscrite, qui s'élève à 4,37DA/kW/mois pour l'électricité. Tandis que la prime fixe applicable sur la consommation de l'énergie gazière est une redevance fixe de 28,5 DA/mois.

15 - **Client non ménage** (tarif progressif) 54 NM pour l'électricité et 23 NM pour le gaz. Les tarifs hors taxes cités ci-après sont uniformes sur tout le territoire national.

#### **Tranches de consommation :**

**Première tranche** : représente la consommation électrique enregistrée durant le trimestre inférieure ou égale à 250 kWh, facturée à un tarif de 4,1789 DA/ kWh, et la consommation de l'énergie gazière enregistrée durant le trimestre inférieure ou égale à 2500 th, facturée à un tarif de 0,3245 DA/Th.

**Deuxième tranche** : représente la consommation électrique enregistrée durant le trimestre comprise entre 250 kWh et 1000 kWh inclus, facturée à un tarif de 4,8120 DA/ kWh et la consommation de l'énergie gazière enregistrée durant le trimestre comprise entre 2500 Th et 7500 Th inclus, facturée à un tarif de 0,4025 DA/Th.

**Troisième tranche** : représente la consommation électrique enregistrée durant le trimestre supérieure à 1000 kWh, facturée à un tarif de 5,4796 DA/ kWh, et la

consommation de l'énergie gazière enregistrée durant le trimestre supérieure à 7500 Th, facturée à un tarif de 0,4599 DA/Th.

16 - *Prime fixe* : c'est le prix de la puissance souscrite, qui s'élève à 4,37DA/kW/mois pour l'électricité. Tandis que la prime fixe applicable sur la consommation de l'énergie gazière est une redevance fixe de 28,5 DA/mois.

17- *Somme des montants* des 2 premières tranches de la consommation électrique en hors taxes.

18 - *Somme des montants* des 2 dernières tranches de la consommation électrique en hors taxes.

19 - *Montant de la prime fixe de l'électricité* en hors taxes.

20 - *Somme des montants* des 2 premières tranches de la consommation gazière en hors taxes.

21- *Somme des montants* des 2 dernières tranches de la consommation gazière en hors taxes.

22 - *Montant de la prime fixe du gaz* en hors taxes

23 - *Le taux réduit de la TVA* de 9 % applicable sur les tranches 1 et 2 des clients ménages, sur la tranche 1 des clients non-ménages, et sur les primes fixes.

24 - *Le taux entier de la TVA* de 19 % applicable sur les tranches 3 et 4 des clients ménages et les tranches 2 et 3 des clients non-ménages.

25 - *Droit Fixe* : taxe pour usage des appareils de radiodiffusion, de télévision et leurs accessoires :

- Vingt-cinq dinars (25 DA.) lorsque la consommation de courant électrique facturée est supérieure à 70 kWh et inférieure ou égale à 190 kWh ;

- Cinquante dinars (50 DA.) lorsque la consommation de courant électrique facturée est supérieure à 190 kWh et inférieure ou égale à 390 kWh ;

- Cent dinars (100 DA.) lorsque la consommation de courant électrique facturée est supérieure à 390 kWh.

**26 - Taxe d'habitation :** Il est institué une taxe annuelle d'habitation due pour tous les locaux à usage d'habitation ou professionnel. Le montant annuel de la taxe d'habitation est fixé à raison de :

- 300 et 1.200 DA, respectivement pour les locaux à usage d'habitation et à usage professionnel situés dans toutes les communes ;

-600 et 2.400 DA, respectivement pour les locaux à usage d'habitation et à usage professionnel pour les communes chefs-lieux de daïras, ainsi que l'ensemble des communes des wilayas d'Alger, de Annaba, de Constantine et d'Oran.

**27 - Soutien de l'état :** l'Etat supporte une part de 25% et de 65 % du montant de la consommation électrique respectivement sur les factures des clients exerçant une activité économique et sur les factures des clients ménages et des clients agriculteurs.

Les Wilayas concernées par cette mesure sont : Adrar, Laghouat, Biskra, Béchar, Tamanrasset, Ouargla, Illizi, Tindouf, El Oued et Ghardaïa.

Cette aide est accordée jusqu'à une limite de consommation annuelle de 12 000 kWh/an pour les ménages et les agriculteurs et à hauteur de 200 000 kWh/an pour les activités économiques.

**28 - Montant global de la facture en hors taxes ;**

**29 - Montant global de la TVA ;**

**30 - Montant de la facture en TTC ;**

**31 - Droit de timbre ;**

**32 - Montant de la facture en TTC + droit de timbre.**

**33 -** La contribution aux coûts permanents du système représente la quote-part correspondante aux frais de fonctionnement de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (fixée à 70,00 ctsDA/kWh et 0,07 ctsDA/Th). Cette contribution est déjà incluse dans le tarif et n'est en aucun cas additionnée au montant de la facture ;

**34 - Montant de la consommation moyenne d'énergie par jour :** étant le montant de la facture TTC divisé par 90 jours (un trimestre).

**VI.3.5.2. Nouvelle facturation**

A compter du 1<sup>er</sup> Janvier 2016 la SONELGAZ a procédé à une nouvelle tarification d'énergie sur tout le territoire national et à partir du 1<sup>er</sup> Janvier 2020 elle est utilisée un nouveau système de facturation (Fig.VI-16). A travers de nouveau système vous pouvez procéder aux :

- Consultation en ligne de vos factures ;
- Paiement de la facture d'énergie à toute Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz sur tout le territoire national ;
- Paiement en ligne de la facture d'énergie.



**الشركة الجزائرية لتوزيع الكهرباء والغاز**  
Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz

Société par action au capital social de: 64 000 000 000,00 DA  
Direction de distribution : ALGERCENTRE  
RC N°: 05/0970521 B 06  
NIS : 000516019000263  
NIF : 096916010012742  
RIB N°: 00100623030030068482  
RIP N°: 00799999000038062618  
Agence commerciale : Alger Centre  
Alger Centre

Assistance  
Dépannage  
Réclamation  
Pour Plus d'Informations



مساعدة  
إصلاح الأعطاب  
شكاوي  
للمزيد من المعلومات

**Facture de consommation de l'Electricité et du Gaz**

Facture n°: 515200403235  
Etablie le: 28/04/2020  
Référence/PDL : 16501 17 25030 2.08  
Lieu de consommation: 21 LOT Boulevard Colonel Krim Belkacem

Prochaine relève vers le: 07/07/2020

Client n°: 5187P001012  
**MILOUDI MOHAMED**  
NIF:  
RC N°:

**فاتورة إستهلاك الكهرباء و الغاز**

فاتورة رقم :  
حررت في :  
المرجع :  
مكان الإستهلاك :  
الرصد القادم حوالي :

الفترة : الثلاثي الثاني 2020

**Période du : 2ème Trimestre 2020**

**Vos consommations**

الإستهلاك Consumation	المبلغ بالدينار Montant en DA HT	الكهرباء الغاز
Electricité	311,00 kWh	1038,23
Gaz	1 786,64 Th	403,93

Redevances fixes HT (Abonnement) (DA) 164,16  
Frais & Prestation HT (DA) 0,00  
Montant HT (DA) 1606,32  
TVA à 9% (DA) 118,15  
TVA à 19% (DA) 55,77  
Total TVA (DA) 173,92  
Droit Fixe sur consommation (DA) 50,00  
Taxe d'habitation (DA) 150,00  
Contribution (DA) 0,00  
Montant REPE (DA) 0,00  
Montant RGPE (DA) 0,00

Net à payer TTC (DA) **1980,24**

Timbre (paiement en espèce) (DA) 20,00  
**Total à payer (en espèces) (DA) 2000,24**

Date limite du paiement 16/05/2020

Nous vous informons qu'en application des dispositions de l'article 85 du Décret Exécutif 10-95 du 17.03.2010, vous êtes redevable d'un montant de 2474,17 DA, faute de quoi la fourniture d'énergie sera suspendue.

نعلمكم أنه تطبيقاً لأحكام المادة 85 من المرسوم التنفيذي 95-10 بتاريخ 17.03.2010، انكم مدينون بمبلغ 2474,17 دج، وإلا سيتم فصل تزويدكم بالطاقة.

**Vos contrats**

البيان الجديد N.index	البيان السابق A.index	المعامل Coef	إستطاعة تعريفة Tarif	رقم العداد N° Compteur
47 789 R	47 478 R	1.0	54M 6kW	001124

Quantité/الكمية: 125,00  
Prix unitaire/ثمن الوحدة: 1,7787

Montant HT (9%): 744,70  
Montant HT (19%): 293,53

البيان الجديد N.index	البيان السابق A.index	المعامل Coef	إستطاعة تعريفة Tarif	رقم العداد N° Compteur
11 652,10 E	11 466 R	9,6	23M 5m3h	000324

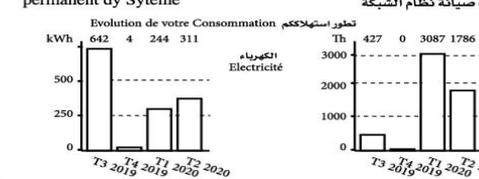
Quantité/الكمية: 1125,00  
Prix unitaire/ثمن الوحدة: 0,1682

Montant HT (9%): 403,93  
Montant HT (19%): 0,00

**Espace information**

Montant de votre consommation moyenne par jour 21.76 DA/Jour  
Contribution au coût permanent dy Système 3,58 DA

تطور استهلاككم  
Evolution de votre Consommation



معلومة تهمكم :  
يمكنكم تسديد فواتيركم، في أي وكالة تجارية، في مكاتب بريد الجزائر، عبر صك بنكي أو بريدي، عبر التحويل المصرفي عبر الموقع الإلكتروني

للمزيد من تفاصيل أكثر حول فواتيركم تصفحوا موقع الشركة  
ou adressez-vous à n'importe quelle agence commerciale.

Figure VI-16. Facture d'énergie de l'électricité et du gaz pour un abonné ordinaire

La nouvelle facture de l'électricité et du gaz (Fig.VI-16) est plus simple et claire de lire et de connaître chaque éléments de cette facture, plusieurs parties sont communs avec l'ancienne facture. Les tarifs d'un client ordinaire basse tension hors taxes sont définis dans les tableaux ci-après.

Le Tableau (VI-8) correspond à la tarification de l'énergie électrique des clients ménages (qui ont des compteurs d'électricité et du gaz à la fois) ce sont des codes tarifaires : **51M**, **52M** et **53M**, et des clients non ménages (qui ont uniquement des compteurs d'électricité) ce sont des codes tarifaires : **51NM**, **52NM** et **53NM**.

**Tableau VI-8.** Tarifs applicables aux clients basse tension (BT) [56]

Code de tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de puissance mise à disposition DA/kWh/mois	Prix d'énergie active en DA/kWh				
			Pointe	Pleine	Nuit	Hors point	Jour
51 M ; 51NM	286,44	29,85	8,1147	2,1645	1,2050		
52 M ; 52NM	66,40	29,85	8,1147			1,7807	
53 M ; 53NM	66,40	14,81			1,2050		4,8698

Le Tableau (VI-9) la tarification de l'énergie électrique des clients ménages, ce sont de code tarifaire **54M**, cette tarification est réservée à vos appartements et vos maisons sur tout le territoire algérien.

**Tableau VI-9.** Tarifs applicables aux clients ménages de basse tension (BT) [56]

Code de tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de puissance mise à disposition DA/kWh/mois	Prix d'énergie active en DA/kWh			
			Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 4
54 M	164,16	4,37	1,7787	4,1789	4,8120	5,4796
			Quantité d'énergie active consommée en kWh			
			$P_1 \leq 125$	$125 < P_2 < 250$	$250 < P_3 \leq 750$	$P_4 > 750$

Le Tableau (VI-10) la tarification de l'énergie électrique des clients non ménages, ce sont de code tarifaire **54NM**.

**Tableau VI-10.** Tarifs applicables aux clients non ménages de basse tension (BT) [56]

Code de tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de puissance mise à disposition DA/kWh/mois	Prix d'énergie active en DA/kWh		
			Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
54 NM	164,16	4,37	4,1789	4,8120	5,4796
			Quantité d'énergie active consommée en kWh		
			$P_1 \leq 250$	$250 < P_2 \leq 750$	$P_3 > 750$

**Application :**

Afin de ne pas rester dans le flou nous procédons à la facturation de l'énergie du client ménage de la Figure (VI-16).

**Tableau VI-II. Calcul de montant total à payer**

<b>Électricité</b> <b>54M</b>	Nouvel index (kWh)		Ancien index (kWh)	
	47 789		47 478	
	Consommation	= Nouvel index - Ancien index = 311 kWh		
	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 4
Quantité en kWh	125	125	61	0,00
Prix unitaire en DA	1,7787	4,1789	4,8120	5,4796
Prix de tranche en DA	222,3375	522,3625	293,532	0,00
Prix de tranche en DA = Quantité en kWh × Prix unitaire en DA				
<b>Montant en DA HT</b>	<b>1 038,23</b>			
Montant en DA = $\sum$ Prix de tranche en DA				
Montant HT (9%) (DA)	= (Prix de tranche 1 + Prix de tranche 2) = <b>744,70</b>			
Montant HT (19%) (DA)	= (Prix de tranche 3 + Prix de tranche 4) = <b>293,53</b>			

<b>Gaz</b> <b>23M</b>	Nouvel index (m <sup>3</sup> h)		Ancien index (m <sup>3</sup> h)	
	11 652,10		11 466	
	Consommation	= Nouvel index - Ancien index = 186,10 m <sup>3</sup> h		
		= 186,10 × 9,6 = 1786,64 Th		
	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3	Tranche 4
Quantité en Th	1 125	661,64	0,00	0,00
Prix unitaire en DA	0,1682	0,3245	0,4025	0,4599
Prix de tranche en DA	189,225	214,702	0,00	0,00
Prix de tranche en DA = Quantité en Th × Prix unitaire en DA				
<b>Montant en DA HT</b>	<b>403,93</b>			
Montant en DA = $\sum$ Prix de tranche en DA				
Montant HT (9%) (DA)	= (Prix de tranche 1 + Prix de tranche 2) = <b>403,93</b>			
Montant HT (19%) (DA)	= (Prix de tranche 3 + Prix de tranche 4) = <b>0,00</b>			

Redevances fixes HT (abonnement) (DA)	<b>164,16</b>			
Montant HT (DA)	= Montant (Elec + Gaz) en DA + abonnement = <b>1 606,32</b>			
TVA à 9% (DA)	= (Montant HT Elec (9%) + Montant HT Gaz (9%)) × 9% + 14,78 = <b>118,15</b>			
TVA à 19% (DA)	= (Montant HT Elec (19%) + Montant HT Gaz (19%)) × 19% = <b>55,77</b>			
Total TVA (DA)	= TVA à 9% + TVA à 19% = <b>173,92</b>			
Droit fixe sur consommation (DA)	<b>100,00</b> (ville)		<b>50,00</b> (rural)	
Taxe d'habitation (DA)	<b>150,00</b>			
<b>Net à payer TTC (DA)</b>	= Montant HT + Total TVA + Droit fixe + Taxe d'habitation = <b>1 980,24</b>			
Timbre (DA)	= Net à payer × 0,01 = <b>20,00</b>			
<b>Total à payer (DA)</b>	= Net à payer + Timbre = <b>2 000,24</b>			

Le Tableau (VI-12) correspond à la tarification de l'énergie électrique des clients haute tension classe B ce sont des codes tarifaires : **31** et **32**.

**Tableau VI-12.** Tarifs applicables aux clients haute tension classe B (HTB) [56]

Code de tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de puissance mise à disposition DA/kWh/mois		Prix d'énergie active en ctsDA/kWh				Prix d'énergie réactive en ctsDA/kVarh	
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Pleine	Nuit	Poste unique	Malus	Bonus
31	505 423,28	37,93	189,46	606,85	136,62	59,03		31,01	6,20
32	505 423,28	100,94	505,38				136,94	31,01	6,20

Le Tableau (VI-12) correspond à la tarification de l'énergie électrique des clients haute tension classe A ce sont des codes tarifaires : **41**, **42**, **43** et **44**.

**Tableau VI-13.** Tarifs applicables aux clients haute tension classe A (HTA) [56]

Code de tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de puissance mise à disposition DA/kWh/mois		Prix d'énergie active en ctsDA/kWh						Prix d'énergie réactive en ctsDA/kVarh	
		Mise à disposition	Absorbée	Pointe	Pleine	Nuit	Hors pointe	Jour	Poste unique	Malus	Bonus
41	38 673,35	25,85	116,15	872,02	193,76	102,40				45,53	9,11
42	515,65	38,70	180,58	872,02			180,64			45,53	9,11
43	515,65	38,70	154,56			102,40		428,30		45,53	9,11
44	515,65	38,70	180,58						375,62	45,53	9,11

## VI.4. FRAIS DE RACCORDEMENT

Au niveau national la *Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG)* qui fixe tous les tarifs de l'énergie électrique (consommations, raccordements ...). La Décision *D/12-13-CD* du 26 septembre 2013 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de la clientèle relative au *raccordement en énergie électrique*, de puissance inférieure ou égale à 15000 kW au réseau de distribution de l'électricité moyenne tension et basse tension (HTA/BT) et un produit de puissance par la distance inférieur ou égal à 60 000 kW.km pour un réseau aérien et à 120 000 kW.km pour un réseau souterrain.

Conformément à l'article 91 du décret exécutif n°10-95 du 17 mars 2010 fixant les règles économiques pour les droits de raccordement aux réseaux et autres actions nécessaires pour satisfaire les demandes d'alimentation des clients en *électricité et gaz*.

Le distributeur est dans l'obligation de porter cette procédure à la connaissance des clients concernés, par tous les moyens de communication possibles. La procédure de raccordement déroule comme suit :

### VI.4.1. Demande de raccordement

Toute demande de raccordement doit être exprimée par écrit et adressée à l'agence commerciale territorialement compétente pour tout branchement simple et à la direction de distribution ou à l'agence commerciale pour tous travaux d'extension. Cette demande doit systématiquement faire l'objet d'un accusé de réception.

#### VI.4.1. Qualification de la demande de raccordement

On distingue deux types de demandes :

- ☞ **Demande de branchement**, si la puissance demandée est inférieure ou égale à 40 kVA avec une tension comprise entre 230 et 400 V, et si la longueur du conducteur est inférieure ou égale à 25 mètres (m). Ce cas relève de l'agence commerciale.
- ☞ **Demande d'extension de réseau** : deux cas sont possibles :
  - En **basse tension** : si la longueur est supérieure à 25 mètres (m) ;

Tableau VI-14. Tarifs de raccordement électrique du 1<sup>er</sup> Janvier 2020

Raccordement 2 fils (230 V)	Raccordement 4 fils (400 V)
8 550 DA	11 600 DA

- En **moyenne tension** : si la puissance demandée est supérieure à 40 kVA.

Ces cas relèvent de la division relations commerciales au niveau de la direction de distribution.

A noter qu'en basse tension le distributeur peut consentir une alimentation en borne transformateur de puissance allant jusqu'à 100 kVA et cela pour les activités ayant un caractère d'utilité publique.

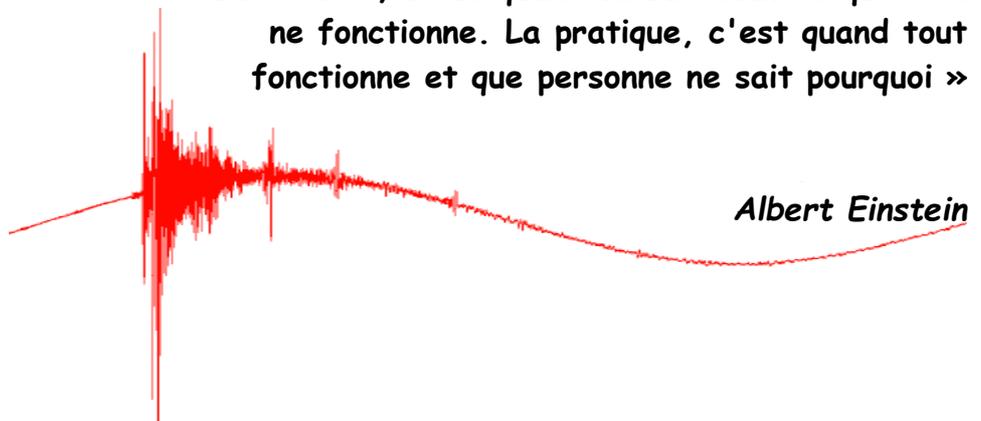
## VI.5. CONCLUSION

J'ai donné la tarification européenne avec ses offres qui porte sur la fourniture d'électricité et sur l'accès et l'utilisation du réseau public de distribution, à destination des clients résidentiels qui bénéficient des tarifs réglementés, fixés par les pouvoirs publics.

J'ai présente le système de comptage à SONEGAS avec une description détaillée sur le compteur d'énergie électrique ensuite j'ai décrit les tarifs adoptés en Algérie, les types d'abonnées ainsi que l'ancienne et la nouvelle facture ont été exposées.

# TRAVAUX DIRIGÉS

« La théorie, c'est quand on sait tout et que rien ne fonctionne. La pratique, c'est quand tout fonctionne et que personne ne sait pourquoi »



*Albert Einstein*

## TRAVAUX DIRIGÉS N° 1

### Exercice N° 1 :

On considère la charge monophasée représentée sur la Figure (Ex.1), placée sous une tension sinusoïdale de valeur efficace  $V = 230$  V et de fréquence 50 Hz.

- 1) Calculer la valeur efficace  $I_1$  du courant circulant dans la résistance  $R_1$ .
- 2) Calculer la valeur efficace  $I_2$  du courant circulant dans la résistance  $R_2$ .
- 3) Calculer la valeur efficace  $I$  du courant absorbé par l'ensemble de ce circuit.
- 4) Calculer la valeur des puissances active  $P$ , réactive  $Q$  et apparente  $S$  relatives à ce circuit.
- 5) En déduire la valeur du facteur de puissance de cette charge.

### Exercice N° 2 :

On considère le circuit représenté sur la Figure (Ex.2) où  $\underline{V}$  est la représentation complexe d'une tension sinusoïdale de valeur efficace  $V = 100$  V et de fréquence 50 Hz. Les composants de ce circuit sont directement caractérisés par la valeur de leur impédance complexe.

- 1) Calculer la valeur efficace  $I$  du courant  $\underline{I}$ .
- 2) Calculer la phase du courant  $\underline{I}$  si on considère la tension  $\underline{V}$  à l'origine des phases. Écrire alors l'expression temporelle de la tension  $\mathbf{v}$  et du courant  $\mathbf{i}$ .
- 3) Écrire la loi de maille qui régit ce circuit.
- 4) Représenter tous les complexes formant cette loi de maille sur un diagramme vectoriel dans le plan complexe (diagramme de Fresnel).

### Exercice N° 3 :

Du circuit représenté sur la Figure (Ex.3), on ne connaît que la valeur du courant total absorbé :  $I = 2,5$  A ainsi que les valeurs des impédances notées sur la Figure (Ex.3).

- 1) Calculer la valeur de la tension efficace  $V$  appliquée à cette charge.
- 2) En déduire les valeurs de  $I_1$  et  $I_2$ .
- 3) En déduire l'expression littérale de la puissance active  $P$  et de la puissance réactive  $Q$  consommées par cette charge.

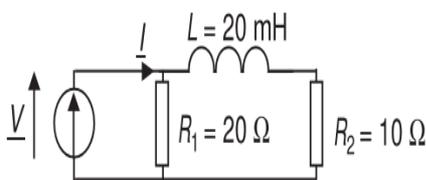


Figure (Ex.1)

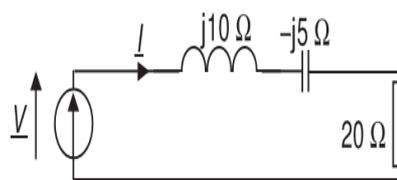


Figure (Ex.2)

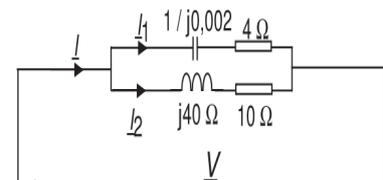


Figure (Ex.3)

## TRAVAUX DIRIGÉS N° 2

### Exercice N° 1 :

On s'intéresse à l'installation triphasée 230V/400V d'un atelier comportant :

- Des luminaires et des appareils de bureautique représentant 6 kW répartis uniformément sur les trois phases et de facteur de puissance unitaire ;
- Trois machines triphasées consommant chacune 5 kW avec un facteur de puissance de 0,8 arrière ;
- Un appareillage particulier représentant trois impédances identiques  $\underline{Z} = 10 \Omega + j15 \Omega$  câblées en triangle sur les phases.

- 1) Calculer les puissances active et réactive  $P_z$  et  $Q_z$ .
- 2) Calculer la puissance active totale consommée par l'atelier.
- 3) Calculer la puissance réactive totale consommée par l'atelier.
- 4) En déduire la puissance apparente totale et la valeur du courant de ligne  $I$ .
- 5) Calculer la valeur du facteur de puissance de l'atelier.
- 6) Représenter dans le plan complexe les tensions simples, composées et les courants de ligne des trois phases.

### Exercice N° 2 :

On considère une charge triphasée équilibrée constituée de trois impédances  $\underline{Z} = Z e^{j\varphi}$  câblées en étoile sur un système de tensions triphasées de tension simple  $V$  et de tension composée  $U$ .

- 1) Quelle relation relie  $U$  et  $V$  ?
- 2) Calculer l'expression littérale du courant efficace  $I$  absorbé par une phase en fonction de  $V$  et  $Z$ .
- 3) Préciser la valeur du déphasage sur chaque phase. Préciser alors l'expression des puissances actives et réactives consommées par cette charge.

On considère à présent trois impédances  $\underline{Z}' = Z' e^{j\varphi'}$  câblées en triangle sur le même système de tensions triphasées.

- 4) Quelle relation relie  $I'$  et  $J'$  ? Quelle est donc l'expression de  $I'$  en fonction de  $V$  et  $Z'$  ? ( $I'$  : valeur efficace du courant de ligne ;  $J'$  : courant de phase efficace).
- 5) Préciser l'expression des puissances actives et réactives absorbées par cette charge en fonction de  $V$ ,  $I'$  et  $\varphi'$ .
- 6) En déduire la relation entre  $\varphi$  et  $\varphi'$  pour que ces deux charges soient équivalentes vues du réseau triphasé.
- 7) Calculer la relation entre  $Z$  et  $Z'$  pour que ces deux charges soient équivalentes. En déduire alors la relation entre  $Z$  et  $Z'$ .

## TRAVAUX DIRIGÉS N° 3

### Exercice N° 1 :

La plaque signalétique du moteur asynchrone d'une fraiseuse porte les indications suivantes :

$$3 \sim 50 \text{ Hz} \quad \Delta 220 \text{ V II A} \quad Y 380 \text{ V 6,4 A} \quad 1425 \text{ tr/min} \quad \cos\varphi = 0,80$$

1- Le moteur est alimenté par un réseau triphasé 50 Hz, 380 V entre phases.

Quel doit être le couplage de ses enroulements pour qu'il fonctionne normalement ?

2- Quel est le nombre de pôles du stator ?

3- Calculer le glissement nominal (en %).

4- Un essai à vide sous tension nominale donne :

- puissance absorbée :  $P_a = 260 \text{ W}$  - intensité du courant de ligne :  $I = 3,2 \text{ A}$

Les pertes mécaniques sont évaluées à 130 W.

La mesure à chaud de la résistance d'un enroulement du stator donne  $r = 0,65 \Omega$ .

En déduire les pertes fer.

5- Pour le fonctionnement nominal, calculer :

- les pertes par effet Joule au stator - les pertes par effet Joule au rotor

- le rendement

- le couple utile  $T_u$

### Exercice N° 2 :

Le rendement d'un moteur est par définition :  $\eta = P_{\text{utile}} / P_{\text{absorbée}}$ .

1- A partir du bilan de puissance du moteur, montrer que le rendement peut s'écrire :

$$\eta_n = \frac{(1 - g)(P_a - P_{\text{fer}} - P_{\text{js}}) - P_{\text{mec}}}{P_a}$$

2- Applications numériques.

Un moteur possédant deux paires de pôles est alimenté par un réseau de fréquence 50 hertz.

Au fonctionnement nominal, on mesure : Vitesse de rotation : 1425 tr/min

Puissance absorbée : 1,9 kW ; Pertes fer : 90 W ; Pertes mécaniques : 60 W ;

Courant absorbé : 3,4 A

2-1- Calculer le glissement  $g$ .

2-2- Calculer les pertes Joule au stator sachant que la résistance d'un enroulement statorique est de  $5,5 \Omega$  et que le couplage est en étoile.

2-3- En déduire le rendement nominal.

3- Montrer que le  $\eta$  d'un moteur asynchrone est toujours inférieur à  $(1 - g)$ .

## TRAVAUX DIRIGÉS N° 4

### Exercice N° 1 :

Pour un alternateur triphasé, on a mesuré le courant dans la ligne  $I$  et la tension composée  $U$  (entre 2 bornes).

Déterminer :

- 1- La résistance équivalente  $R$  entre les bornes de l'alternateur.
- 2- Les pertes par effet Joules dans l'enroulement statorique en fonction de  $I$  et  $R$  (étudier le cas où l'enroulement statorique est couplé en étoile, puis en triangle).

### Exercice N° 2 :

L'induit d'un alternateur triphasé étoile, dont la fréquence est 50 Hz et la vitesse nominale de rotation 500 tr/min, a 72 encoches et l'on sait que chaque encoche comporte 12 brins conducteurs. Sachant que l'induction dans l'entrefer est 0.6 tesla, et la surface des pièces polaires est 640 cm<sup>2</sup>, on demande :

- 1- Le nombre de pôles de l'alternateur
- 2- Sa F.E.M

### Exercice N° 3 :

Pour un alternateur triphasé on donne :  $S_n = 16 \text{ kVA}$  ;  $U_n = E_{on} = 400\text{V}$  ; couplage du stator en étoile. La réactance synchrone par phase en régime nominal  $X = 3 \Omega$  ; La tension nominale d'excitation  $U_{exc,n} = 110\text{V}$ . Le courant nominal d'excitation  $J_n = 4\text{A}$ .

- 1- l'essai à vide a donné :  $P_o = 450 \text{ W}$  ; (puissance fournie à l'arbre de l'alternateur). Les pertes magnétiques sont calculées par  $P_{mag} = 10 J^2$  (W).
- 2- l'essai en C.C a donné :  $P_{cc} = 1250 \text{ W}$  pour  $I_{cc} = I_n$ . La résistance entre deux phases est de :  $R = 1,1 \Omega$ .

Déterminer :

- a- les pertes de l'alternateur :  $P_{exct}$  ;  $P_{mag}$  ;  $P_{mec}$  ;  $P_{cont}$  ;  $P_{joules,N}$  et les pertes variables .
- b- le rendement nominal  $\eta_N$  pour  $\cos\varphi = 0,8$ .
- c- le rendement maximal pour  $\cos\varphi = 0,8$ .

## TRAVAUX DIRIGÉS N° 5

### Exercice N° 1 :

Une installation, alimentée sous  $U = 240\text{V}$  efficace et de fréquence  $f = 50\text{ Hz}$ , comprend :

- Récepteur n°1 :  $P_1 = 1,2\text{ kW}$  ;  $Q_1 = 2\text{ kVar}$  ;
- Récepteur n°2 :  $P_2 = 2,5\text{ kW}$  ;  $Q_2 = 1,8\text{ kVar}$  ;
- Récepteur n°3 : Moteur triphasé asynchrone de puissance utile  $P_u = 1,2\text{ kW}$  ; de rendement  $\eta = 80\%$  et de facteur de puissance  $F_p = 0,84$  ;
- Récepteur n°4 : Radiateur triphasé de puissance  $P_4 = 1,8\text{ kW}$  ;

1. Déterminer, lorsque tous les appareils sont sous tension la puissance active  $P$ , la puissance réactive  $Q$ , la puissance apparente  $S$  ainsi que le facteur de puissance  $F_p$  de cette installation.

2. En déduire l'intensité  $I$ .

On désire relever le facteur de puissance  $F_p' = 1$ , déterminer la valeur de la puissance réactive qu'il faut installer.

3. En déduire dans ce cas la valeur de la capacité.

4. Calculer alors la nouvelle intensité  $I'$  qui circule dans une ligne de l'installation. Soit un câble de référence  $H07VU$  est utilisé pour cette installation, Calculer la section du câble normalisé ; le coefficient de correction  $K=0,6$ , le câble comporte trois âmes en cuivre et son mode de pose est apparent.

### Exercice N° 2 :

Pour alimenter une installation électrique on dispose d'un réseau triphasé  $220/380\text{V}$ ,  $50\text{Hz}$ . Le réseau est utilisé pour alimenter une installation électrique comprenant des éléments réparties de façons a équilibré les trois phases :

- Un groupe de climatiseur aux bornes duquel la méthode des deux wattmètres donne les indications suivantes :  $P_1 = 233\text{ kW}$  et  $P_2 = 90\text{ kW}$  ;
- 100 ordinateurs de  $1100\text{ W}$  chacun ( $\cos\varphi=1$ ).

1) Quelles sont les puissances actives, réactives et apparentes absorbées par le groupe de climatiseur.

2) Quels sont l'intensité du courant et le facteur de puissance à l'entrée de groupe de climatiseur.

3) quels sont l'intensité du courant et le facteur de puissance en tête du réseau.

Calculer la section du câble normalisé ; le coefficient de correction  $K=0,7$ , le câble comporte trois âmes en cuivre et son mode de pose est apparent.

On dispose de trois condensateurs ayant chacun une capacité de  $C=101\mu\text{F}$ . Afin d'augmenter le facteur de puissance, on les connecte en triangle.

4) calculer la puissance réactive fournie par cette batterie de condensateurs.

## TRAVAUX DIRIGÉS N° 6

### Exercice N° 1 :

Un réseau triphasé 220/380V, en câble cuivre multiconducteurs dans un conduit enterré à 30°C, isolé en PVC de longue 300 m alimente une usine BT de puissance 300 Kw ;  $\eta = 98\%$  (Nous notons un coefficient de simultanéité  $K_u = 0.4$ ).

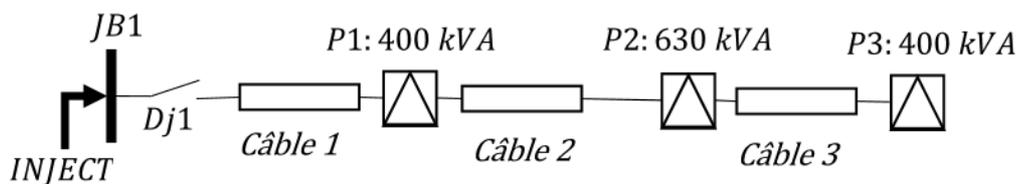
Schéma de liaison de terre TN-S, la protection réseau est assuré par disjoncteur.

- Déterminer la section :
  - Du câble BT destiné à équiper le départ, si on admet une chute de tension autorisée est de 6 % et facteur de puissance  $F_p = 0.9$  ;
  - Des conducteurs neutres et protection.
- Si la chute de tension est limitée à 5% quel sera la section du câble.

Procédez à la facturation de l'énergie électrique sachant que ce client ménage (54M), le nouvel index = 41 786 kWh et l'ancien index 35 234 kWh.

### Exercice N° 2 :

On se propose de déterminer la section des conducteurs des canalisations d'un départ de distribution 10 kV ( $F_p = 0.9$ ).



Câble 1	Câble 2	Câble 3
50 m	250 m	200 m
Cuivre	AL	AL
Unipolaire	Unipolaire	Multipolaire
Caniveau fermé	Enterrée directe ; Terrain normal	Enterrée directe ; Terrain sec
35°C	25°C	30°C
PR	PE	PR

Le départ est alimenté par injecteur de  $S_{cc} = 400$  MVA. La temporisation de la protection contre le court-circuit entre phases est :  $t = 0,2$  s. La résistance de limitation est de  $5 \Omega$ .

Pour la facturation de l'énergie électrique ce client est noté comme un client ménage (54M), le nouvel index = 35 786 kWh et l'ancien index 35 234 kWh.

## TRAVAUX DIRIGÉS N° 7

### Exercice N° 1 :

Une charge triphasée consomme, sur un système triphasé 230V/400V de 50Hz, une puissance de 25 kW avec un facteur de puissance de 0,7 AR.

- 1) Calculer la valeur des capacités  $C$ , câblées en étoile, permettant de relever le facteur de puissance à la valeur 0,92 AR.
- 2) Calculer la valeur des capacités  $C'$ , câblées en triangle, permettant de relever le facteur de puissance à la valeur 0,92 AR.
- 3) Calculer la valeur des capacités  $C''$ , câblées en triangle, permettant de relever le facteur de puissance à la valeur 0,92 AV.
- 4) Le facteur de puissance ayant dans les trois cas la même valeur, quelle solution préférer ?

### Exercice N° 2 :

Un atelier monophasé est constitué de trois ensembles de machines, constituant les charges 1, 2 et 3, mises en parallèle sur la même tension sinusoïdale à 50 Hz de valeur efficace  $V = 230V$ . On récapitule dans le tableau ci-dessous les mesures faites sur chacune de ces charges.

Charge 1	Charge 2	Charge 3
$P_1 = 20 \text{ kW}; Q_1 = 15 \text{ kVar}$	$S_2 = 45 \text{ kVA}; \cos\varphi_2 = 0,6 \text{ AR}$	$S_3 = 10 \text{ kVA}; Q_3 = -5 \text{ kVar}$

- 1) Calculer pour chaque charge l'ensemble des grandeurs électriques la caractérisant : courant absorbé, puissances actives réactives et apparente, facteur de puissance. On notera ces grandeurs  $I_1, I_2, I_3, P_1, P_2$ , etc.
- 2) En déduire la valeur de la puissance active totale  $P$  et de la puissance réactive totale  $Q$  consommées par la charge totale. Calculer également la puissance apparente totale  $S$ , le facteur de puissance global ainsi que le courant total absorbé :  $I$ .
- 3) Représenter dans le plan complexe les courants  $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$  et  $\underline{I}$ . On réalisera un diagramme sans échelle mais sur lequel les amplitudes et déphasages des vecteurs seront notés. On prendra comme référence de phase la tension  $\underline{V}$ .
- 4) Représenter la construction du triangle des puissances de l'ensemble de ces charges.
- 5) On désire, en plaçant un condensateur  $C'$  en parallèle sur l'installation relever le facteur de puissance à la valeur :  $\cos\varphi' = 0,9 \text{ AR}$ . Calculer la valeur de  $C'$ .
- 6) Calculer également la valeur  $C''$  d'un condensateur permettant d'obtenir un facteur de puissance  $\cos\varphi'' = 0,9 \text{ AV}$ .
- 7) Le facteur de puissance ayant la même valeur dans les deux cas, quel condensateur choisit-on en pratique ?

# TRAVAUX PRATIQUES

« La mécanique n'est qu'un schéma général ;  
elle devient une théorie seulement  
par l'indication explicite des lois de force,  
comme l'a fait Newton avec tant de  
succès pour la mécanique céleste »

*Albert Einstein*

# TRAVAUX PRATIQUES N° 1

## Dimensionnement des Différents Coffrets et Armoires Électriques de Protection

### I.1. INTRODUCTION

L'ensemble des systèmes automatisés de production sont pilotés par des armoires électriques dites de commande. Dans ce TP nous allons aborder des questions relatives à la conception d'une armoire électrique, tel que les méthodes de calculs et de dimensionnement, le choix de l'appareillage et l'ensemble des facteurs dont il faut tenir compte.

### I.2. ARMOIRES ELECTRIQUES

Une armoire électrique est un mobilier destiné à abriter l'ensemble des organes et appareils électriques nécessaires au bon fonctionnement d'une installation électrique. Selon son rôle, on distingue plusieurs types d'armoires électriques :

#### I.2.1. Tableau Général Basse Tension TGBT

Ce type d'armoire est placée directement en aval du transformateur HTA/BT son rôle est d'alimenter des tableaux secondaires. Elle est composée essentiellement de jeux de barres et de disjoncteurs.

#### I.2.2. Armoire de compensation

Comme son nom l'indique, le rôle de cette armoire est la compensation de l'énergie réactive dans une installation électrique, par conséquent l'amélioration du facteur de puissance. Elle comporte des condensateurs, une centrale de mesure et des régulateurs.

#### I.2.3. Armoire de commande

Les armoires de commande sont destinées à commander un système automatisé, sa complexité dépend du système, on y retrouve des dispositifs de protection et de commande.

### I.3. REGLAGE DES PROTECTIONS D'UN DEPART HTA

- *Qu'est-ce qu'un plan de protection ?* C'est l'organisation des systèmes de protection pour constituer un moyen de défense efficace face à des régimes

d'incidents des réseaux électriques. Il a pour objectif d'assurer le plus économiquement possible la continuité de service et de préserver les éléments constituant les réseaux.

- **Le régime de secours normal** : le régime de secours normal est celui que l'exploitation est conduite assez fréquemment à adopter, après l'avoir prévu, pour rétablir ou maintenir l'alimentation dans des conditions acceptables et durables, d'un élément de réseau (éventuellement plusieurs) électriquement voisin. La mise en application de ce régime ne doit pas s'accompagner d'une modification du réglage des protections.

- **Le régime exceptionnel** : le régime de secours exceptionnel, destiné à parer à des situations délicates et difficilement prévisibles, correspond généralement à des indisponibilités simultanées d'éléments de réseau électriquement voisins ; il peut être alors nécessaire de modifier le réglage des protections en prenant éventuellement certains risques.

- **Puissance de Court-Circuit « Scc »** : C'est la puissance maximum que peut fournir un réseau sur une installation en défaut. Elle est exprimée en MVA soit en kA efficace pour une tension de service.

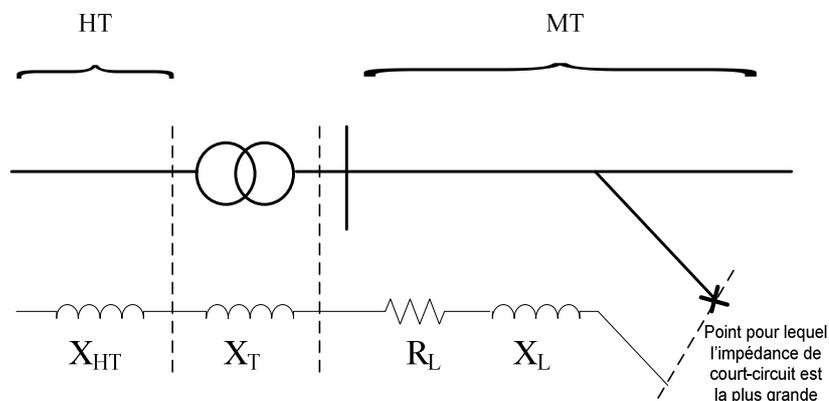


Figure I-1. Différentes parties d'un réseau électrique

### I.3.1. Réglage du courant de phase

La protection contre les défauts, entre phase, est assurée par deux relais à maximum d'intensité à deux seuils, le premier dit de surcharge l'autre violent.

#### I.3.1.1. Seuil bas (surcharge)

C'est une protection contre les surcharges et les défauts en bout de ligne. Les relais à maximum de courant de phase doivent être réglés à une valeur de courant inférieure au plus faible courant de défaut susceptible de se manifester

entre les phases, ce courant est relatif à un courant inférieur à 15 % du défaut biphasé se produisant en bout de ligne.

$$I_{r1} \leq K I_{lt} \text{ si } 0,85 I_{ccb} > K I_{lt}$$

$$I_{r1} \leq 0,85 I_{ccb} \text{ si } 0,85 I_{ccb} < K I_{lt}$$

Avec :

- $I_{lt}$  : courant de la limite thermique des conducteurs ;
- $I_{ccb}$  : courant de court-circuit biphasé le plus loin ;
- $K$  : coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs de la dorsale  
 $K=1,2$ .

#### ► Calcul de $I_{ccb}$

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2 \times \sqrt{R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}}$$

Avec :

- $U_n$  : tension nominale MT du transformateur.

#### ► Calcul de l'impédance HT ramené en MT

$$X_{HT} = \frac{U_n^2 (kV)}{S_{cc} (MVA)}$$

Avec :

- $S_{cc}$  : puissance de court-circuit triphasé du réseau amont.

#### ► Calcul de l'impédance du transformateur HT/MT

$$X_T = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_n^2 (kV)}{S_n (MVA)}$$

Avec :

- $U_{cc}$  : tension de court-circuit ;
- $S_n$  : puissance apparente nominale du transformateur ;
- $U_n$  : tension nominale du secondaire du transformateur :
  - 10,5 kV pour les réseaux 10 kV ;
  - 33 kV pour les réseaux 30 kV.

#### ► Calcul de l'impédance des canalisations

$$R_L = R_0 \times l$$

$$X_L = X_0 \times l$$

Les résistances et réactances kilométriques par phase d'un conducteur de section « s » sont résumées dans le Tableau (I-1).

### I.3.1.2. Seuil haut (violent)

Il doit éliminer rapidement les courts-circuits de la ligne MT et son réglage doit être suffisamment élevé pour le rendre insensible aux défauts sur le réseau BT.

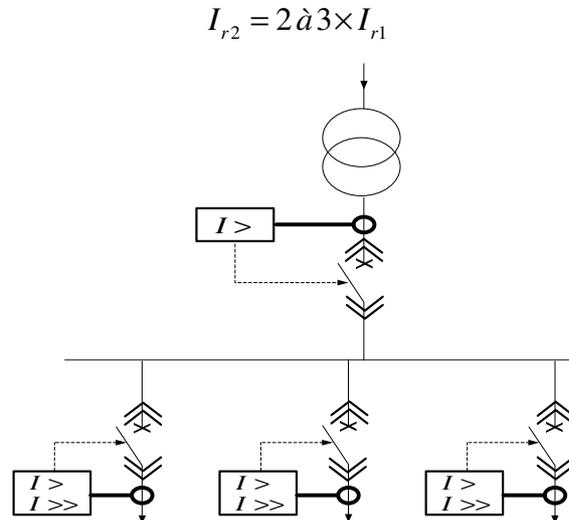


Figure I-2. Protections à maximum de courant de phase

### I.3.2. Réglage du courant homopolaire

$$0,12 I_{TC} \leq I_{0r} < k(3I_0)$$

Avec :

- $k=1,5$  : coefficient qui tient compte de :
  - Faux rendement homopolaire ;
  - Erreur de rapport des TC ;
  - Coefficient de sécurité.

Il y a un risque d'activation intempestive de la protection due à une erreur de mesure du courant résiduel, notamment en présence de courants transitoires. Afin d'éviter ce risque, le seuil de réglage de la protection doit être supérieur à :

- environ 12% du calibre nominal des transformateurs de courant lorsque la mesure est effectuée par trois TC.
- environ 6%, lorsque la mesure est effectuée par un tore.

Au moment où le défaut phase-terre apparaît, les tensions entre phase et terre du départ sain sont déséquilibrées. La tension  $V_1$  de la phase avariée est nulle, les tensions simples des deux autres phases  $V_2$  et  $V_3$  ont pour amplitude la tension composée  $U$  et elles sont déphasées entre elles de  $60^\circ$ , le courant mesuré par le relais de courant homopolaire est dans ces conditions :

$$3I_0 = I\sqrt{3} \quad , \quad I = UC_0\omega$$

Avec :

$C_0$  capacité d'un conducteur du départ par rapport à la terre (Tableau (I-1)).

Ce courant capacitif est de l'ordre de 8 A/100 km pour les lignes aériennes en 30 kV et de 1.6 A/km pour les câbles souterrains 10 kV. La longueur du départ doit être prise en totalité (développée).

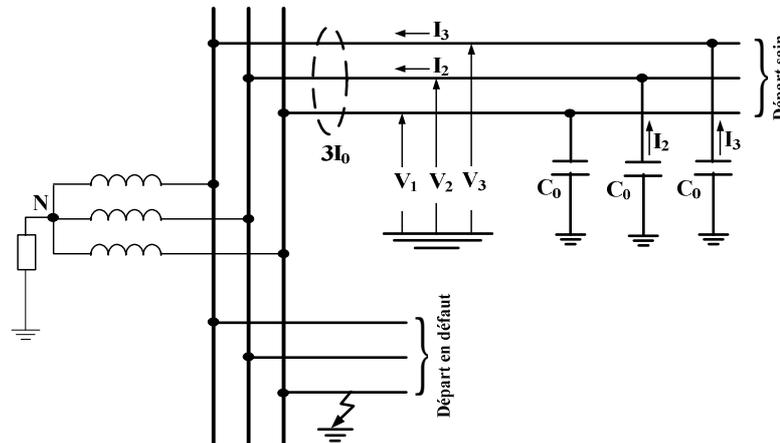


Figure I-3. Représentation des grandeurs électriques d'un réseau pour un défaut monophasé

### Temporisation

D'une manière générale, s'il existe des protections temporisées en aval sur un départ, l'échelon de temporisation entre deux protections doit être de l'ordre de 0,3 s.

Une temporisation des protections sélectives a pour rôle de :

- Assurer une priorité au fonctionnement de certains automatismes : exécution du cycle rapide, avant le cycle lent.
- Assurer l'échelonnement du fonctionnement des protections du départ et des protections placées en aval.

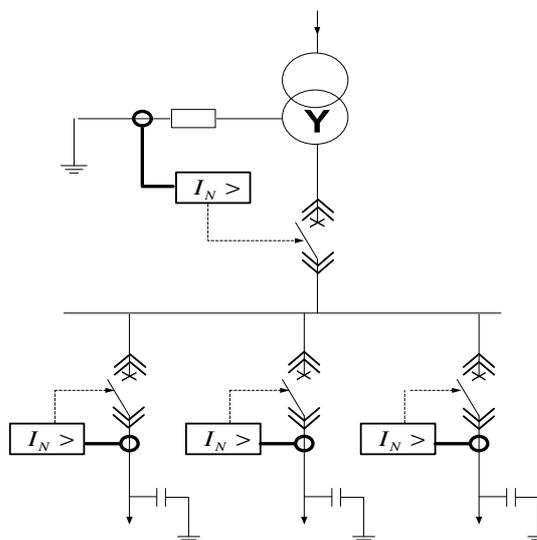


Figure I-4. Protections à maximum de courant terre

### I.3.2. Réglage des protections d'une arrivée

L'intensité de réglage  $I_{r \text{ arrivée}}$  doit satisfaire aux conditions suivantes :

- Etre assez élevée pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur sans risque de déclenchement intempestif.
- Etre aussi faible que possible pour que la protection d'arrivée assure un certain secours aux protections des départs.

$$I_{r \text{ arrivée}} = 1,3 \text{ à } 1,4 I_{nT} ; I_{nT} = \frac{S_n}{1,732 \times U_{nT}}$$

Avec :

- $I_{nT}$  : Courant nominal du transformateur.

### Temporisation

Sa temporisation doit être supérieure de **0,3 seconde** (éventuellement **0,4**) à la temporisation la plus élevée des protections des départs. Vu le risque de déclenchement général et l'absence de réenclenchement automatique, il ne paraît pas souhaitable de descendre au-dessous de cette dernière valeur.

## II.4. ETUDE DU DEPART EPRU DU POSTE SEA 220/60/30 KV

Dans cet exemple, on va faire le calcul des courants à afficher sur un relais de protection d'un départ issu du poste SEA à Sidi Bel Abbès 220/60/30 kV.

Ce départ est de type mixte dont la longueur souterraine est nettement supérieure à celle de l'aérien, donc un problème pour l'affichage du courant homopolaire.

Il est alimenté à partir du transformateur N°1 et dont les caractéristiques sont comme suit :

#### - Transformateur N°1 :

- Puissance de Court-Circuit  $S_{CC}$  : 2337 MVA ;
- Puissance nominale  $S_n$  : 30 MVA ;
- Tension primaire  $U_P$  : 60 kV ;
- Tension secondaire  $U_S$  : 30 k ;
- Tension de Court-Circuit  $U_{CC}$  : 9.57 %.

#### - Départ :

- TC = 200/1 A pour la phase ;
- TC = 80/1 A pour l'homopolaire.

- *Longueur de la dorsale (Aérien) :*

- 5.64 km en 93.3 mm<sup>2</sup> Alu.

- *Longueur de la dorsale (Souterrain) :*

- 0.74 km en 120 mm<sup>2</sup> Cu ;
- 1.03 km en 70 mm<sup>2</sup> Cu ;
- 13.90 km en 120 mm<sup>2</sup> Alu.

- *Longueur des dérivations (Aérien) :*

- 0.908 km en 54.4 mm<sup>2</sup> Alu ;
- 0.23 km en 34.4 mm<sup>2</sup> Alu.

- *Longueur des dérivations (Souterrain) :*

- 0.14 km en 70 mm<sup>2</sup> Cu ;
- 0.14 km en 120 mm<sup>2</sup> Alu.

#### I.4.1. Travail demandé :

Veillez procéder au calcul de :

- courant de phase ;
- courant homopolaire

Tableau I-1. Caractéristiques des conducteurs

#### • Ligne aérienne :

Nature	Section (mm <sup>2</sup> )	Intensité max (A) LT	R <sub>o</sub> (Ω/Km)	X <sub>o</sub> (Ω/Km)	C <sub>o</sub> (F/Km)
CUIVRE	17,8	118	1,01	0,4	5x10 <sup>-9</sup>
	27,5	153	0,66		
	33,2	200	0,472		
	48,3	230	0,373		
	74,8	300	0,24		
	116,2	400	0,156		
ALMELEC	34,4	145	0,958	0,4	5x10 <sup>-9</sup>
	54,6	190	0,608		
	75,5	240	0,438		
	93,3	270	0,357		
	117	315	0,285		
	148	365	0,225		
ALU/ACIER	58,9	160	0,652	0,4	5x10 <sup>-9</sup>
	116,2	300	0,309		
	147,1	345	0,244		

• *Câble souterrain :*

Nature	Section (mm <sup>2</sup> )	Intensité max (A) LT	R <sub>o</sub> (Ω/Km)	X <sub>o</sub> (Ω/Km)	C <sub>o</sub> (F/Km)
CUIVRE	150	350	0,13	0,09	--
	116-120	310	0,16	0,1	4,16x10 <sup>-7</sup>
	95	250	0,19	0,09	--
	75	240	0,25	0,1	3,3x10 <sup>-7</sup>
	48	180	0,36	0,1	--
	30	135	0,63	0,11	--
ALUMINIUM	120(30KV)	300	0,253	0,12	4,16x10 <sup>-7</sup>
	135(10KV)	380	0,164	0,1	--
	240(10KV)	440	0,438	0,1	--
	300(10KV)	500	0,357	0,1	--

## II.5. CONCLUSION

Un système de protection est un ensemble cohérent et efficace de protections choisies dans le but de satisfaire aux objectifs de disponibilité de l'énergie, de sécurité des personnes et des équipements.

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut d'ordre électrique et de mettre hors tension la portion du réseau, siège de ce défaut « portion la plus limitée possible ».

Ce travail a pour objectif d'élaborer la méthodologie à suivre pour effectuer les réglages des protections des réseaux de distribution MT dans une armoire.

# TRAVAUX PRATIQUES N° 2

## Dimensionnement des Appareils de Protection et Calcul de Sections des Câbles

### II.1. INTRODUCTION

Un système de protection est un ensemble cohérent et efficace de protections choisies dans le but de satisfaire aux objectifs de disponibilité de l'énergie, de sécurité des personnes et des équipements.

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut d'ordre électrique et de mettre hors tension la portion du réseau, siège de ce défaut *portion la plus limitée possible*.

Dans ce TP, en va étudier les réglages des relais protection *maximum de courant phase (court-circuit phase-phase)* et *maximum de courant homopolaire (court-circuit phase-terre)* du poste source Mekkera HTB/HTA (60/10 kV) avec l'application des techniques de recherche des défaut sut un câble 10 kV au réseaux de direction de la distribution de Sidi Bel Abbas.

Ce TP a pour objectif d'élaborer la méthodologie à suivre pour effectuer les réglages des protections des réseaux de distribution.

### II.2. LEXIQUE ET SYMBOLES

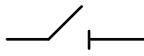
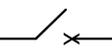
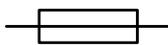
#### II.2.1. Fonctions de protection

*Tableau II-1. Schéma bloc des fonctions de protection*

Symboles	Désignation	Symboles	Désignation	Symboles	Désignation
$I >$	Protection à maximum de courant phase	$U <$	Protection à minimum de tension	$P \leftarrow$	Protection de retour de puissance active
$I >$ $I >>$	Protection à maximum de courant phase à deux seuils	$U >$	Protection à maximum de tension	$Q \leftarrow$	Protection de retour de puissance réactive
$I_N >$	Protection à maximum de courant terre	$I \text{ } \square$	Protection thermique	$> f >$	Protection à maximum et minimum de fréquence
$I \leftarrow$	Protection directionnelle à maximum de courant phase	$I_N \leftarrow$	Protection directionnelle à maximum de courant terre		

## II.2.2. Éléments électriques d'un réseau

Tableau II-2. Schéma bloc des éléments électriques d'un réseau

Symboles	Désignation	Symboles	Désignation	Symboles	Désignation
	Transformateur		Sectionneur		Résistance
	Disjoncteur		Prise de terre		Inductance ou enroulement transformateur
	Disjoncteur débrochable		Transformateur de Courant		Condensateur
	Fusible		Transformateur de Tension		Enroulements : Etoile / Triangle

## II.3. ESSAIS DE RELAIS DE LA PROTECTION

Le but de cet essai est de voir le comportement d'un réglage de courant homopolaire lors d'un défaut à la terre permanent, sur un départ souterrain 10kV, relié sur un jeu de barre HTA au étage 10 kV, issus du poste source Mekkera (60/10 kV) à Sidi Bel Abbes. Pour cela nous avons créé un défaut à la terre sur la phase 1 du départ Bir Hakem 10 kV, sans résistance, à 10,8 km du jeu de barre HTA. Ce départ est protégé par un relais de protection numérique de courant homopolaire REF 543 de marque ABB.

### II.3.1. Caractéristiques et architecture de départ Bir Hakem 10 kV

Le départ Bir Hakem 10 kV issus au poste Mekkera (60/10 kV), il est caractérisé par :

- Tension composée nominale :  $U = 10 \text{ kV}$  ;
- Section :  $S = 185 \text{ mm}^2$ , Matériaux : Almelec ;
- Résistance linéique :  $R = 0,357 \text{ } \Omega/\text{km}$  ;
- Réactance linéique :  $X = 0,35 \text{ } \Omega/\text{km}$  ;
- Nombre Postes MT/BT : Distribution publique = 29 & ; Abonnés = 18 ;
- Courant maximal à l'état sain :  $I = 70 \text{ A}$  ;
- Courant maximal à l'état secours :  $I_{sec} = 102 \text{ A}$  ;
- Longueur souterraine à l'état sain :  $L_s = 6,761 \text{ km}$  ;
- Longueur aérienne à l'état sain :  $L_a = 45,116 \text{ km}$  ;
- Longueur souterraine à l'état secours :  $L_{s\_sec} = 7,10 \text{ km}$  ;

- Longueur aérienne à l'état secours :  $La_{sec} = 72,711 \text{ km}$  ;
- Puissance installée : 5740 kVA ;
- Puissance demandée : 1650 kVA.

### II.3.2. Réglages de protection

La Figure (II-1) donne le schéma global de test protection maximum de homopolaire.

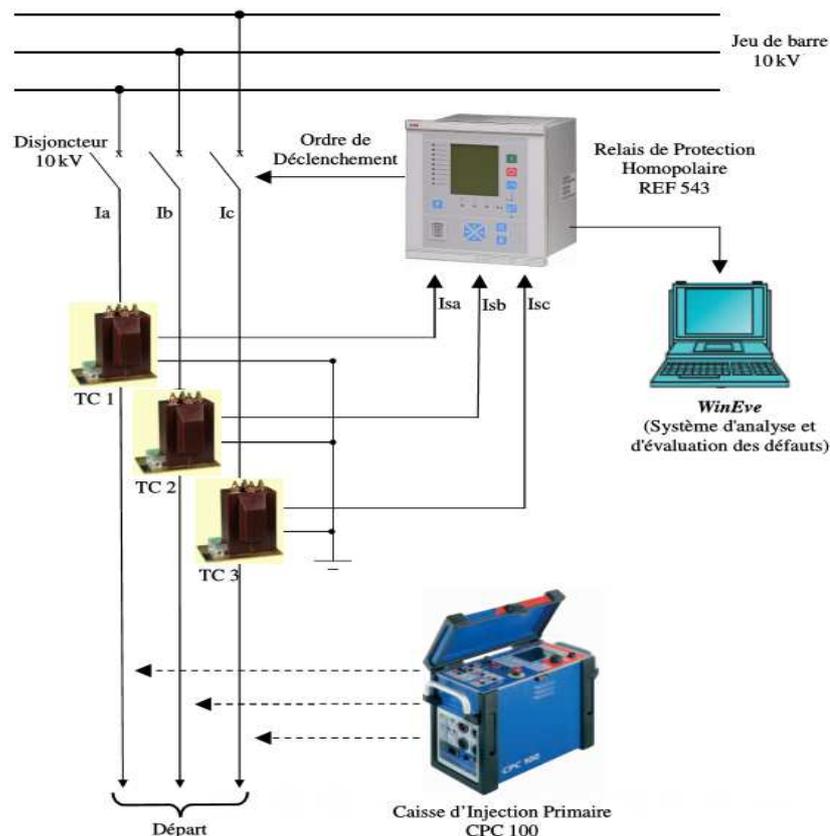


Figure II-1. Schéma global de test protection maximum de homopolaire

### II.3.3. Caisse d'injection

Les utilisateurs de la caisse d'injection et essais de marque OMICRON, type *CP100* (Fig.II-2), par alimentation du primaire, sont en général des ingénieurs et techniciens s'occupant principalement des tests de mise en service et de maintenance des :

- Transformateurs de courant et de tension ;
- Transformateurs de puissance ;
- Câbles d'alimentation ;
- Disjoncteurs HTA ;
- Machines tournantes ;
- Pour les compagnies d'électricité et l'industrie.

Cette caisse d'injection pour test est également utilisée pour la mesure automatique des résistances (résistances de contact, résistances d'enroulements, résistances de mise à la terre, impédances de câbles), mais aussi pour le test monophasé des relais de protection primaire et secondaire ( $I$ ,  $V$  ou relais de fréquence).



Figure II-2. Vue avant de la caisse d'injection Omicron

Tableau II-3. Entrées-sorties et touches d'injection Omicron

①	Sortie 6 A ou 130 V AC	⑪	Touches de sélection rapide de l'affichage voulu
②	Sortie en courant 6 A DC	⑫	Touches pour la sélection rapide de la vue voulue
③	Entrée de mesure de courant I AC	⑬	Ecran à cristaux liquides (LCD)
④	Entrée de mesure de tension 300 V AC	⑭	Touches multifonctions dépendant du champ
⑤	Entrée de mesure basse tension 3V AC	⑮	Touches de navigation au travers des onglets disponibles à l'écran
⑥	Entrée de mesure de tension 10V DC/mesure bifilaire de résistance	⑯	Clavier numérique
⑦	Entrée binaire pour contacts à potentiel flottant ou tensions de 300V DC maximum	(17)	Molette évoluée avec fonction « clic »
⑧	Sécurisation des touches	(18)	Touches de navigation haut/bas pour la saisie des valeurs
⑨	Voyants lumineux	(19)	Bouton de démarrage / arrêt du test
⑩	Bouton d'arrêt d'urgence		

### II.3.4. Test rapport TC phase

Test du rapport du TC (Transformateur de Courant) sur la Figure (II-3), de la polarité et de la charge avec injection directe de courant au primaire du TC et mesure au secondaire, une fois saisi le courant primaire, le courant secondaire et le courant de test, et après avoir appuyé sur le bouton de démarrage, le module de test détermine :

- L'amplitude et l'angle de phase du courant secondaire (erreur angulaire du TC) ;
- Le rapport avec le pourcentage d'erreur ;
- La polarité des bornes du TC ;
- La charge connectée en VA et le facteur de puissance ( $\cos \varphi$ ) ;
- Durée du test :  $\sim 8$  sec, y compris la création automatique de rapport ;
- Sortie : jusqu'à 800A (2000A) AC ;
- Entrée : jusqu'à 10A AC / 3 V ou 300 V avec sonde.

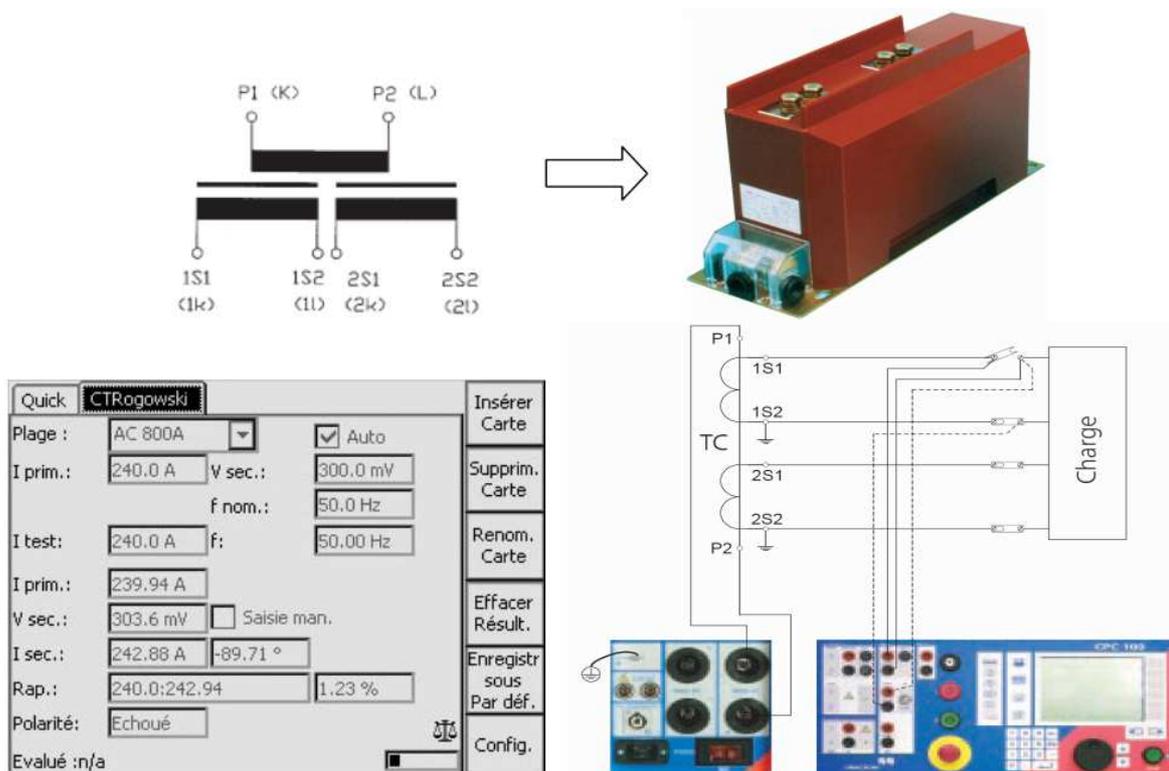


Figure II-3. Schéma de test d'un TC phase

### II.3.5. Relais de protection de courant homopolaire REF 543

Ce relais de protection pour arrivées et départs HTA, REF 543 fait partie du système d'automatisation de poste électrique de la société ABB. Il utilise la technologie moderne appliquée aussi bien dans les solutions logicielles que matérielles. La performance du terminal est élevée grâce à l'utilisation de l'architecture de multiprocesseur. Le traitement numérique des signaux avec une unité centrale puissante et la gestion d'entrées/sorties (E/S) distribuée facilitent l'exécution des opérations parallèles et améliorent la précision et les temps de réponse. L'interface utilisateur IHM dotée d'un écran à cristaux liquides à vues multiples permet l'utilisation fiable et aisée du terminal REF 543. Il enseigne l'opérateur à travers les différentes procédures du système.

### II.3.5.1. Première catégorie

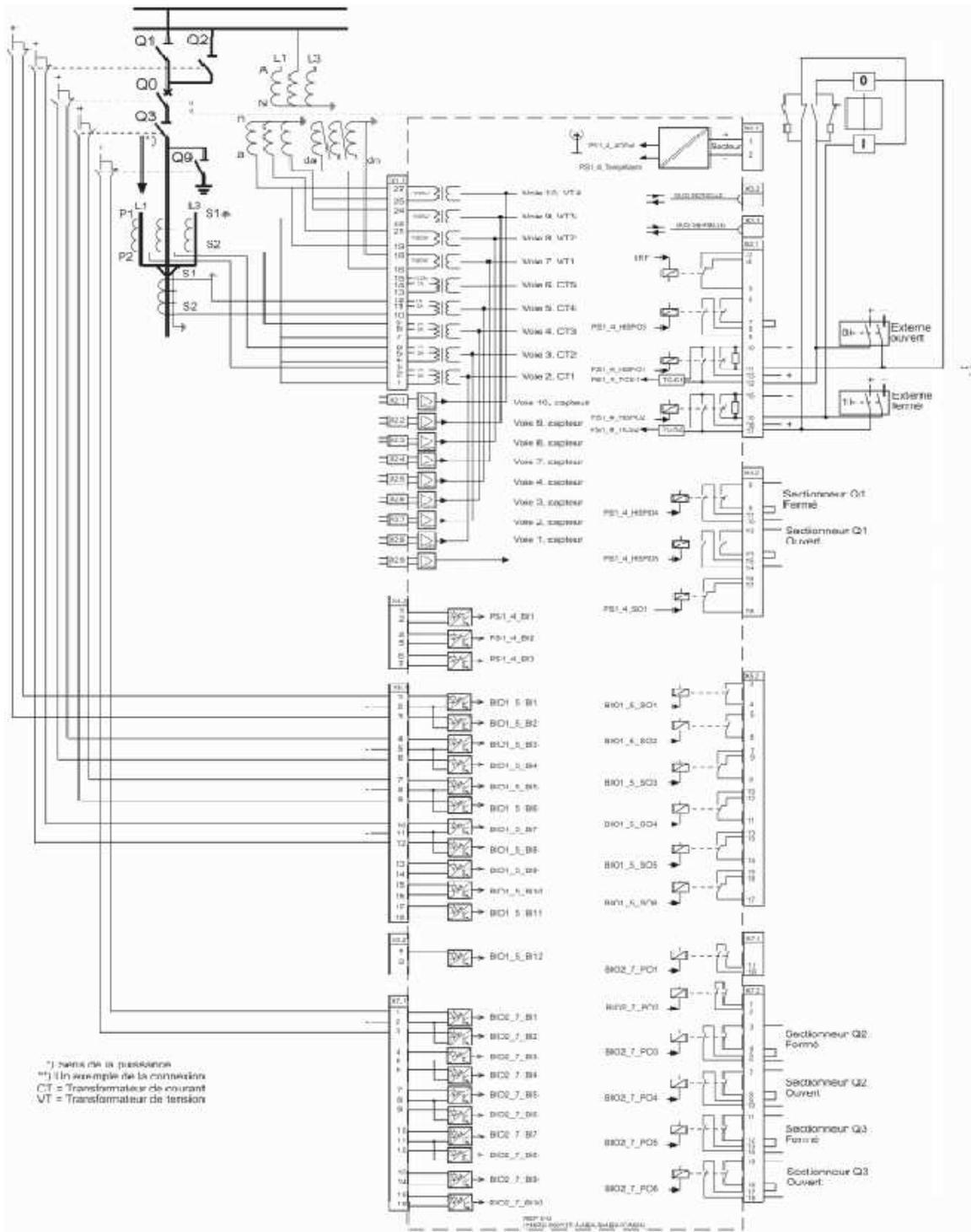


Figure II-3. Schéma de câblage du relais REF 543 sur un départ HTA

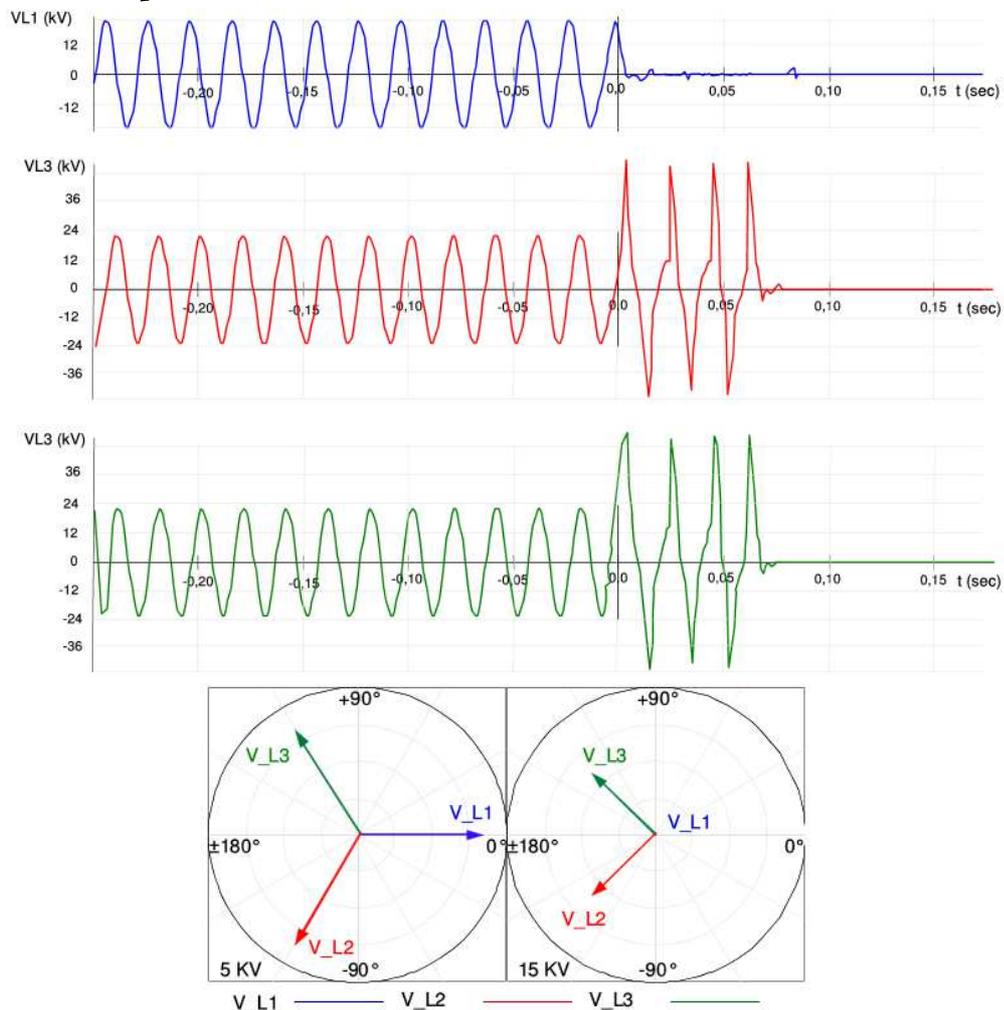
### II.3.5.2. Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts « WinEve »

Le système d'évaluation et d'analyse des défauts *WinEve* permet de prendre sans tarder les mesures nécessaires afin de réduire les dommages dus à l'apparition d'un défaut dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique ou dans les centres de production de l'énergie électrique.

Le logiciel *WinEve* réduit les durées d'arrêt sur les lignes de distribution et de transport et facilite le rétablissement rapide de l'approvisionnement en énergie électrique. Lorsqu'un fichier de perturbographie est rapatrié d'un perturbographe (appareils dédiés ou dispositifs de protection), le système *WinEve* peut avoir été configuré de façon à évaluer et analyser automatiquement le fichier reçu et à imprimer les résultats de l'analyse sous forme d'un rapport succinct.

### II.3.5.3. Résultats et commentaires

Les courbes de la Figure (III-4) sont obtenues dans le cas d'un court-circuit phase-terre en utilisant le logiciel *WinEve* de ABB. On y voit l'évolution des tensions des trois phases.



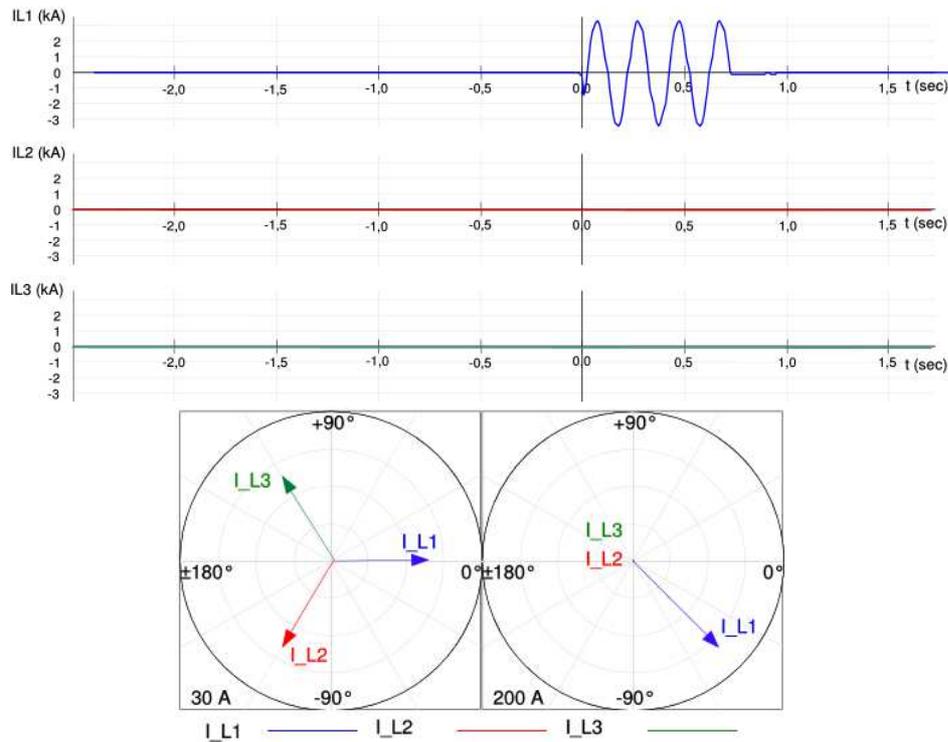
a) Avant le court-circuit    b) Pendant le court-circuit

**Figure II-4.** Schéma de câblage du relais REF 543 sur un départ HTA

Avant le court-circuit, les tensions simples sont équilibrées en module (égal à 17,341 kV) et déphasées d'un angle de  $120^\circ$  (Fig.II-4-a).

Pendant le défaut, les tensions  $V_{L2} = V_{L3}$  sont égales en module et différents en angle, par contre la tension  $V_{L1}$  dans la phase est nulle, ce qui valide les résultats obtenus par la suite à partir de L1 la théorie des composantes symétriques (Fig.II-4-b).

Les courbes suivantes illustrent l'évolution de l'intensité des trois courants de ligne.



a) Avant le court-circuit    b) Pendant le court-circuit

**Figure II-5.** Schéma de câblage du relais REF 543 sur un départ HTA

Avant le court-circuit les courants de ligne forment un système triphasé équilibré en module égale à 70 A et déphasé chaque phase par un angle de  $120^\circ$  (Fig.II-5-a).

Pendant le court-circuit les courants dans les phases saines  $I_{L2} = I_{L3}$  sont égaux et très faibles L2 en comparaison avec le courant de défaut sur la ligne (Fig.II-5-b).

## II.4. CONCLUSION

Dans ce TP, nous avons présenté les résultats obtenus par les essais des réglages protections activés aux relais de protection électrique MT : maximum de courant homopolaire sur un départ 10 kV et maximum de courant phase sur un départ souterrain 10 kV et confirmé par la méthode de calcul de la norme CEI 60909.

# TRAVAUX PRATIQUES N° 3

## Mesure d'Isolement et Dispositifs de Protection

### Contre les Défaits de Terre

#### III.1. INTRODUCTION

Avant d'aborder les différentes méthodes utilisées dans la recherche des défauts qui apparaissent sur les câbles moyennes tension de distribution d'énergie électrique, nous allons définir les principaux concepts et les différents types de ce câble.

Le matériel électrique a évolué de manière extrêmement importante au cours des 5 à 10 dernières années et des méthodes de recherche des défauts ont considérablement été améliorées.

#### III.2. MÉTHODES UTILISÉES DANS L'ANALYSE DES DÉFAUTS

L'analyse des défauts qui apparaissent dans les lignes de transport d'énergie électrique comporte trois étapes essentielles représentées par la Figure (III-1).

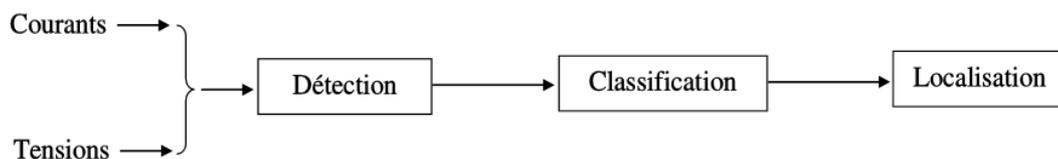


Figure III-1. Schéma bloc des méthodes utilisées dans l'analyse des défauts

##### III.2.1. Méthodes utilisées dans la détection

Parmi les méthodes proposées dans la littérature et utilisées dans la détection des défauts, nous citerons les suivantes :

- La méthode présentée dans la référence [57] est basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs d'un même signal (courant ou tension). Lorsque la différence entre eux atteint un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase qui correspond au signal traité.

- Lorsque le courant de défaut d'une phase est différent de zéro, on conclut directement que cette ligne est le siège d'un défaut qui peut être détecté en utilisant l'indicateur  $T_n$  calculé à partir des échantillons du courant issus des deux extrémités de la ligne [58]. Les valeurs de  $T_n$  sont comparées à la valeur prédéterminée  $T$  pour le système à l'état sain. Si la valeur de  $T_n$  est supérieure à  $T$ , donc la ligne est en défaut.

### III.2.2. Méthodes de localisation des défauts

La première utilisation d'un microprocesseur dans la protection électrique (utilisation des relais numériques) était en 1969 par G.D. Rockefeller. A nos jours, plusieurs algorithmes proposés dans ce nouveau domaine servent à localiser les défauts apparents dans les réseaux électriques. On peut distinguer ces algorithmes suivant trois catégories :

#### III.2.2.1. Première catégorie

Ces algorithmes sont les plus répandus et sont basés sur l'utilisation *des phaseurs* en régime permanent, calculés à partir des données issues d'une ou des deux extrémités de la ligne.

#### III.2.2.2. Deuxième catégorie

Ces algorithmes ont comme principe l'utilisation des *équations différentielles* dans le modèle du réseau de transport.

#### III.2.2.3. Troisième catégorie

Ces algorithmes utilisent le principe de *propagation des ondes* offrant des avantages considérables, surtout pour les longues lignes.

### III.3. MÉTHODES DE PROPAGATION DES ONDES (ÉCHOMÉTRIE)

Cette méthode ne nécessite pas la résolution des équations aux dérivées partielles. Dans cette approche, la résistance  $r$  et la conductance  $g$  sont négligées puisqu'on considère la propagation d'ondes le long d'une ligne sans pertes. Une telle simplification est appropriée pour les longues lignes à moyenne et haute tension.

En utilisant les ondes incidentes  $S_F$  et les ondes réfléchies  $S_B$  des ondes électromagnétiques, les expressions de la tension et de courant sont données par :

$$v(x, t) = \frac{1}{2} [S_F(t - Xx) + S_B(t + Xx)] \quad (\text{III-1})$$

$$i(x, t) = \frac{1}{2Z_0} [S_F(t - Xx) - S_B(t + Xx)] \quad (\text{III-2})$$

Où :

$Z_0$  : est l'impédance caractéristique de la ligne.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (\text{III-3})$$

$$x = \frac{1}{v} \quad (\text{III-4})$$

$$\eta^2 = LC \quad (\text{III-5})$$

Avec  $\eta$  est la vitesse d'onde.

D'après les conditions aux limites à l'extrémité source de la ligne  $V(o, t) = V_S(t)$  et  $i(o, t) = i_S(t)$ , on trouve :

$$\begin{cases} S_F = V(t) + Z_0 \cdot i(t) \\ S_B = V(t) - Z_0 \cdot i(t) \end{cases} \quad (\text{III-6})$$

Pour la localisation du défaut, seules les composantes transitoires des ondes sont utilisées. Les ondes mobiles apparaissent dans la ligne de transport après chaque changement brusque des tensions et courants. Lors de la survenance d'un défaut, la tension au point de défaut chute et produit deux ondes se propageant en *arrière* (vers la source) et en *avant* (vers le récepteur) à l'endroit du défaut avec la même vitesse  $\eta$ .

La distance de défaut  $x$  et la vitesse de propagation sont liées par la relation :

$$\Delta t = \frac{2}{\eta} x \quad (\text{III-7})$$

### III.3.1. Directe en impulsion de tension

Un échomètre est l'association d'un générateur d'impulsions électroniques, délivrant des impulsions de tension de valeur crête comprise entre quelques volts et jusqu'à 150 ou 200V avec des temps de front de 10 à 100ns, et d'un oscilloscope.

À l'heure actuelle, on ne trouve plus sur le marché que des matériels intégrés comportant le générateur d'impulsions et le système de visualisation. Ces équipements sont mono, bi ou tri courbes. Dans la plupart des cas, l'échomètre est connecté au câble entre l'âme et l'écran métallique ou le neutre relié à la terre (Fig.III-2). Mais, ils permettent tous de faire un changement de référence (une phase est mise à la terre et devient la nouvelle référence de mesure) en cas de défaut biphasé.

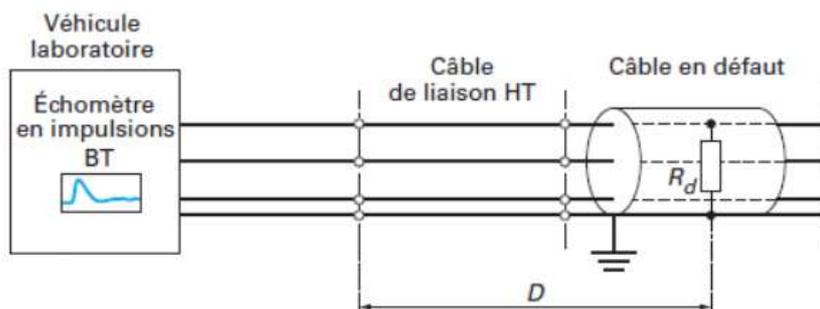


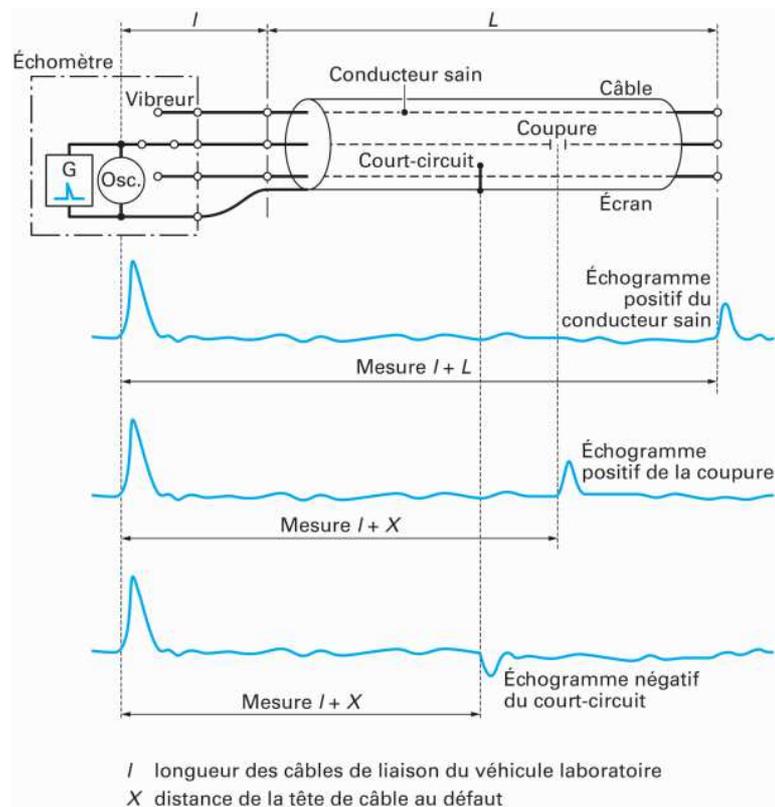
Figure III-2. Montage d'un échométrie

C'est l'impulsion elle-même qui déclenche l'enregistrement d'une image : un échogramme.

La période d'émission des impulsions est automatiquement réglée en fonction de la gamme de mesure (longueur du câble) et de la demi-vitesse de propagation réglée sur le calculateur interne de l'échomètre.

Les échogrammes simples d'un câble, obtenus ainsi, sont donnés sur la Figure (III-3) :

- Dans le cas d'un court-circuit ;
- Dans le cas d'une extrémité ouverte ou d'une coupure ;
- Dans le cas d'une extrémité fermée sur l'impédance caractéristique du câble.



**Figure III-3.** Échogrammes d'un câble

Sur la Figure (III-4) est montré l'échogramme d'une liaison qui compte une ou des jonctions et une ou des dérivations.

La précision des méthodes échométriques dépend :

- De la précision de l'appareil de mesure lui-même ;
- De la nature du défaut ;
- Du soin apporté par l'opérateur dans la mise en œuvre de la méthode et dans l'analyse du résultat.

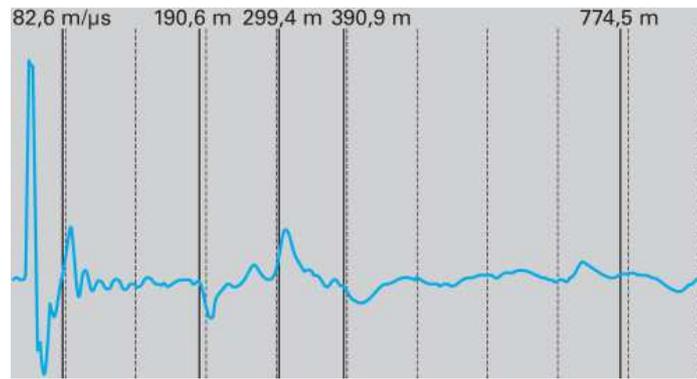


Figure III-4. Copie d'écran de l'échomètre

La recherche de la nature du défaut relève d'une bonne maîtrise des techniques de recherche de défauts et d'une analyse rigoureuse des résultats de l'identification du défaut.

Le soin apporté à la mise en œuvre de la méthode et de l'analyse est également du domaine de l'expérience de l'opérateur et de son professionnalisme. Une impulsion BT type est donnée sur la Figure (III-5).

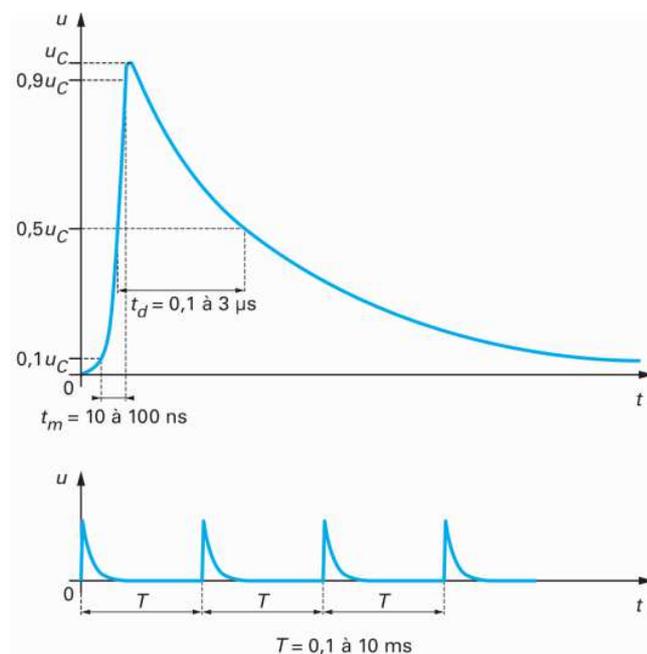


Figure III-5. Impulsion base tension

### III.3.2. Directe en impulsion de courant

Le terme *impulsion de courant* fait référence au mode de détection des impulsions. En fait, on travaille effectivement avec des impulsions hautes tension qui seront produites soit à partir d'un générateur de tension, soit à partir d'un générateur d'ondes de choc.

Les grands principes de ces méthodes ont été découverts par le Docteur *Phil GALE* au milieu des années 1970.

Elles sont fondées sur le principe suivant (Fig.III-6) : un courant  $i_i$  circule dans un conducteur et l'on place à proximité de celui-ci une inductance  $L$  fermée sur une résistance  $R$  ; on mesure, aux bornes de  $R$ , une quantité proportionnelle à  $di/dt$ . De plus, vis-à-vis des phénomènes transitoires,  $L$  joue le rôle d'une antenne, qui capte principalement la fréquence dont le quart d'onde correspond à la longueur du câble ( $\lambda/4 = D$ ). On peut donc avoir un échogramme sélectif.

Lorsqu'une onde de choc est appliquée entre l'âme et l'écran du câble, le courant  $i_i$  circule comme indiqué sur la Figure (III-6).

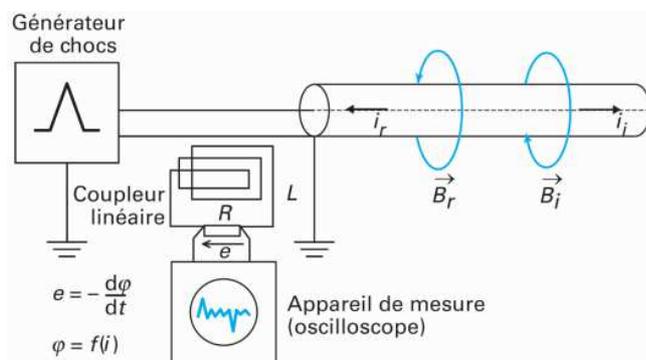


Figure III-6. Montage d'un échométrie en impulsion de courant

D'une manière générale, les coefficients de réflexion des ondes de courant sont de signe opposé aux coefficients de réflexion des ondes de tension.

Le capteur, trop sensible aux influences externes, a été amélioré (Henri HUBIN) par l'utilisation d'un coupleur linéaire torique. Par linéaire, on entend que ce coupleur doit être exempt de tout matériau magnétique : l'hystérésis et la saturation seraient, en effet, ennemies d'une mesure fiable et surtout reproductible.

On notera aussi que le coupleur torique est sensible à la polarisation de l'impulsion qui l'excite, mais aussi au sens de parcours de cette impulsion.

### III.4. CONCLUSION

Dans ce TP, nous avons cité les méthodes de détection ainsi que les différentes étapes de localisation d'un défaut de câble de distribution moyenne tension. L'approche des phraseurs et la méthode de l'échométrie étant les plus utilisées, on va les utiliser dans la suite de ce travail pour l'analyse des défauts.

# TRAVAUX PRATIQUES N° 4

## Schémas Industriels

### IV.1. INTRODUCTION

Le schéma d'électricité est une représentation conventionnelle des installations électriques. Il représente les différentes liaisons entre les éléments d'une installation électrique.

Dans ce TP, en va étudier les réglages et les schémas explicatifs facilitent l'étude et la compréhension du fonctionnement d'une installation industrielle ou d'une partie d'installation.

### IV.2. NORMALISATION

*Tableau IV-1. Normalisation et symboles*

<i>Désignation</i>	<i>Symboles</i>
<i>Démarrateur manuel de moteur</i>	
<i>Démarrateur semi-automatique de moteur</i>	
<i>Démarrateur automatique de moteur</i>	

### IV.3. CHOIX D'UN DÉMARREUR

Le choix est guidé par des critères économiques et techniques sont :

- Les caractéristiques mécaniques et les performances recherchées ;
- La nature du réseau d'alimentation électrique et l'utilisation du moteur existant dans le cas d'un équipement ;
- La politique de maintenance de l'entreprise et le coût des équipements ;
- Au type d'utilisation : souplesse au démarrage, à la nature de la charge à entraîner ;
- Au type de moteur, à la puissance de la machine, à la puissance de la ligne électrique et à la gamme de vitesse requise pour l'application.

### IV.4. DÉMARRAGE MANUEL D'UN MAS A ROTOR A CAGE

L'alimentation directe d'un MAS par une tension, crée un appel de courant assez fort, qui peut provoquer la détérioration des enroulements du moteur et de provoquer aussi une chute de tension importante dans les fils conducteurs de l'installation. Par conséquent, on doit limiter l'appel de courant de démarrage à une valeur acceptable.

#### IV.4.1. Démarrage manuel d'un MAS triphasé 1 sens de rotation

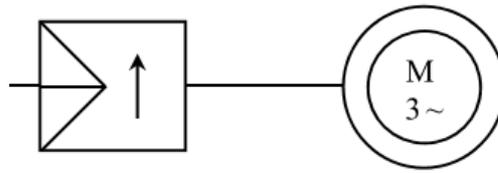


Figure IV-1. Démarrage manuel d'un MAS triphasé 1 sens de rotation

##### IV.4.1.1. Circuit de puissance

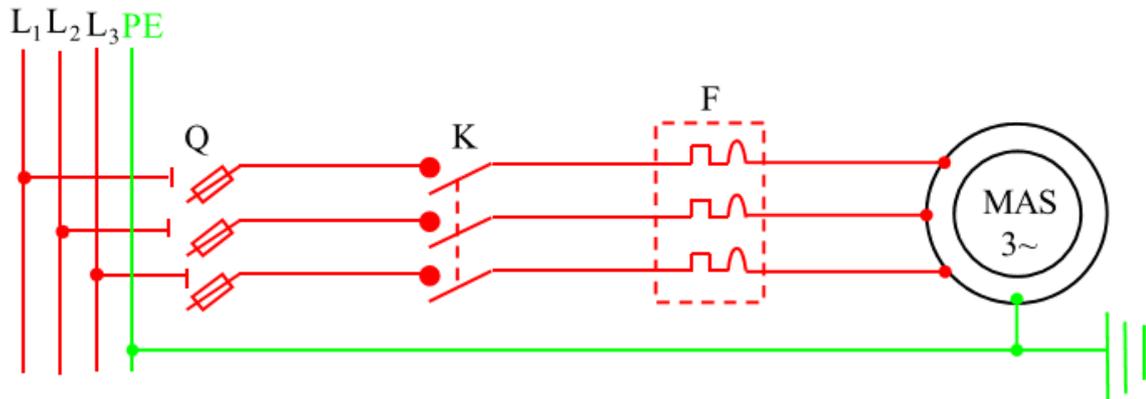


Figure IV-2. Circuit de puissance d'un démarrage manuel d'un MAS triphasé 1 sens de rotation

##### Légende :

( $L_1$ ,  $L_2$  et  $L_3$ ) : Ligne triphasé ; PE : Mise à la terre ; MAS : Moteur asynchrone triphasé à cage ; Q : Sectionneur à fusibles ; K : Interrupteur tripolaires ; F : fusibles.

#### IV.4.2. Démarrage manuel d'un MAS triphasé 2 sens de rotation

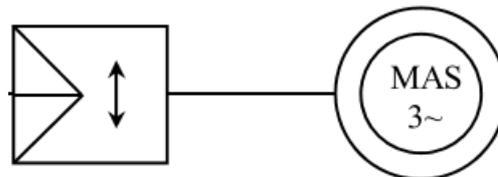


Figure IV-3. Démarrage manuel d'un MAS triphasé 2 sens de rotation

Dans de ce cas le moteur démarre sur ses caractéristiques naturelles. Il est réservé aux moteurs de faible puissance devant celle du réseau, malgré les avantages qu'il présente (simplicité, démarrage rapide, coût faible).

Le démarrage manuel convient dans les cas où la puissance du moteur est faible par rapport à la puissance du réseau (dimension du câble).

La machine à entraîner ne nécessite pas de mise en rotation progressive et peut accepter une mise en rotation rapide. Le couple de démarrage doit être élevé.

## IV.5. DÉMARRAGE SEMI-AUTOMATIQUE D'UN MAS

### IV.5.1. Démarrage d'un MAS triphasé 1 sens de rotation

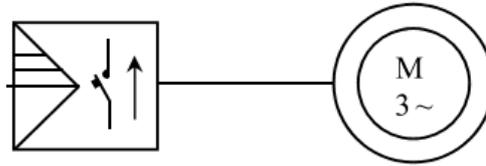


Figure IV-4. Démarrage d'un MAS triphasé 1 sens de rotation

#### IV.5.1.1. Circuit de puissance et de commande

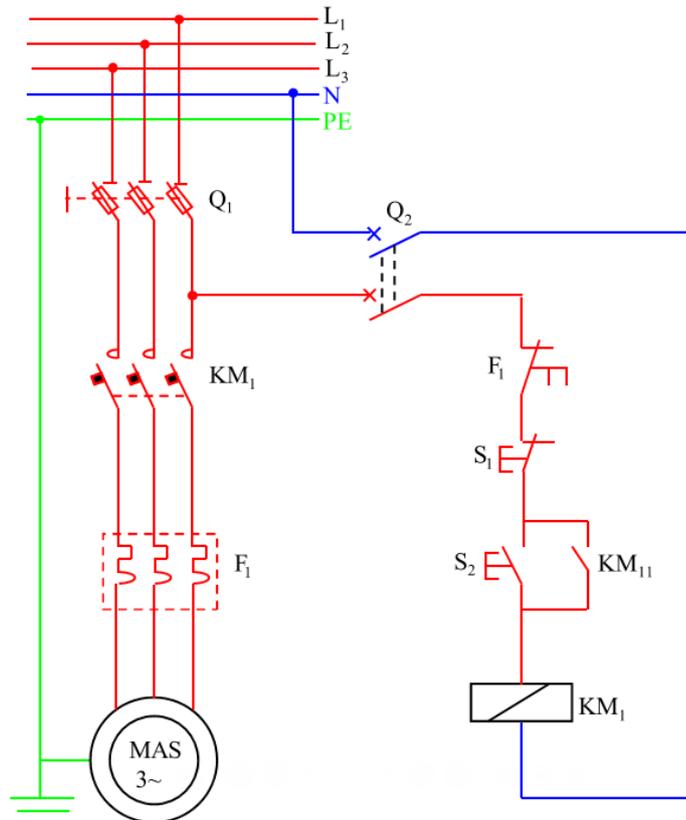


Figure IV-5. Circuit de puissance d'un démarrage d'un MAS triphasé 1 sens de rotation

**Légende :**  $Q_1$  : Sectionneur porte fusibles ;  $Q_2$  : Sectionneur ;  $F_1$  : Relais magnétothermique ;  $KM_1$  : Contacteur magnétique 3 pôles ;  $S_1$  : Bouton d'arrêt ;  $S_2$  : Bouton de marche ; ( $L_1 L_2 L_2 N$  et  $PE$ ) : Ligne triphasé + Neutre + Terre et  $MAS$  : Moteur asynchrone triphasé à cage.

### IV.5.2. Démarrage d'un MAS triphasé 2 sens de rotation

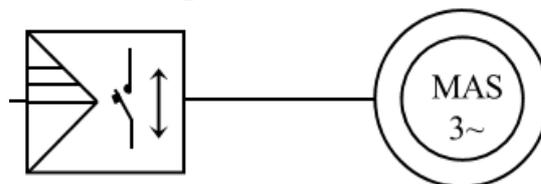


Figure IV-6. Démarrage d'un MAS triphasé 2 sens de rotation

### IV.5.2.1. Circuit de puissance et de commande

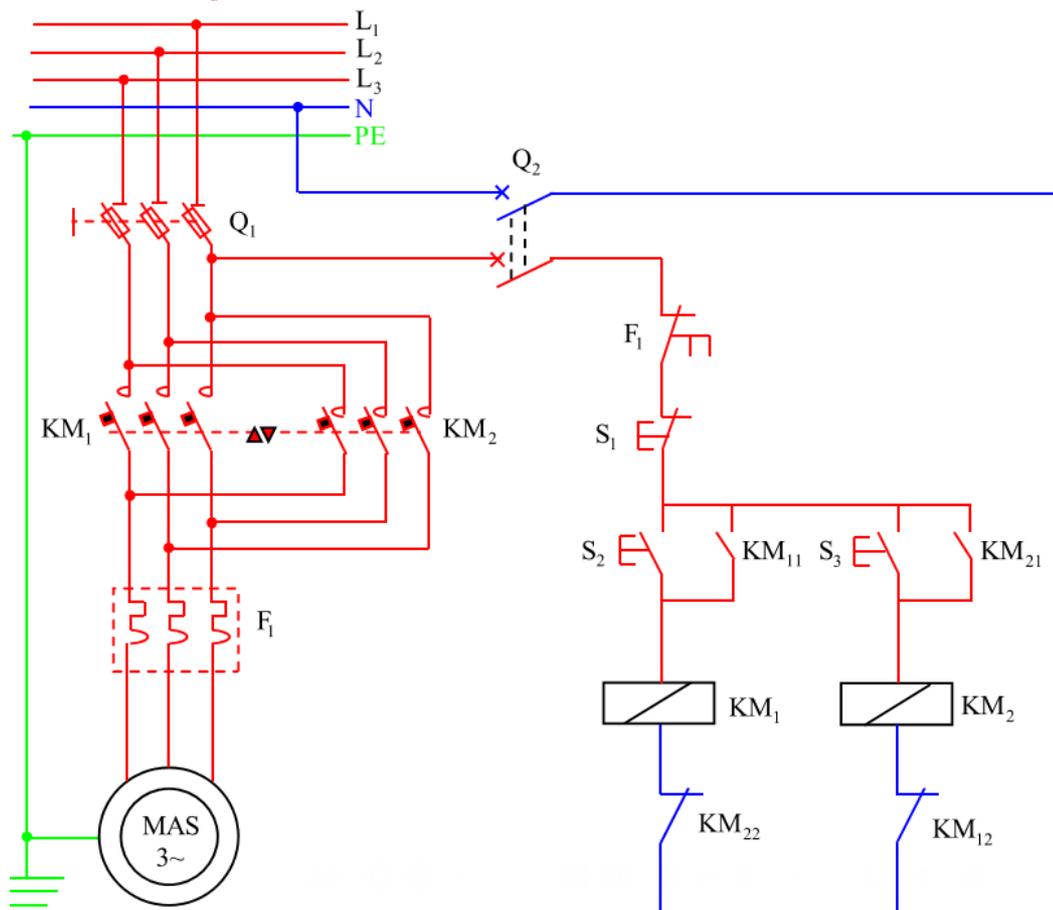


Figure IV-7. Circuit de puissance d'un démarrage d'un MAS triphasé à sens de rotation

**Légende :**  $Q_1$  : Sectionneur porte fusibles ;  $Q_2$  : Sectionneur ;  $S_1$  : Bouton d'arrêt ;  $S_2$  : Bouton de marche en avant ;  $S_3$  : Bouton de marche en arrière ; MAS : Moteur asynchrone triphasé à cage ;  $F_1$  : Relais magnétothermique ;  $KM_i$  : Contacteur magnétique.

## IV.6. DÉMARRAGE SEMI-AUTOMATIQUE $\gamma$ - $\Delta$ D'UN MAS

Ce mode de démarrage est utilisé, si les extrémités des enroulements du stator de moteur sont accessibles.

### IV.6.1. Démarrage d'un MAS triphasé à sens de rotation

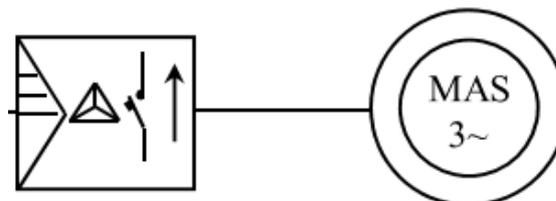


Figure IV-8. Démarrage d'un MAS triphasé à sens de rotation

### IV.6.1.1. Circuit de puissance et de commande

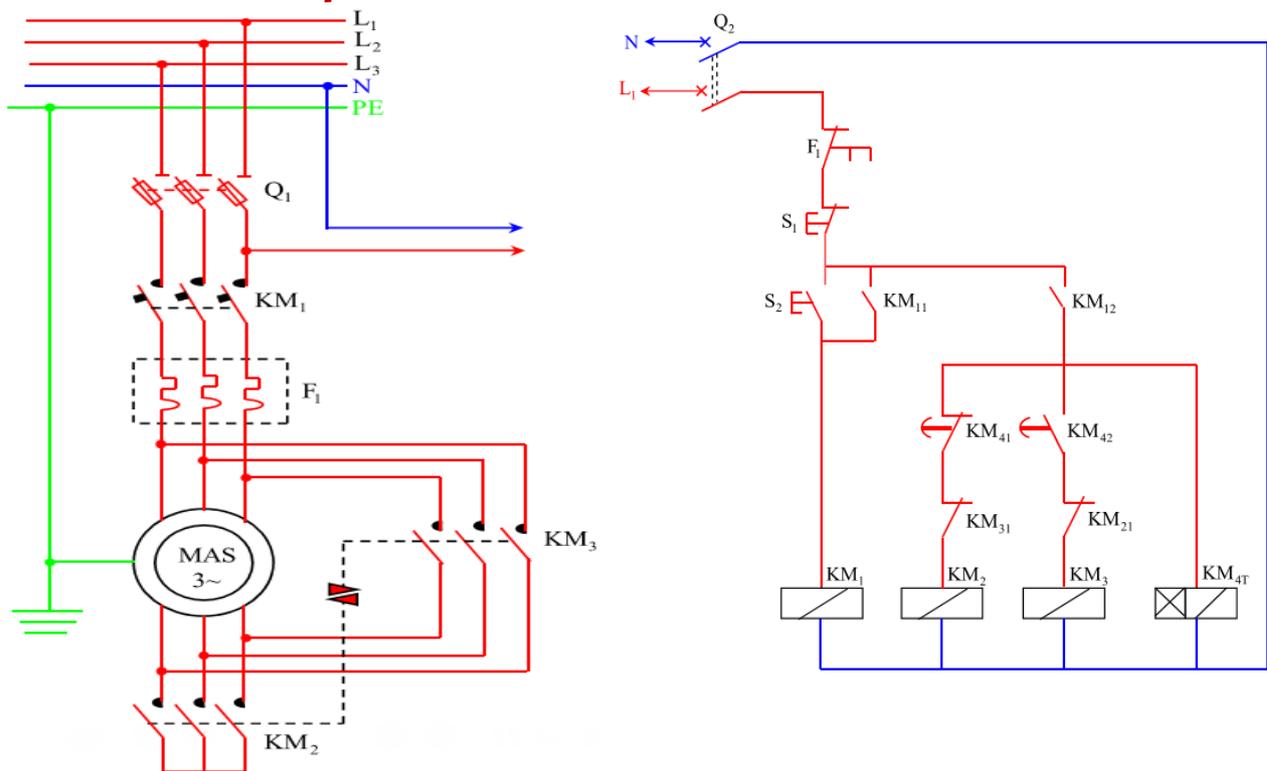


Figure IV-9. Circuit de puissance d'un démarrage d'un MAS triphasé à sens de rotation

Lors du couplage étoile, chaque enroulement est alimenté par une tension 3 fois plus faible, par conséquent, le courant et le couple, sont divisés par 3.

Le passage de couplage étoile au couplage triangle n'est pas instantané, le courant est coupé pendant 30 à 50ms environ. Cette coupure du courant provoque une démagnétisation du circuit magnétique. Lors de la fermeture du contacteur triangle, une pointe de courant réapparaît brève mais importante (magnétisation du moteur).

## IV.7. CONCLUSION

Dans ce TP, nous avons distingués :

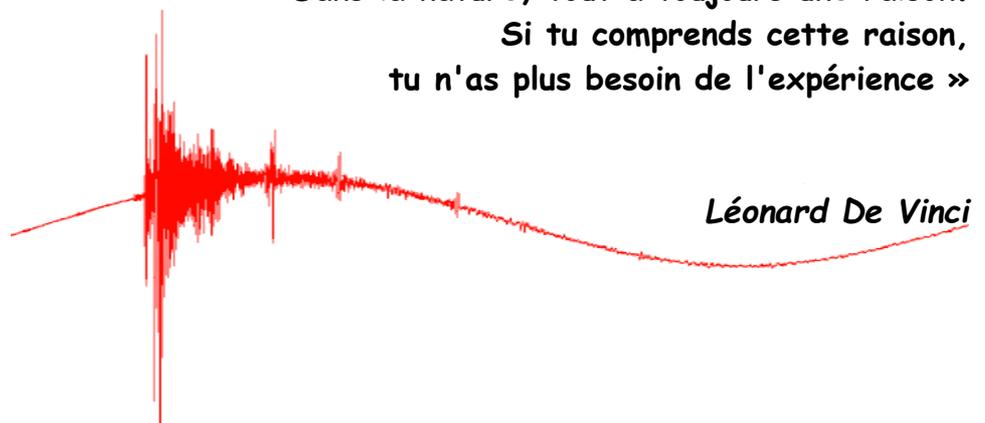
Le *schéma fonctionnel* permettant de comprendre le fonctionnement global de l'installation ;

Le *schéma des circuits* électriques permet de comprendre en détail le fonctionnement d'installation ;

Le *schéma d'équivalence* qui permet l'analyse et le calcul des caractéristiques d'un circuit électrique.

# CONCLUSION GÉNÉRALE

« Dans la nature, tout a toujours une raison.  
Si tu comprends cette raison,  
tu n'as plus besoin de l'expérience »



*Léonard De Vinci*

## CONCLUSION GÉNÉRALE

Les réseaux publics d'électricité sont constitués d'un vaste ensemble de lignes, de câbles et de postes électriques, qui comprennent les transformateurs permettant de passer d'un niveau de tension à un autre, l'ensemble des équipements nécessaires à la gestion et la surveillance des réseaux électriques. Avec la transition énergétique, les missions et défis des réseaux électriques évoluent.

Pour atteindre ces objectifs, on peut agir sur :

- La conception des ouvrages (structure, dimensionnement et fiabilité des ouvrages et du matériel, niveau d'automatisation ...)
- Les règles d'exploitation, qui, une fois l'ouvrage réalisé, déterminent la façon de l'utiliser.

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.

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.

# BIBLIOGRAPHIE

# BIBLIOGRAPHIE

- [1] S. Chari, “*Alimenter, Distribuer et Convertir l'Énergie*”, Notes de Cours, Lycée technique Mohammedia, Maroc, 2019.
- [2] Guy Chateigner, Michel Boës, Daniel Bouix, Jacques Vaillant, Daniel Verkindère, “*Manuel de Génie Électrique*”, Edition Dunod 2006.
- [3] Kenneth Maussang, “*Énergie Électrique*”, Manuscrit de Cours, Université de Montpellier, 2019.
- [4] Dalila Sator-Namane, “*Électrotechnique Générale*”, École National Polytechnique d'Alger, 2001.
- [5] Gregor Haberle, “*Génie Électrique*”, Edition Dunod 2014.
- [6] Hmidat, “*Cours et Travaux Dirigés d'Électrotechnique*”, Manuscrit de Cours, Université de Casablanca, 2016.
- [7] — —, “*Solutions pour le Contrôle de Puissance, la Sécurité et l'Efficacité Énergétique*”, Cahier Technique ,2017.
- [8] Thierry Van Cutsem, “*Analyse et Fonctionnement des Systèmes d'Énergie Électrique*”, Notes de Cours, Université de Liège, 2011.
- [9] Kissiova Tabakova, “*Analyse des Circuits a Courant Alternatif*”, Manuscrit de Cours de l'OFPPT de Maroc, 2006.
- [10] Christian Arcambal, “*Introduction des Contraintes de Propagation et Rayonnement Electromagnétiques dans l'Etude et la Conception d'Emetteurs/Récepteurs de Puissance*”, Thèse de Doctorat de l'Université de Rouen, à l'ESIGELEC, France, 2 Juillet 2003.
- [11] Zellagui Mohamed, “*Étude des Protections des Réseaux Électriques MT (30 et 10 kV)*”, Mémoire de Magister de l'Université de Constantine, 2010.
- [12] Luc Lasne, “*Exercices et Problèmes d'Electrotechnique*”, Edition Dunod 2011.
- [13] Michel Piou, “*Génie Électrique*”, Manuscrit de Cours, 2010.
- [14] Amrane Ahmed, “*Electrotechnique*”, Manuscrit de Cours de l'ENST, 2017.
- [15] Abdelfettah Kerboua, “*Machines Electriques a Courant Alternatif ; Machines Synchrone et Asynchrone*”, Notes de Cours de l'Université de Mascara, 2014.
- [16] Bendaoud Abdelber, “*Machines Electriques à Courant Alternatif*”, Notes de Cours de l'Université de Sidi Bel Abbes, 2007.
- [17] Miloudi Mohamed, “*Dimensionnement des Systèmes Industriels*”, Manuscrit de Cours de l'Université de Relizane, 2017.
- [18] — —, “*Unité d'Alimentation Modulaire, Panneau d'Alimentation à Distance, et Panneau de Distribution à Distance*”, Cahier Technique de Schneider Electric, la France, 2016.
- [19] — —, “*Panneau de Distribution en Rack*”, Cahier Technique de l'APC, 2003.

- [20] Mahmoud Ibrahim, “*Conception et optimisation d’Alimentations Sans Interruption*”, Thèse de Doctorat de l’Université de Grenoble, la France, 2016.
- [21] — —, “*Alimentations Sans Interruption*”, Cahier Technique de la CEMEP, 2008.
- [22] J.P. Beaudet, J.N. Fiorina, O. Pinon, “*Topologies d’ASI et Normalisation*”, Cahier Technique de Merlin Gerin, 1999.
- [23] Jean Louis Boizard, “*Notions de Compatibilité Electro Magnétique (CEM)*”, Note de cours, l’Université de Toulouse II.
- [24] Abderrahmani Abdesselam, “*Réseaux Electriques Industriels*”, Note de cours, l’Université de Béchar, 2018.
- [25] Chelli Zoubir, “*Amélioration de la Qualité de l’Energie Electrique par un Filtre Actif d’Harmonique*”, Thèse de Doctorat de l’Université de Badji Mokhtar-Annaba, 2015.
- [26] A. Lopez De Heredia Bermeo, “*Commandes Avancées des Systèmes Dédiés à l’Amélioration de la Qualité de l’Energie : de la Puissance Basse Tension à la Montée en Tension*”, Thèse de Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), Grenoble, 1996.
- [27] S. Nia Ahmed, “*Contribution à l’Etude Théorique et Expérimentale d’un Filtre Actif Parallèle à Commande Analogique et Numérique Temps Réel*”, Thèse de Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Lorraine, Lorraine, 1996.
- [28] N. Bruyant, “*Etude et Commande Généralisées de Filtres Actifs Parallèles*”, Thèse de Doctorat de l’Université de Nantes, 1999.
- [29] M. Shafiee Khor, “*Amélioration de la Qualité de l’Energie à l’Aide de Compensateurs Actifs : Série, Parallèle ou Conditionneurs Unifiés de Réseaux Électriques*”, Thèse de Doctorat de l’Ecole Polytechnique de l’Université de Nantes, 2006.
- [30] Tazia Mohamed, “*Amélioration de la Qualité d’Energie Électrique Issue d’un Système Photovoltaïque*”, Mémoire de Master de l’Université de M’sila, 2017.
- [31] Abderrahmani Abdesselam, “*Réseaux Electriques*”, Note de cours, l’Université de Béchar, 2018.
- [32] — —, “*Étude technologique et Pratique du Câblage des Circuits Électriques*”, Notes de Cours de l’Université de Kazakhe, — —.
- [33] Hassene Bedoui, “*Installation Electrique*”, Notes de Cours de l’Institut Supérieur des Etudes Technologiques de Ksar-Hellal, 2009.
- [34] Mahfoudi, “*Protection des biens et des personnes*”, Notes de Cours, Centre de Brevet de Technicien Supérieur, 2013.
- [35] — —, “*Dessin Electrique*”, Manuscrit de Cours, Haute Ecole Henallux, 2015.
- [36] Soyed Abdessami, “*Electricité Industrielle*”, Notes de Cours, l’Institut Supérieur des Etudes Technologiques de Rades, 2017.
- [37] Benamirouche Allaoua & Ait Said Riad, “*Etude et Dimensionnement d’une Armoire Electrique pour une Installation de Traitement d’Eau au Sein d’IFR*”, Mémoire de Master de l’Université de Bejaia, 2019.

- [38] — —, “*La Protection des Circuits et des Personnes*”, Guide Pédagogique, Edition Legrand, 2003.
- [39] Ken Tarek, “*La Qualité d’énergie (Les harmoniques)*”, Mémoire de Licence, l’Université de Boumerdes, 2017.
- [40] — —, “*Electricité Industrielle Avancée*”, Editeur : Brigitte Remacle 2014.
- [41] Afif Benameur, “*Schémas et Appareillages Electriques*”, Notes de Cours de l’Université de Mascara, 2017.
- [42] Dinca Carmen Mihaela, “*Electrotechnique*”, Manuscrit de Cours de l’OFPPPT de Maroc, 2007.
- [43] Guelmane et Rousselin, “*Le guide de l’Installation Électrique*” Notes de Cours, 2012.
- [44] Joseph Brandon Witcher, “*Methodology for Switching Characterization of Power Devices and Modules*”, Doctor Thesis in Electrical Engineering, Polytechnic Institute and State University, Virginia, USA, 2002.
- [45] Alali Mohamad Alaa Eddin, “*Contribution à l’étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension Automatisation des systèmes de puissance électriques*”, Thèse de Doctorat de l’Université de Louis Pasteur, Strasbourg I, 12 Octobre 2002.
- [46] — —, “*Manuel technique de l’éclairage*”, document de l’Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables, 2002.
- [47] Roger Cadiergues, “*le Calcul des Installations d’Eclairage*”, mars 2009.
- [48] Roger Cadiergues, “*les Calculs des d’Eclairage*”, — —.
- [49] Ahmed Aouchar, “*Traitement de l’énergie électrique*”, Notes de Cours, ENSICAEN.
- [50] Oudaya Mohamed Bachir et Drissi Mohamed El Hadi, “*Amélioration de la stabilité de tension par l’emplacement optimal des dispositifs FACTS*”, Mémoire de Master de l’Université de Saida, 2017.
- [51] Sidi Salah Mokhtar, “*Etude Comparative entre les Moyens de Compensation de l’Energie Réactive*”, Mémoire de Master de l’Université de Annaba, 2017.
- [52] — —, “*Guide de la Compensation d’Energie Réactive et du Filtrage des Harmoniques*”, Technique Schneider Electric.
- [53] — —, “*Compensation d’Energie Réactive et Contrôle de la Qualité des Réseaux Electriques*”, Legrend, 2017.
- [54] P. Ladoux, G. Ollé, “*Compensateur d’Harmoniques et de Puissance Réactive*”, 2001.
- [55] M. Goumon, “*La tarification de l’énergie*”, Notes de Cours, 2001.
- [56] — —, “*La tarification de l’électricité en Basse Tension*”, document de CREG, 2016.
- [57] A.S. Al Fulaid, M.A. El Sayed, “*A Recursive Least-Squares Digital Distance Relaying Algorithm*”, IEEE, Electrical and Computer Engineering, Kuwait University, 1998.
- [58] M. Kezunovic & B. Perunicic, “*Automated Transmission Line Fault Analysis using Synchronized sampling at Two Ends*”, IEEE, Texas A&M University, pp.407-413, 1995.