

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE MOSTAPHA BENBOULAIID BATNA 2  
FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

DOCUMENTS PEDAGOGIQUES  
DESTINE AUX ETUDIANTS DES CYCLES « LMD MASTER »

DES FILIERES :

« ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE »

« RESEAUX ELECTRIQUES »

« MACHINES ELECTRIQUES »

« COMMANDE ELECTRIQUE »

« ELECTROMECHANIQUE »

« ENERGIE RENOUVELABLE »

MODULE:

---

RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

---

ENSEIGNANT : Pr. FETHA CHERIF

Année Universitaire : 2023/2024

## Sommaire

<i>Introduction générale</i> .....	8
<i>Chapitre I</i> .....	10
<i>Architecture et Évolution des réseaux électriques</i> .....	10
<b>I.1 Introduction</b> .....	<b>11</b>
<b>I.2 Architecture globale du réseau électrique, équipements et architecture des postes ..</b>	<b>11</b>
<i>I.2.1 Production</i> .....	11
<i>I.2.2 Transport</i> .....	12
<i>I.2.3 Répartition</i> .....	12
<i>I.2.4 Distribution</i> .....	12
<b>I.3 Topologies des réseaux de transport et de distribution d'énergie</b> .....	<b>12</b>
<i>I.3.1 Réseau maillé</i> .....	12
<i>I.3.2 Réseau bouclé</i> .....	12
<i>I.3.3 Réseau radial</i> .....	13
<i>I.3.4 Réseau arborescent</i> .....	13
<b>I.4 Équipements et architectures des postes</b> .....	<b>13</b>
<i>I.4.1 Qualités recherchées d'un poste</i> .....	14
<i>I.4.2 Architectures des postes</i> .....	14
I.4.2.1 Schémas des postes à couplage de barres.....	14
I.4.2.2 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité.....	15
I.4.2.3 Schéma à double antenne-simple jeu de barres.....	15
I.4.2.4 Schéma à double antenne-double jeu de barres .....	16
I.4.2.5 Schéma à double jeu de barres-double disjoncteur .....	16
I.4.2.6 Schéma à jeu de barres principale et jeu de barres de transfert.....	17
I.4.2.7 Schéma en anneau .....	17
I.4.2.8 Schéma à un disjoncteur et demi .....	18
<b>I.5 Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux</b> .....	<b>18</b>
<i>I.5.1 Réseau en double dérivation simple</i> .....	19
<i>I.5.2 Réseau en dérivation multiples</i> .....	19
<i>I.5.3 Réseaux à structure en coupure d'artère</i> .....	19
I.5.3.1 La maille .....	20
I.5.3.2 Les boucles .....	20
I.5.3.3 Structure maillée .....	20
<i>I.5.4 Réseaux ruraux</i> .....	20
<i>I.5.5 Postes de distribution BT</i> .....	21
<i>I.5.6 Poste MT/BT en zone rural ou semi urbaine</i> .....	21
<i>I.5.7 Poste MT/BT en zone urbaine</i> .....	21
<b>I.6 Aperçu général</b> .....	<b>22</b>
<b>I.7 Conclusion</b> .....	<b>22</b>

<i>Chapitre II</i> .....	23
<i>Organisation du transport de l'énergie électrique</i> .....	23
<b>II.1 Lignes de transport d'énergie</b> .....	<b>24</b>
<b>II.2 Calcul des lignes de transport</b> .....	<b>24</b>
<i>II.2.1 Choix de la section des conducteurs</i> .....	24
II.2.1.1 Critère de courant nominal .....	24
II.2.1.2 Critère du courant de court-circuit .....	24
II.2.1.3 Critère de la chute de tension .....	25
II.2.1.4 Critère économique .....	25
<i>II.2.2 Isolation</i> .....	26
<i>II.2.3 Calcul mécanique des lignes</i> .....	27
<i>II.2.3.1 Dimensionnement géométrique [7]</i> .....	27
<i>II.2.3.2 Dimensionnement des supports (pylônes)</i> .....	27
<i>II.2.3.3 Dimensionnement des isolateurs</i> .....	28
<i>II.2.4 Opération des lignes de transport en régime établi</i> .....	28
<i>II.2.4 Opération des lignes de transport en régime transitoire</i> .....	28
<i>II.2.5 Transport d'énergie en courant continu (HVDC)</i> .....	28
<b>II.3. Réseaux de distribution</b> .....	<b>28</b>
<i>II.3.1 Introduction</i> .....	28
<i>II.3.2 Distribution primaire</i> .....	29
<i>II.3.3 Distribution secondaire</i> .....	29
<i>II.3.4 Transformateurs de distribution</i> .....	29
<i>II.3.5 Compensation d'énergie réactive dans les réseaux de distribution</i> .....	30
II.3.5.1 Dispositifs conventionnels .....	30
II.3.5.2 Groupes de production (générateurs).....	30
II.3.5.3 Condensateurs.....	31
II.3.5.4 Inductances .....	31
II.3.5.5 Compensateurs synchrones .....	31
II.3.5.6 Compensateurs statiques .....	31
<i>II.3.6 Fiabilité de distribution</i> .....	31
<b>II.4 Caractéristiques techniques générales</b> .....	<b>31</b>
<i>II.4.1 Caractéristiques techniques générales</i> .....	31
<i>II.4.2 Les postes sources HTB/HTA</i> .....	32
<i>II.4.3 Lignes et départs HTA</i> .....	32
<i>II.4.4 Qualité de service (Qualité d'énergie)</i> .....	33
<i>II.4.4.1 Qualité de la tension</i> .....	33
II.4.4.2 Qualité du courant.....	33
<b>II.5 La production décentralisée</b> .....	<b>34</b>
<i>II.5.1. Définition :</i> .....	34
<i>II.5.2 Différents types de production décentralisée</i> .....	34

<b>II.5.2.1. Energies renouvelables.....</b>	<b>35</b>
<i>II.5.2.1.1 Centrales hydrauliques.....</i>	<i>35</i>
<i>II.5.2.1.2. Panneaux solaires .....</i>	<i>35</i>
<i>II.5.2.1.3. Géothermique .....</i>	<i>37</i>
<i>II.5.2.1.4 Biomasse et déchets.....</i>	<i>38</i>
<i>II.5.2.1.5 Marémotrice .....</i>	<i>38</i>
<i>II.5.2.1.6 Hydrolienne.....</i>	<i>39</i>
<i>II.5.2.1.7 Eoliennes .....</i>	<i>39</i>
<b>1.5.2.2 Energies non renouvelables .....</b>	<b>40</b>
<i>II.5.2.2.1 Thermique.....</i>	<i>40</i>
<i>II.5.2.2.2 Hydrogène.....</i>	<i>40</i>
<b>II.6 Conclusions.....</b>	<b>41</b>
<i>Chapitre III.....</i>	<i>42</i>
<i>Exploitation des réseaux électriques MT et BT.....</i>	<i>42</i>
<i>III- Introduction.....</i>	<i>43</i>
<b>III-1 Protection des réseaux électriques .....</b>	<b>43</b>
<b>III-2 Objectifs de la protection.....</b>	<b>43</b>
<b>III-3 Différentes protections .....</b>	<b>43</b>
<i>III-3.1 Protection des transformateurs de postes MT/BT .....</i>	<i>43</i>
<i>III-3.2 Mises sous et hors tension.....</i>	<i>44</i>
<i>III-3.3 Surtensions externes.....</i>	<i>44</i>
<i>III-3.4 Protection contre les surtensions : Eclateurs et parafoudres.....</i>	<i>44</i>
<i>III-3.5 Surcharges.....</i>	<i>45</i>
<i>III-3.6 Protection par mesure de courant.....</i>	<i>45</i>
<i>III-3.7 Protection côté MT.....</i>	<i>45</i>
<i>III-3.8 Protection par la mesure de température.....</i>	<i>46</i>
<i>III-3.9 Protection par fusibles MT et combinés interrupteur-fusibles .....</i>	<i>46</i>
<i>III-3.10 Protection par disjoncteur MT.....</i>	<i>46</i>
<i>III-3.11 Courts-circuits sur le réseau BT.....</i>	<i>47</i>
<i>III-3.11.1 Protection contre les Court Court-circuit internes.....</i>	<i>47</i>
<b>III-4 Evolution des défauts internes.....</b>	<b>47</b>
<i>III-4.1 Défauts entre spires .....</i>	<i>47</i>
<i>III-4.2 Défauts entre enroulements .....</i>	<i>48</i>
<i>III-4.3 Défauts à la masse et influence du régime de neutre.....</i>	<i>48</i>
<b>III-5 Protection de masse cuve .....</b>	<b>49</b>
<b>III-6 Défauts liés à la technologie.....</b>	<b>49</b>
<b>III-7 Protection jeu de barres.....</b>	<b>49</b>
<i>III-7.1 Protections différentielles de barres à haute impédance.....</i>	<i>50</i>
<i>III-7.2 Protection différentielle de barres à moyenne impédance .....</i>	<i>51</i>
<b>III-8 Protection des alternateurs.....</b>	<b>51</b>
<i>III-8.1 Perte d'excitation.....</i>	<i>52</i>

<i>III-8.2 Court-circuit externe entre phases.....</i>	<i>52</i>
<i>III-8.3 Variation de tension et de fréquence .....</i>	<i>52</i>
<b>III-9 Organisation de la protection.....</b>	<b>53</b>
<i>III-9.1 Zones de protection .....</i>	<i>53</i>
<i>III-9.2 Protection directionnelle.....</i>	<i>54</i>
<i>III-9.3 Elément du système de protection.....</i>	<i>54</i>
<i>III-10. Réglage de la fréquence et de la tension de réseau .....</i>	<i>54</i>
<i>III-10.1. Réglage de la fréquence .....</i>	<i>55</i>
<i>III-10.2. Stabilité .....</i>	<i>55</i>
<i>III-10.3. Contraintes liées à la fréquence.....</i>	<i>56</i>
<i>III-10.4. Réglage de la tension.....</i>	<i>56</i>
<i>III-10.4.1. Chute de tension dans une ligne .....</i>	<i>56</i>
<i>III-10.4.2. Marges de sécurité.....</i>	<i>57</i>
<i>III-10.4.3. Mécanisme d'un écroulement de tension .....</i>	<i>58</i>
<i>III-10.4.4. Contraintes liées à la tension .....</i>	<i>59</i>
<i>III-11. Conclusion.....</i>	<i>59</i>
<i>Chapitre IV.....</i>	<i>60</i>
<i>Régimes de neutre .....</i>	<i>60</i>
<i>IV.1 Effet Du courant électrique traversant le corps humain .....</i>	<i>61</i>
<i>IV.1.1. Définitions de quelques termes:.....</i>	<i>61</i>
<i>IV.2. Paramètres pour l'évaluation des risques.....</i>	<i>61</i>
<i>IV.3 Effet du courant alternatif sur les personnes.....</i>	<i>62</i>
<i>IV.4 Différents cas de contact électrique.....</i>	<i>63</i>
<i>IV.4.1 Contact direct .....</i>	<i>63</i>
<i>IV.4.2 Contact indirect.....</i>	<i>63</i>
<i>IV.4.3 Tensions de contact électrique.....</i>	<i>63</i>
<i>IV.5 Conduite à tenir en cas d'accident.....</i>	<i>64</i>
<i>IV.6 Principaux régimes de liaison à la terre.....</i>	<i>64</i>
<i>IV.6.1 Schémas de liaison à la terre (définitions) .....</i>	<i>64</i>
<i>IV.6.1.1 Nécessité de la liaison à la terre.....</i>	<i>64</i>
<i>IV.6.1.2 Définitions .....</i>	<i>65</i>
<i>IV.6.1.3. Schéma TT.....</i>	<i>65</i>
<i>IV.6.1.4. Autres principaux schémas (pour information).....</i>	<i>66</i>
<i>Chapitre V.....</i>	<i>67</i>
<i>La problématique du réglage de tension dans les réseaux électriques .....</i>	<i>67</i>
<i>V.1 Introduction .....</i>	<i>68</i>
<i>V.2 Réglage de tension dans les réseaux électriques.....</i>	<i>68</i>
<i>V.2.1 Chute de tension dans les réseaux électriques.....</i>	<i>68</i>
<i>V.2.2 Méthodes de réglage de la tension.....</i>	<i>68</i>
<i>V.2.2.1 Réglage automatique de la tension aux bornes des générateurs.....</i>	<i>68</i>
<i>V.2.2.2 Réglage par AVR .....</i>	<i>68</i>

<i>V.2.2.3 Compensation d'énergie réactive par les moyens classiques et modernes.....</i>	<i>69</i>
<i>V.2.2.3.1 Moyens de compensation classiques .....</i>	<i>69</i>
<i>V.2.2.3.1.1. Inductances.....</i>	<i>69</i>
<i>V.2.2.3.1.2. Condensateurs.....</i>	<i>69</i>
<i>V.2.2.3.1.3. Compensateurs synchrones .....</i>	<i>70</i>
<i>V.2.2.3.1.4. Transformateurs avec prises réglables en charge.....</i>	<i>70</i>
<i>V.2.2.3.2. Moyen de compensation moderne (par dispositifs FACTS).....</i>	<i>70</i>
<i>V.2.2.3.2.1. Dispositifs FACTS Shunt / parallèles .....</i>	<i>71</i>
<i>V.2.2.3.2.2. Dispositifs FACTS séries.....</i>	<i>71</i>
<i>V.2.2.3.2.3. Dispositifs FACTS combinés série-parallèle.....</i>	<i>72</i>
<b>V.2.2.4 Réglage de la tension par autotransformateur.....</b>	<b>72</b>
<b>V.3 Réglage de tension : Qualité et sûreté sur les réseaux .....</b>	<b>72</b>
<b>V.4 Réglage de tension dans les réseaux de distribution actuels .....</b>	<b>73</b>
<i>V.4.1 Régleur en charge au transformateur HTB/HTA .....</i>	<i>73</i>
<i>V.4.2 Bancs de condensateur.....</i>	<i>75</i>
<i>V.4.3 Dimensionnement.....</i>	<i>75</i>
<b>V.5 Conclusion.....</b>	<b>75</b>
<i>Chapitre VI.....</i>	<i>76</i>
<i>Applications sur le réglage de tension .....</i>	<i>76</i>
<i>VI.1 Introduction.....</i>	<i>77</i>
<b>VI.2 Réglage par tension additionnelle (régleur).....</b>	<b>77</b>
<i>VI.2.1 choix du coefficient de réglage de la tension dans le transformateur réglable en charge.....</i>	<i>77</i>
<i>VI.2.2 Application numérique.....</i>	<i>79</i>
<b>VI.3 Réglage par des sources de puissance réactive (batterie de condensateur).....</b>	<b>80</b>
<i>VI.3.1 Application numérique.....</i>	<i>81</i>
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>82</b>
<i>Références .....</i>	<i>84</i>

Abréviation**Les abréviations motionné ci-dessus selon les normes international CEI 27-1 :**

Indice	Mot clé	Unité
$AC$	Courant Alternatif	A
$DC$	Courant Direct	A
$BT$	Basse tension	A
$HT$ ou $HTB$	Haute tension	V
$MT$ ou $HTA$	Moyenne tension	V
$kV$	Kilo Volt	KV
$l$	Longueur de la ligne ou câble	Km
$RL$	Résistance de la ligne ou câble	$\Omega/km$
$L$	Inductance de ligne ou câble	H
$XL = L.w$	Réactance de la ligne ou câble	$\Omega/km$
$C$	Capacité de la ligne ou câble	F/km
$Z_L = R_L + jX_L$	Impédance de la ligne	$\Omega/km$
$R_t$	Résistance de terre	$\Omega$
$R_f$	Résistance de défaut	$\Omega$
$S$	Section de la ligne ou câble	$mm^2$
$I_n$	Courant nominal	A
$U_n$	Tension composé nominale	V
$I_{max}$	Courant maximal	A
$I_{cc}$	Courant de court-circuit	A
$S_{cc}$	Puissance de court-circuit	MVA
$P$	Puissance active	W
$Q$	Puissance réactive	VAR
$S$	Puissance apparente	VA
$V_1, V_2, V_0$	Composantes symétriques de tension	V
$I_1, I_2, I_0$	Composantes symétriques de courant	A
$U_{cc}$	Tension de court-circuit d'un transformateur	V
SOE	La section optimale économique	-
$f_{max}$	la flèche maximale	-
HVDC	High Voltage Direct Current	-

# *Introduction générale*



L'exploitation du réseau électrique consiste à produire, transporter et distribuer l'énergie demandée par les charges installées. Cette énergie doit être fournie sous tension et fréquence dans des limites acceptables afin de garantir un bon fonctionnement des charges et des équipements du réseau. Pour la tension, en générale, une variation de 5% autour de la valeur nominale (parfois 10%) est tolérée. Par ailleurs, la fréquence ne doit pas excéder 0.5% de la fréquence nominale. En plus du contrôle permanent de la tension et de la fréquence, l'exploitation d'un réseau nécessite des protections à différents niveaux afin d'éviter des dommages sur les équipements et les personnes d'une part et de minimiser les interruptions d'alimentation en cas de défaut d'autres part.

Pour l'opérateur chargé d'exploiter un réseau, la connaissance de l'architecture de celui-ci est indispensable (Architecture des postes et les différentes topologies de distribution). En effet, la sécurité d'alimentation en dépend fortement. En outre, les manœuvres nécessaires aux changements de topologies dépendent essentiellement de l'architecture des postes. Finalement, c'est à partir des postes que beaucoup d'opérations de contrôle de régulation sont réalisées, notamment le réglage de la tension.

Il est déjà établi que la tension dépend fortement des flux de puissance réactive. Ainsi, il est indispensable d'éviter au maximum le transport de cette puissance, en favorisant sa production localement. L'opérateur d'exploitation dispose normalement de moyen de compensation de puissance réactive (Batteries de condensateurs, FACTS). Néanmoins, d'autres moyens de réglage de tension comme les autotransformateurs et les contrôleurs automatiques (AVR) d'excitation des générateurs sont aussi prévus. Donc, le réglage de tension nécessite le concours de ces différents dispositifs de manière coordonnée. Par ailleurs, il faut noter que la puissance active n'est pas sans conséquences sur la tension, c'est pourquoi, en plus de la minimisation des flux de puissance réactive, il faut veiller à ce que la demande de puissance au-dessous des valeurs critiques qui représentent un danger (effondrement) sur la tension ou la fréquence (en entend par là, le dispatching des charges).

Les points exposés dans cette introduction seront traités de manière détaillée sur quatre chapitres :

- ❖ *Le 1<sup>er</sup> chapitre : Architecture et évolution des réseaux électriques.*
- ❖ *Le 2<sup>ème</sup> chapitre : Organisation du transport de l'énergie électrique.*
- ❖ *Le 3<sup>ème</sup> chapitre : Exploitation des réseaux électriques MT et BT*
- ❖ *Le 4<sup>ème</sup> chapitre : Régime de neutre.*
- ❖ *Le 5<sup>ème</sup> chapitre : La problématique du réglage de tension dans les réseaux électriques.*
- ❖ *Le 6<sup>ème</sup> chapitre : Applications sur le réglage de tension.*

*Chapitre I*  
*Architecture et Évolution des réseaux*  
*électriques*

### I.1 Introduction

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit « du haut en bas » : Production- Transport-Distribution.

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée. Ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (type centrales hydrauliques, thermiques, nucléaires). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques, ...).

L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants. Cette structure a été construite sur des bases économiques, de sécurité du système et de qualité de fourniture de l'énergie, [1].

### I.2 Architecture globale du réseau électrique, équipements et architecture des postes

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension. L'architecture ou le design du réseau est un facteur clé pour assurer ces objectifs.

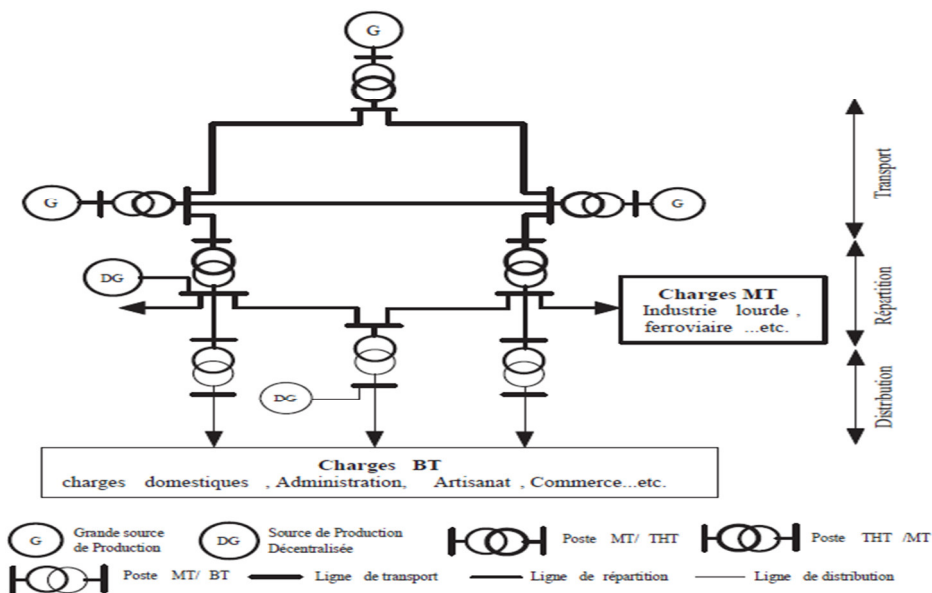


Figure I.1 – Vue globale du réseau électrique.

Cette architecture peut être divisée en deux parties; D'une part, l'architecture du poste, et de l'autre part l'architecture de la distribution, [2].

#### I.2.1 Production

La production qui sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo-alternateurs qui transforment l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz, pétrole, hydraulique...). Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, exemple en Algérie le gaz naturel couvre plus de 70% de la production, en France, 75% d'électricité est d'origine nucléaire. En générale, chaque source de production (centrale électrique) regroupe plusieurs groupes turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance. Par ailleurs, on trouve dans les pays industrialisés des puissances installées de plus en plus élevées pour répondre à la demande croissante en énergie électrique, exemple le central nucléaire de Gravelines

en France  $6 \times 900$  MW, la central hydro- électrique des Trois-Gorges en Chine  $34 \times 700$  MW et  $2 \times 50$  MW (devenue le plus grand central dans le monde en 2014), [3].

### I.2.2 Transport

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Ces réseaux sont à très haute tension (63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés. Les flux de puissance peuvent ainsi être répartis entre toutes les lignes du réseau. Leur gestion est par contre complexe : les transferts de puissance entre zones de production et zones de consommation sont très importants et variables. Ils rendent l'optimisation technico économique des réseaux difficiles. Par conséquent, de manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc., [4].

### I.2.3 Répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des poste d'interconnexion THT/HT(MT) et sert fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV.

### I.2.4 Distribution

La distribution sert à alimenter les consommateurs en moyenne ou en basse tension (typiquement 400V), grâce à des postes de transformation MT/BT.

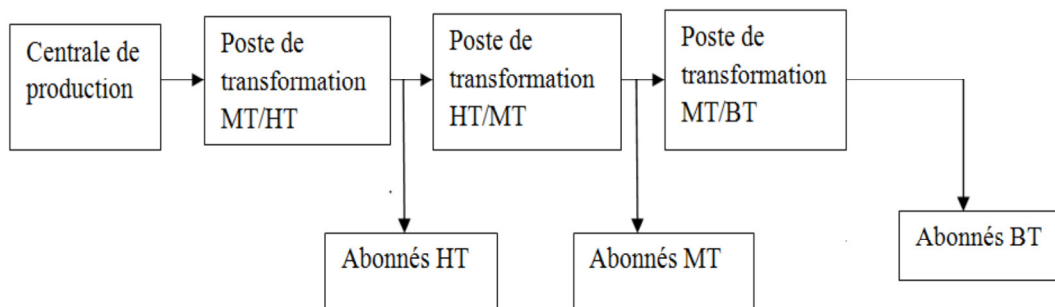


Figure I.2 – Schéma d'un réseau électrique

## I.3 Topologies des réseaux de transport et de distribution d'énergie

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par: le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrées sur la Figure 3, [1,3].

### I.3.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale.

### I.3.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

### I.3.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

### I.3.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.

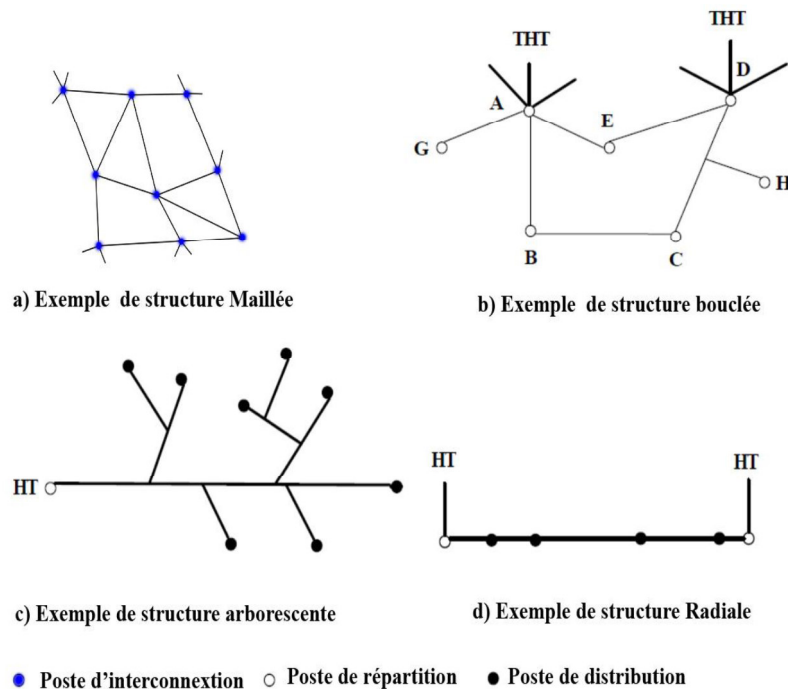


Figure I.3 – Architectures des réseaux électriques

### I.4 Équipements et architectures des postes

Dans une analyse globale d'un réseau électrique un poste est considéré comme une barre ou tout simplement un nœud où transitent des flux de puissances. Pour le désigne et la planification du réseau, ce poste constitue une pièce majeure dans le système de répartition ou de distribution, dans la mesure où c'est à ce niveau qui est organisée la configuration de la topologie du réseau, et c'est aussi un point de surveillance de contrôle et de protection, [5].

Un poste électrique est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à :

- ✓ Faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, en général s'il s'agit d'un poste de répartition ou de distribution, le poste sert à baisser la tension ;
- ✓ Régler de la tension, comptage de puissance, surveillance, etc.

Cet ensemble d'appareillage comporte :

- ✓ Des jeux de barres ;
- ✓ Des transformateurs ;
- ✓ Des disjoncteur et sectionneurs (appareillage de coupure) ;
- ✓ Des compensateurs ;
- ✓ Appareillage de mesure et de comptage de puissance ;
- ✓ Autres.

### I.4.1 Qualités recherchées d'un poste

Les qualités recherchées lors d'un choix d'architecture d'un poste électrique sont : La sécurité qui est l'aptitude à conserver un maximum de dérivations (départs) saines en service, en cas de non ouverture du disjoncteur chargé d'isoler une partie en défaut. La souplesse ou l'aptitude d'un poste à réaliser plusieurs découplages et raccorder n'importe quels départs. Une maintenabilité permettant la poursuite de l'exploitation d'une dérivation malgré l'indisponibilité d'un disjoncteur, et finalement, une simplicité de sorte à pouvoir changer de configuration en manœuvrant le minimum d'appareils.

La focalisation sur une qualité donnée dépend du type de poste et des options d'exploitation. En règle générale, les postes THT et HT couvrent des très larges zones, c'est pourquoi on favorise avant tout la sécurité. Pour les postes MT, la charge couverte est beaucoup moins importante, alors on favorise plutôt l'économie.

### I.4.2 Architectures des postes

Le choix de l'architecture d'un poste dépend de plusieurs paramètres technico-économiques (Fiabilité, flexibilité, maintenance, les coûts d'investissement et de maintenance). La fiabilité et la flexibilité d'un poste sont déterminées par son architecture, et plus précisément du nombre et disposition des jeux de barres, nombre et disposition des appareils de coupure (disjoncteurs), et éventuellement des lignes qui alimentent le poste.

Les postes peuvent être classés en fonction de leurs architectures indépendamment de leurs types en deux familles :

- ❖ **Poste à couplage de barres** où les jeux de barres couplent en eux les différents départs.
- ❖ **Poste à couplage de disjoncteurs** où les disjoncteurs couplent entre eux les différents départs.

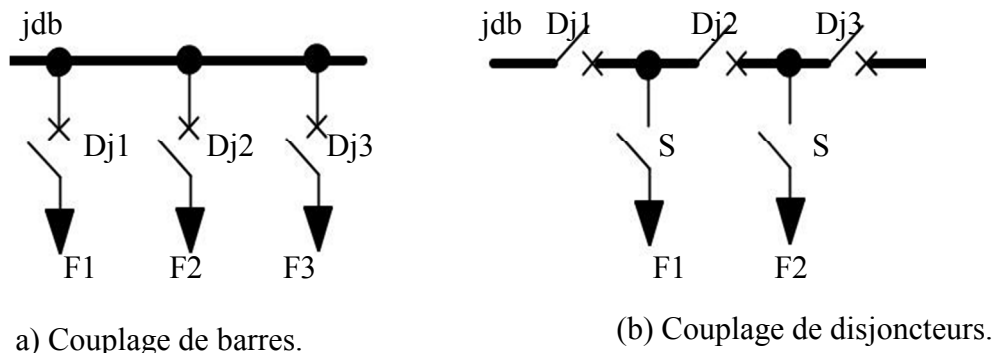


Figure I.4 – Les deux principales architectures des postes. D : Disjoncteur, S : Sectionneur.

La Figure 4 montre la différence entre ces deux familles de postes. De point de vue fiabilité, on peut remarquer qu'un défaut sur le départ F1 par exemple nécessitera l'ouverture du disjoncteur D1 pour l'architecture à couplage de barre, alors que pour l'autre architecture il faudra ouvrir D1 et D2 pour isoler le départ en défaut. Cependant, en cas de maintenance de disjoncteur D1 le départ est F1 est condamné pour l'architecture à couplage de barre, mais peut rester en service grâce à D2 pour l'architecture à couplage de disjoncteurs. Donc, à la lumière de cette exemple, on peut dire que l'architecture à couplage de disjoncteur est plus fiable, cependant de point de vue coût, il est évident qu'elle revient plus chère du fait qu'il nécessite plus de disjoncteurs pour protéger le même nombre de départ (exemple : trois disjoncteurs pour trois départs dans une architecture à couplage de barres, le même nombre de disjoncteurs pour deux départs pour une architecture à couplage de disjoncteurs.).

#### I.4.2.1 Schémas des postes à couplage de barres

La Figure 5 représente le schéma d'un poste à couplage de barres simple souvent appelé simple antenne-simple jeu de barres. Ce schéma est constitué d'une ligne d'arrivée (SL) alimentant un jeu de barres sur lequel plusieurs départs sont raccordés pour alimenter des charges à travers des

transformateurs normalement abaisseurs de tensions. Ce type de schéma a l'avantage d'être simple et économiquement pas cher, mais il présente plusieurs inconvénients de point de vue sécurité. En effet, il n'est pas difficile de remarquer qu'un défaut sur n'importe quel départ ou une maintenance l'un de ses équipements associés (disjoncteur ou transformateur), le mettra immédiatement hors service. D'autre part, un défaut sur le jeu de barres ou une maintenance de celui-ci condamnera tous les départs et mettra le poste hors service. Enfin, la perte de la ligne d'arrivée à cause d'un défaut sur la ligne, défaut ou maintenance de son disjoncteur entrainera encore la perte du poste.

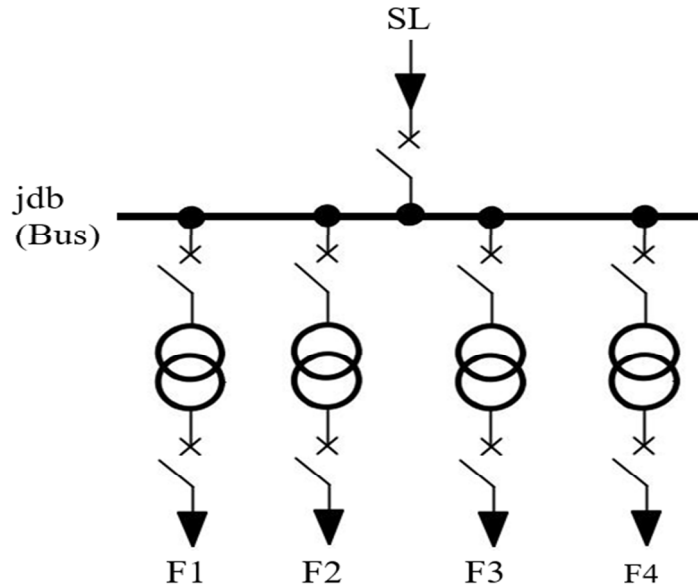


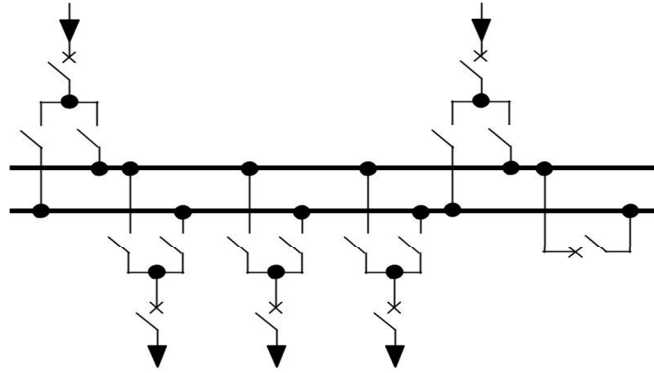
Figure I.5 – Simple jeu de barres, simple antenne et plusieurs départs.

#### 1.2.4.2 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité

Il est possible d'améliorer la maintenabilité de la structure simple de la Figure 5 en adoptant un jeu de barres en deux tronçons séparés par un sectionneur, pour éviter la perte des dérivations (arrivée ou départs) raccordées au tronçon sain lorsque l'autre tronçon est en défaut (Figure 6 (a)). Ceci permet de continuer l'exploitation d'une partie du poste pendant que la période de rétablissement sur l'autre partie. Cependant, la séparation des tronçons par un sectionneur n'offre pas suffisamment de sécurité. En effet, si l'un des tronçons perd sa ligne d'arrivée, tous ses départs sont condamnés, et pour pouvoir les rétablir en fermant le sectionneur (qu'on doit manipuler à vide rappelons-le), il va falloir d'abord isoler ce dernier ce qui provoquera la perte de l'autre moitié du poste pendant cette opération. D'autres schémas offrant plus de sécurité sont habituellement rencontrés, on peut citer notamment le schéma dit double antenne-simple jeu de barres et le schéma double antenne-double jeu de barres

#### 1.2.4.3 Schéma à double antenne-simple jeu de barres

Ce schéma illustré sur la Figure 6 (b) utilise à la place du sectionneur un disjoncteur, ce qui permet en plus la maintenabilité de la partie saine, une sécurité relativement bonne. Le disjoncteur qui sépare les deux tronçons appelé disjoncteur de couplage est normalement ouvert, et lorsqu'un des tronçons perd son alimentation le disjoncteur est fermé pour qu'il soit alimenté par l'autre ligne. Cependant dans les deux cas (sectionneur ou disjoncteur), un défaut sur un tronçon du jeu de barres condamnera toutes ses dérivations.



a) Double antenne avec sectionnement de barre    b) double antenne avec barre en tronçon.  
 Figure I.6 – Schémas d’un poste à couplage de barres.

**I.2.4.4 Schéma à double antenne-double jeu de barres**

Ce schéma utilise deux jeux de barres comme le montre la Figure 7 Les deux jeux de barres sont couplés par un disjoncteur qui est normalement ouvert, et sont raccordés à deux ligne d’arrivée mais normalement chacun d’eux est alimenté par une seule ligne. De même, chaque départ est raccordé aux deux jeux de barres mais alimenté normalement par un seul. Ce type de schéma présente une sécurité meilleure par rapport aux solutions précédentes. En effet, sauf la perte des deux arrivées ou des deux jeux de barres pourra mettre hors service tout le poste. Si une arrivée est perdue, le disjoncteur de couplage ferme pour alimenter les deux jeux de barres par l’autre ligne (celle-ci est normalement capable), par ailleurs, la perte d’un jeu de barres suite à un défaut ou maintenance ne va entrainer la perte de ses départs car ils sont basculés dans ce cas vers l’autre jeu de barres, à condition bien sûr que celui-ci soit capable de supporter toute la charge. Ce type de schéma coûte évidemment plus cher mais il est fiable et offre une bonne flexibilité, c’est pourquoi il très utilisé dans les poste THT et HT.

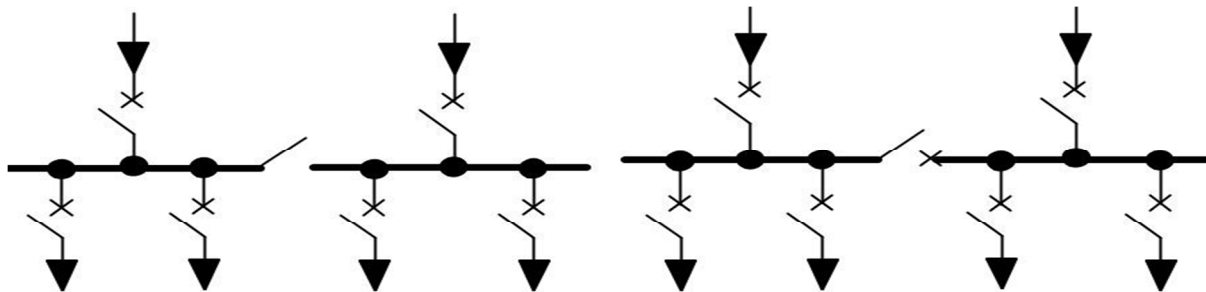


Figure I.7 – Schéma d’un poste à couplage de barres avec double antenne et deux jeux de barres

**I.2.4.5 Schéma à double jeu de barres-double disjoncteur**

Ce type de schéma est représenté sur la Figure 8 Comme son nom l’indique, il y a deux jeux de barres, et chaque dérivation (arrivée ou départ) est encadré par deux disjoncteurs. Ce schéma présente une très bonne flexibilité permettant de basculer les dérivations sur l’autre jeu de barres si nécessaire, et offre la possibilité de maintenance d’un disjoncteur sans mettre hors service la dérivation concernée. Néanmoins, ce schéma coûte souvent cher, en outre, si les dérivations ne sont pas raccordées sur les deux jeux barres, on risque de perdre la moitié si un défaut survient sur un disjoncteur.



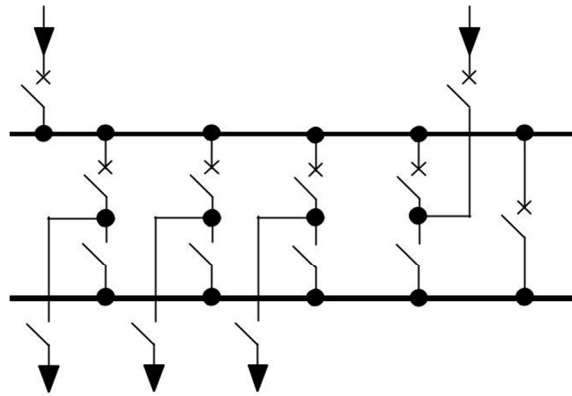


Figure I.8 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à deux jeux de barres et deux disjoncteurs.

#### 1.2.4.6 Schéma à jeu de barres principale et jeu de barres de transfert

Ce schéma illustré sur la Figure 9 utilise aussi deux jeux de barres, un jeu de barre principale, et un jeu de barres de transfert couplés par un disjoncteur. Ce type de schéma coûte relativement moins cher mais son principal avantage est la possibilité de mise hors service des disjoncteurs en cas de besoin de maintenance sans pertes de dérivations, mais il est moins fiable comparé au schéma précédent, car un défaut sur le jeu de barre ou sur un disjoncteur nécessitera la mise hors service de tout le poste. Ajouter à cela les problèmes liés aux manœuvres des sectionneurs lors de la maintenance d'un disjoncteur.

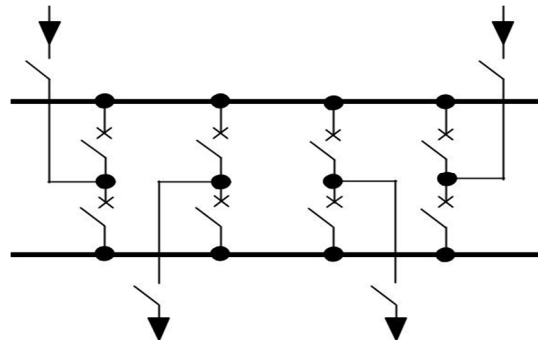


Figure I.9 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à un jeu de barres principales et un jeu de barres de transfert.

#### 1.2.4.7 Schéma en anneau

Le schéma en anneau (ring) illustré par la Figure 10 peut être considéré comme un schéma à couplage de barres refermé sur lui-même pour constituer un poste à coulage de disjoncteur se forme d'un anneau (boucle). On a ainsi les avantages du coût et de fiabilité à la fois. Dans ce type de schéma, on remarque qu'un seul disjoncteur suffit pour chaque dérivation, autrement dit le nombre de disjoncteurs égal au nombre de dérivations, alors que chaque dérivation est alimentée par deux disjoncteurs. Par ailleurs, il est possible de déconnecter n'importe quel disjoncteur pour maintenance sans perte de dérivation concernée. Ce schéma présente aussi l'avantage du fait que toutes les manœuvres sont réalisées par des disjoncteurs. L'inconvénient qu'on peut citer pour cette structure est relatif à son système de contrôle et de protection qui est très complexe.

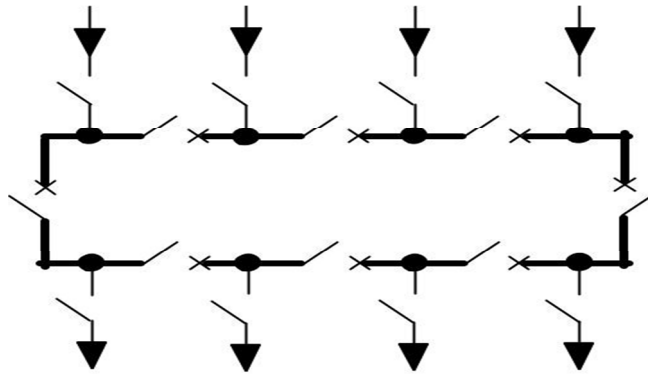


Figure I.10 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à jeu de barres en anneau (ring).

#### I.2.4.8 Schéma à un disjoncteur et demi

Le schéma dit à un disjoncteur et demi est représenté sur la Figure 11, Il y a deux jeux de barres, et trois disjoncteur pour deux dérivations (d'où le mon un et demi). Chaque dérivation est encadrée par deux disjoncteurs, ainsi les deux dérivations partagent un disjoncteur de couplage (disjoncteur au milieu). Pour ce schéma aussi, toutes les manœuvres sont réalisées par des disjoncteurs, et grâce aux disjoncteurs de couplages il est possible de déconnecter si nécessaire les deux jeux de barres à n'importe quel moment sans perdre aucune dérivation que ça soit une arrivée ou un départ. Par ailleurs, un défaut sur un jeu de barre n'entraînera pas la perte de dérivations puisqu'elles sont immédiatement basculées vers l'autre jeu de barres. Par ailleurs, un défaut sur un disjoncteur du côté jeu de barres entrainera la perte de la dérivation concernée seulement. Ce type de schéma est réputé pour sa grande fiabilité et son excellente flexibilité. Néanmoins, de point de vue économique il est évidemment plus cher, car le nombre de disjoncteurs nécessaire pour un tel poste est 1.5 fois le nombre de dérivation.

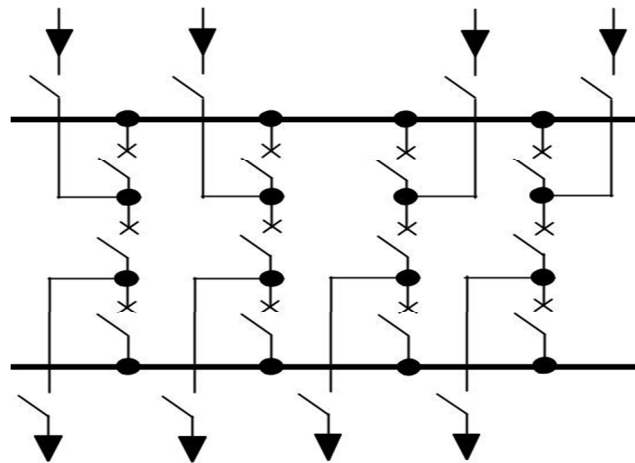


Figure I.11 – Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à un disjoncteur et demi.

### I.5 Architectures des réseaux de distribution urbains et ruraux

La qualité de service en milieu urbain est primordiale à cause des infrastructures sensibles comme les hôpitaux, usines . . . etc.

Le réseau urbain est plus souvent enterré avec des postes maçonnés. Ce choix réduit la fréquence des défauts, mais la durée d'intervention est souvent plus longue.

La répartition géographique des charges est l'une des contraintes qu'il faut prendre en compte lors du choix d'une architecture. En effet, un milieu urbain, est caractérisé par une densité de charge élevée avec des longueurs de conducteurs faibles. Ainsi, les puissances appelées sont importantes et les problèmes qui peuvent intervenir sont principalement liés aux courants admissibles dans les conducteurs.

Les architectures rencontrés habituellement en milieu urbain utilisent bouclées (parfois radiales) avec des dérivations double ou en coupure d'artère, [2].

**I.5.1 Réseau en double dérivation simple**

C'est une structure radiale en antenne doublée à partir du jdb du poste source HT/MT (Figure 12).

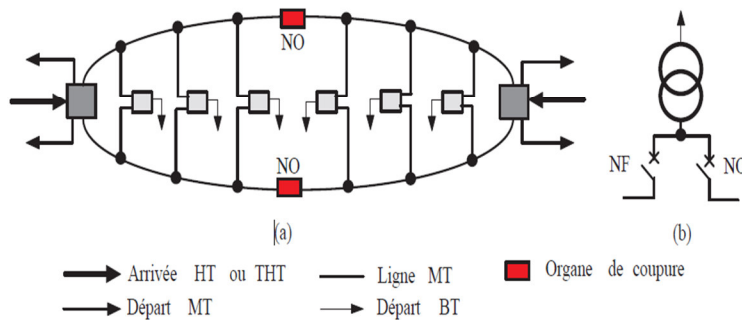
- Chaque poste HT/BT prend sa source à partir d'un câble principal et un câble de secours ;
- En cas de défaut sur le câble principal, la charge (c'est-à-dire le poste MT/BT) peut être basculée vers le câble de secours ;
- Un organe de coupure est installé tous les 10 à 15 postes MT/BT pour faciliter les manœuvres lors de l'élimination de défaut ou de maintenance.

**I.5.2 Réseau en dérivation multiples**

Dans cette structure on trouve plusieurs départs du poste HT/MT. Chaque poste MT/BT est raccordé à deux câbles mais alimenté normalement par un seul. Ainsi, en cas de défaut sur un câble, les postes concernés sont basculés vers l'autre câble.

Exemple : 9 poste MT/BT, 4 départs Poste 1 entre câbles 1 et 2, poste 2 entre 1 et 3, poste 3 entre 1 et 4, poste 4 entre 2 et 3, poste 5 entre 3 et 4, poste 6 entre 4 et 1, ? etc.

Il est possible que l'on spécifie le 4ème câble comme câble de secours, alors dans ce cas tous les postes sont raccordés à ce câble est répartis équitablement sur les trois premiers.



(a). Architecture du réseau, (b). Alimentation du transformateur par les deux dérivations.  
Figure I.12 – Réseau en double dérivation simple :

**I.5.3 Réseaux à structure en coupure d'artère**

Un câble part d'un poste source HT/MT, et passe successivement par les postes MT/BT à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HT/MT (Figure 14), soit un départ différent du même poste source HT/MT, soit un câble secours.

L'option en coupure d'artère est plus économique que la double dérivation. Plusieurs variantes de la structure en coupure d'artère existent. Quelques-uns sont illustrés sur la Figure 14.

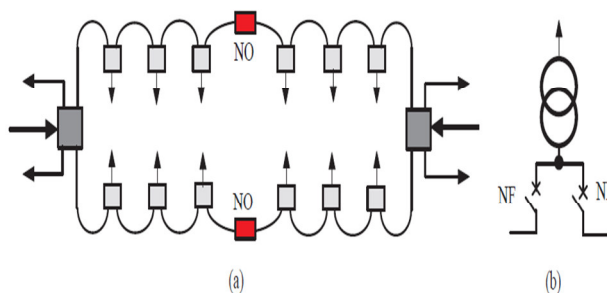


Figure I.13 – Réseau à structure en coupure d'artère.

### I.5.3.1 La maille

Cette structure est composée de boucles alimentées directement par des postes sources HT/MT ou via des postes têtes de boucle reliés aux postes sources MT/BT par des conducteurs de section importante appelés câbles de structure. Les postes têtes de boucle ont la même structure que les postes source sauf qu'il n'y a pas de transformateur HT/MT. Des liaisons inter-boucles permettent le report de charge d'une boucle sur l'autre en cas de perte d'un câble de structure.

### I.5.3.2 Les boucles

Cette structure est utilisée lorsque le centre de gravité des charges est loin par rapport au poste source.

Les boucles sont alimentées par un poste de tête de boucle qui est alimenté par le poste source via un câble (ou de préférence deux).

### I.5.3.3 Structure maillée

Un réseau en coupure d'artère peut être maillé en créant des liaisons entre les artères principales. La structure résultante est plus sûre mais difficile à exploiter en mode maillé. Cependant, des organes de coupure ouverts permettent une exploitation radiale plus simple.

### I.5.4 Réseaux ruraux

Le milieu rural se caractérise par une densité de charge faible répartie sur une grande zone. On a donc de grandes longueurs de conducteurs, souvent aériens. Ainsi, les problèmes qui peuvent intervenir dans les réseaux ruraux sont principalement liés aux chutes de tension admissibles en bout de ligne. Les réseaux ruraux ont des architectures arborescentes bouclées mais souvent exploitées en radial (Figure 15)

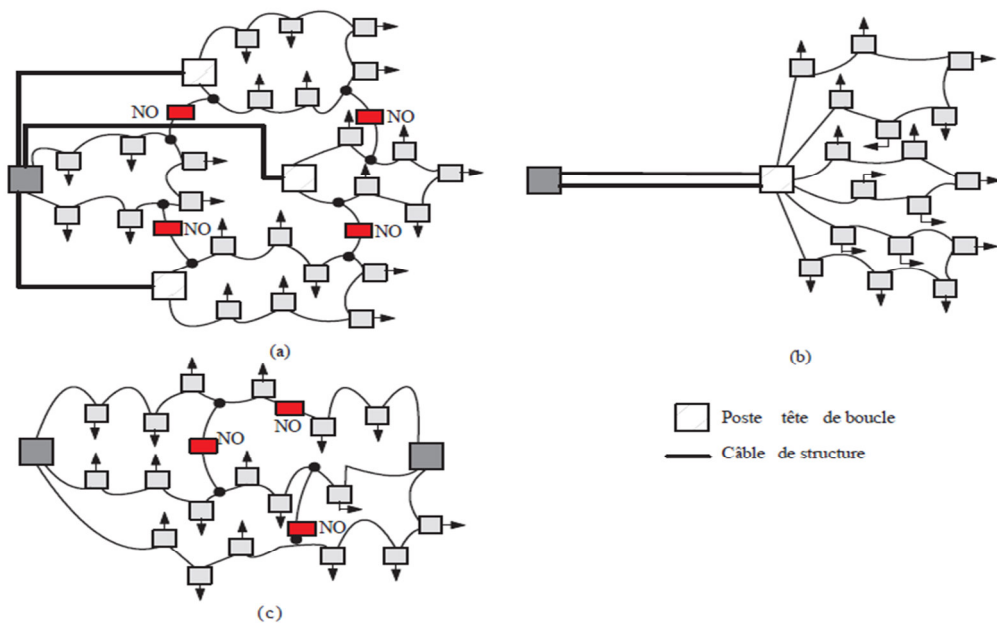


Figure I.14 – Quelques variantes des réseaux en coupure d'artère.

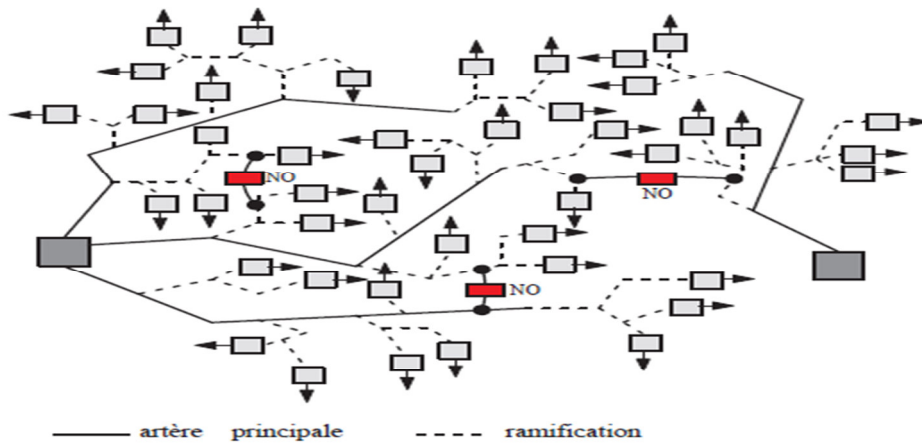


Figure I.15 – Réseau rural.

### I.5.5 Postes de distribution BT

Les postes de distribution basse tension (MT/BT) sont relativement plus simples. En terme de puissance, ce sont des postes qui ne dépassent pas 10 MW. Selon leurs puissances ils peuvent être soit mis sur poteaux (en zones rural surtout ou semi urbaine) soit dans des cellules maçonnées (zone urbaine). La Figure 16 montre deux schémas de poste de distribution BT.

### I.5.6 Poste MT/BT en zone rural ou semi urbaine

- Le poste est alimenté côté MT par une arrivée aérienne simple, et alimente un ou plusieurs départs BT.
- L'organe de protection côté MT peut être un simple sectionneur ou un disjoncteur si le courant nominal est supérieur à 45 A.
- Le poste est soit mis sur le poteau pour des puissances faible (inférieures ou égale à 160 kVA, 63, 100, 160 kVA), soit dans une cellule au bas du poteau pour des puissances plus grandes 250 ou 400 kVA.

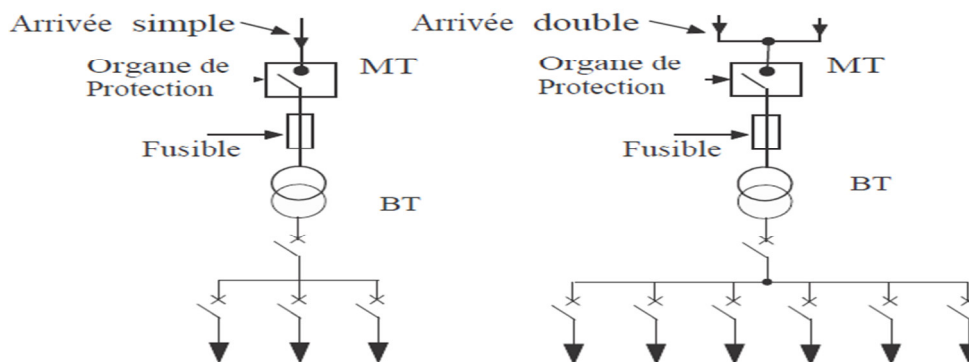


Figure I.16 – Postes de distribution basse tension

### I.5.7 Poste MT/BT en zone urbaine

- Le poste est alimenté côté MT par une arrivée souterraine en double dérivation ou en coupure d'artère. Côté BT, souvent plusieurs départs ;
- L'organe de protection côté MT peut être un simple sectionneur ou un disjoncteur si le courant nominal est supérieur à 45 A.
- Le poste est obligatoirement mis en cellule maçonnée.

### I.6 Aperçu général

Les points essentiels à retenir sur l'architecture des réseaux peuvent être résumés comme suit :

1. L'architecture d'un poste électrique est dictée par les nombres et les dispositions des jeux de barres et des disjoncteurs ;
2. Plusieurs jeux de barres ou tronçons de barres améliore la fiabilité du poste mais augmente ses coûts de réalisation et de maintenance ;
3. Il y a deux architectures principales pour les postes électriques ; Architecture à couplage de barres, et architecture à couplage de disjoncteurs. Celle-ci est meilleure de point de vue fiabilité mais elle coûte souvent cher ;
4. Le réseau de transport est souvent maillé, alors que le réseau de distribution MT est souvent bouclé. Néanmoins, on peut trouver des structures radiales simples ;
5. La distribution MT se fait souvent en double dérivation ou en coupure d'artère pour les milieux urbains et en simple dérivation pour les zones rurales ;

### I.7 Conclusion

Dans ce chapitre on a fait une présentation générale du réseau électrique, avec l'étude de ses différents composants nécessaires à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique.

Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter les consommateurs selon leur demande. Comme on ne peut pas encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique, il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

Production = Consommation + pertes

Le réseau électrique doit permettre de livrer aux utilisateurs un bien de consommation adapté à leurs besoins, caractérisé par :

- Une puissance disponible, fonction des besoins quantitatifs du client ;
- Une tension fixée, fonction de cette puissance et du type de clientèle ;
- Une qualité traduisant la capacité à respecter les valeurs et la forme prévues de ces deux paramètres et à les maintenir dans le temps.

# *Chapitre II*

## *Organisation du transport de l'énergie électrique*

## II.1 Lignes de transport d'énergie

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV.

## II.2 Calcul des lignes de transport

### II.2.1 Choix de la section des conducteurs

Au niveau mécanique, le calcul de la résistance des conducteurs est soumis aux réglementations internationales.

Les conditions climatiques doivent être connues (givre, températures, intensité du vent...).

Ce paragraphe explicite les critères électriques permettant le dimensionnement de la section des conducteurs des lignes aériennes.

#### II.2.1.1 Critère de courant nominal

Nous devons vérifier que le câble supporte le courant nominal sur toute sa durée de vie.

Vu  $P_{\text{départ}}$  et  $a$  donnés, nous déterminons tout d'abord la puissance circulant dans le câble après les  $T$  années d'utilisation par la relation

$$P_T = P_{\text{départ}} \cdot (1 + a)^T \quad [\text{MW}] \quad (\text{II.1})$$

Nous en déduisons le courant circulant alors dans chaque phase du câble :

$$I_{N,T} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos(\varphi)} \quad [\text{A}] \quad (\text{II.2})$$

#### II.2.1.2 Critère du courant de court-circuit

Nous déduisons directement ce courant de la formule donnant la puissance de court-circuit :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad [\text{A}] \quad (\text{II.3})$$

La puissance de court-circuit  $S_{cc}$  est fonction du réseau environnant la ligne étudiée, mais du point de vue dimensionnement, nous retenons souvent les valeurs suivantes en fonction des principales tensions caractéristiques :

Tension phase/phase U [kV]	Puissance de court-circuit S <sub>cc</sub> [MVA]	Courant de court-circuit I <sub>cc</sub> [kA]
150	8000	30.8
70	2500	20.6
15	350	13.5
6	120	11.6

Tableau II.1 Puissance et courant de court-circuit

Afin de trouver la section minimum permettant de supporter ce courant durant le temps  $t_{cc}$ , nous disposons de la formule suivante, où  $a$  est un facteur dépendant du type de matériau constituant le câble :

$$S = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t_{cc}}}{a} \quad (\forall t < 5 \text{ sec}) \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.4})$$

Cette nouvelle valeur du courant conduit alors au choix d'une nouvelle section normalisée (celle qui lui est juste supérieure).



**Remarque :**

- Le cuivre est toujours supérieur à l'aluminium pour une même section, étant donné sa meilleure capacité à évacuer la chaleur ;
- Les valeurs du paramètre  $a$  sont les suivantes :  $a = 105,3$  pour le cuivre,  $a = 55,07$  pour l'aluminium et  $a = 61,98$  pour l'AMS.

**II.2.1.3 Critère de la chute de tension**

Un rapide calcul nous donne la formule de la chute de tension :

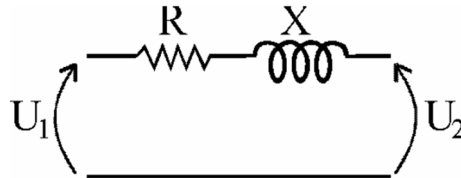


Figure II.1 – Modèle réduit de la liaison

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{3} \cdot \frac{I_N}{U_N} \cdot (R'_{70^\circ C} \cdot I \cdot \cos(\varphi) + X' \cdot I \cdot \sin(\varphi)) \quad (II.5)$$

$$\Delta U = |U_2| - |U_1| \neq |U_2 - U_1| \quad [V] \quad (II.6)$$

Nous pouvons alors déterminer la résistance maximale de la ligne à 20°C.

Dans le cas des lignes, nous négligeons les effets capacitifs car les valeurs sont approximativement 50 fois plus faibles pour les lignes que pour les câbles. Pour l'impédance longitudinale, nous prendrons, généralement, comme valeur de départ : 0,4 Ω/km.

**II.2.1.4 Critère économique**

La forme de la fonction coût de conducteur adoptée est la suivante :

$$T_1 (S) = A + B \cdot S + \frac{C}{S} \quad [DA] \quad (II.7)$$

Où A est relatif aux frais fixes (installation, pièces et accessoires, etc.) [DA], B. S représente la partie du coût du câble qui est proportionnelle à la section 'S' [DA/mm<sup>2</sup>] et C/S reflète les coût d'actualisation et des pertes [DA.mm<sup>2</sup>]. Les pertes sont inversement proportionnelles à la section car une plus grosse section entraîne des pertes Joule moins élevées.

Cette fonction est loin d'être parfaite mais, dans le cadre d'une première approche du problème, elle est suffisante.

$$C = 3 \cdot \rho \cdot l I_{N;\text{début de vie}}^2 \cdot N \cdot p \cdot f \quad [DA \cdot \text{mm}^2] \quad (II.8)$$

Le facteur '3' permet de tenir compte des 3 phases ;

$\rho$  = résistivité du matériau conducteur (généralement AMS) à 75° [Ω/mm] ;

$\rho = \rho_{20}(1 + \alpha \cdot (70 - 20)) =$

l = longueur de la ligne (en millimètres) ;

$I_{N \text{ début de vie}}$  = courant nominal en début de vie de la ligne (en ampères) ;

N = nbre d'heures d'utilisation équivalant à la pleine charge au niveau des pertes [h/an] ;

P = prix du kWh de pertes, coût des pertes par kW.h [DA/W.h].

f = facteur d'actualisation

$$f = \frac{Q}{1 + \frac{i}{100}} \quad \text{ou} \quad Q = \frac{1 - r^T}{1 - r} \quad \text{avec} \quad r = \frac{\left(1 + \frac{a}{100}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{b}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)} \quad (II.9)$$

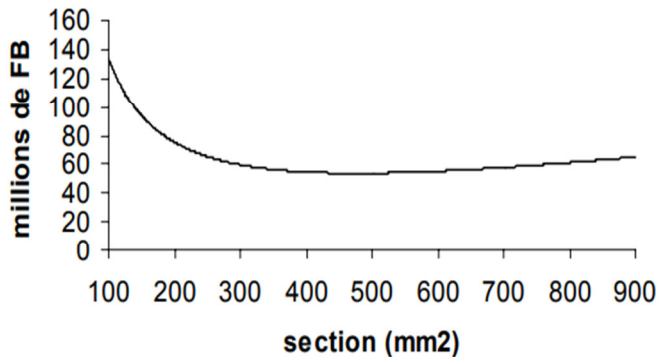
i: Taux d'intérêt

b. pourcentage d'accroissement du prix du kWh,

r: Coefficient qui dépend du coefficient b du pourcentage du prix du kWh et du coefficient a augmentation annuelle de la puissance par rapport au taux d'intérêt

La section optimale économique (SOE) est celle qui annule la dérivée de  $T_1(S)$ . Vu la forme de  $T_1(S)$ , nous pouvons la déterminer directement :

$$S = \sqrt{\frac{c}{b}} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{II.10})$$



### Fonction coût du conducteur

Figure II.2 – Exemple de relation coût/section.

#### II.2.2 Isolation

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs (chaînes d'isolateurs). Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette. On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important.

Caractéristiques des isolateurs :

Les grandeurs électriques les plus utiles pour définir une chaîne d'isolateurs ou un isolateur sont :

- ✓ La tension de tenue au choc a sec.
- ✓ La tension de tenue a fréquence industrielle sous pluie.
- ✓ La tension de tenue sous pollution qui est la valeur prépondérante pour le choix de l'isolateur, [6].



Figure II.3 – Un isolateur.

## II.2.3 Calcul mécanique des lignes

### II.2.3.1 Dimensionnement géométrique [7]

#### ➤ Distances par rapport au sol

L'arrêté technique nous donne les différentes distances entre le conducteur et son voisinage

Nature du surplomb	Distance d'après l'Arrêté technique en mètres
Terrains agricoles	6,5
Cours d'eau	3,5
Maisons, immeubles	4,0
Voies de circulations	8,5

Tableau II.1 : Distance de sécurité des câbles par rapport à l'environnement.

#### ➤ Distances entre câbles

Les différentes distances sont calculées à partir des formules ci-dessous :

Horizontal entre phases	$c = k \sqrt{(f_{\max} + L_i) + 0,75 D_{pp} + E_f}$
Vertical entre phases	$c = k \sqrt{(f_{\max} + L_i) + 0,75 D_{pp}}$
Phase à CDG	$c = k \sqrt{(f_{\max} + L_i) + 0,75 Del}$

Tableau II.2 : Formules des distances d'écart à respecter

Avant de pouvoir faire ces calculs nous devons calculer la flèche maximale :  $f_{max}$

La formule est : 
$$f_{max} = \frac{P_p^2}{(8 \times 24)} \quad (II.11)$$

Avec :

P : paramètre de formule  $P = \frac{T}{w}$

T et w : Tension en daN et poids apparent du conducteur

### II.2.3.2 Dimensionnement des supports (pylônes)

Le dimensionnement des supports nécessite d'avoir des notions approfondies sur les calculs de structures et aussi sur la construction métallique ; nous ferons intervenir le logiciel PLS TOWER créé par la société POWERLINE qui nous permettra de mener à bien cette partie de l'étude suivant les différentes étapes ci-dessous : [7]

- Modélisation des pylônes treillis auto-stables et de pylônes haubanés
- Vérification de la tenue mécanique des structures soumises à des efforts
- Génération d'un modèle « choix de composantes (cornières), connexion aux nœuds
- Analyse par la méthode des éléments finis : La structure est modélisée comme un ensemble de nœuds, d'éléments et de propriétés associées
- Analyse non linéaire tient compte des mouvements des supports soumis à des efforts ; il permet de détecter les instabilités et le flambement des barres
- Vérification du vent sur les pylônes suivant la Norme (EN 50341-1), le Code ASCE 97, CEI 6082.
- Calcul des efforts aux fondations (vérification à l'arrachement et à la compression, condition de rigidité et de ferrailage) et liaison avec le programme PLS-CADD

Après avoir utilisé notre logiciel PLS TOWER il ressort les résultats suivants :

- Dimensions du pylône : largeur de la tête, pente du fût
- Forme du treillis
- Sections des cornières 'barres qui constituent le pylône'
- Nombre et diamètre des boulons
- Efforts aux fondations

### II.2.3.3 Dimensionnement des isolateurs

Le dimensionnement des isolateurs dépend du matériau, du nombre d'assiettes, de la zone où ils seront installés et de la longueur de fuite. Pour y arriver nous procéderons comme suit :

- ✓ Faire un choix entre les différents matériaux qui constituent les isolateurs.
- ✓ Choisir en fonction des normes les caractéristiques des à isolateurs choisir et déterminer le nombre d'assiettes.
- ✓ Calculer la Longueur de fuite.

### II.2.4 Opération des lignes de transport en régime établi

Le système se trouve dans un régime dit régime normale lorsque le réseau est exploité avec une topologie radiale et lorsque les contraintes électriques sont respectées. Pour ce cas, les tensions aux nœuds sont comprises dans un intervalle spécifié et les lignes sont inférieures à leurs valeurs maximale admissibles.

### II.2.4 Opération des lignes de transport en régime transitoire

Le réseau électrique de trouve dans un régime dit régime perturbé lorsqu'il se produit un défaut sur une de ses branches. Les raisons en sont pour la plupart des court-circuit.

Si les défauts sont fugitifs, ils peuvent être éteints par un automatisme de réenclenchement. Si après une ou plusieurs tentatives de réenclenchement le défaut existe toujours, on assiste à une ouverture définitive des appareils de coupure et une partie du réseau n'est plus alimentée, le système se trouve ainsi dans un régime dit d'incident.

### II.2.5 Transport d'énergie en courant continu (HVDC)

Les systèmes de transport HVDC permettent une extrême efficacité pour transporter l'énergie propre produite par les centrales d'énergie renouvelable aux zones urbaines, en limitant les pertes de transmission. De plus, le marché de la construction des postes électriques avec convertisseurs HVDC, bénéficiera du nombre croissant des interconnexions des réseaux électrique en courant continu en Europe, en Asie-Pacifique et au Moyen-Orient, afin d'améliorer l'efficacité du transport et de la distribution de l'électricité, [8].

Actuellement, la Chine arrive en tête de liste du marché de HVDC, avec une part de 51% cumulée entre 2006 et 2012. En 2020, leur part du marché devrait atteindre une valeur de 27,1 milliards de dollars, soit 20,3 milliards d'euros. Cette technologie de pointe fait des systèmes HVDC un excellent vecteur pour les services de transport et de distribution d'électricité car elle comporte de nombreux avantages tels que :

- La stabilité et le contrôle de l'intensité ou de la tension,
- L'absence de la puissance réactive (une puissance définie par analogie à la puissance active  $P$  [Watt]).
- L'élimination des perturbations en cascade qui peuvent affecter des réseaux interconnectés.

## II.3. Réseaux de distribution

### II.3.1 Introduction

Le réseau de distribution électrique représente un élément très important dans la chaîne du flux énergétique, qui est débité dans les centrales de production et qui se termine chez des clients particuliers ou industriels. La fonction des réseaux de distribution est donc de fournir l'énergie électrique à partir des postes de hautes tensions vers des clients en adaptant si nécessaire les différents niveaux de tension.

Dans un réseau de distribution, la précision des charges doit être importante pour le calcul exact des tensions et des courants, les charges sont représentées par des transformateurs HTA/BTB qui alimentent des clients en basse tension, [9].

### II.3.2 Distribution primaire

Le réseau moyenne tension représente plus de 613 000 km de liaisons électriques qui peuvent être aériennes ou souterraines. Ce réseau est exploité à 20 kV (15 kV ou moins dans quelques cas) et est généralement arborescent, bouclable, mais exploité de façon radiale sauf en cas de défaut du schéma d'alimentation principal. Chaque branche est appelée un départ et mesure généralement jusqu'à une trentaine de kilomètres, [10,11].

Les réseaux moyenne tension acheminent l'énergie électrique de réseau de transport aux clients HTA et aux réseaux basse tension. Ils sont raccordés au réseau de transport par l'intermédiaire de plus de 2 200 postes sources. Il s'agit de postes de transformation qui abaissent la tension généralement de 63 kV à 20 kV. Les postes sources assurent aussi des missions de réglage de la tension, de protection des réseaux, de comptage, etc.

### II.3.3 Distribution secondaire

Le réseau basse tension représente près de 700 000 km de liaisons électriques qui peuvent être aériennes ou souterraines. Ce réseau est exploité à 400 V en triphasé ou 230 V en monophasé et est généralement radial et non bouclé. Les départs du réseau basse tension sont plus courts que ceux du réseau moyenne tension, [10].

Les réseaux basse tension acheminent l'énergie électrique du réseau moyenne tension jusqu'aux utilisateurs BT (plus de 35 millions en France). Ils sont raccordés aux réseaux moyenne tension par l'intermédiaire de plus de 750 000 postes de distribution qui abaissent la tension, généralement de 20 kV vers 400 V.

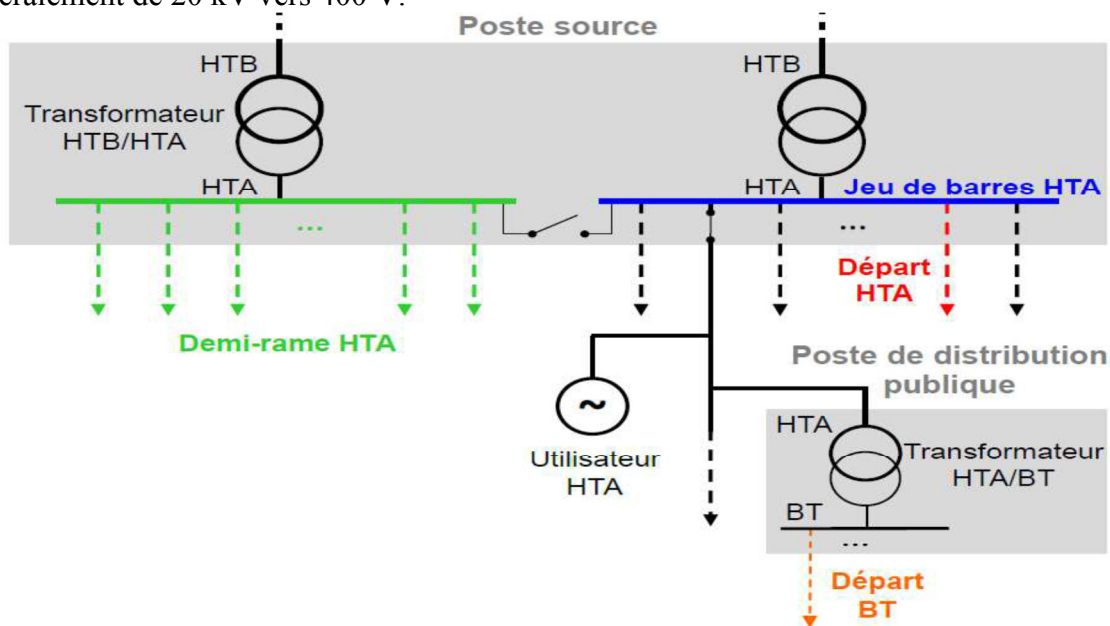


Figure II.4 – Schéma résumant l'organisation et le vocabulaire des réseaux de distribution.

### II.3.4 Transformateurs de distribution

Couramment les transformateurs de distribution sont ceux qui abaissent la tension du réseau, principalement 20 kV, pour l'adapter à l'utilisateur final, en général 400 V triphasé. Les puissances des transformateurs de distribution sont de l'ordre de plusieurs kVA.

L'essentiel des autres transformateurs électriques situés sur le réseau haute tension seront des transformateurs de puissance (Figure 5). Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV, [12].



Figure II.5 – Transformateur de puissance

### II.3.5 Compensation d'énergie réactive dans les réseaux de distribution

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel. Il en résulte des transits de la puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des pertes. Il faut, donc, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée.

Les variations de tension du réseau sont étroitement liées aux fluctuations de la puissance réactive dans le système de production et de transport. Ceci tient au fait que la puissance réactive intervient de manière importante dans l'expression de la chute de tension.

L'analyse des variations de la demande de la puissance réactive montre que le problème de l'adaptation offre-demande présente deux aspects qui nécessitent l'emploi des dispositifs aux caractéristiques très différentes :

- Le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques. Celles-ci sont connues, tout au moins pour les charges dans une large mesure prévisible. Une grande part de l'ajustement peut donc être réalisée à l'aide de moyen dont l'action est discontinue et le temps de réponse relativement long. Cette catégorie comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur les réseaux.
- Le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires. Ceci nécessite la mise en œuvre de moyens dont le temps de réponse est très court. Cette catégorie comprend les groupes de production ainsi que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques, [13].

#### II.3.5.1 Dispositifs conventionnels

Le réseau en lui-même est une source non négligeable de puissance réactive. Ainsi, en dehors de la production de l'énergie réactive par les générateurs, le réseau doit faire appel à d'autres sources ou plutôt d'autres moyens de compensation, qui finalement sont au moins aussi souvent consommateurs que fournisseurs d'énergie réactive.

#### II.3.5.2 Groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances leurs dynamiques permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux.

### II.3.5.3 Condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

- Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT, /HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport.

### II.3.5.4 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.

### II.3.5.5 Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

### II.3.5.6 Compensateurs statiques

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase. Chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des Thyristors, [13].

## II.3.6 Fiabilité de distribution

L'étude de la fiabilité des réseaux de distribution est souvent omise des calculs et reçoit peu d'attention. Mais, la tendance change, car les distributeurs sont de plus en plus tenus d'assurer un niveau élevé de qualité de livraison de l'électricité. L'étude de la fiabilité des réseaux de distribution se concentre surtout sur les systèmes radiaux. Suivant cette configuration, une charge est alimentée seulement si tous les composants entre elle et la source sont en opération. Le taux d'indisponibilité du système est donc simplement la somme des taux d'indisponibilité de chaque composant en amont de la charge.

## II.4 Caractéristiques techniques générales

### II.4.1 Caractéristiques techniques générales

Les réseaux de distribution sont exploités dans des gammes de tensions inférieures à 50 kV, soit le domaine de la HTA et de la BT. En Algérie la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 20 kV. Ce niveau de tension permet un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) et réduire les contraintes inhérentes aux hautes tensions (coûts des investissements, protection des biens et des personnes).

Les réseaux de distribution sont, dans la très grande majorité des cas, exploités de manière radiale. Cette structure permet de facilement assurer la maintenance du réseau, notamment pour la détection et l'élimination rapide des défauts. Des schémas d'exploitation de secours entre postes sources sont bien entendu prévus et permettent de minimiser le nombre de clients coupés en cas de défaillances.

### II.4.2 Les postes sources HTB/HTA

Les postes HTB/HTA, appelés aussi les postes sources, en général alimentés par le réseau constituent l'interface entre les réseaux de transport/répartition HTB et les réseaux de distribution HTA (figure.5). Leurs fonctions essentielles sont :

- La transformation de la tension du niveau HTB vers le niveau HTA, depuis une ou plusieurs lignes HTB et par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs transformateurs HTB/HTA ;
- La répartition de l'énergie électrique avec un ou plusieurs tableaux de répartition HTA, formés de l'assemblage de disjoncteurs HTA raccordés par embrochage à un jeu de barres ;
- La protection du réseau HTA par des disjoncteurs actionnés par différents types de protections définis selon le plan de protection retenu sur le réseau, [14].

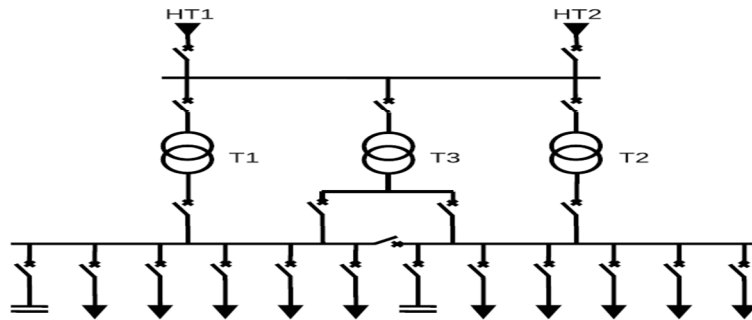


Figure II.5 – Schéma de principe d'un poste source HTB/HTA, d'après.

### II.4.3 Lignes et départs HTA

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes. Le dimensionnement du réseau est réalisé de manière à avoir une chute de tension admissible sur toute la longueur des départs. En l'absence de production décentralisée, la tension décroît progressivement en fonction de l'impédance des câbles et des charges. Le phénomène est illustré sur la figure II.6 représentant l'évolution de la tension le long d'un départ.

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles souterrains. Du fait de leur forte capacité homopolaire (jusqu'à  $311 \text{ nF.km}^{-1}$  contre  $5 \text{ nF.km}^{-1}$  pour les lignes aériennes) et de leur plus petite longueur, les départs souterrains urbains sont moins sensibles aux chutes de tension. Le facteur impactant sur le dimensionnement sera plutôt, dans le cas présent, le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter. Dans les réseaux de distributions neufs ou ceux en rénovation, un accord cadre EDF / État français prévoit que de plus en plus de lignes aériennes soient enterrées afin de limiter l'impact visuel sur les paysages mais aussi de réduire la vulnérabilité du réseau aux intempéries. En contrepartie les délais d'intervention en cas de défauts ou de destruction de câbles sont beaucoup plus longs et les coûts sont plus onéreux.

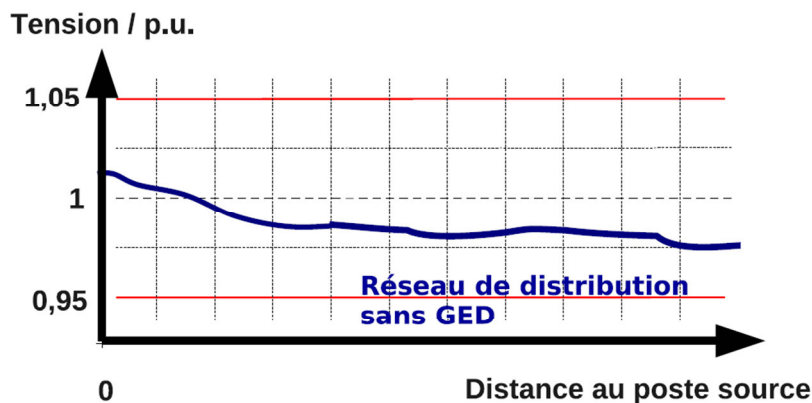


Figure II.6 – Variation de la tension le long d'un départ HTB.



#### II.4.4 Qualité de service (Qualité d'énergie)

La qualité de cette énergie dépend de celle de la tension aux points de raccordement, toutefois, cette tension subit généralement beaucoup de perturbations de deux origines distinctes : d'une part, les perturbations de courant causées par le passage dans les réseaux électriques, des courants perturbateurs comme les courants harmoniques, déséquilibrés et réactifs et d'autre part les perturbations de tension causées par des tensions perturbatrices comme les tensions harmoniques, déséquilibrés et les creux de tension, [15].

La qualité de l'énergie électrique est considérée comme une combinaison de la qualité de la tension et de la qualité du courant. Nous allons donc définir ces deux notions dans la suite de ce paragraphe.

##### II.4.4.1 Qualité de la tension

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, [16].

###### ➤ Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de  $\pm 10\%$  autour de la valeur nominale.

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude on distingue deux grandes familles de perturbations :

- Les creux de tension, coupures et surtensions. Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques.
- Les variations de tension. Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau, [16,17].

###### ➤ Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge.

###### ➤ Forme d'onde

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50Hz associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz appelées également harmoniques. Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits, [17,18].

###### ➤ Symétrie

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes est communément appelé déséquilibre.

##### II.4.4.2 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 », [19].

## II.5 La production décentralisée

### II.5.1. Définition :

La production décentralisée ou dispersée se définit par opposition à la production classique, par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandées de manière centralisée pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, et assurer un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau. Ces unités centralisées sont dites « dispatchables ».

Par rapport aux unités classiques, les unités décentralisées sont caractérisées par des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW, ne sont pas planifiées de manière centralisée, actuellement coordonnées, elles sont généralement raccordées au réseau de distribution (<15 MW) et ne sont pas non plus actuellement destinées à assurer des services systèmes, [20].

Cette production décentralisée se développe dans tous les pays, sur base d'unités de cogénération, d'énergies renouvelables ou de production traditionnelle, installées par des producteurs indépendants, [21].

De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons les suivantes :

- La technologie disponible actuellement offre les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW
- Les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver ;
- La production est réalisée à proximité de son utilisation, de manière à réduire les frais de transport ;
- Le gaz naturel, vecteur énergétique souvent utilisé en production décentralisée, est supposé être facilement disponible dans la plupart des centres de consommation et conserver un prix stable ;
- Les systèmes basés sur le gaz sont construits en beaucoup moins de temps et représentent des investissements nettement moins importants en comparaison avec les grosses centrales classiques utilisant un autre vecteur d'énergie primaire ;
- Les rendements énergétiques supérieurs des systèmes de cogénération ou à cycle combiné (gaz et vapeur) permettent une réduction des frais de fonctionnement ;
- Les politiques des états pour promouvoir des technologies propres afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, et promouvoir les énergies renouvelables par des subsides et des interventions dans les tarifs, qui conduisent à des conditions économiques intéressantes.
- La caractéristique fondamentale de la production décentralisée est d'être pilotée par un autre facteur que la demande d'électricité.
- Il en résulte des incertitudes sûres :
- La localisation géographique ;
- La dynamique du développement ;
- Les niveaux et moments d'activité de production ; avec des conséquences sur le développement des réseaux électriques. Ces derniers doivent en effet être en mesure d'une part, d'accueillir la production décentralisée quand elle est active et d'autre part, d'acheminer la puissance de substitution quand la production décentralisée est inactive.

La production décentralisée a donc inévitablement un impact plus ou moins important sur les réseaux aux plans suivants : topologie ou conception, dimensionnement, gestion prévisionnelle, exploitation en temps réel.

### II.5.2 Différents types de production décentralisée

Il existe plusieurs technologies de productions d'énergies électriques raccordées au réseau de distribution. Celles-ci diffèrent cependant de par leur puissance ou encore de par le type de

carburant qu'elles utilisent comme le gaz naturel, l'hydrogène, le diesel ou encore des énergies dites renouvelables comme le soleil et le vent. Ces technologies de productions se différencient également par leur méthode de raccordement au réseau. D'une part, il y a les productions décentralisées électriques PDE utilisant un générateur synchrone ou asynchrone directement connecté au réseau, d'autre part celles utilisant un interfaçage d'électronique de puissance, comme dans le cas des piles à combustibles ou des panneaux solaires.

### II.5.2.1. Energies renouvelables

Les sources d'énergies renouvelables se prêtent bien à la construction de GED. Mis à part pour les grands barrages et les champs d'éoliennes de grande superficie, les sources d'énergie renouvelables sont souvent dispersées géographiquement et ne permettent une production électrique que de faible puissance. Les principales sources sont : [22,23]

#### II.5.2.1.1 Centrales hydrauliques

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur qui entraîne une turbine grâce à la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil d'eau. L'énergie hydraulique est de loin l'énergie renouvelable la plus répandue puisqu'elle est également utilisée dans la production centralisée.

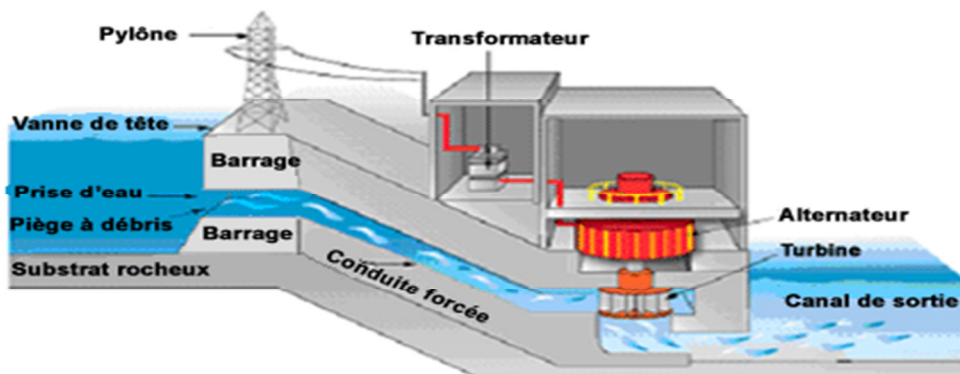


Figure II.7 – une centrale hydraulique

#### II.5.2.1.2. Panneaux solaires

Les photons présents dans le rayonnement solaire transportent l'énergie de celui-ci. Le principe d'une cellule photovoltaïque est donc de convertir cette énergie à travers un matériau semi-conducteur en énergie électrique. Ainsi, les propriétés diélectriques du semi-conducteur, généralement du silicium, font que l'énergie solaire est captée entraînant la mise en mouvement d'électrons dans le matériau. La quantité de puissance produite par des panneaux solaires dépend donc des variations de l'ensoleillement ; cette production est donc intermittente et ne permet pas de fournir une puissance constante sans utiliser d'organe de stockage. Les panneaux solaires sont de plus en plus utilisés dans le cadre d'utilisations résidentielles.



Cellule photovoltaïque



Panneau photovoltaïque



Champ photovoltaïque

Figure II.8 – énergie solaire

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux États-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs.

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzeux (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température



Figure II.9 – Le silicium.

De 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement.

Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (wafers). Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P, As, Sb ou B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N. La diffusion d'éléments dopants (bore, phosphore) modifie l'équilibre électronique de ces plaquettes (wafers), ce qui les transforme en cellules sensibles à la lumière.

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner pendant plus de deux ans pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication.

### **Principe de fonctionnement des cellules solaire :**

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p.

Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau *n* diffusent dans le matériau *p*. La zone initialement dopée *n* devient chargée positivement, et la zone initialement dopée *p* chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone *n* et les trous vers la zone *p*. Une jonction PN a été formée.

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière ; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés / décrochés " : si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique.

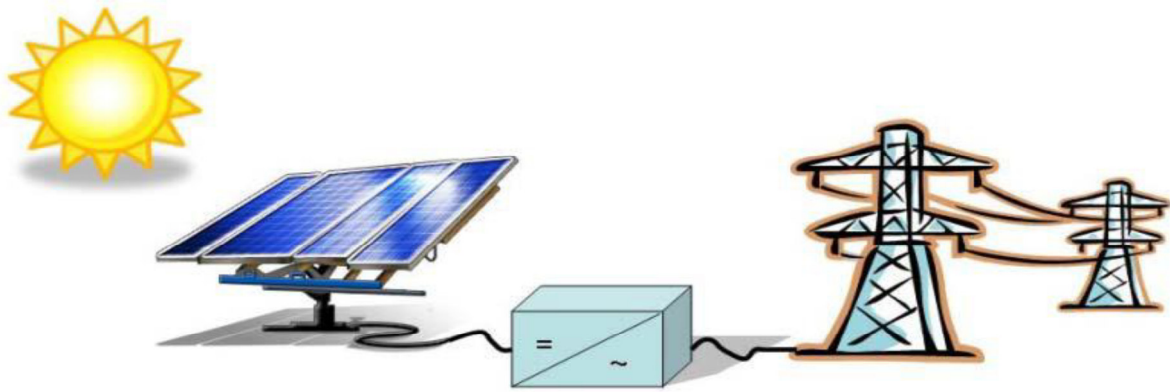


Figure II.10 – Principe de fonctionnement des cellules solaires

### II.5.2.1.3. Géothermique

Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables. Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs. La vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique.

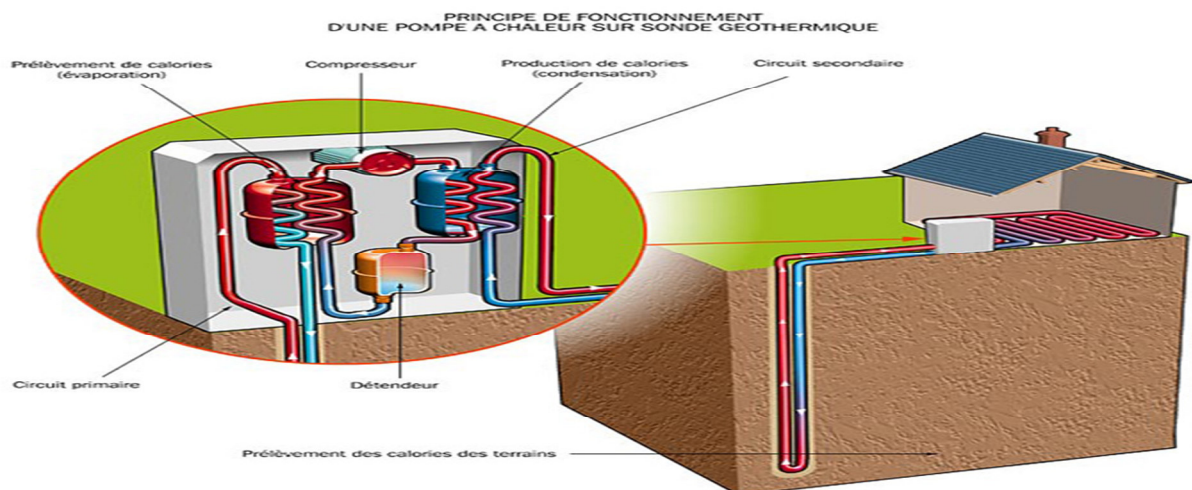


Figure II.11 – énergie géothermique

#### Comment ça marche une pompe à chaleur ?

Une pompe à chaleur est un système de chauffage thermodynamique basé sur un principe physique, le "changement d'état" et plus précisément l'évaporation et la condensation. Quand un liquide s'évapore pour devenir un gaz, il absorbe de l'énergie, quand il se condense pour revenir à l'état liquide, il dégage de l'énergie.

La température d'évaporation du fluide frigorigère étant toujours plus basse que la température du sol ou d'une nappe d'eau souterraine celui-ci absorbe les calories pour les restituer ensuite dans la phase de condensation. Ce transfert est possible grâce à un compresseur qui aspire, comprime et porte à haute température un fluide, ce compresseur permettra la circulation du gaz dans le circuit frigorigère.

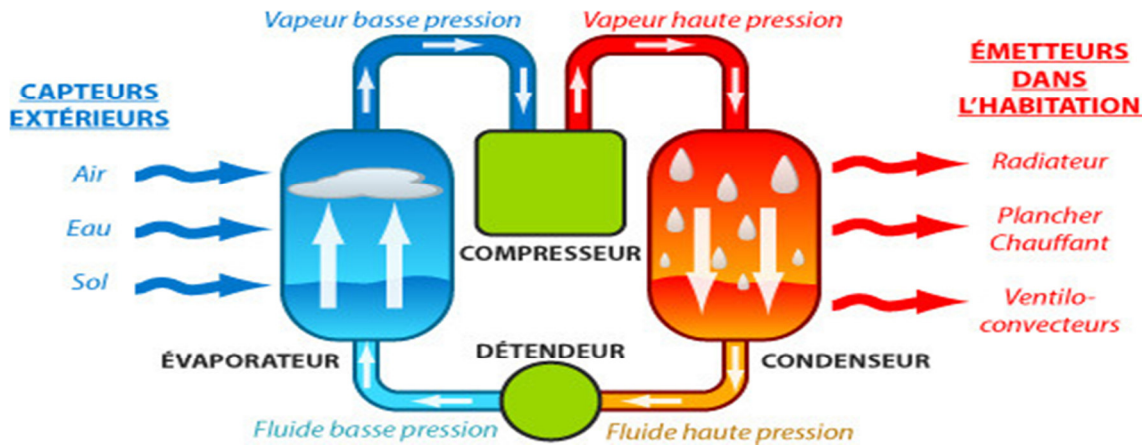


Figure II.12 – pompe à chaleur

#### II.5.2.1.4 Biomasse et déchets

Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles Issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.



Figure II.13 – Centrale thermique à biomasse.

#### II.5.2.1.5 Marémotrice

Les centrales marémotrices peuvent s'apparenter à des centrales hydrauliques au fil de l'eau à ceci près que les turbines sont réversibles pour profiter du flux et du reflux des marées. L'énergie correspondante peut être captée sous deux formes : énergie potentielle (en exploitant les variations du niveau de la mer) ou énergie cinétique (en exploitant les courants de marée, qui peuvent être captés par des turbines, ou hydroliennes).

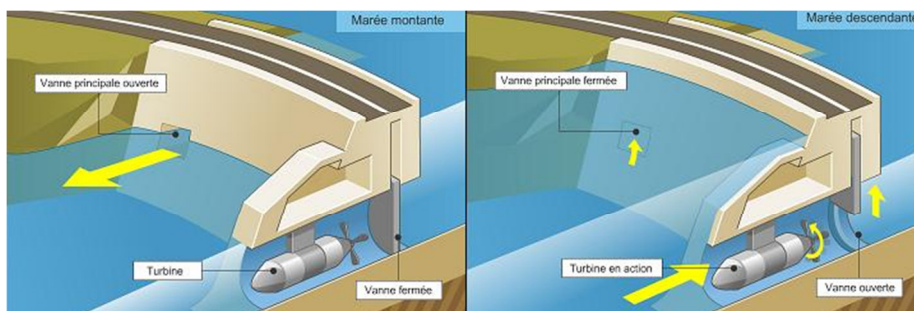


Figure II.14 – Centrale marémotrice

### II.5.2.1.6 Hydrolienne

Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique par un alternateur. La puissance des centrales hydroliennes est très prometteuse, cependant elles restent encore dans une étape de recherche et de développement.



Figure II.15 – Centrale hydrolienne

### II.5.2.1.7 Eoliennes

Les aérogénérateurs, ou éoliennes, tirent leur énergie du vent qui est transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie, qui commence à atteindre sa maturité technologique, est de plus en plus répandue grâce à son fort attrait écologique. Elle est passée devant la production géothermique au niveau mondial en 2000. Après ce bref bilan des ressources énergétiques exploitables, on va s'intéresser aux systèmes de production existants, en particulier relatifs aux sources éoliennes.



Figure II.16 – énergie éolienne

#### **Principe de fonctionnement d'une éolienne :**

Le principe de fonctionnement de l'énergie éolienne est relativement simple : le vent fait tourner des pales qui sont-elles même tourner le générateur de l'éolienne. A son tour le générateur transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique de type éolienne.

L'électricité éolienne est dirigée vers le réseau électrique ou vers des batteries de stockage d'électricité éolienne.

#### **Composition d'une éolienne**

##### **1. Ailes ou pales d'une éolienne**

Les éoliennes modernes sont composées de 2 à 3 ailes, tournant autour d'un rotor à axe horizontal. Les pales de l'hélice d'une éolienne peuvent être en bois lamellé-collé, en plastique renforcé de fibre de verre, ou en métal... Le diamètre qu'elles balaient varie de 40 m à 120 m.

## 2. La tour ou le mât d'une éolienne

L'hélice de l'éolienne est située en haut d'une tour de 50 m à 110 m. le mât peut être des assemblages de croisillons métalliques, en béton ou en métal.

## 3. La partie électrique d'une éolienne

Dans les éoliennes destinées à produire de l'électricité, l'hélice fait tourner un générateur électrique situé en haut de la tour, dans le prolongement de l'axe de l'hélice de l'éolienne.

Entre l'hélice et le générateur électrique de l'éolienne se trouve en général un multiplicateur de vitesse, car l'hélice de l'éolienne tourne à des vitesses d'environ 100 à 650 tours min alors qu'un générateur électrique doit être entraîné à environ 1500 à 3000 tours/ min.

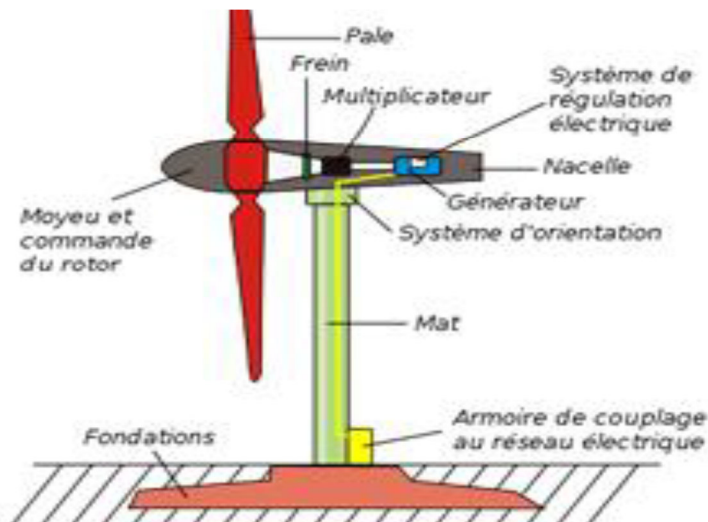


Figure II.17 –Les compositions d'une éolienne

### I.5.2.2 Energies non renouvelables

Plus de 80% de la production centralisée d'électricité dans le monde utilise des sources d'énergie non renouvelables. Dans le cas de la production décentralisée, les données sont absentes mais il est certain que cette proportion est beaucoup plus faible du fait de la prépondérance de l'éolien. Deux types de technologies non renouvelables peuvent être décrits ici, [24].

#### II.5.2.2.1 Thermique

Le principe est le même que celui utilisé dans les centrales thermiques de grande puissance. La combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) génère de la chaleur elle-même transformée en électricité. Les principales technologies sont le thermique à flamme (avec turbine à vapeur), les turbines à gaz et les moteurs atmosphériques (moteurs diesel). Ces systèmes, et notamment les turbines à gaz, peuvent aussi être utilisés pour générer à la fois de l'électricité et de la chaleur. On parle alors de cogénération. Ces systèmes permettent d'avoir un rendement global très proche de l'unité. Il est cependant nécessaire d'utiliser la chaleur produite dans un lieu proche de la centrale (chauffage urbain par exemple).

#### II.5.2.2.2 Hydrogène

Le gaz dihydrogène, vecteur énergétique produit par électrolyse de l'eau ou par réaction chimique, peut être utilisé pour générer de l'électricité dans des piles à combustible par réaction avec le dioxygène. Deux technologies sont principalement étudiées aujourd'hui : PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) pour des applications de faibles puissances et SOFC (Solid Oxyd Fuel Cell) pour des applications stationnaires de Cogénération. Ces technologies restent cependant coûteuses et donc peu répandues.



## II.6 Conclusions

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique, de la très haute tension HTB ( $U_n > 50 \text{ kV}$ ), à la moyenne tension HTA ( $1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$ ) puis à la basse tension BT ( $U_n < 1 \text{ kV}$ ). Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie, en cas de défauts sur des ouvrages. Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée. Par conséquent, le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge, selon les restrictions imposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité

Nous avons exposé les différents moyens de production d'énergie à La fin du chapitre, L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure plus « éclatée ». Dans cette structure, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure « verticale » du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué « verticalement » de la haute tension à la basse tension, mais aussi « horizontalement », avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT ou même avec les niveaux de tension supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs.

*Chapitre III*  
**Exploitation des réseaux électriques MT et BT**

### III- Introduction

Le critère principal de bon fonctionnement des différents réseaux, est la continuité de fourniture. Le programme de protection des réseaux s'attache donc à diminuer le nombre des perturbations, à limiter leur durée, et à accélérer au maximum la reprise du service normal.

Les défauts d'isolement se traduisent par : des surintensités, des chutes de tension (Si le défaut est déséquilibré) l'apparition de composantes inverse et homopolaire de ces critères, qui sont utilisés comme grandeurs d'influence des protections, peuvent prendre des valeurs très différentes selon le type de défaut: monophasé, biphasé, biphasé à terre, triphasé ....

Les protections électriques ont pour rôle de détecter un défaut d'isolement et de Commander l'élimination des tronçons de réseau sur lequel le défaut est apparu.

#### III-1 Protection des réseaux électriques

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la électriques. La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) défini la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections. [19]

#### III-2 Objectifs de la protection

Un système de protection doit :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens.
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.
- Assurer la meilleure continuité de fourniture possible.

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes :

- **Fiabilité** : Déclenchement suite à un défaut réel (décision sûre).
- **Disponibilité** : C'est la capacité de fonctionner lors de l'apparition d'un défaut, ce qui impose diverses procédures ou dispositifs pour s'assurer que la protection est en état de marche.
- **Rapidité d'action** : Pour limiter les effets néfastes du défaut.
- **Sensibilité** : Détecter la moindre variation de grandeur à surveiller.
- **Consommation** : Elle doit être réduite.
- **Sélectivité** : Déclenchement seulement des appareils encadrant le défaut, de manière à maintenir sous tension les parties saines.

#### III-3 Différentes protections

##### III-3.1 Protection des transformateurs de postes MT/BT

Les choix concernant la protection des transformateurs MT/BT peuvent paraître simples car ils résultent souvent des habitudes des concepteurs de réseaux électriques, voire d'une politique dictée par des considérations technico-économiques. En fait, les choix sont à faire en fonction de la technologie des transformateurs, des types de charges qu'ils alimentent, et surtout des agressions qu'ils subissent. [18]



**Figure III-1 : Transformateur MT**

### III-3.2 Mises sous et hors tension

Les « manœuvres » d'un transformateur de distribution se limitent à la mise sous tension et à la mise hors tension. En distribution publique, ces manœuvres sont exceptionnelles et ne correspondent pas réellement à de l'exploitation. Toutefois, les transformateurs sont mis sous et hors tension lors des interventions des disjoncteurs du réseau amont, y compris lors des cycles de réenclenchements. Des refermetures rapides peuvent entraîner la mise sous tension avec un fort flux rémanent, ce qui génère des courants d'enclenchement particulièrement élevés.

### III-3.3 Surtensions externes

Origine et sévérité les transformateurs de distribution sont soumis à des surtensions transitoires en provenance des réseaux auxquels ils sont connectés. Ces surtensions proviennent soit de chocs de foudre directs ou induits sur les réseaux MT ou BT, soit de la transmission par le niveau MT de surtensions de manœuvre générées sur le réseau amont.

Lors de la mise hors tension par un appareillage situé immédiatement en amont, des surtensions peuvent être générées par l'ensemble transformateur - appareillage de coupure - circuit d'alimentation, entraînant alors une sollicitation diélectrique du transformateur. Cette sollicitation se traduit par un vieillissement prématuré, ou même par un défaut d'isolement entre spires, ou à la masse. Les conditions les plus critiques sont obtenues lors de la mise hors tension de transformateurs non chargés, par des organes de manœuvre capables d'interrompre des courants à haute fréquence tels que les disjoncteurs à vide. L'utilisation de tels appareillages en tant que moyen de manœuvre d'exploitation est donc à envisager avec précautions.

### III-3.4 Protection contre les surtensions : Eclateurs et parafoudres

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large : les éclateurs et les parafoudres.

Les éclateurs sont les dispositifs les moins coûteux et les plus rustiques. Ils sont utilisés exclusivement sur les réseaux aériens.

Les parafoudres offrent une protection plus performante, mais pour un coût notablement plus élevé. [17]



**Figure III- 2: Éclateur à air**



**Figure III-3: Parafoudre à varistance sur ligne de transmission 110 kV**

### III-3.5 Surcharges

Les échauffements admissibles dans les différentes parties du transformateur, en tenant compte des valeurs limitent d'échauffement fournies par les normes, basées sur une durée de vie escomptée liée au vieillissement des isolants, caractérisent un fonctionnement permanent. Un courant de valeur supérieure à la valeur assignée correspond à un fonctionnement en surcharge. Une situation de surcharge maintenue, entraîne un dépassement des échauffements sur certains points du transformateur (selon sa construction), dans le cas d'une température ambiante élevée, un dépassement des températures admissibles.

La surcharge est souvent transitoire et l'équilibre thermique n'est pas atteint, l'inertie thermique du transformateur, importante pour les transformateurs de types « immergés », permet de supporter des valeurs élevées, suivant une loi « à temps inverse ».

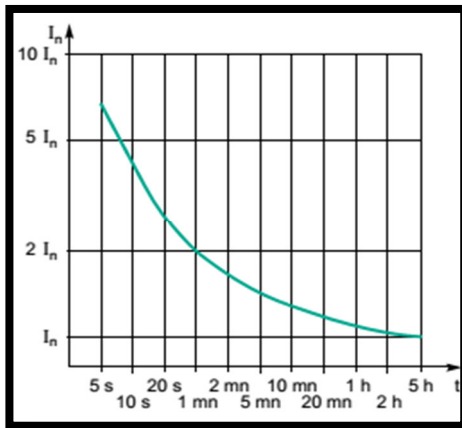


Figure III-4: Ordre de grandeur de la capacité de surcharge d'un transformateur immergé

### III-3.6 Protection par mesure de courant

La protection contre les surcharges doit intervenir avec un seuil compris entre 110 et 150 % du courant assigné et avoir, de préférence, un fonctionnement à temps dépendant. Elle peut être placée côté MT ou côté BT. Plus la puissance du transformateur est faible, plus le positionnement de la protection côté basse tension est adapté. Inversement, plus la puissance est importante, plus le choix d'une protection MT est judicieux. [17]

### III-3.7 Protection côté MT

La protection contre les surcharges côté MT est intéressante lorsqu'il s'agit de transformateurs de forte puissance avec disjoncteur MT associé à des protections à source auxiliaire. Ces protections peuvent être à temps constantes ou à temps dépendant. Elles assurent également la protection contre les forts courants de défaut (hypothèse de défaut MT). Dans tous les cas, les impératifs de sélectivité avec les protections basse tension devront être respectés. [18]

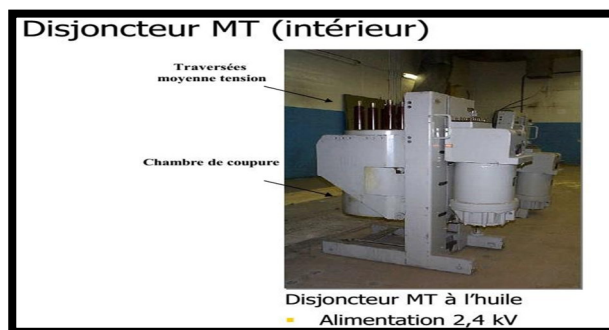


Figure III- 5 : Disjoncteur MT

### III-3.8 Protection par la mesure de température

Le contrôle de la température des enroulements est l'action la plus pertinente car c'est la température qui génère le vieillissement des isolants.

Toutefois, les échauffements se produisant sur les parties sous tension, la mesure ne peut généralement pas être effectuée directement sur ces points. La faible vitesse de variation des températures pour des courants dans le domaine de la surcharge, du fait de l'inertie thermique du transformateur, permet de considérer que la mesure reste représentative. Le cas d'une élévation rapide de température des enroulements est normalement géré par une détection de surintensité. [17]

### III-3.9 Protection par fusibles MT et combinés interrupteur-fusibles

Pour des besoins d'exploitation - manœuvre, échange de fusible, sectionnement - les fusibles sont installés en aval d'un organe de manœuvre. Les réalisations d'appareillage prennent souvent la forme d'interrupteurs-fusibles. Dans ce cas, les fusibles sont installés dans l'appareillage sans pour autant impliquer un lien entre le fonctionnement des fusibles et celui de l'interrupteur. Lorsque le fusible utilisé comporte un percuteur capable de faire ouvrir l'interrupteur en cas de fusion, l'appareillage est alors désigné par le terme de « combiné interrupteur-fusibles ». [17]

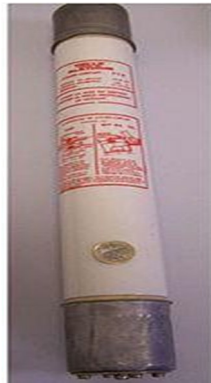


Figure III-6 : Fusible moyens tension



Figure III-7 : Interrupteurs-fusibles

### III-3.10 Protection par disjoncteur MT

L'utilisation d'un disjoncteur procure comme avantages principaux de ne pas présenter de courants critiques, le disjoncteur est capable d'interrompre tous les courants inférieurs à son pouvoir de coupure - et d'offrir une grande souplesse dans le choix des critères d'intervention. Les solutions techniques proposées sont fréquemment plus coûteuses avec des disjoncteurs qu'avec des fusibles, interrupteurs fusibles ou combinés. Toutefois, certaines réalisations, particulièrement en appareillage compact de type Ring Main Unit, offrent des solutions disjoncteurs à des coûts unitaires similaires à ceux des solutions utilisant des fusibles. [20]



Figure III-8 : Disjoncteur MT

### III-3.11 Courts-circuits sur le réseau BT

En cas de défaut en aval du transformateur, Ces défauts sont gérés soit par la protection BT concernée (fusibles ou disjoncteur), soit par la protection MT en amont du transformateur dans le cas d'un défaut en amont des protections BT.

L'hypothèse de source de puissance infinie est souvent réaliste en distribution publique, où la puissance unitaire des transformateurs de distribution est faible en regard de la puissance de court-circuit du réseau MT.

Ce n'est généralement pas le cas dans l'industrie et le grand tertiaire, et négliger l'impédance de source impose des contraintes inutilement élevées pour la conception de la partie basse tension et des protections associées. [17]

#### III-3.11.1 Protection contre les Court Court-circuit internes

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. [19]

Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur: le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoque un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée. [19]



Figure III-9 : Relais BUCHHOLZ

### III-4 Evolution des défauts internes

#### III-4.1 Défauts entre spires

Les défauts entre spires de l'enroulement moyenne tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court circuit sur

l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut. [17]

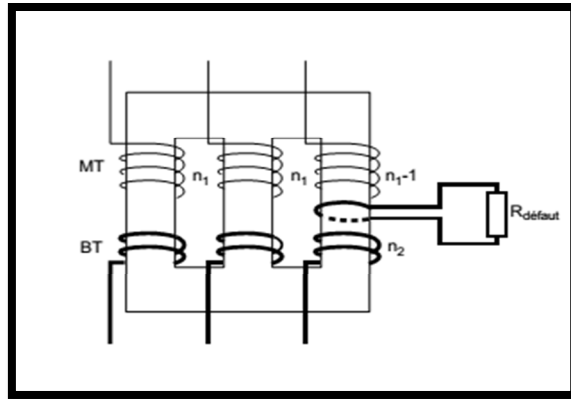


Figure III-10 : Fonctionnement d'un transformateur avec une spire en court-circuit au primaire

### III-4.2 Défauts entre enroulements

Les défauts entre enroulements MT sont rares mais peuvent donner lieu à des courants de défaut élevés, jusqu'au courant de court-circuit du réseau en cas de défaut au niveau des bornes, avec des manifestations très importantes. [17]

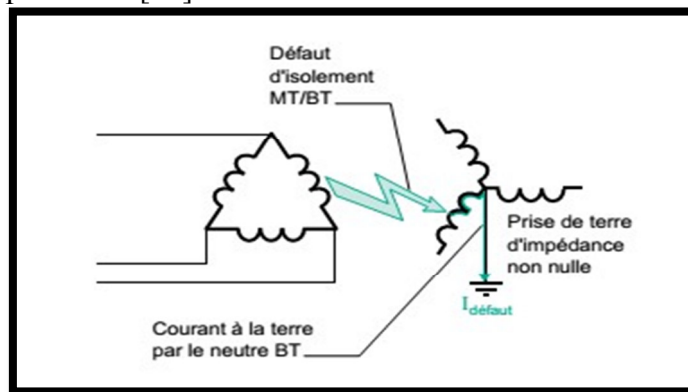


Figure III-11 : Exemple de défaut entre enroulements primaire et secondaire

### III-4.3 Défauts à la masse et influence du régime de neutre

Les défauts entre enroulement MT et la masse ont comme origine la plus fréquente une rupture d'isolement suite à surtension. Toutefois, ils peuvent également être la conséquence de défauts de type mécanique ou de l'évolution d'un défaut électrique comme vu précédemment. Les caractéristiques d'un défaut à la masse, ainsi que les capacités à le diagnostiquer, dépendent du mode de mise à la terre du réseau d'alimentation et de l'emplacement du défaut dans le transformateur. [17]

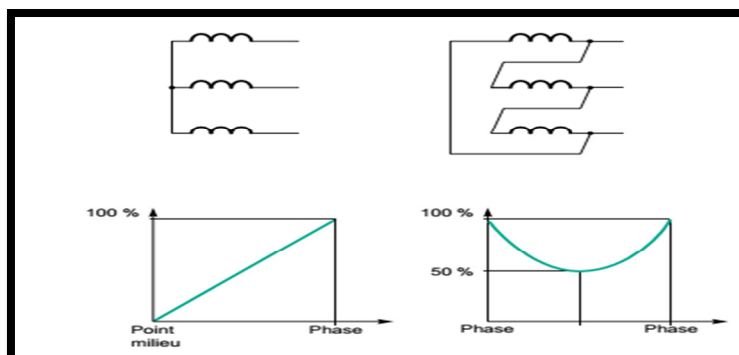


Figure III-12 : Courant de défaut à la masse fonction du couplage MT et de l'emplacement du défaut



### III-5 Protection de masse cuve

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur. [17]

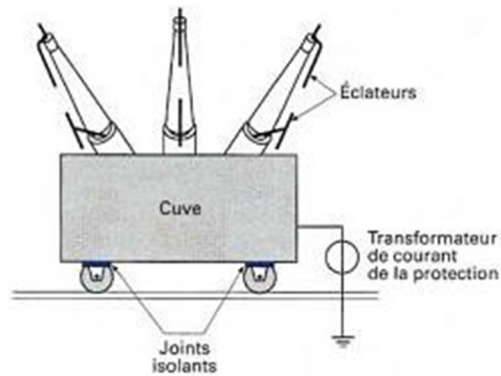


Figure III-13 : Protection masse cuve

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre.

### III-6 Défauts liés à la technologie

Les défaillances internes aux transformateurs sont majoritairement la conséquence de sollicitations externes (surtensions, surintensités). Les différents modes de défaillance et la manière dont la situation peut évoluer. Toutefois, d'autres possibilités de défaillance sont envisageables selon les technologies de transformateurs. Le choix concernant la protection des transformateurs de distribution (MT/BT) est relativement complexe car cela nécessite de prendre en compte un grand nombre de paramètres et plusieurs choix techniques peuvent être retenus pour assurer un même type de protection.

Le transformateur est généralement spécifié en premier lieu. Cependant, au-delà des critères liés aux besoins fonctionnels du transformateur tels que la puissance ou les tensions de service, ou liés aux conditions d'installation (présence d'harmoniques, risques de surcharge), l'utilisateur devra définir ses choix en termes de politique d'exploitation et de protection. [17]

### III-7 Protection jeu de barres

Un défaut sur un jeu de barres est, la plupart du temps, très contraignant pour le réseau (courant de court-circuit élevé et grand nombre d'ouvrages à mettre hors service pour éliminer le défaut).

Il doit donc être éliminé rapidement. Sans protection spécifique, un tel défaut est éliminé par les protections de distance des postes adjacents en un temps de 2<sup>e</sup> zone (250 à 600 ms) dans le cas le plus favorable (cf. [D 4 804]).

Le rôle des protections de barres est d'améliorer la situation en éliminant le plus rapidement et le plus sélectivement possible tout type de défaut survenant dans la zone des barres.

Aussi, on peut penser à une autre protection logique. Son fonctionnement est simple : un défaut affectant la demi-rame 1 est détecté par la protection de l'arrivée 1 mais par aucune de celles des départs raccordés à la demi-rame 1 (cas d'un fonctionnement avec le couplage ouvert). [18]

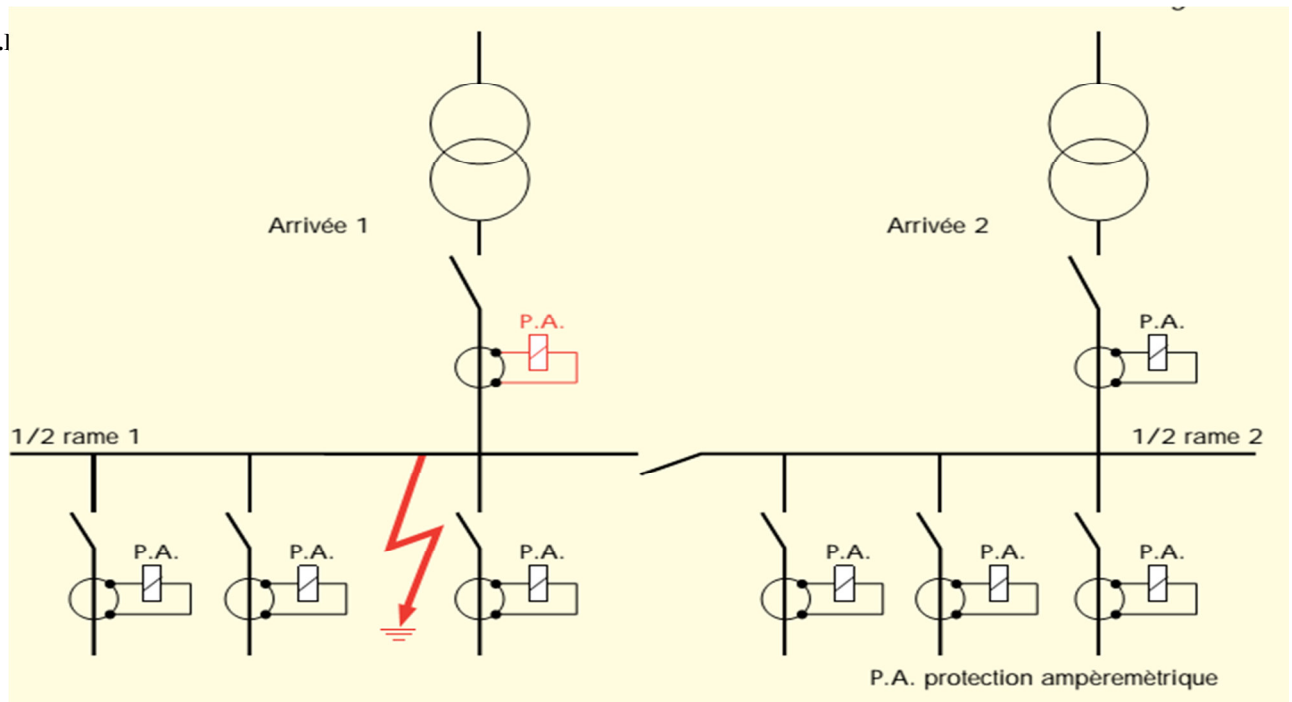


Figure III-15 : Jeu de barres d'un poste 220 kV. À l'arrière-plan un autre jeu de barres est visible.

Les jeux de barres sont protégés principalement par des protections différentielles. La difficulté vient du fait que la position des sectionneurs d'aiguillage doit être connue pour savoir quels sont les départs qui alimentent un nœud donné. La protection différentielle est décomposée en autant de relais que de nœuds électriques.

### III-7.1 Protections différentielles de barres à haute impédance

C'est le premier type de protection différentielle qui a été utilisé pour protéger les jeux de barres. Il comporte (figure 16) un relais par phase à maximum de courant à seuil fixe, d'impédance élevée ( $> 1\ 000\ \Omega$ ). Tous les secondaires des transformateurs de courant TC sont raccordés en parallèle sur ce relais. Tous les TC doivent être identiques, de même que la charge représentée par la filerie de raccordement dans le secondaire de chaque TC.

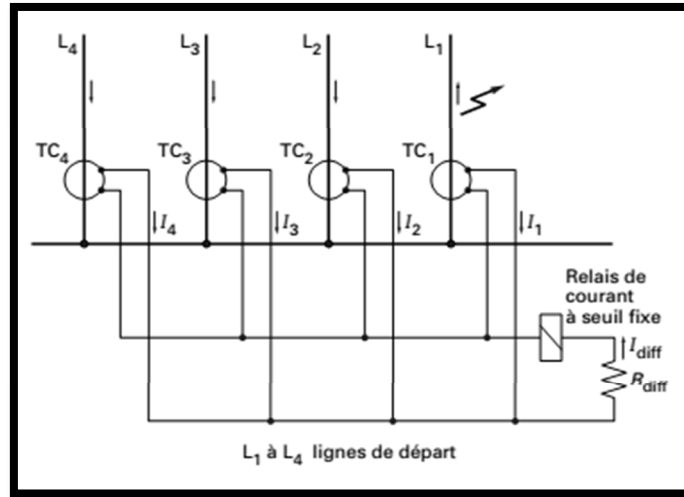


Figure III-16 : Principe de fonctionnement d’une protection différentielle à haute impédance

La protection différentielle à haute impédance, quoique très simple, tend à être de moins en moins utilisée car la nécessité d’employer des TC identiques est contraignante pour les exploitants. [18]

### III-7.2 Protection différentielle de barres à moyenne impédance

C’est la protection de barres (figure 17) la plus utilisée actuellement. Elle fonctionne suivant les mêmes principes que la protection à haute impédance, mais utilise un relais différentiel à maximum de courant à pourcentage beaucoup moins sensible aux erreurs transitoires de mesure aux forts courants, ainsi que des TC auxiliaires intermédiaires qui, d’une part, rattrapent les différences éventuelles de rapport de réduction des TC principaux et, d’autre part, fixent la tension de coude (identique pour tous les TC auxiliaires). Cette protection n’impose pratiquement aucune exigence aux TC qui l’alimentent. Ils peuvent être de caractéristiques magnétiques et de rapports de réduction différents. C’est une protection très rapide, qui émet son ordre de déclenchement en un temps compris entre 5 et 15 ms. La mesure elle-même est effectuée en un temps très court, inférieur à 2 ms.

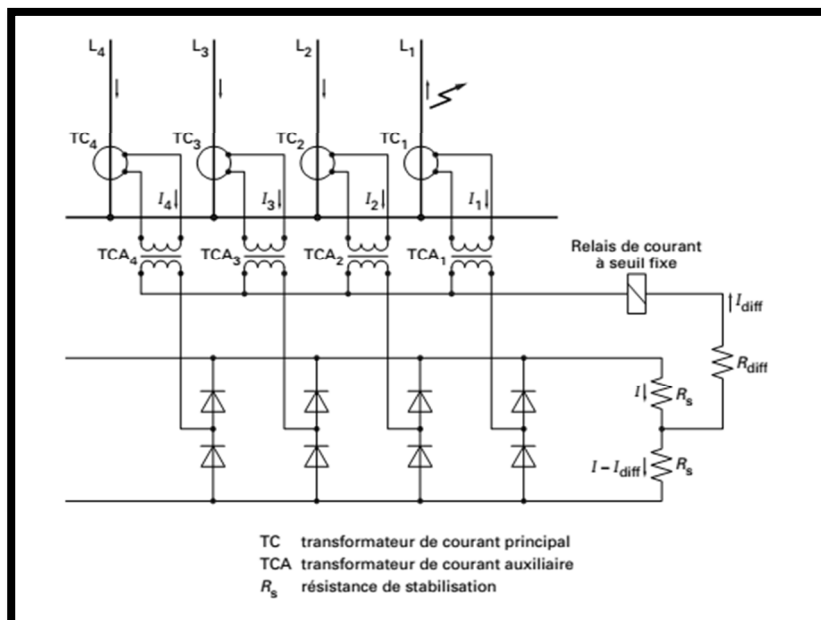


Figure III-17 : Principe de fonctionnement d’une protection différentielle à moyenne impédance

### III-8 Protection des alternateurs

L’alternateur doit être rapidement déconnecté du réseau en cas de problèmes. D’une part pour éviter qu’il ne soit endommagé ou détruit, d’autre part afin d’éviter de perturber le réseau. Ainsi les pôles du disjoncteur de couplage s’ouvrent en cas de :

- court-circuit (un relais magnétique à maximum d'intensité par phase).
- surcharge.
- manque de tension alternateur.
- surtension.
- retour de puissance (afin d'éviter que la machine synchrone ne fonctionne en moteur et n'entraîne le diesel ou la turbine, ce qui n'est pas le but recherché).
- protection différentielle contre les défauts interne de l'alternateur.
- défaut masse.
- protections de la machine qui entraîne l'alternateur (survitesse, pression d'huile, température échappement, palier, ...).

Lors du choix des appareils de protection pour alternateurs jusqu'à environ 30 MVA, l'exploitant est généralement essentiellement intéressé à des solutions de prix avantageux. En cas de défaut primaire, des déclenchements sélectifs et rapides sont pourtant également demandés et revêtent un rôle fondamental, tant pour la stabilité du réseau que pour la limitation des dommages survenant sur l'objet protégé.

La communication entre les appareils et leurs fonctions développe considérablement les possibilités des fonctions de protection, de commande et de surveillance. Ce concept d'une technique secondaire unifiée et globale permet en outre d'exploiter les stations sans présence de personnel. [20]

### III-8.1 Perte d'excitation

La perte d'excitation d'un alternateur préalablement couplé au réseau provoque sa désynchronisation de ce réseau. Il fonctionne alors en asynchrone, en légère survitesse, et absorbe de la puissance réactive. Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

Ce défaut est détecté soit par une mesure de la puissance réactive absorbée, soit par une surveillance du circuit d'excitation s'il est accessible, soit par une mesure d'impédance aux bornes de l'alternateur. [20]

### III-8.2 Court-circuit externe entre phases

La valeur du courant de court-circuit étant décroissante dans le temps et de l'ordre du courant nominal sinon plus faible en régime permanent, une simple détection de courant peut être insuffisante.

Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant à retenue de tension dont le seuil augmente avec la tension (fig18).Le fonctionnement est temporisé. [20]

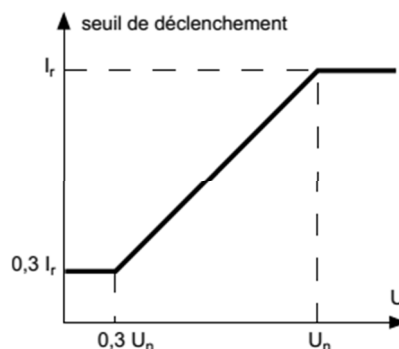


Figure III-18 : le seuil augmente avec la tension

### III-8.3 Variation de tension et de fréquence

Elle est surveillée par une protection à maximum et à minimum de tension d'une part et par une protection à maximum et à minimum de fréquence d'autre part.

Ces protections sont temporisées car les phénomènes ne nécessitent pas une action instantanée et parce qu'il faut laisser aux protections du réseau et aux régulateurs de tension et de vitesse le temps de réagir.

### III-9 Organisation de la protection

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par un organe de coupure (disjoncteur, fusible).
- éliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval est défaillant.
- assurer éventuellement des protections de secours (redondance des protections).
- protéger certains matériels spécifiques : transformateurs, tableaux HTA, condensateurs HTA...
- permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité, etc.), pour effectuer certaines opérations d'exploitation: travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs...

L'ensemble de ces dispositions est appelé plan de protection. Ce plan partage le champ à protéger en zones pour éliminer la partie en défaut en appliquant une sélectivité convenable, on use aussi la protection directionnel selon le flux des puissances et les sens des courants. [18]

#### III-9.1 Zones de protection

Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs.

Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne pas laisser aucun point du réseau sans protections.

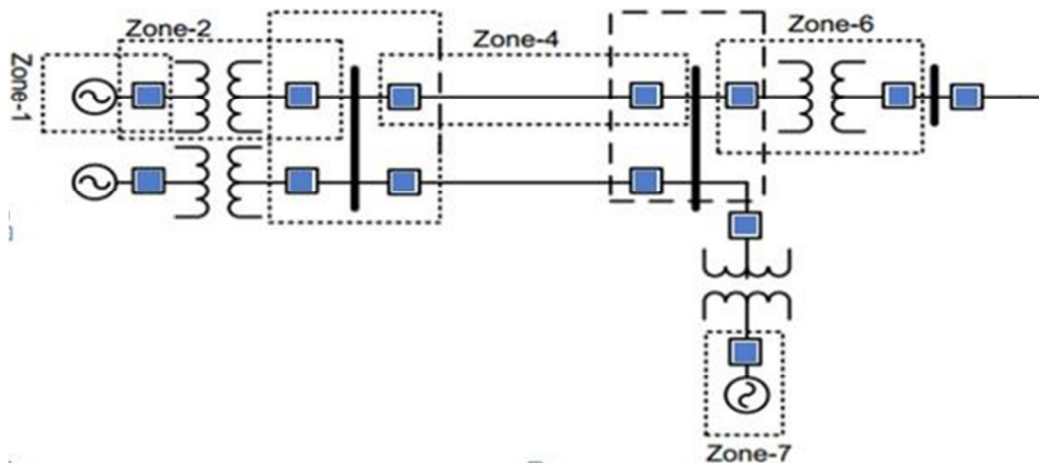


Figure III-19 : le seuil augmente avec la tension

- Pour les relais de la zone 1: Responsables de défaut qui est situé à l'intérieur du générateur.
- Pour les relais de la zone 2: Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans le transformateur.
- Pour les relais de la zone 3: Responsables de tous les défauts qui se trouvent dans les jeux de bars.
- Pour les relais de zone 4: Responsables de tous les défauts qui se trouvent sur les lignes de transport d'énergie.

**Note** : La protection dans chaque zone est en fait composée de plusieurs équipements de protection et pas un seul appareil pour détecter tous les types de défauts. Il y a un chevauchement entre les différentes zones de protection pour assurer qu'il n'y a pas de zones non protégées, en particulier la zone de jeux de bars.

### III-9.2 Protection directionnelle

Une protection directionnelle est un type de protection électrique se servant du sens du courant ou de l'écoulement de la puissance, active ou réactive, pour déterminer si la zone protégée subit un défaut. Lors l'une de ces trois valeurs dépassent un seuil et que le sens est anormal, la protection déclenche. Elle est utilisée pour protéger des lignes, des alternateurs, des transformateurs.

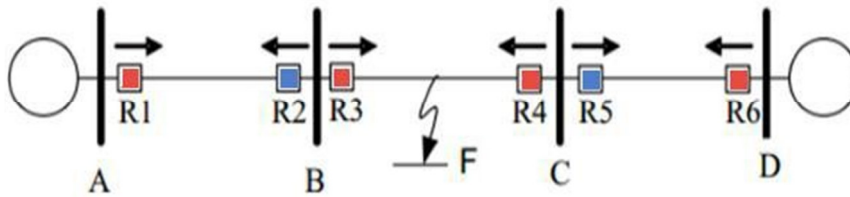


Figure III-20 : La protection directionnelle

Quand un défaut se produit au point f, R2 et R5 ne détecte pas le défaut, par contre R3, R1, R4, R6 le détecte et ils deviennent responsables à le couper suivant les règles de la coordination entre eux (sélectivité 0, 0.5, 2,5, 5 s).

On peut distinguer deux types de défaut :

- défaut aval.
- défaut amont.

Le défaut F dans la figure précédente est un défaut aval pour les R3, R1, R4, R6, et amont pour R2 et R5, on peut aussi le classer comme:

- défaut interne.
- défaut externe.

### III-9.3 Elément du système de protection

Le schéma suivant représente le principe de base d'un système de protection :

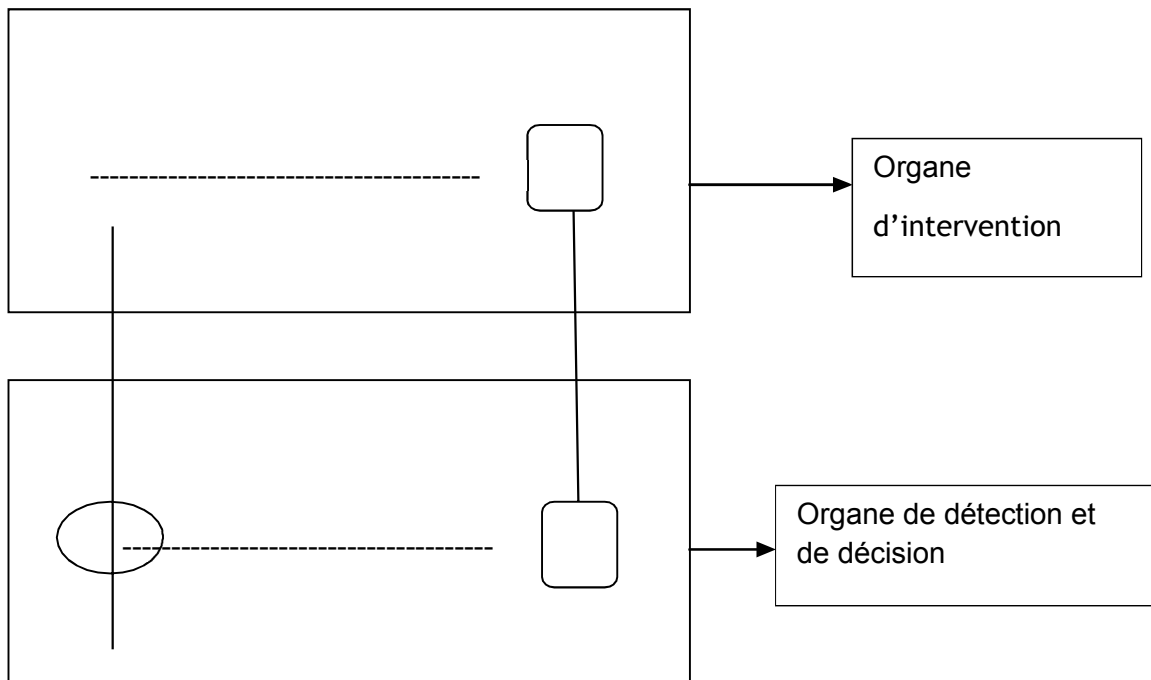


Figure III-21 : Elément de protection (schéma de principe)

### III-10. Réglage de la fréquence et de la tension de réseau

Le réseau de transport assure la liaison entre les centres de production et les zones de consommation.

L'exploitation du système production – transport – consommation doit permettre de faire face aux aléas courants (pertes de ligne, perte d'un groupe de production...) et d'éviter les

incidents majeurs (écroulements, ilotage, mise hors tension) ou, à défaut, d'en limiter les conséquences.

L'interconnexion des lignes impose que tous les groupes qui produisent de l'électricité fonctionnent en synchronisme.

Les capacités de transport sur les lignes sont limitées par les seuils de surcharge admissible et par les marges de sécurité liées au niveau de tension.

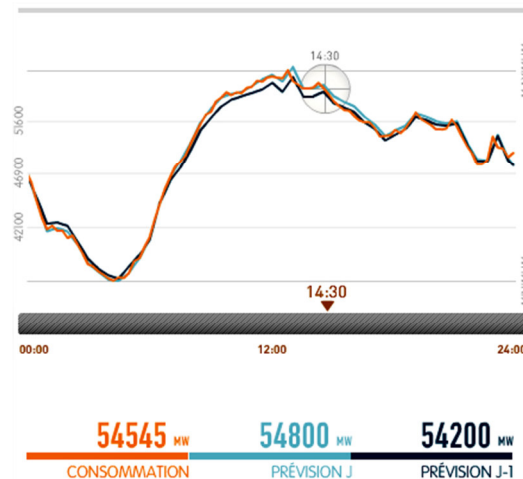
Le gestionnaire devra donc agir sur la fréquence et la tension afin d'assurer le bon fonctionnement du réseau.

### III-10.1. Réglage de la fréquence

Le problème du réglage de la fréquence est global (en régime permanent la fréquence est identique dans tout le réseau). Ceci est dû au fait que le système de production – transport est un réseau électrique interconnecté.

Le réglage de la fréquence consiste à réaliser l'équilibre, à tout instant, entre la production et la demande.

La puissance moyenne qui sera absorbée par l'ensemble des charges peut être prévue avec une bonne précision. En pratique, il y a des écarts inévitables entre la prévision de la consommation et la production des centrales.



Or, tout écart entre la puissance électrique appelée par les charges connectées au réseau et la puissance mécanique fournie par les machines d'entraînement aux alternateurs provoque des variations de vitesse de ces derniers, donc de la fréquence du réseau. En cas de surproduction ou de sous-consommation, la fréquence augmente ; en sous-production ou surconsommation, la fréquence diminue.

Face à une augmentation de la puissance appelée et pour éviter une baisse de la fréquence :

- Chaque groupe de production dispose d'une régulation rapide de vitesse qui permettra de maintenir la fréquence proche de celle de référence. Cette régulation joue sur la puissance active produite.
- En cas de surcharge des groupes, on ajuste la production à la demande par la mise en marche de centrales thermiques ou hydrauliques.
- En cas de pénurie ou pour éviter la propagation d'incidents, on peut ajuster la consommation à la production (baisse momentanée du niveau de tension, délestage...)

### III-10.2. Stabilité

Une baisse brusque de consommation peut apparaître dans le cas d'un court-circuit en ligne. Durant 100 à 200 ms, temps d'élimination du défaut, la régulation rapide de vitesse n'a pas le temps d'agir et la puissance utile est nulle. La puissance non délivrée est accumulée sous forme d'énergie cinétique sur les arbres des alternateurs qui accélèrent : la fréquence augmente. Lorsque la liaison est rétablie, le renvoi de ce surplus d'énergie sur les lignes génère des oscillations qui

peuvent s'amortir ou conduire au décrochage. Pour garantir la stabilité, le gestionnaire doit contrôler un paramètre appelé angle de transport qui doit rester inférieur à 20°.

### III-12.3. Contraintes liées à la fréquence

Les charges passives sont en général peu sensibles aux variations de fréquence. Par contre, pour les appareils à circuits magnétiques bobinés (transformateurs, moteurs...), une variation de la fréquence se traduit, à tension fixe, par une variation du flux (on a  $\Phi = k V/f$ ). Une baisse de la fréquence entraîne donc la saturation des circuits magnétiques, l'augmentation des pertes fer et la production d'harmoniques.

En France, le fonctionnement normal se situe entre 49,5 et 50 Hz.

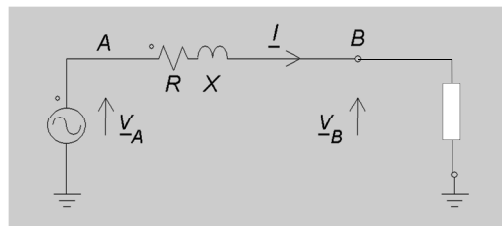
### III-10.4. Réglage de la tension

Pour les réseaux de transport (THT 400 kV et 225 kV), l'exploitant s'efforce de maintenir la tension dans la partie haute de la plage admissible. Cela permet de réduire les pertes joules (estimées à 30 TWh/an sur le réseau HT et MT soit environ 6% de la production annuelle) et d'augmenter la marge de sécurité de fonctionnement du réseau.

Pour le réseau de distribution, des transformateurs régleurs en charge assurent le maintien de la tension secondaire à sa valeur de consigne (20 kV). En cas de chute de tension sur le réseau de transport (primaire), le transformateur réduira son rapport de transformation et maintiendra la tension de distribution (secondaire) à sa valeur de consigne. Ainsi à charge constante, le retour à la consigne correspond au retour à la puissance initialement fournie.

#### III-10.4.1. Chute de tension dans une ligne

Considérons une ligne ( $R, X$ ). Une charge connectée au point B appelle les puissances active  $P_B$  et réactive  $Q_B$ .



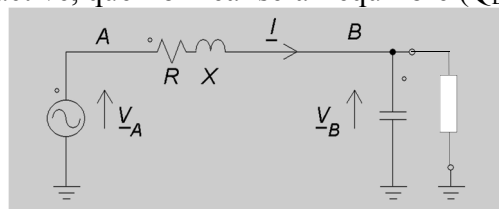
Si le réseau n'est pas trop chargé, on donne l'expression approchée de la chute de tension par :

$$V_A - V_B = \Delta V \approx RI \cdot \cos \varphi + XI \cdot \sin \varphi \quad (\text{III.1})$$

Avec  $P_B = V_B \cdot I \cdot \cos \varphi$  et  $Q_B = V_B \cdot I \cdot \sin \varphi$ , on obtient :

$$\Delta V = \frac{R \cdot P_B + X \cdot Q_B}{V_B} \quad (\text{III.2})$$

On voit qu'à  $R$  et  $X$  fixées (caractéristiques de la ligne) et qu'à  $P_B$  donné par la charge, on peut réduire la chute de tension en évitant le transit de puissance réactive  $Q_B$  entre la source et la charge. C'est donc localement, au plus près de la consommation, grâce à des systèmes de compensation de puissance réactive, que l'on réalisera l'équilibre ( $Q_B = 0$ ).





Ainsi, le réglage de la tension se fait en ajustant localement la production de puissance réactive à la consommation.

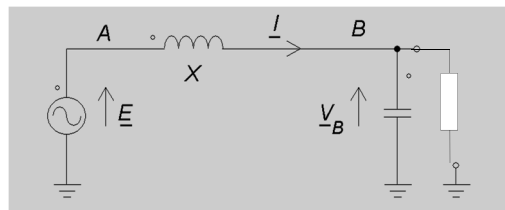
Le réglage du plan de tension (valeurs de la tension en différents points du réseau) nécessite donc de disposer du plus grand nombre possible de points de compensation de puissance réactive.

On notera également que la chute de tension est d'autant plus grande que la ligne est longue ( $R$  et  $X$  élevés) c'est à dire que la région concernée est éloignée ou dépourvue de centrale de production.

### III-10.4.2. Marges de sécurité

Dans l'exercice 7 on montrera que le contrôle de la tension au point B permet d'augmenter les capacités de transport de puissance sur le réseau. Ici nous allons voir qu'une baisse significative de cette tension peut, à partir d'une certaine limite, conduire à des incidents majeurs.

Considérons une ligne inductive ( $X$ ) où la tension au point A est fixée à  $E$ . Au point B une charge et un dispositif de compensation de l'énergie réactive, consomment les puissances active  $P_B$  et réactive  $Q_B$ .



Nous cherchons comment évolue la tension au point B en fonction de la puissance  $P_B$  appelée.

En écrivant le bilan de puissance  $S^2 = P^2 + Q^2$ , il vient :

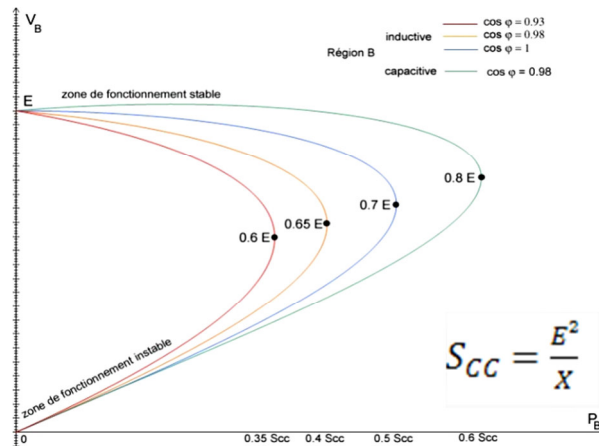
$$(EI)^2 = P_B^2 + (Q_B + Q_X)^2 = P_B^2 + (P_B \cdot \tan\varphi + XI^2)^2$$

avec  $I = \frac{P_B}{V_B \cdot \cos\varphi}$ , on obtient :

(III.3)

$$V_B^4 + (2 \cdot X \cdot \tan(\varphi) \cdot P_B - E^2) \cdot V_B^2 + \frac{X^2}{\cos^2(\varphi)} \cdot P_B^2 = 0$$

On représente ci-dessous l'évolution de  $V_B$  en fonction de  $P_B$ , à facteur de puissance,  $\cos \varphi$ , de la région B constant.



Sur ce réseau de courbes, on peut voir :

- deux zones de fonctionnement séparées par un point critique ;

- qu'à  $P_B$  donné, rehausser le facteur de puissance de la région B permet de relever le niveau de tension du point B et qu'inversement un déficit de production de puissance réactive entraîne une chute de la tension ;
- que le rehaussement du facteur de puissance par compensation d'énergie réactive a pour conséquence d'éloigner le point critique et donc d'étendre la zone de fonctionnement stable, c'est à dire d'augmenter les capacités de transport de puissance du réseau ;
- que pour un réseau fortement compensé, la valeur de la tension  $V_B$  préjuge mal de la proximité du point critique.

### III-10.4.3. Mécanisme d'un écroulement de tension

Les flux de puissance sur les différentes lignes dépendent de la topologie du réseau et des charges qui y sont connectées.

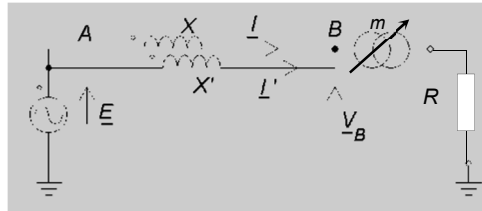
Une surcharge de la ligne apparaît lorsque celle-ci transporte plus de puissance qu'elle ne peut en supporter. Cette limitation est due à une valeur du courant qui, par effet Joule, allonge la longueur des conducteurs aériens et les rapproche du sol. Par exemple en 400 kV une ligne sera déclenchée au bout de :

- 20 min si elle est en surcharge de 130 %
- 10 min si elle est en surcharge de 150 %
- 1 min si elle est en surcharge de 170 %

En hiver l'effet de dilatation est moindre et on peut donc charger d'avantage les lignes.

La perte d'une ligne est cause d'une chute de tension qui peut conduire à un écroulement (sans compter que l'augmentation du transit dans les lignes restantes peut conduire à de nouveaux déclenchements).

Considérons deux lignes en parallèle d'impédance  $X$  et  $X'$  alimentant la région B résistive ( $R$ ). Un transformateur régleur de charge est placé entre les lignes et la distribution. La charge équivalente au point B est  $m.R$  ( $m$  rapport de transformation). La charge a pour équation :

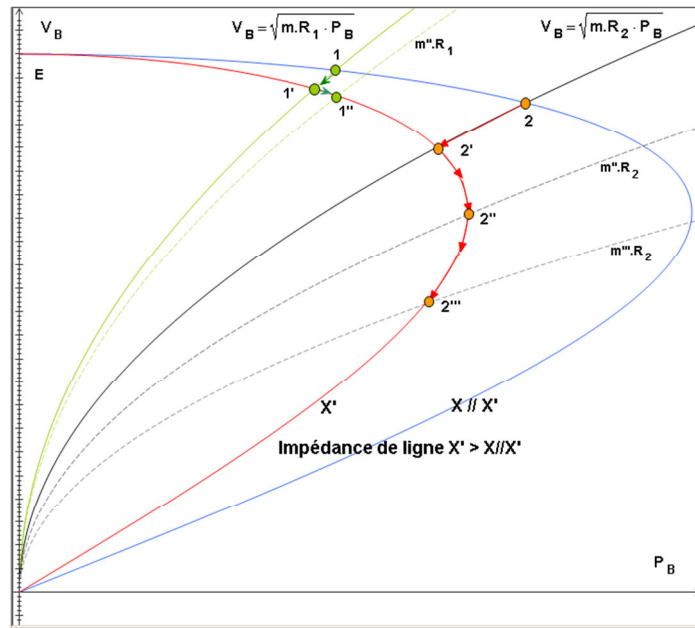


$$V_B = \sqrt{mR \cdot P_B} . \quad (III.4)$$

A la suite d'une surcharge, on perd la ligne  $X$ . La courbe  $V_B = f(P_B)$  est modifiée comme le montre le graphique suivant :

- Si le réseau est chargé par la résistance  $R_1$ , le point de fonctionnement (1) est déplacé en (1'). Pour maintenir la tension secondaire à sa valeur de consigne, le régleur de charge diminue son rapport de transformation. On arrive finalement au point de fonctionnement (1'') ( $P_{B1} = P_{B1''}$ ): c'est le cas stable.

- Si le réseau est chargé par la résistance  $R_2$ , le point de fonctionnement (2) est déplacé en (2'). Le régleur agit de même, la tension secondaire commence à remonter, précipitant le point de fonctionnement au point critique (2''). Or la tension secondaire n'a pas encore atteint son niveau de consigne ( $P_{B2''} < P_{B2}$ ). Le régleur va causer l'écroulement (2'' → 2''') en continuant à diminuer le rapport de transformation jusqu'à sa valeur la plus faible ( $m'''$ ). Afin d'éviter cet incident il faudra bloquer le régleur, voire délester.



### III-10.4.4. Contraintes liées à la tension

Sur le réseau 400 kV, la tension composée en chaque point doit être comprise entre 380 kV et 420 kV (entre 200 kV et 245 kV sur le réseau 225 kV). La limite de tension haute est donnée par la tenue des isolants et des diélectriques. L'augmentation de tension peut aussi entraîner la saturation des transformateurs ( $\Phi = k V/f$ ).

### III-11. Conclusion

On a donné assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Nous venons de voir que sur un réseau faiblement chargé, les réglages de la fréquence et de la tension sont découplés. Le contrôle de la fréquence  $f$  est lié au réglage de la puissance active  $P$  ; le réglage de la tension  $V$  est lié au réglage de la puissance réactive  $Q$ . Mais alors que le réglage de la fréquence est global, le réglage de la tension se fait localement.

# Chapitre IV

## Régimes de neutre

### IV.1 Effet Du courant électrique traversant le corps humain

Le corps humain se comporte comme une résistance électrique. Lorsqu'il est soumis à une tension, il sera traversé par un courant électrique ce qui peut avoir des conséquences graves.

Les effets du courant électrique traversant le corps humain sont résumés dans l'illustration ci-contre :

#### IV.1.1. Définitions de quelques termes:

**Electrisation** : corps humain en contact électrique qui n'entraîne pas le décès.

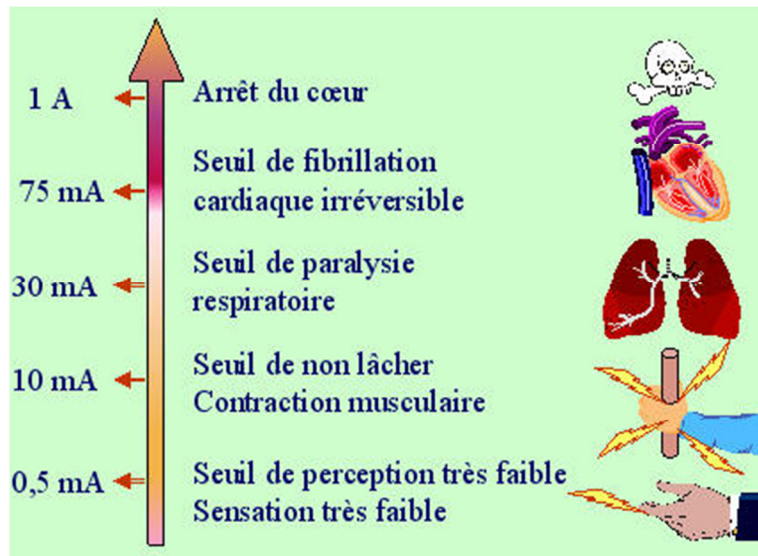
**Tétanisation**: contraction violente des muscles (membres ou cage thoracique).

**Fibrillation cardiaque** : contractions rapides et désordonnées des muscles cardiaques.

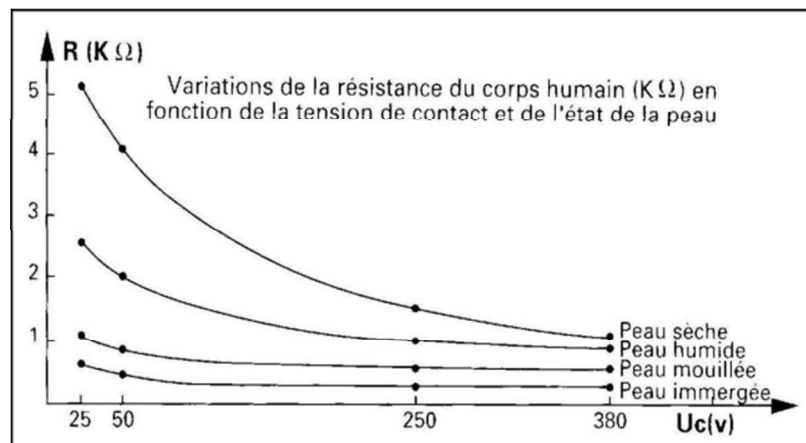
Le retour à la normale nécessite une intervention (massage cardiaque, ventilation artificielle, défibrillateur ...).

**Electrocution** : contact électrique sur le corps humain entraînant le décès de la victime.

Ci-contre les effets physiologiques du courant électrique :



La résistance du corps humain varie en fonction de l'état de la peau (sèche, humide, mouillée) et de la tension de contact. La résistance du milieu interne est relativement fixe (autour de 700 ohms).



### IV.2. Paramètres pour l'évaluation des risques

Les dangers encourus par les personnes traversées par un courant électrique dépendent essentiellement de l'intensité du courant et du temps de passage.

Cette intensité dépend de la tension de contact  $U_C$  qui s'applique sur la personne, ainsi que de la résistance rencontrée par ce courant lors de son cheminement au travers du corps humain.

Les paramètres sont donc au nombre de quatre :

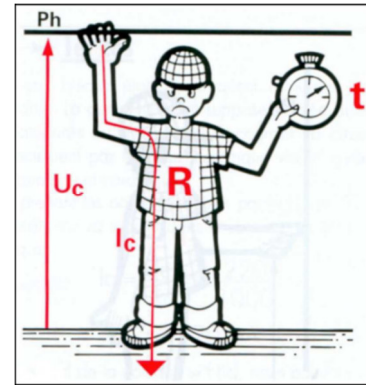
$U_C$  : tension de contact appliquée au corps

$R$  : résistance du corps

$I_C$  : intensité qui traverse le corps

$t$  : temps de passage du courant.

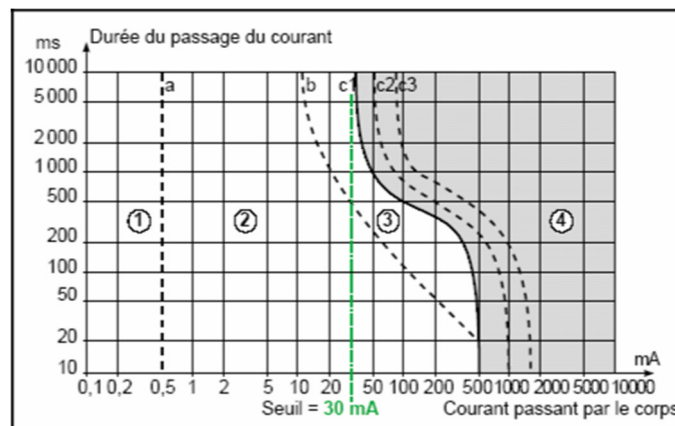
L'intensité du courant vaut alors :  $I_C = \frac{U_C}{R}$ .



Seuil de dangerosité des tensions				
<b>Local</b>	sec	humide	immergé	
<b><math>U_L</math> : tension limite de sécurité en alternatif (V)</b>	50	25	12	
Durée de coupure en fonction de la tension				
<b>Tension de contact (en V)</b>	50	120	220	350
<b>Temps de coupure maximal (en s)</b>	5	0,34	0,17	0,08

### IV.3 Effet du courant alternatif sur les personnes

Selon la norme "CEI 479-1" de la commission électrotechnique internationale (C.E.I.), un courant alternatif de fréquence comprise entre 15Hz et 100Hz provoque des effets physiologiques qui peuvent être classés suivant **quatre zones à risques** :



**Zone 1** : Habituellement aucune réaction ou perception très faible.

**Zone 2** : Effet désagréable, généralement aucun effet physiologique dangereux.

**Zone 3**: Contractions musculaires, difficultés respiratoires, arrêts temporaires et réversibles du cœur, en principe sans dommage organique.

**Zone 4** :

**la courbe C1** : La probabilité d'une fibrillation ventriculaire est d'environ 0,1%

**de C1 à C2** : La probabilité est d'environ 5%

**de C2 à C3** : La probabilité passe à 50%

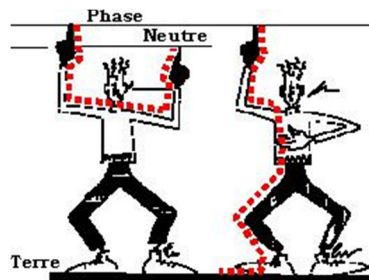
**au delà de la courbe C3** : elle augmente de plus de 50%. Arrêt du cœur, arrêt de la respiration et brûlures graves peuvent se produire.

**Remarque :** Le courant continu est moins dangereux que le courant alternatif (Le seuil de fibrillation ventriculaire est beaucoup plus élevé) il est plus facile de lâcher des parties nues sous tension en présence d'un courant continu qu'en présence d'un courant alternatif.

#### IV.4 Différents cas de contact électrique

##### IV.4.1 Contact direct

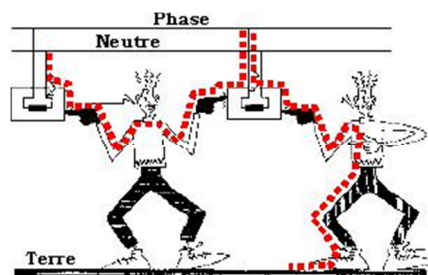
C'est le contact d'une personne avec une partie d'un équipement ou d'une installation sous tension suite à une négligence ou au non-respect des consignes de sécurité.



##### IV.4.2 Contact indirect

C'est le contact d'une personne avec une masse métallique mise accidentellement sous tension par défaut d'isolement.

Ce type de contact est très dangereux car contrairement au contact direct, il n'est pas lié à l'imprudence ou à la maladresse de l'utilisateur.



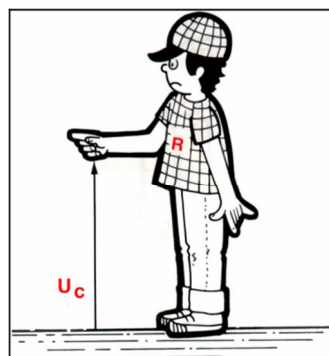
##### IV.4.3 Tensions de contact électrique

Suivant la norme NFC 15-100 il existe deux tensions limites de sécurité :

- $U_L = 50V$  (milieu sec)
- $U_L = 25V$  (chantier, local exigu)

En l'absence d'un défaut d'isolement, les masses électriques doivent être à un potentiel nul par rapport à la terre, car elles sont accessibles normalement à toute personne.

En cas de défaut d'isolement, cette masse est en contact avec une partie active (ou conducteur sous tension), le courant circulant au travers du défaut et de la masse rejoint la terre, soit par le PE (Conducteur de protection (Vert/Jaune)) soit par la personne en contact.



Dans ce dernier cas, il est impératif afin d'assurer la protection des personnes de couper de manière automatique l'alimentation en énergie avant une durée indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tension de contact présumée (en V) Selon Norme CEI 364	Temps de coupure maximal des dispositifs de protections (en s)			
	En alternatif		En continu	
	UL = 50 V	UL = 25V	UL = 120V	UL = 60V
25 V	-	5	-	5
50 V	5	0,48	5	5
75 V	0,6	0,3	5	2
90 V	0,45	0,25	5	0,8
120 V	0,34	0,18	5	0,5
150 V	0,27	0,10	1	0,25
220 V	0,17	0,05	0,4	0,06
280 V	0,12	0,02	0,3	0,02
350 V	0,08		0,2	
500 V	0,04		0,1	

#### IV.5 Conduite à tenir en cas d'accident

##### Protéger

Soustraire la victime aux effets du courant par mise hors tension. Si la mise hors tension n'est pas possible par le sauveteur, prévenir le distributeur. Toute intervention imprudente du sauveteur risque de l'accidenter lui-même.

##### Secourir

Si la victime est inanimée et ne répond pas, si son thorax et son abdomen sont immobiles, assurer la respiration par bouche à bouche et massage cardiaque.

##### Alerter

Suivant consigne préétablie si elle existe à proximité ou téléphoner (SAMU-15, POMPIER-18, MEDECIN). Ne jamais abandonner les soins avant l'arrivée des secours spécialisés.

#### IV.6 Principaux régimes de liaison à la terre

##### IV.6.1 Schémas de liaison à la terre (définitions)

##### IV.6.1.1 Nécessité de la liaison à la terre

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).

Pour la liaison à la terre, plusieurs solutions existent qui se trouvent dans la famille des schémas de Liaison à la Terre (SLT).



### IV.6.1.2 Définitions

Les schémas de liaison à la terre (SLT) également appelés "**régimes de neutre**" sont définis par les normes CEI 60364 et NF C15-100.

Tous assurent la sécurité des personnes avec chacun des avantages et des inconvénients en fonction des besoins de l'utilisateur.

Un SLT caractérise le mode de raccordement à la terre du secondaire du transformateur de distribution **HT/BT** et les façons de relier les masses des installations à la terre (conducteur **jaune-vert** appelé PE).

Chaque SLT est identifié grâce à deux lettres :

La première lettre indique la situation du neutre du transformateur par rapport à la terre :

- T pour neutre raccordé à la terre.
- I pour 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.

La combinaison de ces deux lettres donne trois configurations possibles :

- TT (neutre du transformateur à la terre, masse du récepteur à la terre) ;
- TN (neutre du transformateur à la terre, masse du récepteur au neutre) ;
- IT (neutre du transformateur isolé ou impédant, masse du récepteur à la terre).

SLT	NEUTRE du transformateur	MASSE du récepteur
TT	Terre	Terre
TN	Terre	Neutre
IT	Isolé ou Impédant	Terre

**Remarque :** Seul le régime TT sera étudié en détail.

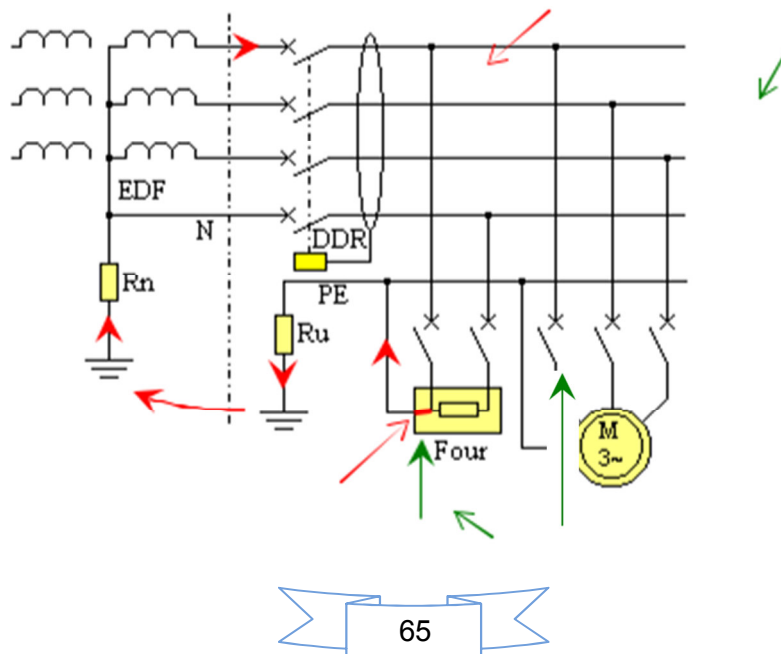
### IV.6.1.3. Schéma TT

**T** : liaison du neutre à la **terre**.

**T** : liaison des masses à la **terre**.

C'est le régime le plus simple à l'étude et à l'installation. Il est utilisé par l'EDF pour toute la distribution **BTA** publique. Le neutre du transformateur de distribution est mis à la terre à travers une prise de terre de résistance  $R_n$ . Les masses sont mises à la terre à travers une prise de terre de résistance  $R_u$ .

L'emploi d'un dispositif différentiel (disjoncteur) à courant résiduel (DDR) est obligatoire en tête de l'installation. La coupure a lieu lors 'un défaut d'isolement lorsque **le courant de défaut I** est supérieur à la sensibilité du DDR.



En cas de défaut d'isolement, la tension de contact  $U_c$  présente une valeur élevée ( $230 / 2 = 115V$ ) qui est très supérieure à la tension  $U_L$  de sécurité (25V ou 50V)

Il est donc indispensable de placer un disjoncteur différentiel (DDR) en amont. Ce disjoncteur va détecter la "fuite" du courant I vers la terre et ainsi couper de l'alimentation.

#### IV.6.1.4. Autres principaux schémas (pour information)

##### Schéma IT

**I** : neutre **isolé** (impédant).

**T** : liaison des masses à la **terre**.

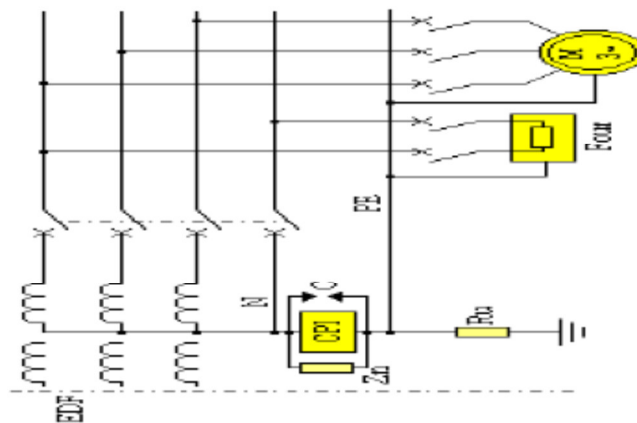
C'est le régime utilisé par la plupart des grandes entreprises industrielles car il assure la meilleure continuité de service. Le transformateur est la propriété de l'entreprise. La livraison est faite en **HT** par la Sonelgaz. Le neutre du transformateur est isolé de la terre ou mis à la terre à travers une grande impédance  $Z_n$ .

Les masses sont mises à la terre à travers une prise de terre de résistance  $R_u$ .

Un contrôleur permanent d'isolement (CPI) est nécessaire pour signaler tout défaut d'isolement (alarme sonore). Le défaut doit être éliminé avant l'apparition d'un second défaut, qui produirait la coupure de l'installation.

La coupure a lieu lors de deux défauts d'isolement simultanés par déclenchement des protections contre les surintensités (disjoncteurs, fusibles).

Un limiteur de surtension C est nécessaire.



##### Schéma TN

**T** : liaison du neutre à la **terre**.

**N** : liaison des masses au **neutre**.

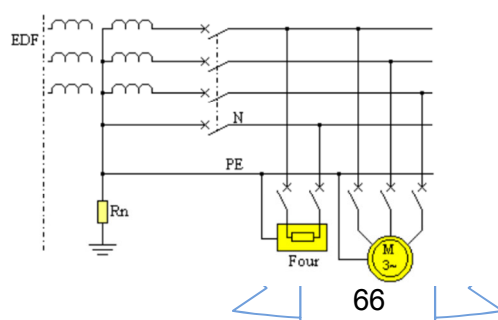
Le transformateur est la propriété de l'entreprise. Les masses sont reliées au conducteur PE ou PEN mis à la terre en différents points de l'installation.

La coupure se fait lors d'un défaut d'isolement par protection contre les surintensités (disjoncteur, fusibles). La présence de forts courants de défauts entraîne une augmentation des risques d'incendie.

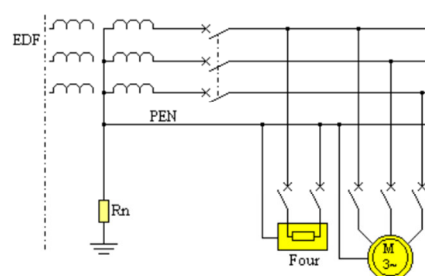
Le montage TNC permet une économie lors de l'installation (suppression d'un pôle sur l'appareillage et d'un conducteur). Il est interdit pour des sections inférieures à  $10mm^2$ .

Ce régime est utilisé dans des installations à faible isolement, présentant des courants de fuite importants.

##### Schéma TNC



##### Schéma TNS



# *Chapitre V*

*La problématique du réglage de tension dans les réseaux électriques*

## V.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons la problématique du réglage de tension sur les réseaux de distribution. Après une brève introduction sur la structure et l'organisation des réseaux de distribution, les mécanismes de réglage de la tension sur les réseaux de distribution sont présentés. La nécessité de proposer de nouveaux moyens de réglage est présentée. Un bref état de l'art des mécanismes développés dans la littérature est dressé. Dans ce travail, nous nous intéressons à la problématique du réglage de tension dans les réseaux électriques.

L'objectif principal de ce travail est de développer des méthodes les plus génériques, rapides, simples et précises possibles pour aider les gestionnaires de réseaux à garantir la stabilité de leurs départs.

## V.2 Réglage de tension dans les réseaux électriques

### V.2.1 Chute de tension dans les réseaux électriques

Les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

Si l'on connaît  $V_2$  ainsi que les puissances active et réactive transitées dans la ligne, on peut alors calculer la chute de tension, [25] :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP+XQ}{\bar{V}_1} + j \frac{XP-RQ}{\bar{V}_2} \quad (\text{V.1})$$

De manière générale, on peut considérer que si le déphasage  $D$  entre les tensions d'entrée et de sortie de la ligne est suffisamment petit (hypothèse d'un réseau peu chargé, connue sous le nom d'hypothèse de Kapp), alors la chute de tension est égale à sa projection  $\Delta V$  :

$$|\Delta \bar{V}| \approx \Delta V = \frac{RP+XQ}{\bar{V}_2} \quad (\text{V.2})$$

### V.2.2 Méthodes de réglage de la tension

#### V.2.2.1 Réglage automatique de la tension aux bornes des générateurs

En exploitation, la tension d'un alternateur alimentant un réseau séparé doit être maintenue constante quels que soient le facteur de puissance et l'intensité du courant débité par le stator.

Pour arriver à ce résultat, on augmente la force électromotrice  $E_V$  en agissant sur le courant dans le rotor de l'alternateur appelé "courant d'excitation de l'alternateur". Si on augmente ce courant, le champ produit par le rotor augmentera, il en résultera une augmentation de  $E_V$  et de la tension aux bornes  $U$ . On obtiendrait le résultat inverse en diminuant le courant d'excitation.

Dans les centrales, ce réglage est obtenu automatiquement à l'aide de régulateurs de tension.

#### V.2.2.2 Réglage par AVR

Le régulateur automatique de tension « *Automatic Voltage Regulator (AVR)* » est défini comme un dispositif destiné à faire varier ou à maintenir automatiquement la tension constante de la machine. Le principe de réglage de la tension est effectué par l'excitation de la machine. Donc, lorsque la machine est en mode sous-excitation, elle fonctionne comme une inductance par l'absorption de la puissance réactive. Cela induit une baisse de la tension dans le réseau. Par contre, lorsque la machine est en mode surexcitation, elle fournit de la puissance réactive qui génère une augmentation de la tension dans le réseau.

La figure 1 illustre le système d'excitation statique de type ST1 standardisé par IEEE dans lequel un régulateur automatique de tension AVR est intégré [26]. Ce type de régulateur est souvent utilisé pour les générateurs de quelques dizaines à quelques centaines de MV A dans le réseau de

transport. Le régulateur automatique de tension AVR a comme entrée la tension de référence  $V_{REF}$  qui représente la consigne, la tension terminale  $V_1$  provenant de la machine synchrone, une tension de stabilisation  $V_{stab}$  provenant du stabilisateur de puissance et, enfin, un retour après amortissement (compensation). La différence entre la tension terminale et la tension de référence passe par un compensateur de phase, puis par le régulateur principal, [27].

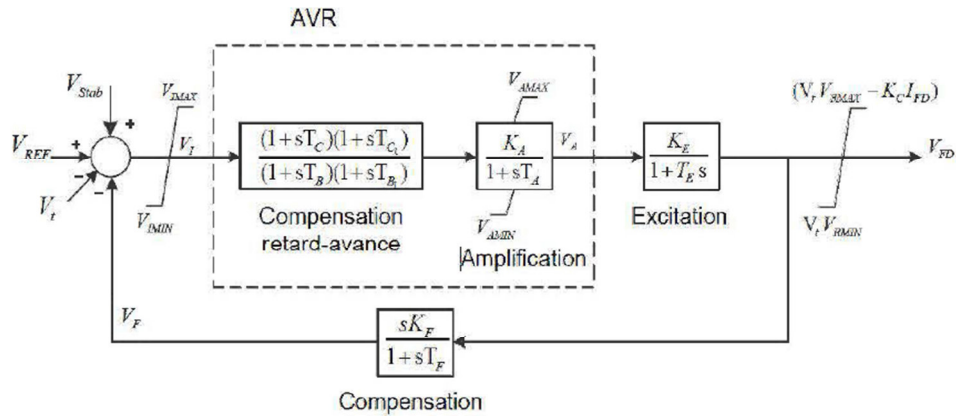


Figure V.1 – Schéma du régulateur de tension automatique AVR.

Afin de contrôler et de stabiliser la tension d'excitation d'une génératrice VFD, le schéma de la figure 1 peut être simplifié ( $T_C$ ,  $T_{CI}$ ,  $T_B$  et  $T_{BI}$  peuvent être négligés) comme illustré sur la figure 2.

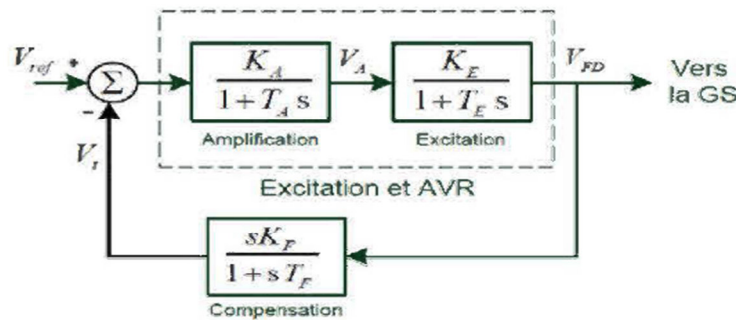


Figure V.2 – Schéma du régulateur de tension automatique AVR pour une génératrice synchrone

### V.2.2.3 Compensation d'énergie réactive par les moyens classiques et modernes

Il excite plusieurs types de compensateur sur les réseaux électriques :

#### V.2.2.3.1 Moyens de compensation classiques

##### V.2.2.3.1.1. Inductances

Les inductances sont souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longue ligne dans le réseau de transport. Elles peuvent être raccordées en direct ou via le tertiaire de transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400 Mvar. Elles sont utilisées essentiellement pour remédier au phénomène dit FERRANTI, [28].

##### V.2.2.3.1.2. Condensateurs

Ces bancs de condensateurs peuvent atteindre quelques MVar. Ils sont utilisés pour corriger le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives. Le but est de compenser la somme de puissance réactive absorbée par le réseau et par le transformateur

HTB/HTA en mettant en service le bon nombre d'éléments pour une compensation optimale toutes les 10 min. En règle générale, une batterie de condensateur est composée de 3 gradins, chaque gradin étant lui-même composé de 6 éléments, [28].

### V.2.2.3.1.3. Compensateurs synchrones

Cette solution utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif. En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit. Le principe du contrôle est le même que celui des machines soumises au réglage primaire avec un régulateur en charge du maintien de la tension, [28].

### V.2.2.3.1.4. Transformateurs avec prises réglables en charge

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. Un régleur en charge peut être avec ou sans compoundage (Figures 4.a et 4.b). Le régleur en charge sans compoundage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée pendant un temps donné. Le régleur en charge avec compoundage effectue en plus une mesure de courant. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compoundage.

Ceci permet d'avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l'état de charge du réseau aval. L'introduction de cette résistance permet d'estimer la chute de tension en un point du réseau, [28].

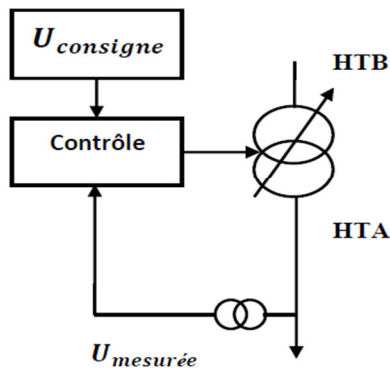


Fig. V.4. a : Régleur en phase sans  
Compoundage

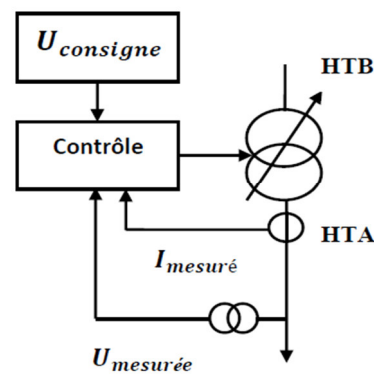


Fig. V.4. b : Régleur en phase avec  
compoundage

### V.2.2.3.2. Moyen de compensation moderne (par dispositifs FACTS)

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988 un projet d'étude sur les systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques. Ces dispositifs à base d'électronique de puissance et d'autres dispositifs classiques nous permettent de contrôler le transit de puissance et d'accroître les capacités de transport des réseaux, voir réduire l'instabilité de tension, [29].

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.

Depuis les premiers compensateurs, trois familles de dispositifs FACTS ont vu le jour.

Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments d'électronique de puissance utilisés, mais aussi par leur mode de connexion.

Selon ces critères, on peut mettre en évidence :

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs série-parallèle qui combinent simultanément les deux couplages.

### V.2.2.3.2.1. Dispositifs FACTS Shunt / parallèles

Le système est à base d'éléments passifs commutés. Il pourra régler la tension au nœud de raccordement en modifiant les échanges de puissances réactives par une injection en parallèle (Figure 5) d'une énergie de type inductive ou capacitive. Si le système est basé sur l'onduleur de tension, en plus de la fonctionnalité précédente il peut réaliser du filtrage actif d'harmoniques de courant, [30,31].

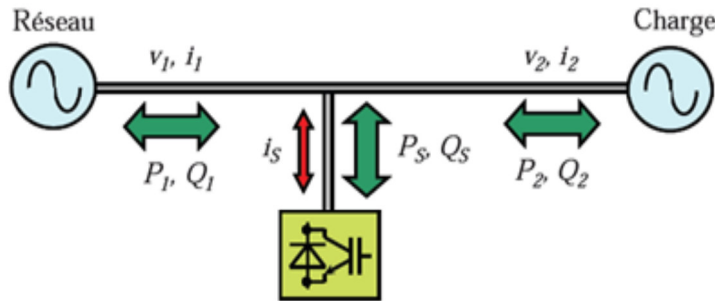


Figure III.5 – schéma de raccordements parallèles (shunts)

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

- Compensateur statique de puissance réactive SVC.
- Compensateur statique synchrone STATCOM.

### V.2.2.3.2.2. Dispositifs FACTS séries

Si le système est à base d'éléments passifs commutés, son action principale sera la modification de l'impédance des lignes en l'insérant en série avec la ligne (Fig. 6). Ainsi sur des lignes fortement inductives, une compensation de la chute de tension peut être réalisée par un fonctionnement capacitif. C'est ce que réalise la compensation série (Series Capacitor

System) par l'adjonction en série avec la ligne d'un banc de condensateur d'impédance  $X_C$ .

Artificiellement, l'impédance de la ligne est modifiée. Avec un système basé sur un onduleur, en plus de la fonction évoquée précédemment, la tension injectée en série dans la ligne pourra immuniser la charge des perturbations de type harmonique de tension, flicker ou creux de tension. Ce fonctionnement est alors appelé Dynamic Voltage Restorer (DVR), [32].

Plus la compensation sera importante et plus le stockage de l'énergie dans la partie continue du convertisseur devra être grand. Dans certains cas, si l'on souhaite pouvoir injecter de la

Puissance active, l'utilisation d'un système d'alimentation auxiliaire au niveau de la tension du bus continu devra être envisagée.

On distingue Parmi les dispositifs série :

- TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor).
- SSSC (Static Synchronous Series Compensator).

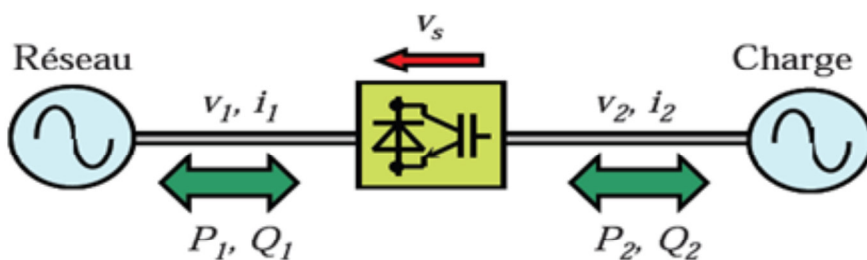


Figure V.6 – schéma de raccordement série

### V.2.2.3.2.3. Dispositifs FACTS combinés série-parallelè

Ce système est une association de deux systèmes généralement de même nature, à bas d'éléments passifs commutés ou sur la base de l'onduleur, l'un raccordé en série et l'autre en parallèle. Les fonctionnalités de ce système sont une combinaison de celle des deux systèmes précédents. Sa conception permet de prélever de la puissance active sur le réseau généralement par la partie shunt et de contrôler les paramètres de sortie à l'aide de la partie série.

Les dispositifs FACTS présentés précédemment permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et déphasage). Par une combinaison des deux types de dispositifs (shunt et série), il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées, [33].

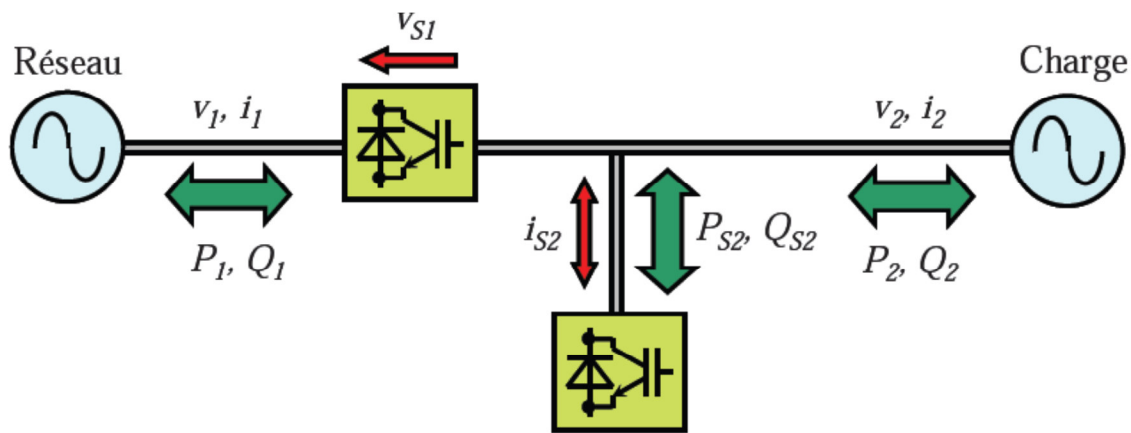


Figure V.7 – Schéma de raccordement série-shunt

Parmi ces types de compensateurs on peut citer :

- Contrôleur de transit de puissance unifié UPFC.
- Contrôleur de transit de puissance entre ligne IPFC.

### V.2.2.4 Réglage de la tension par autotransformateur

Il existe dans les réseaux de distribution des autotransformateurs qui modifient légèrement le niveau de tension, ils sont nécessaires lorsque deux niveaux de tension coexistent au niveau d'un poste source.

## V.3 Réglage de tension : Qualité et sûreté sur les réseaux

Les gestionnaires ont donc mis en place sur leurs réseaux des systèmes de réglage de tension qui leur permettent de respecter ces normes et, donc, d'améliorer la qualité et la sûreté sur les réseaux, mais aussi de les exploiter dans des conditions optimales, [34,35,36,37].

Tous les utilisateurs du réseau sont sensibles aux variations de tension. Le distributeur (Hydro-Québec) s'engage quant à la qualité de l'énergie qu'il transporte et, donc, de l'onde de tension. Le respect d'une plage de variation maximale autour d'une tension d'alimentation nominale est en effet primordial pour assurer le bon fonctionnement des récepteurs des consommateurs. Pour les producteurs, là aussi, le maintien de la tension dans une plage fixée est essentiel afin d'éviter que les protections de découplage de leurs groupes de production ne se déclenchent et, par une réaction en cascade, n'affaiblissent la sûreté globale du système électrique.

Le maintien de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution. En effet, les limites de tension ne doivent pas être dépassées pour les raisons suivantes :



➤ Les limites supérieures de tension sont imposées pour tous les niveaux d'exploitation par le maintien diélectrique des matériaux, ainsi que par les limites de saturation des transformateurs. En ce qui concerne les réseaux de distribution, la tension est aussi limitée, car une tension trop élevée peut réduire la durée de vie d'appareils utilisateurs (ou entraîne un vieillissement et un endommagement du matériel connecté).

➤ Les limites inférieures de tension sont imposées au niveau des réseaux électriques par le fonctionnement correct des appareils industriels ou domestiques. Au niveau des réseaux de transport, les limites inférieures de tension sont liées à la sécurité du système électrique dans son ensemble.

Cependant, une tension trop basse aura les conséquences suivantes :

➤ Surcharge des éléments de transport (lignes et transformateurs) par augmentation du courant et risque de déclenchement (ou perturbation) des protections associées ;

➤ Instabilité de tension pouvant entraîner un effondrement de tension ;

➤ Perte des éléments de production (stabilité statique des alternateurs, limites de fonctionnement des groupes et de leurs auxiliaires).

#### V.4 Réglage de tension dans les réseaux de distribution actuels

La régulation de la tension dans les réseaux de distribution est relativement plus simple puisque le gestionnaire du réseau de distribution manque d'informations nécessaires sur son réseau (peu de capteurs installés, d'où les travaux actuels sur l'estimation d'état). Normalement il ne peut piloter que la tension au jeu de barres HTA à l'aide du régleur en charge et compenser, avec les bancs de condensateurs, la puissance réactive prélevée sur le réseau HTB amont pour limiter la chute de tension dans le transformateur. La régulation de tension sur tout le réseau nécessite des mesures abondantes réparties dans le réseau et les moyens de réglage le long des départs. L'évolution de cette régulation progresse dans le contexte du réseau de distribution intelligent, [37].

##### V.4.1 Régleur en charge au transformateur HTB/HTA

Le régleur au sein du transformateur est un système électromécanique qui permet d'ajuster le rapport de transformation en ajoutant, ou retranchant, quelques spires de réglage en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Cet ajustement peut être réalisé en charge, comme c'est souvent le cas sur de gros appareils, ou hors charge. Les régleurs en charge sont plus complexes que les commutateurs hors tension, mais ils permettent de stabiliser le réseau en maintenant une tension quasi-constante. Le régleur en charge (*On-Load Tap Changer* ou OLTC) installé au transformateur HTB/HTA est le moyen de réglage de la tension le plus utilisé dans le réseau de distribution HTA.

Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barre HTA en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont. Un régleur en charge typique possède 17 prises (8 à la hausse et 8 à la baisse) avec le pas 0.625%, c'est-à-dire qu'il permet de modifier le rapport de tension dans l'intervalle  $\pm 5\%$ .

Le fonctionnement dynamique du régleur en charge s'illustre par la figure 8 [Richardot, 2006]. Si la tension mesurée dépasse le seuil de plage admissible, le premier changement de prise se fait avec un retard  $\Delta t_1$  d'une minute, pour éviter des manœuvres excessives non-nécessaires due aux fluctuations transitoires lors de la connexion ou déconnexion des charges importantes. Dès que le premier changement a lieu, le retard  $\Delta t_2$  est réduit à 10s pour les changements de prise suivants si nécessaire.

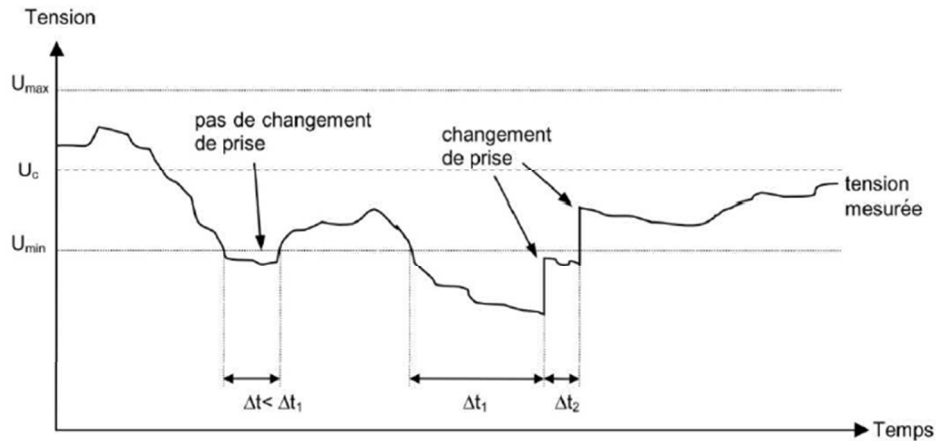


Figure V.8 – La dynamique du régulateur en charge

Le régulateur en charge permet de tenir la tension dans une plage prédéfinie autour la consigne de tension :

$$U_{\min} \leq U \leq U_{\max} \quad (\text{V.3})$$

$$U_{\min} = U_c - DB / 2 \quad (\text{V.4})$$

$$U_{\max} = U_c + DB / 2 \quad (\text{V.5})$$

Où  $DB$  est le Dead band,  $U_c$  est la consigne de tension.

En général, la consigne du régulateur en charge est liée à la tension au jeu de barre HTA. Mais celle-ci peut aussi être liée à la tension à l'extrémité du départ, à l'aide d'un compoundage de la chute de tension (*Line Drop Compensation* ou LDC). Le circuit électrique du compoundage est représenté en figure 9. La technique de compoundage augmente le niveau de tension au jeu de barre en tenant compte de la chute de tension le long du départ. Cela permet de tenir la tension en un point du réseau éloigné du poste de source en situation critique.

La tension  $U_L$  au point de la régulation et la déviation de tension  $U_{Dev}$  sont données par les équations suivantes :

$$U = U_0 - I \times (R_{LN} \cos\varphi + X_{LN} \sin\varphi) \quad (\text{V.6})$$

Où  $U_0$  et  $I$  sont respectivement la mesure de tension et de courant au jeu de barre,

$R_{LN} + j \times X_{LN}$  est le modèle pour l'impédance de la ligne,  $\cos\varphi$  est le facteur de puissance des charges,  $U_0$  est la consigne de tension. En réglant bien la valeur de rhéostat  $R_{SET}$  et  $X_{SET}$ , Le régulateur en charge peut fonctionner correctement avec le compoundage.

En pratique, la plupart des régulateurs en charges sont exploités sans activer la fonction du compoundage afin de simplifier le fonctionnement et d'éviter les erreurs non-nécessaires. En effet, les paramètres des charges et l'impédance de la ligne peuvent affecter la performance du compoundage s'ils ne sont pas configurés correctement. De ce fait, il n'est pas considéré dans ce polycopie.

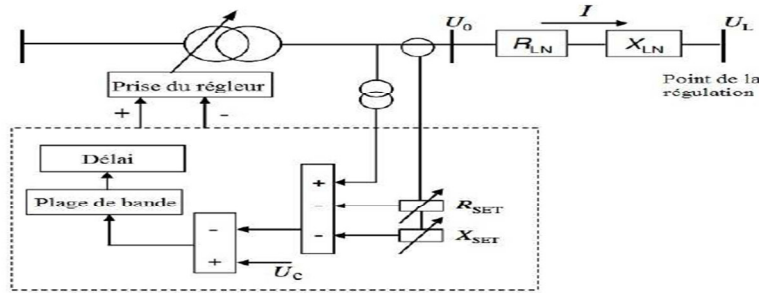


Figure V.9 – La dynamique du régleur en charge

#### V.4.2 Bancs de condensateur

Les bancs de condensateur installés au poste source permettent d'injecter la puissance réactive au jeu de barre. La puissance réactive injectée est exprimée par l'équation (III.7) :

$$Q_C = Q_N \times Q_C^2 \quad (\text{V.7})$$

Où  $Q_C$  est la puissance réactive injectée par le condensateur en MVAR,  $Q_N$  est la valeur nominale du condensateur en MVAR,  $U_C$  est la tension du condensateur en pu.

La puissance réactive injectée par le condensateur est capable de compenser la puissance réactive transférée via le transformateur et donc réduire le transit de puissance réactive depuis le réseau amont. La compensation par les bancs de condensateurs permet d'améliorer le facteur de puissance vis-à-vis du réseau de transport et donc d'y réduire les chutes de tension. Cela permet aussi de diminuer les pertes actives du réseau de transport puisqu'il y a moins de transits de courant.

La manœuvre des condensateurs se fait lorsque la consommation de charges est à son maximum (en état ON) et à son minimum (en état OFF). Généralement le gestionnaire du réseau peut enclencher 1 à 3 bancs par jeu de barres. Le contrôle des bancs de condensateurs est géré par le planning quotidien du gestionnaire et la fréquence de son changement est très limitée (une fois par jour voire beaucoup moins) pour réduire l'usure de dispositif. Les condensateurs sont des moyens de compensation et non de pilotage de la tension. De ce fait, le condensateur n'est pas un moyen fiable pour répondre à une variation rapide du profil de tension due au caractère intermittent de la production décentralisée. Il n'est aussi pas fait pour cela car l'enclenchement d'un banc de condensateur dégrade la qualité de l'énergie à cause de sursensions transitoires, [38].

#### V.4.3 Dimensionnement

Actuellement, il n'y a pas de moyens pour tenir la tension sur le réseau de distribution à part au jeu de barres du poste source. Le respect des niveaux de tension dépend donc du dimensionnement à savoir les longueurs des départs et les caractéristiques des clients (puissance active et facteur de puissance). Par exemple une charge importante est toujours raccordée à proximité du poste. Au besoin cela peut parfois conduire à la construction de postes supplémentaires.

#### V.5 Conclusion

On a essayé dans ce chapitre de traiter le problème du réglage de la tension de manière exhaustive. Le réglage de tension dans les réseaux électriques est essentiel pour assurer non seulement la sûreté des réseaux mais aussi pour optimiser leur fonctionnement. Plus précisément, dans le cas des réseaux de distribution, le réglage de tension assure que la tension soit maintenue dans les limites admissibles tout au long des différents départs. Ce réglage, associé au réglage de puissance réactive, est effectué par les transformateurs régulateurs en charge et les bancs de condensateurs. On face à l'arrivée de la production décentralisée, ces dispositifs ne suffisent plus aujourd'hui. Le développement d'une nouvelle méthode de réglage de la tension et de la puissance réactive apparaît donc nécessaire. Cette nouvelle méthode pourra aussi tirer parti des GED, l'autotransformateur, AVR et les FACTS avec les moyens de compensation de l'énergie réactive pour optimiser le fonctionnement des réseaux de distribution en optimisant d'autres paramètres, telles que les pertes.

*Chapitre VI*  
*Applications sur le réglage de tension*

## VI.1 Introduction

Dans les réseaux électriques en générale, il existe plusieurs moyens du réglage qui pour un niveau donné de la puissance appelée en aval d'un transformateur, respectent les limites contractuelles. Le réglage de la tension consiste à trouver l'intérieure d'une plage des valeurs possible celle qui minimise en moyenne, pour le réseau considéré, la gêne dû aux écarts de la tension. Par exemple au niveau du régleur en charge le seule donné pouvant être mesurée, donc prise en compte, est la puissance appelée en aval du transformateur, trouver la loi à laquelle doit obéir le régleur, c'est trouver la loi qui minimise cette gêne.

## VI.2 Réglage par tension additionnelle (régleur)

On peut régler la tension en agissant non pas sur la chute de tension mais par compensation on addition d'une tension, celle-ci est obtenue par :

➤ Un transformateur à prise dont on peut varier de façon discontinue le rapport de transformation, il peut être incorporé au transformateur de puissance alimentant de réseau ou en être séparé, ce qui permet de le placer au point du réseau que l'on estime le mieux choisir :

Les prises peuvent être modifiable à tout moment (on les appelle alors prises en charge. Ou être fixées pour une période plus ou moins longue, on les appelle prises à vide. La différence entre les tensions obtenues sur les prises extrêmes est dite plage de réglage, et sur deux prises consécutives gradin de tension.

➤ Un régulateur à induction qui ajoute vectoriellement au vecteur du réseau amont, un vecteur tension de module  $U$  constant mais de phase variable de façon continue, [39].

### VI.2.1 choix du coefficient de réglage de la tension dans le transformateur réglable en charge

Pour le réglage local à l'aide d'un transformateur réglable on a le schéma suivant :

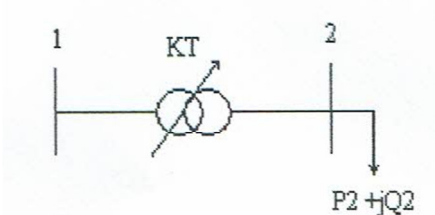


Figure VI.3 : schéma conventionnel du régleur

Au point (2) nous avons une tension  $U_1 \neq U_2$ , Donc il faut agir sur notre transformateur pour avoir  $U_2$  pour cela on utilise un système aditif ou régleur.

$U_1$  : Tension nominale au point (1) du réseau pour la charge  $P_2 + jQ_2$ .

$U_2$  : La tension au point (2) désiré par le consommateur. Pour déterminer  $U_2$  on utilise le régleur (coté primaire toujours) pour diminuer le courant de commutation en évitant l'arc électrique.

L'équation du régleur est la suivant :

$$KT = \frac{U_{2n}}{U_{1n} \left[ 1 \pm \eta \frac{\Delta V (\%)}{100} \right]} \quad (\text{VI.1})$$

$KT$  : Coefficient de transformation du transformateur.

$U_{2n}$  : Tension nominale du secondaire.

$U_{1n}$  : tension nominale de primaire.

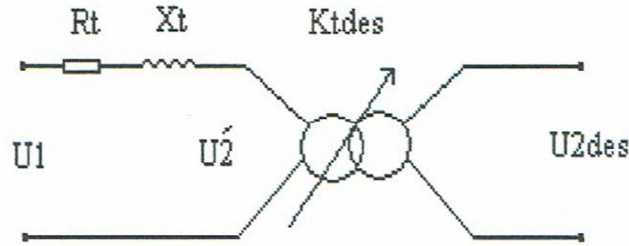
$\left[ 1 \pm \eta \frac{\Delta V (\%)}{100} \right]$  : Équation du régleur.

$\eta$  : Numéro de prise du régleur.

$\Delta V$  : Gradin de régleur en (%)  $\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{U_{1n}} \cdot 100\%$

$\Delta V$  : Est la chute de tension entre deux prises.

Le schéma équivalent d'un transformateur aux résistances active et réactive  $X_t$ ,  $R_t$  ramenée coté primaire :



$U_1$  : Tension nominale au point (1)

$R_t$  et  $X_t$  : Résistance du transformateur ramenée du coté primaire.

$\Delta U_t$  : Chute de tension dans le transformateur.

$U_2'$  : Tension secondaire réelle ramenée du côté primaire.

$U_2$  : Tension désirée par le consommateur.

$$\Delta U_t = \frac{PR_t + QX_t}{U_{1n}} \quad (\text{VI.2})$$

Dans le transformateur à THT et HT nous avons  $X_t$  et très grand par rapport à  $R_t$  ( $X_t \gg R_t$ )

$$\text{ET} \quad X_t = \frac{U_{cc}(\%) U_{1n}^2}{100 S_{nt}} \quad (\text{VI.3})$$

$$R_t = \Delta P_{CC} \frac{U_{1n}^2}{S_{nt}^2} \quad (\text{VI.4})$$

Mais  $X_t \gg R_t$  donc  $R_t = 0$  (négligeable)

$U_{cc}(\%)$  : Tension de court-circuit .

$S_{nt}$  : Puissance nominale de transformateur (standard)

$\Delta P_{CC}$  : Pertes de régimes de court-circuit.

Diaprès la simplification la formule de  $\Delta U_t$  l'on a :

$$\Delta U_t = \frac{U_{cc} \% U_{1n}^2}{100 S_{nt}} \quad (\text{VI.5})$$

$U_2'$  est donnée par :

$$U_2' = U_1 - \Delta U_t \quad (\text{VI.6})$$

$$K_t = \frac{U_2}{U_2'} \quad (\text{VI.7})$$

Le régleur est un système placé coté primaire dont l'équation est la suivante :

$$K_t = \frac{U_{2n}}{U_{1n} (1 \pm \eta \cdot \frac{\Delta V(\%)}{100})} \quad (\text{VI.8})$$

En faisant (VI.7) = (VI.8) on obtient :

$$\frac{U_2}{U_2'} = \frac{U_{2n}}{U_{1n} [1 \pm \eta \cdot \frac{\Delta V(\%)}{100}]} \quad (\text{VI.9})$$

$$\pm \eta = \left[ \frac{U_{2n} \cdot U_2'}{U_{1n} \cdot U_2} - 1 \right] \cdot \frac{100}{\Delta V(\%)} \quad (\text{VI.10})$$

Pour  $\eta = +$  (nombre positif) on prend le chiffre entier précédent la valeur rapprochée par défaut :

**Exemple** :  $\pm \eta = +3.8$  on prend  $\pm \eta_r = 4$

Pour  $\eta = -$  (nombre négatif) on prend le chiffre entier suivant :

**Exemple** :  $\pm \eta = -2.6$  on prend  $\pm \eta_r = -3$

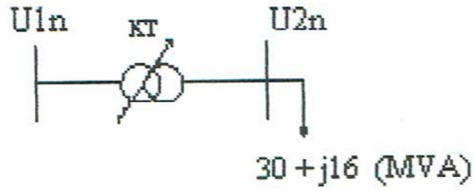
D'après la formule (VI.9) on peut calculer le numéro du régleur et la tension réglée  $U_{2r}$  la plus proche de  $U_2$  :

$$\frac{U_{2r}}{U_2'} = \frac{U_{2n}}{U_{1n}[1 \pm \eta r \cdot \frac{\Delta V(\%)}{100}]} \tag{VI.11}$$

**VI.2.2 Application numérique**

Soit le schéma électrique suivant :

- $\Delta V(\%) = 1.8\%$
- $U_2 = 10.6 \text{ kV}$
- $U_{1n} = 110 \text{ kV}$
- $U_{2n} = 105 \text{ kV}$



Il faut choisir le numéro de régleur pour ce réseau et trouver la tension réglée :

1. Choix de transformateur :

$$S_C = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{30^2 + 19^2} = 35510.56 \text{ kVA}$$

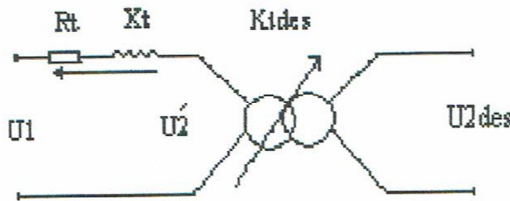
$$S_{tr} = 1.4 \times S_C = 49714 \text{ kVA}$$

D'après l'annexe V en choisit le transformateur :

- $S_{nt} = 6300 \text{ Kva}$  ;  $U_{n1} = 115 \text{ Kv}$  ;  $U_{n2} = 10.5 \text{ Kv}$  ;  $U_{cc}(\%) = 10.5 \%$  ;  $\Delta P_{cc} = 260 \text{ kW}$  ;
- $\Delta P_0 = 73 \text{ Kw}$  ;  $I_0(\%) = 0.65 \%$

2. Schéma équivalent de  $R_t$  et  $X_t$  de transformateur (ramenés coté primaire) :

$$K_t = \frac{U_2}{U_2'} \tag{1}$$



$$K_t = \frac{U_{2n}}{U_{1n}} = \frac{1}{[1 \pm \eta \cdot \frac{\Delta V(\%)}{100}]} \tag{2}$$

(1) = (2) on obtient : 
$$\frac{U_2}{U_2'} = \frac{U_{2n}}{[1 \pm \eta \cdot \frac{\Delta V(\%)}{100}]} \tag{3}$$

$$\Delta U_t = \frac{P R_t + Q X_t}{U_{1n}}$$

$$X_t = \frac{U_{cc}(\%)}{100} = \frac{10.5}{100} \left[ \frac{115 \cdot 10^3}{63000 \cdot 10^3} \right]^2 = 22.042 \ \Omega$$

$$R_t = \Delta P_{cc} \frac{U_{1n}^2}{S_{nt}^2} = 260 \cdot 10^3 \left[ \frac{115 \cdot 10^3}{6300 \cdot 10^3} \right]^2 = 0.87 \ \Omega$$

$$\Delta U_t = \frac{30 \cdot 10^6 \times 0.87 + 19 \cdot 10^6 \times 22.042}{115 \times 10^3} = 3.87 \text{ kV}$$

$$U_2' = U_1 - \Delta U_t = 110 - 3.87 = 106.13 \text{ kV}$$

$$\pm \eta = \left[ \frac{10.5 \times 10^3 \times 106.12 \times 10^3}{10.6 \times 10^3 \times 115 \times 10^3} - 1 \right] \cdot \frac{100}{1.8} = -4.76$$

$$\pm \eta = -4.76 \text{ soit } \pm \eta = -5$$

$$\frac{U_{2r}}{U_2'} = \frac{U_{2n}}{U_{1n}[1 \pm \eta r \cdot \frac{\Delta V(\%)}{100}]}$$

$$U_{2r} = \frac{U_{2n} \cdot U_2'}{U_{1n}[1 \pm \eta r \cdot \frac{\Delta V(\%)}{100}]}$$

Pour  $\eta r = -5$   $U_{2r} = 10.65 \text{ kV}$ .

Pour  $\eta r = +5$   $U_{2r} = 8.89 \text{ kV}$ .

Donc les valeurs à retenir sont :

Le numéro du régleur  $\eta r = -5$  et la tension trouvée  $U_{2r} = 10.65 \text{ kV}$  est la plus proche de  $U_2$ .

### VI.3 Réglage par des sources de puissance réactive (batterie de condensateur)

D'après la formule (VI.2) dans les deux termes de la somme  $P.R + Q.X$ , le second est fortement prépondérant (réseau HT et MT) a au moins du même ordre que le premier réseau BT, ainsi les moyens d'action sont divers :

- Compensation de la puissance réactive par des batteries de condensateur statique dans le montage est triangle (voir fig. VI .4).
- Absorption de puissance réactive par des bobines d'inductance particulièrement dans les réseaux de transport ou la puissance réactive fournie par la capacité des lignes est trop importante.
- Fourniture ou absorption de puissance réactive selon les besoins, par des machines synchrones, placés dans les postes du réseau projetés selon les besoins. Ainsi la compensation de l'énergie réactive recherche le plus fréquemment dans les usines et celle qui supprime les pénalités appliquées par la distribution pour un facteur de puissance insuffisant. (Voir fig. VI .4) ; [40,41].

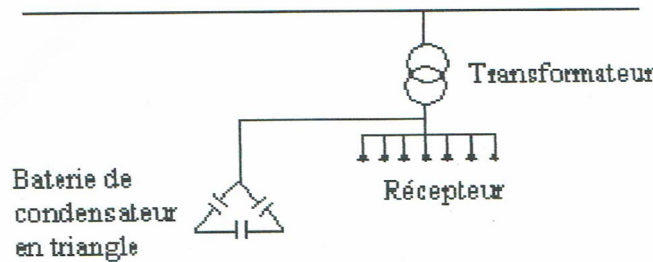


Figure VI.4 : branchement des batteries de condensateurs en BT

Calcul de la puissance réactive (batterie de condensateur) :  
Soit un réseau local suivant :

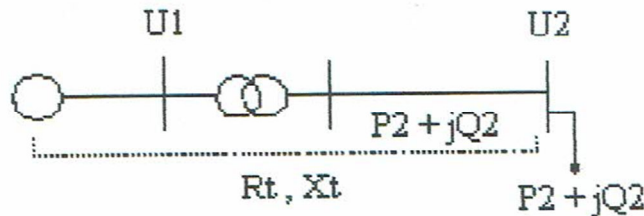


Figure VI-5 : schéma de réseau sans compensation

Ou  $U_1$  : Tension réelle de départ au point (1)

$U_2$  : Tension réelle d'arrivée au point (2) et  $U_2$  supposant très proche de  $U_n$ .

$R_t$  : Résistance totale comprenant les résistances de la ligne RL et du transformation  $R_{tr}$ .

$X_t$  : Résistance totale comprenant les résistances de la ligne XL et du transformation  $X_{tr}$ .

La tension  $U_1 = U_2 + \Delta U_t$

$$\text{Donc } U_1 = U_2 + \frac{P_2 \times R_t + Q_2 \times X_t}{U_n} \quad (\text{VI.12})$$

Pour une tension  $U_2 \neq U'_2$  en utilisant la compensation par des sources de puissance réactive l'on a :

$$U_1 = U'_2 + \frac{P_2 \times R_t + (Q_2 - Q_b) \times X_t}{U'_2} \quad (\text{VI.13})$$



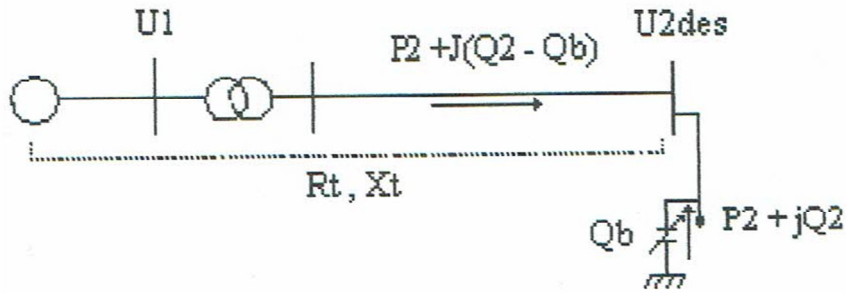


Figure VI.6 : schéma de réseau avec compensation

$Q_b$  : Source de puissance réactive (batterie de condensateur)

En faisant (VI.12) = (VI.13) nous aurons :

$$U_2 + \frac{P_2 \times R_t + Q_2 \times X_t}{U_n} = U_2' + \frac{P_2 \times R_t + (Q_2 - Q_b) \times X_t}{U_2}$$

$$U_2 - U_2' + \frac{P_2 \times R_t + Q_2 \times X_t}{U_n} - \frac{P_2 \times R_t + Q_2 \times X_t}{U_2'} = \frac{Q_b \times X_t}{U_2'}$$

$$\frac{P_2 \times R_t + Q_2 \times X_t}{U_n} - \frac{P_2 \times R_t + Q_2 \times X_t}{U_2'} \approx 0$$

$$Q_b = \frac{(U_2' - U_2)}{X_t} \cdot U_2'$$

Mais cette formule  $X_t$  change en fonction de la tension de réseau extérieure pour cela on utilise la formule suivante :

$$Q_b = P_c (\operatorname{tg} \varphi_r - \operatorname{tg} \varphi_n)$$

$P_c$  : puissance de calcul

$$\operatorname{tg} \varphi_r = \frac{Q_r}{P_r} = \frac{Q_2}{P_2}$$

- Récepteurs consommateurs alimenté directement de l'alternateur  $\operatorname{tg} \varphi_n = 0.62$ .
- Récepteurs alimenté par un étage de transformation  $\operatorname{tg} \varphi_n = 0.4$ .
- Récepteur alimente par deux étages et plus de transformation  $\operatorname{tg} \varphi_n = 0.33$ , [39].

### VI.3.1 Application numérique

Une usine consomme une puissance  $S_c = 7773 + j5706$  kVA est alimenté sous une tension  $U_n = 10$  KV, en désiré faire une compensation par des batteries condensateur  $Q_{bn} = 500$  KVar.

Calcule le nombre de batteries nécessaire.

$$Q_b = P_c (\operatorname{tg} \varphi_r - \operatorname{tg} \varphi_n)$$

$$\operatorname{Tg} \varphi_r = \frac{Q_c}{P_c} = \frac{5706}{7773}$$

$$\operatorname{Tg} \varphi_r = 0.734$$

$$\operatorname{Tg} \varphi_n = 0.33 \text{ (deux étage et plus)}$$

$$Q_b = 7773 (0.734 - 0.33)$$

$$Q_b = 3140 \text{ KVar}$$

Le nombre de batteries de condensateurs est :

$$N_b = \frac{Q_b}{Q_{br}} = \frac{3140}{500} = 6.28$$

On prend :  **$N_b = 7$  batteries**

La puissance réactive nominale

$$Q_{b \text{ tot}} = 7 \times 500 = 3500 \text{ KVar}$$

### Conclusion générale

L'objectif de ce cours était d'enrichir et de compléter les connaissances acquises en formation de la licence.

On a fait une présentation générale sur l'architecture des réseaux électriques (à savoir, architectures à couplage de barres et architectures à couplage de disjoncteurs), avec l'étude de ses différents composants nécessaire à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique.

Le premier but d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter les consommateurs selon leur demande. Comme on ne peut pas encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique, il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{pertes}$$

Le réseau électrique doit permettre de livrer aux utilisateurs un bien de consommation adapté à leurs besoins, caractérisé par :

- ✓ Une puissance disponible, fonction des besoins quantitatifs du client ;
- ✓ Une tension fixée, fonction de cette puissance et du type de clientèle ;
- ✓ Une qualité traduisant la capacité à respecter les valeurs et la forme prévues de ces deux paramètres et à les maintenir dans le temps.

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique, de la très haute tension HTB ( $U_n > 50 \text{ kV}$ ), à la moyenne tension HTA ( $1 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$ ) puis à la basse tension BT ( $U_n < 1 \text{ kV}$ ). Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie, en cas de défauts sur des ouvrages. Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée. Par conséquent, le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge, selon les restrictions imposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité

Nous avons exposé les différents moyens de production d'énergie à La fin du chapitre, L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure plus « éclatée ». Dans cette structure, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure « verticale » du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué « verticalement » de la haute tension à la basse tension, mais aussi « horizontalement », avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA ou BT ou même avec les niveaux de tension supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent donc des réseaux actifs.

Le choix du régime de neutre n'est pas question facile. Il n'y a aucune étude établie qui définit un meilleur régime, cependant selon les exigences technique d'exploitation, notamment celle liées à la protection et la continuité de service on peut se prononcer sur le type de régime à adopter. A cet effet, il a été montré qu'un neutre mis à la terre facilite la détection de défaut et donc meilleur de point de vue protection, mais ne permet pas souvent une continuité de service. Par ailleurs, un neutre isolé permet une continuité de service mais il faut être attentif au défaut d'isolement car les courants de défaut sont très faibles pour être détectés facilement. D'autres types de régimes (mise à la terre à travers une résistance ou inductance) sont utilisés pour faire un compromis entre les deux régimes.

Les protections essentielles dans un réseau électriques peuvent être résumées en protection contre les surintensités (courts-circuits), contre les défauts d'isolement à la terre, et contre les échauffements (généralement à cause des surcharges). Pratiquement, tous les éléments du réseau sont dotés de telles protections. Néanmoins d'autres protections spécifiques sont nécessaires pour des systèmes complexes comme les générateurs. Toute protection doit respecter le principe de sélectivité en utilisant des discriminations, temporaire, différentielle ou directionnelle.

On a essayé de traiter aussi le problème du réglage de la tension de manière exhaustive. Le réglage de tension dans les réseaux électriques est essentiel pour assurer non seulement la sûreté des

réseaux mais aussi pour optimiser leur fonctionnement. Plus précisément, dans le cas des réseaux de distribution, le réglage de tension assure que la tension soit maintenue dans les limites admissibles tout au long des différents départs. Ce réglage, associé au réglage de puissance réactive, est effectué par les transformateurs régleurs en charge et les bancs de condensateurs. On face à l'arrivée de la production décentralisée, ces dispositifs ne suffisent plus aujourd'hui. Le développement d'une nouvelle méthode de réglage de la tension et de la puissance réactive apparaît donc nécessaire. Cette nouvelle méthode pourra aussi tirer parti des GED, l'autotransformateur, AVR et les FACTS avec les moyens de compensation de l'énergie réactive pour optimiser le fonctionnement des réseaux de distribution en optimisant d'autres paramètres, telles que les pertes.

La tension est réglée principalement par l'intermédiaire des régleurs en charge des transformateurs.

Le fonctionnement de réglage doit être coordonné dans le temps et l'espace pour:

- Limiter les transits de puissance réactive entre ouvrage voisins.
- Eviter les instabilités avec les équipements de réglage de tension installés en MT et

THT.

- Laisser le temps d'agir certains automates.

En ce qui concerne la gestion de la puissance réactive, les réseaux de répartition sont essentiellement caractérisés par l'appel de consommation provenant des réseaux MT afin de minimiser les inconvénients dus au transit de contractuelles d'alimentation de la clientèle raccordée au réseau MT et le domaine de fonctionnement des régleurs en charge des transformateur THT/HT et HT/MT.

On utilise dans ce cas des batteries de condensateurs installée sur les jeux de barres MT de ces postes afin de compenser les charge réactives locales et une partie des poste réactive sur les réseaux en amont, lorsque les pertes réactive sur les réseaux amont (HT et THT) sont importantes (à partir de 10 à 20 MVAR), ce qui nécessiterait de sur compenser les charges en MT. On installe des batteries de condensateur HT, généralement raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT.

Une application numérique sur les méthodes de réglage de tension, nous avons choisi deux méthode de réglage pour étudié, Réglage par tension additionnelle (régleur), Réglage par des sources de puissance réactive (batterie de condensateur), et nous avons montré les résultats obtenir.

Afin d'améliorer le profil de la tension, des dispositifs de régulation a été inséré, ces dispositifs a montré son efficacité pour le contrôle de la tension et la diminution des pertes de puissances dans les lignes.

## Références

- [1] Olivier Richardot « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [2] Dr. F. HAMOUDI Architectures des réseaux électriques Power system design.
- [3] G. Rami « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution » Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [4] B. Berseneff, << Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur >>, Thèse de doctorat, Université de Grenoble, Décembre 2010.
- [5] O. Richardot, « Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée », PhD. Dissertation, INP Grenoble, 2006.
- [6] **M. ADEL Kara** « Contribution à l'étude d'un modèle dynamique de contournement d'un isolateur pollué » UNIVERSITE de SETIF1UFAS (ALGERIE) *Soutenu le 18/12/2013.*
- [7] (ETUDE DE LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE, Promotion [2013/2014])
- [8] <https://www.ddline.fr/la-haute-tension-courant-continu-hvdc-un-marche-a-tres-forte-croissance/>.
- [9] Cooper power système- régulateur de tension.
- [10] Enedis. Le réseau électrique : vue d'ensemble. Dernière consultation : 01/06/2016.
- [11] A. Doulet. Réseaux de distribution d'électricité - présentation. Techniques de l'ingénieur : Réseaux électriques et applications, Cahier D (4200), Mai 2010.
- [12] Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance Thèse soutenue publiquement le 21 juin 2011, devant le jury composé de : M. François BURET.
- [13] Haimour Rachida, « contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique », mémoire de magister en électrotechnique, option identification modélisation et commande numérique des processus, école normale supérieure de l'enseignement technologique d'Oran, année universitaire 2008-2009.
- [14] Georges VALENTIN, René FONDEUR, Bernard JOYEUX-BOUILLON & Jean-Claude TURPAIN « Postes à moyenne tension » Techniques de l'Ingénieur D 4 600-7.
- [15] V. Courtecuisse, << Supervision d'une centrale multi sources à base D'éoliennes et de Stockage d'énergie connectée au réseau électrique >>, Thèse de Doctorat, université de Lille, 2008.
- [16] V. Ignatova, << Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie Électrique Application aux creux de tension et à la pollution harmonique >>, Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier - Grenoble I, 2006.
- [17] I. Noui, << Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC >>, Mémoire de Magister en électrotechnique, Université Mohamed Khider Biskra, juin 2012.
- [18] C. Apraez, << Etude comparative de méthodes de simulation de la stabilité transitoire >>, Mémoire présenté à l'école de technologie supérieure université de Québec ,2012.
- [19] B. De Metz-Noblat, G. Jeanjean, << Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels >>, Cahier technique Schneider n° 185, janvier 1997.
- [20] K. Fouad « Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT » mémoire de magistère, Constantine.
- [21] « \_Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique », Journal Officiel de la République Française, Avril 2008.
- [22] G. RAMI, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », Thèse de doctorat de l'INPG, 09 novembre 2006.

- [23] F. KOUADRA, « Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT », Mémoire de Magister, Université MENTOURI de Constantine.
- [24] CEA, \_Mémento sur l'énergie 2009, \_ Commissariat à l'Énergie Atomique, Tech. Rep., 209. [Online]. Available: [http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/\\_le/cea\\_memento\\_sur\\_l-energie\\_2009.pdf](http://www.cea.fr/content/download/23534/379632/_le/cea_memento_sur_l-energie_2009.pdf)
- [25] Yvon BÉLANGER (Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution, le 10 octobre 2006).
- [26] Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. McGraw-Hill Inc. New York.
- [27] Htay, M. & San Win, K. (2008). *Design and Construction of Automatic Voltage Regulator for Diesel Engine Type Stand-alone Synchronous Generator*. World Academy of Science, Engineering and Technology Vol. 44, p. 763.
- [28] A. TENINGE, « Participation Aux Services Système De Parcs Éoliens Mixtes : Application En Milieu Insulaire », Thèse doctorat de l'INPG, 4 décembre 2009.
- [29] O. AREZKI, A. AHMANE, « Analyse de la stabilité de la tension en présence des compensateurs FACTS », Mémoire de fin d'étude Ingénieur d'état, Université A. MIRA de Bejaïa, Juin 2007.
- [30] H. Rachida, « Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique », Mémoire de Magister, Ecole Normale Supérieure de l'enseignement Technologique d'Oran, 2008-2009.
- [31] E. LE PELLETIER, « outil d'électronique de puissance pour le maillage /bouclage des réseaux de distribution : Application au contrôle des flux de puissance et la limitation des courants de court-circuit », Thèse de doctorat de l'INPG, 26 octobre 2007.
- [32] A. ALIBI, « Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS : (Flexible AC Transmission System) », Mémoire de Magister, Université Hadj Lakhdar de Batna, 2009.
- [33] F. LAKDJA, « contrôle des transits de puissance par dispositif FACTS », Mémoire de Magister en commande des processus, Oran, 2005.
- [34] Hydro-Québec. (2009). *Service d'électricité en basse tension à partir des postes distributeurs, Norme E. 21-11* (5e éd.). Récupéré de <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/livre-vert/livre-vert.pdf>
- [35] Hydro-Québec. (2011). *Service d'électricité en moyenne tension, Norme E.21-12*, (3e éd.). Récupéré de <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/livre-rouge/livre-rouge.pdf>
- [36] Hydro-Québec. (2012). *Norme pour la conception, l'installation et la vérification des Structures aériennes*. Récupéré de [http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/produits\\_services/PDF/norme\\_uc\\_structure\\_poteau.pdf](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/produits_services/PDF/norme_uc_structure_poteau.pdf)
- [37] Hydro-Québec. (2014). *Service d'électricité en basse tension, Norme E.21-10*, (10e éd.). Récupéré de <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/livre-bleu/livre-bleu.pdf>
- [38] B. Berseneff (2010), "Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur", rapport de thèse de doctorat, G2elab, 2010.
- [39] F. Kiessling et al, 'Overhead Power Lines, Planning, design, construction'. Springer, 2003.
- [40] T. Gonen et al, 'Power distribution', book chapter in Electrical Engineering Handbook. Elsevier Academic Press, London, 2004.
- [41] document technique de SONELGAZ.
- [42] E. Acha and V.G. Agelidis, 'Power Electronic Control in Power Systems', Newns, London 2002.
- [43] TuranGönen : Electric power distribution system engineering. McGraw-Hill, 1986
- [44] TuranGönen : Electric power transmission system engineering. Analysis and Design. John Wiley & Sons, 1988
- [45] [http://fr.wikipedia.org/wiki/Jeu\\_de\\_barres](http://fr.wikipedia.org/wiki/Jeu_de_barres)
- [46] Georges VALENTIN « Postes à moyenne tension » Techniques d'ingénieur.[N° 158 h] « cahier technique »

- [47] Techniques de l'ingénieur: Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs [D4 807]
- [48] Réseaux d'interconnexion et de transport: fonctionnement [D4 091] ;
- [49] Réseaux d'interconnexion et de transport: réglages et stabilité [D4 092].
- [50] <http://www.rte-france.com>
- [51]T. Gönen., *Power Distribution*, Book chapter in *Electrical Engineering Handbook*, Elsevier Academic Press, London, England, 2004.
- [52]G. Andersson., *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*, Lecture Notes Swiss Federal Institute of Technology Zürich 2008.
- [53]T. Wildi., *Electrotechnique*, McGraw Hill 3<sup>rd</sup> Edition. 2000.
- [44]J. Arrillaga and N.R. Watson., *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley & Sons, 2nd Edition. Chichester, England, 2001.
- [55]E. Acha, V.G. Agelidis., *Power Electronic Control in Electrical Systems*, Newns, London, England 2002. [6]G. J. Wakileh, *Power System Harmonics*, Springer, Berlin, Germany, 2001.
- [57]M. Larsson., *Coordinated Voltage Control in Electric Power Systems*, PhD thesis Lund Institute of Technology, Sweden, 2000.
- [58]F. A. Viawan., *Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation*, PhD thesis, Chalmers university of technology, Göteborg, Sweden 2008.
- [59]R. C. Dugan., *Electrical Power Systems Quality*, McGraw Hill, 2nd Edition, 2004
- [60]*Neutral Earthing in an Industrial HV Network*, Merlin Gerin Technical guide, 2005.
- [61]*Guide de conception des réseaux électriques industriels*, Schneider Electric 2003.
- [62]M. Kezunovic., *Fundamentals of Power System Protection*, Book chapter in *Electrical engineering handbook*, Elsevier Academic Press, London, England, 2004.
- [63]*Electrical network protection guide*, Schneider Electric 2003.
- [64]*Protection des réseaux HTA industriels et tertiaires*, Cahier Technique Merlin Gerin, 2005.
- [65]M. Venkatasubramanian and K. Tomsovic., *Power System Operation and Control*, Book chapter in *Electrical Engineering Handbook*, Elsevier Academic Press, London, England, 2004.
- [66]J. D. Hoffman., *Numerical Methods for Engineers and Scientists*, Marcel Dekker, 2nd Edition, New York, USA 2001.
- [67]S. T. Karris., *Numerical Analysis Using MATLAB and Spreadsheets*, Orchard Publications, 2nd Edition, New York, USA, 2004