

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ EL Hadj Lakhdar BATNA  
FACULTÉ DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE



## MÉMOIRE DE MAGISTER

Présenté par :

GUERNOUDJ Nassim

INGÉNIEUR D'ETAT EN ÉLECTROMÉCANIQUE

POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE

MAGISTER EN ÉLECTROTECHNIQUE

OPTION : RÉSEAU ÉLECTRIQUE

\*\*\*\*\*

## Réglage de Tension dans un Réseau par Travée Self 220kv

Soutenu le, 05/ 03/ 2015

Devant le Jury composé de :

BOUHARKAT Malek	<i>Prof</i>	<i>Université de Batna</i>	<i>Président</i>
BOUCETTA Abdelhamid	<i>MCA</i>	<i>Université de Batna</i>	<i>Rapporteur</i>
BENDAAS Mohamed Lokman	<i>Prof</i>	<i>Université de Batna</i>	<i>Examineur</i>
LABED Djamel	<i>MCA</i>	<i>Université de Constantine</i>	<i>Examineur</i>

## Résumé :

Le travail présenté dans ce mémoire est déroulé sur le réglage de tension dans un réseau par travée self 220Kv. L'objectif est de juger ce nouveau dispositif de réglage de tension et de voir le comportement des lignes de transport d'énergie électrique après l'utilisation de ce dispositif.

L'effet Ferranti (effet capacitif de ligne) est bien connu dans le domaine de transmission de puissance sur les longues distances à des fréquences relativement basses. La tension de fin de réception peut devenir le double de la tension de fin d'envoi (en général dans le cas de très longues lignes de transmission). Il est potentiellement très destructeur pour les équipements du réseau et surtout au niveau d'isolement des lignes et des câbles électriques, donc il est très nécessaire de chercher une solution pour éliminer cet effet dans notre réseau.

Pour valider cette étude, nous avons effectué plusieurs essais de simulations avec MATLAB sur le réseau Algérien \_ADRAR (l'utilisation du MATLAB donne lieu de l'envoi de la tension à la fin de la ligne haute tension qui est très longue) et précisément sur les lignes de transport d'électricité (ligne ADRAR\_TIMIMOUNE 192km et ligne ADRAR\_IN SALAH 409km) avec et sans travée self.

Finalement, cette étude par simulation permet d'affiner le réglage de tension dans le réseau électrique. Elle met en évidence l'avantage de l'utilisation de la travée self mobile 220Kv pour la stabilisation de la tension à la fin de la ligne haute tension.

### Mots clés :

Réglage de tension, ligne de transmission, travée self mobile, MATLAB, effet Ferranti, effet capacitif.

## **Abstract :**

The work presented in this thesis is conducted over the voltage adjusting in an electrical grid by mobile self 220kV. The aim is to judge this new device how using to adjuster the voltage and see the behavior of electric power lines after using this device.

The Ferranti effect (line capacitive effect) is well known in the field of power transmission over long distances at relatively low frequencies. The voltage at the receiving end can become the twice of voltage at sending end (usually in the case of very long transmission lines). It is potentially very destructive for network equipments and especially for Insulators of lines and electric cables, so it is very necessary to seek a solution to eliminate this effect in our network.

To validate this study, we conducted several tests of MATLAB simulations on the Algerian network \_ADRAR (using the MATLAB to give the locus of sending end voltage with line length which shows that receiving end voltage is greater than sending end voltage) and specifically electrical transmission lines (line ADRAR\_TIMIMOUNE 192km and line ADRAR\_IN SALAH 409km) with and without mobile self.

Finally, this simulation study refines the voltage setting in the grid. It highlights the advantage of using the mobile self 220kV for stabilizing the voltage at the end of high voltage lines.

### **Key words:**

Voltage setting, transmission line, mobile self, MATLAB, Ferranti effect, capacitive effect.

## ملخص :

يدور العمل المقدم في هذه المذكرة على تعديل الجهد في الشبكة الكهربائية عن طريق استعمال المتفاعل المحمول 220 كيلو فولت والهدف هو الحكم على مدى نجاح استعمال هذه التقنية وتحليل سلوك خطوط نقل الطاقة الكهربائية بعد استخدام هذا الجهاز.

تأثير فيرانتى (تأثير سعة خط النقل) جد معروف في مجال نقل الطاقة لمسافات طويلة على ترددات منخفضة نسبيا . حيث أن شدة الجهد في نهاية الاستقبال يمكن أن تصبح ضعف شدة نهاية إرسال (عادة في حالة خطوط نقل طويلة جدا) . وعامل فيرانتى يمكن أن يكون مدمر للغاية لمعدات الشبكات وخاصة لعوازل الخطوط والكابلات الكهربائية، لذلك فإنه من الضروري جدا للتوصل إلى حل للقضاء على هذا التأثير في شبكتنا.

لإجراء هذه الدراسة، أجرينا عدة اختبارات المحاكاة بواسطة برنامج ماتلاب على الشبكة الكهربائية الجزائرية \_قطب أدرار وعلى وجه التحديد خطوط نقل الكهرباء أدرار \_تيميمون بطول 192 كيلو متر وخط أدرار \_عين صالح بطول 409 كيلو متر مع وبدون المتفاعل المحمول 220 كيلو فولت.

وأخيرا، فإن هذه الدراسة تعتبر مكملة لمختلف تقنيات تعديل الجهد في الشبكة الكهربائية. مما يسلب الضوء على الاستفادة من استخدام المتفاعل المحمول 220 كيلو فولت للمحافظة على استقرار التيار الكهربائي في نهاية خط النقل.

الكلمات المفتاحية :

تعديل الجهد الكهربائي، خط النقل، المتفاعل المحمول 220 كيلو فولت، ماتلاب ، عامل فيرانتى ، تأثير السعة.

# Dédicace

*J'ai le grand honneur de dédier ce  
modeste travail*

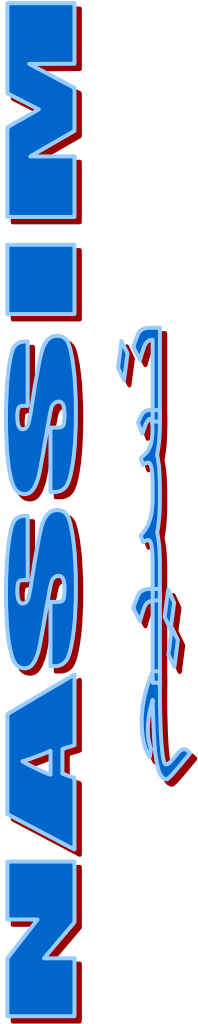
*A ceux qui m'ont fait de moi un homme, à  
mes parents qui m'ont aidé et m'ont  
encouragé beaucoup durant toutes mes  
études.*

*A mes chère frères et sœurs*

*A toute ma famille*

*A tous mes amis et mes proches*

*A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de  
prés durant les moments difficiles  
pendant les études où pendant le boulot.*



# Remerciements

*Je remercie monsieur BOUHARKAT Malik président du jury, ainsi que monsieur, BENDAAS Mohamed Lokman et LABED Djamel qui en ont été examinateurs.*

*Je remercie très sincèrement monsieur BOUCETTA Abdelhamid rapporteur de ma thèse pour ses conseils et sa confiance qui ma permis de réaliser ce modeste travail.*

*Merci à tous les opérateurs de mon entreprise industrielle de fabrication des clous qui se sont impliquées avec les travaux de maintenance le temps où j'étais occupé de réaliser ce modeste travail.*

---

**Listes des figures :**

<i>Fig.I.1. Organisation globale d'un réseau électrique.....</i>	<i>23</i>
<i>Fig.I.2. Perturbations des tensions dans les réseaux. ....</i>	<i>25</i>
<i>Fig.I.3. Charge déformante générant des courants harmoniques sur le réseau électrique.....</i>	<i>26</i>
<i>Fig.I.4. La création des tensions harmoniques.....</i>	<i>28</i>
<i>Fig.I.5. L'identification des courants (ih) et des tensions harmoniques (Uh).....</i>	<i>29</i>
<i>Fig.I.6. Exemple de variations rapide de la tension .....</i>	<i>30</i>
<i>Fig.I.7. Creux de tension.....</i>	<i>31</i>
<i>Fig.I.8. Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.....</i>	<i>32</i>
<i>Fig.I.9. Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.....</i>	<i>32</i>
<i>Fig.I.10. Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales. ....</i>	<i>32</i>
<i>Fig.I.11. Exemple de cas de surtensions transitoires.....</i>	<i>33</i>
<i>Fig.I.12. Déséquilibre de tension. ....</i>	<i>33</i>
<i>Fig.I.13. Régulateurs de tension d'alternateur A60S1 - A60S2 - A60S3.....</i>	<i>35</i>
<i>Fig.I.14. Un relais de réglage automatique de transformateurs.....</i>	<i>36</i>
<i>Fig.I.15. Domaines des tensions électriques utilisées par groupe SONELGAZ.....</i>	<i>37</i>
<i>Fig.I.16. Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique.....</i>	<i>38</i>
<i>Fig.I.17. Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique.....</i>	<i>38</i>
<i>Fig.II.1. Composition vectorielle des courants. ....</i>	<i>42</i>
<i>Fig.II.2. Composition vectorielle des puissances.....</i>	<i>43</i>
<i>Fig.II.3. Association en parallèle d'éléments résistif, inductif et capacitif.....</i>	<i>44</i>
<i>Fig.II.4. Puissances instantanées consommées par une résistance, une inductance et un condensateur associés en parallèle .....</i>	<i>44</i>
<i>Fig.II.5. Schéma d'une sous-station.....</i>	<i>46</i>
<i>Fig.II.6. Schéma d'une alimentation d'un circuit de traction. ....</i>	<i>46</i>
<i>Fig.II.7. Modèle équivalent de l'alimentation du circuit de traction. ....</i>	<i>46</i>
<i>Fig.II.8. Diagramme de Fresnel. ....</i>	<i>47</i>
<i>Fig.II.9. Diagramme P-Q-U d'un alternateur synchrone.....</i>	<i>49</i>
<i>Fig.II.10. Schéma de principe d'un CSPR ou FACTS. ....</i>	<i>51</i>
<i>Fig.III.1. Structure générale de la travée SELF mobile 220 Kv. ....</i>	<i>54</i>
<i>Fig.III.2. Equipements extérieurs HT.....</i>	<i>54</i>
<i>Fig.III.3. Module Tête de Ligne blindé sur remorque. ....</i>	<i>55</i>

---

---

<i>Fig.III.4. SELF 220Kv sur remorque.....</i>	<i>55</i>
<i>Fig.III.5. Protection équipement blindé. ....</i>	<i>56</i>
<i>Fig.III.6. Compensation d'une ligne faiblement chargée.....</i>	<i>59</i>
<i>Fig.III.7. Limitation des élévations de tension.....</i>	<i>59</i>
<i>Fig.III.8. Energisation ligne avec self.....</i>	<i>60</i>
<i>Fig.III.9. Connexion de self côté arrivée de ligne.....</i>	<i>60</i>
<i>Fig.III.10. Graphe de tension à Saida.....</i>	<i>61</i>
<i>Fig.III.11. Graphe de tension à Naama.....</i>	<i>61</i>
<i>Fig.III.12. Tension enregistré à Bechar.....</i>	<i>62</i>
<i>Fig.III.13. Comparaison entre tensions de Saida et Bechar.....</i>	<i>62</i>
<i>Fig.III.14. Graphe de courant départ ligne Naama – Bechar.....</i>	<i>62</i>
<i>Fig.III.15. Graphe de courant self.....</i>	<i>63</i>
<i>Fig.III.16. Graphe de courant Parafoudre SELF.....</i>	<i>63</i>
<i>Fig.III.17. Energisation self sur ligne en service.....</i>	<i>63</i>
<i>Fig.III.18. Graphe de tension à Bechar.....</i>	<i>64</i>
<i>Fig.III.19. Graphe de courant à Bechar.....</i>	<i>64</i>
<i>Fig.III.20. Déclenchement ligne et self, ligne à vide.....</i>	<i>65</i>
<i>Fig.III.21. Graphe de tension à Naama.....</i>	<i>65</i>
<i>Fig.III.22. Graphe de tension à Bechar.....</i>	<i>65</i>
<i>Fig.III.23. Graphe de courant à Naama, départ ligne.....</i>	<i>66</i>
<i>Fig.III.24. Graphe de courant self Bechar.....</i>	<i>66</i>
<i>Fig.III.25. Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne.....</i>	<i>66</i>
<i>Fig.III.26. Graphe de tension à Naama.....</i>	<i>67</i>
<i>Fig.III.27. Graphe de tension à Bechar.....</i>	<i>67</i>
<i>Fig.III.28. Graphe de courant à Naama, Départ ligne.....</i>	<i>68</i>
<i>Fig.III.29. Graphe de courant self Bechar.....</i>	<i>68</i>
<i>Fig.IV.1. Modèle général d'une ligne électrique.....</i>	<i>73</i>
<i>Fig.IV.2. Schéma équivalent d'une ligne situé à une distance x.....</i>	<i>74</i>
<i>Fig.IV.3. Géométrie d'une ligne triphasée symétrique.....</i>	<i>78</i>
<i>Fig.IV.4. Ordre de grandeur de l'impédance caractéristique.....</i>	<i>79</i>
<i>Fig.IV.5. Représentations d'un tronçon en <math>\pi</math> d'une ligne de transport.....</i>	<i>80</i>
<i>Fig.IV.6. Schéma équivalent en <math>\pi</math> d'une ligne de transport.....</i>	<i>81</i>
<i>Fig.IV.7. Schéma équivalent d'une ligne à capacité négligeable.....</i>	<i>82</i>

---



---

<i>Fig.IV.8. Diagramme équivalent tension_courant.....</i>	<i>83</i>
<i>Fig.IV.9. Bloc de simulation avec Matlab&amp;SimPowerSys .....</i>	<i>84</i>
<i>Fig.IV.10. Courant de charge :.....</i>	<i>83</i>
<i>Fig.IV.10_1. Tension à la sortie de la ligne :.....</i>	<i>84</i>
<i>Fig.IV.10_2. Courant de la ligne :.....</i>	<i>83</i>
<i>Fig.IV.10_3. Tension de source (Phase_Neutre) :.....</i>	<i>84</i>
<i>Fig.IV.10_4. Tension au début et à la fin de la ligne :.....</i>	<i>83</i>
<i>Fig.IV.10_5. Puissance active et réactive au niveau de la charge :.....</i>	<i>84</i>
<i>Fig.V.1. Cause de l'effet ferranti.....</i>	<i>90</i>
<i>Fig.V.2. Quadripôle en pi de la ligne électrique .....</i>	<i>91</i>
<i>Fig.V.3. Modèle en <math>\pi</math> pour la ligne de transport d'électricité.....</i>	<i>92</i>
<i>Fig.V.4. Bloc de simulation avec Matlab, utilisant des équations électriques. ....</i>	<i>93</i>
<i>Fig.V.5. Ligne de transport Adrar_Timimoune (192Km). ....</i>	<i>93</i>
<i>Fig.V.6_1. Tension_Début et Fin de la ligne.....</i>	<i>94</i>
<i>Fig.V.6_2. Courant à la Fin de la ligne.....</i>	<i>94</i>
<i>Fig.V.6_3. Tension_Début et Fin de la ligne.....</i>	<i>94</i>
<i>Fig.V.6_4. Courat à la Fin de la ligne.....</i>	<i>94</i>
<i>Fig.V.7. Ligne de transport Adrar_In Salah (409Km).....</i>	<i>95</i>
<i>Fig.V.8_1. Tension_Début et Fin de la ligne.....</i>	<i>96</i>
<i>Fig.V.8_2. Courant à la fin de la ligne.....</i>	<i>96</i>
<i>Fig.V.9. Modèle en <math>\pi</math> pour la ligne de transport d'électricité connectée au Self.....</i>	<i>97</i>
<i>Fig.V.10. Bloc de simulation Matlab, ligne de transport d'électricité avec une travée self 20 Mvar .....</i>	<i>98</i>
<i>Fig.V.11. Installation de la travée self 20 Mvar sur la ligne de transport Adrar_In Salah (409Km.....</i>	<i>98</i>
<i>Fig.V.12_1. Tension_Début et Fin de la ligne.....</i>	<i>99</i>
<i>Fig.V.12_2. Courant de travée Self mobile.....</i>	<i>99</i>
<i>Figures des annexes :</i>	
<i>Fig.2_1. Fiche technique de la Self 220Kv 10 et 20Mvar.....</i>	<i>112</i>
<i>Fig. 3_1. Les paramètres qu'identifient les lignes de transmission. ....</i>	<i>113</i>
<i>Fig.4_1. Configuration traditionnelles des polynômes. ....</i>	<i>114</i>
<i>Fig.4_2. Composition des conducteurs.....</i>	<i>114</i>

---

---

<i>Fig.4_3. L'isolation entre les conducteurs et les pylônes.....</i>	<i>115</i>
<i>Fig.5_1. Schéma de réseau interconnecté ADRAR sans Travées Self Mobiles.....</i>	<i>116</i>

**Liste des tableaux :**

*Tab.I.1 : Types de perturbations observées dans le cas de pollution harmonique sur le réseau électrique. .... 27*

*Tab.I.2 : Les nouveaux domaines de tension en courant alternatif. .... 36*

*Tab.II.1 : Absorption des puissances par des éléments résistif, inductif et capacitif. .... 44*

*Tab. III.1. Les fréquences des entretiens pour la travée self mobile. .... 57*

*Tab.V.1 : Calcul des paramètres de quadripôle en pi ..... 91*

## Les symboles :

- $U_h$  : Tension harmonique.  
 $I_h$  : Courant harmonique.  
 $P$  : Puissance active consommée.  
 $Q$  : Puissance réactive appelée.  
 $P_j$  : Pertes par effet Joule dans la ligne.  
 $Q_L$  : Puissance réactive consommée par la réactance de ligne.  
 $I_a$  : Courant actif.  
 $I_r$  : Courant réactif.  
 $I_t$  : Courant apparent.  
 $S$  : Puissance apparente.  
 $P$  : Puissance active.  
 $Q$  : Puissance réactive.  
 $U_{HT0}$  : La tension entre phases du réseau triphasé amont délivrée par le fournisseur d'énergie électrique.  
 $U_{HT}$  : La tension entre phases du réseau triphasé amont au point de raccordement.  
 $R_{HT}$  : La résistance par phase du réseau triphasé amont.  
 $X_{HT}$  : La réactance par phase du réseau triphasé amont.  
 $m_{ss}$  : Le rapport de transformation du transformateur de la sous-station.  
 $R_{ss}$  : La résistance du transformateur ramenée au secondaire.  
 $X_{ss}$  : La réactance de fuite du transformateur ramenée au secondaire.  
 $v_{cat}$  : Tension entre la caténaire et le rail.  
 $i_{ss}$  : Courant absorbé au secondaire du transformateur.  
 $Q_{cat}$  : Puissance réactive délivrée par la sous-station.  
 $P_{cat}$  : Puissance active délivrée par la sous-station.  
 $C$  : Capacité de phase de la ligne.  
 $L_s$  : Inductance par phase de la self.  
 $\omega$  : Pulsation.  
 $K_c$  : Degré de compensation au bout de la ligne.  
 $r$  : Résistance longitudinale par unité de longueur.  
 $\ell$  : Inductance longitudinale par unité de longueur.  
 $c$  : Capacité transversale par unité de longueur.  
 $g$  : Conductance transversale par unité de longueur.  
 $\gamma_1$  : Coefficient d'atténuation d'amplitude.  
 $\gamma_2$  : Coefficient de retard de phase.  
 $Z_l$  : Impédance longitudinale par unité de longueur.  
 $Y_t$  : Admittance transversale par unité de longueur.  
 $Z$  : Impédance totale de la ligne.  
 $Y$  : Admittance totale de la ligne.  
 $D$  : Distance entre les conducteurs.  
 $a$  : Diamètre des conducteurs.  
 $d$  : Distance entre une centrale de production et un consommateur.
-

$\mu_r$	: Perméabilité de l'air.
X1	: Longueur d'onde.
$\zeta_c$	: L'argument _ ou déphasage caractéristique entre la tension et le courant.
U <sub>ph</sub>	: Tension de phase.
V <sub>G</sub>	: Tension générée par la centrale.
V <sub>R</sub>	: Tension reçue au niveau de charge.
I <sub>G</sub>	: Courant généré.
I <sub>R</sub>	: Courant reçue.
I <sub>s</sub>	: Courant de self.
L <sub>SELF</sub>	: Inductance de self.
R	: Résistance totale de la ligne électrique.
l	: Inductance totale de la ligne électrique.
C	: Capacité totale de la ligne électrique.
L	: Longueur de la ligne électrique.

### **Les abréviations :**

GRT	: Les gestionnaires de réseaux de transport.
GRD	: Les gestionnaires de réseaux de distribution.
RST	: Réglage secondaire de la tension.
AVR	: Alternator voltage regulator (Régulateur de tension d'alternateur).
ULTC	: Les changeurs de prises en charge.
TBTS	: Très basse tension de sécurité.
TBTP	: Très basse tension de protection.
TBTF	: Très basse tension de fonctionnelle.
FP	: Facteur de puissance.
CSPR	: Les compensateurs statiques de puissance réactive.
FACTS	: Flexible Alternative Current Transmission System.
HMO	: Poste de Hassi Messaoud Ouest.
RIN	: Le Réseau Interconnecté National.
RIS	: Les Réseaux Isolés du Sud.
PIAT	: Le pôle In Salah – Adrar – Timimoun.

---

**Sommaire**

Résumé :.....	2
Abstract :.....	3
ملخص.....	4
Listes des figures : .....	7
Liste des tableaux :.....	11
Liste des symboles et des abréviations :.....	11
Introduction générale :.....	20

*Chapitre\_I : Réglage de tension dans un réseau électrique.*

---

I.1. Introduction :.....	23
I.2. Description générale des réseaux électriques et leurs fonctions :.....	23
I.2.1. Organisation globale :.....	23
I.2.1.1. La production :.....	23
I.2.1.2. La distribution :.....	23
I.2.1.3. La consommation : .....	24
I.2.1.4. La supervision : .....	24
I.2.2. La qualité d'énergie électrique : .....	24
I.2.2.1. La continuité de fourniture : .....	24
I.2.2.2. La forme d'onde de tension (fréquence, amplitude, durée) :.....	24
I.2.3. Harmoniques dans le réseau électrique :.....	25
I.2.3.1. Origine des harmoniques :.....	25
I.2.3.2. Conséquences des harmoniques :.....	25
I.3. Réglage de tension dans un réseau électrique :.....	29
I.3.1. La qualité de la tension :.....	29
I.3.2. Dégradation de la qualité de la tension .....	29
I.3.3. Composante lente des variations de tension .....	30
I.3.4. Fluctuation de tension (flicker) .....	30
I.3.5. Creux de tension .....	30
I.3.6. Interruption courte ou coupure brève.....	31
I.3.7. Bosses de tension.....	31
I.3.8. Chutes de tension .....	31
I.3.9. Tension et/ou courant transitoire.....	32

---

---

I.3.10. Déséquilibre de tension : .....	33
I.4. Instabilité de la tension : .....	33
I.4.1. Causes de l'instabilité de la tension : .....	34
I.4.2. Importance et incidents : .....	34
I.4.3. Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension .....	34
I.5. De l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques : .....	35
I.5.1. Modes de réglage : .....	35
I.5.1.1. Réglage primaire : .....	35
I.5.1.2. Réglage secondaire : .....	36
I.5.1.3. Réglage tertiaire : .....	36
I.6. Moyens de réglage de la tension dans un réseau de distribution : .....	36
I.7. Le réglage de la tension et la production de puissance réactive : .....	37
I.7.1. Approche théorique : .....	37
I.8. Conclusion : .....	40
<i>Chapitre _II : Compensation de la puissance réactive dans un réseau électrique.</i>	

---

II.1. Introduction : .....	42
II.2. Grandeurs et composantes actives et réactives : .....	42
II.2.1. Composantes active et réactive du courant : .....	42
II.2.2. Composantes active et réactive de la puissance : .....	42
II.2.3. Facteur de puissance : .....	43
II.3. La puissance réactive comme service système : .....	43
II.3.1. La puissance réactive dans les circuits électriques : .....	43
II.3.1.1. Sens physique de la « puissance imaginaire » : .....	43
II.3.1.2. Nécessité de la compensation de puissance réactive : .....	45
II.4. Production et compensation : .....	48
II.4.1. Générateurs synchrones : .....	48
II.4.2. Compensateurs synchrones : .....	49
II.4.3. Bancs de condensateurs : .....	50
II.4.4. Compensateurs statiques de puissance réactive : .....	50
II.5. Coûts de production de la puissance réactive : .....	51
II.6. Conclusion : .....	52

---

---

*Chapitre\_III : Constitution, caractéristiques et fonctionnement de la travée Self mobile.*


---

<i>III.1. Introduction :</i>	<i>54</i>
<i>III.2. Structure générale de la travée Self mobile :</i>	<i>54</i>
<i>III.2.1. Equipements extérieurs HT :</i>	<i>54</i>
<i>III.2.2. Module Tête de Ligne blindé sur remorque :</i>	<i>54</i>
<i>III.2.3. Self mobile triphasée 220kV:</i>	<i>55</i>
<i>III.3. Compositions plus détaillées :</i>	<i>55</i>
<i>III.4. La maintenance des bobines d'inductance shunt triphasées :</i>	<i>56</i>
<i>III.4.1. La maintenance préventive :</i>	<i>56</i>
<i>III.4.1.1. Les fréquences des entretiens :</i>	<i>56</i>
<i>III.4.2. La maintenance systématique. :</i>	<i>57</i>
<i>III.4.2.1. Les Inspections routinières.....</i>	<i>57</i>
<i>III.4.2.2. Les opérations effectuées durant l'inspection sont :</i>	<i>57</i>
<i>III.4.2.3. L'exploitation des résultats :</i>	<i>57</i>
<i>III.5. L'entretien simple :</i>	<i>58</i>
<i>III.6. Protection de travée self :</i>	<i>58</i>
<i>III.7. Répartition des travées self au niveau algérien :</i>	<i>58</i>
<i>III.8. L'intérêt de l'utilisation des selfs dans le réseau de transport d'électricité :</i>	<i>59</i>
<i>III.8.1. Compensation de la charge capacitive d'une ligne faiblement chargée :</i>	<i>59</i>
<i>III.8.2. Limitation des élévations de tension en extrémité des lignes ouvertes ou peu chargées :</i>	<i>59</i>
<i>III.9. Possibles manœuvres et conditions transitoires :</i>	<i>60</i>
<i>III.9.1. Energisation ligne avec self :</i>	<i>60</i>
<i>III.9.1.1. Localisation de self :</i>	<i>60</i>
<i>III.9.1.2. Condition de réseau :</i>	<i>60</i>
<i>III.9.1.3. Transitoire d'énergisation :</i>	<i>61</i>
<i>Exemple : Energisation ligne Naama Bechar avec self 10 Mvar à Naama:</i>	<i>61</i>
<i>III.9.2. Energisation self sur ligne en service :</i>	<i>63</i>
<i>III.9.2.1. Localisation :</i>	<i>64</i>
<i>III.9.2.2. Condition de réseau :</i>	<i>64</i>
<i>III.9.2.3. Transitoire d'énergisation.....</i>	<i>64</i>

---



---

III.9.3. Déclenchement ligne et self, ligne à vide : .....	65
III.9.3.1. Localisation : .....	65
III.9.3.2. Condition de réseau : .....	65
III.9.3.3. Transitoire : .....	65
III.9.4. Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne : .....	66
III.9.4.1. Localisation.....	67
III.9.4.2. Condition de réseau .....	67
III.9.4.3. Transitoire : .....	67
III.10. Contraintes liées à la travée Self : .....	68
III.11. Opération de fermeture : .....	69
III.12. Opérations d'ouverture_ Coupure des surtensions et réamorçages : .....	70
III.13. Contrôle des opérations d'ouverture : .....	70
III.14. Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'extérieur : .....	70
III.15. Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'intérieur : .....	71
III.16. Conclusion : .....	71

*Chapitre\_IV : Simulation d'un réseau électrique avec et sans travée self.*

---

IV.1. Introduction : .....	73
IV.2. Modélisation des lignes et des câbles électriques : .....	73
IV.2.1. La ligne en tant que composant distribué : .....	73
IV.2.1.1. Les équations des télégraphistes : .....	74
IV.2.1.2. Cas particulier de la ligne infinie : .....	77
IV.2.1.3. Ordre de grandeur des valeurs de la longueur d'onde et de l'impédance caractéristique : .....	78
IV.2.1.4. Procèdes de calcul : .....	79
IV.2.1.4.1. Tables des fonctions hyperboliques de variables complexes : .....	79
IV.2.1.4.2. Méthodes approchées - Lignes en T et en PI : .....	80
A. du modèle en PI : .....	81
B. de la ligne à constantes réparties : .....	81
IV.2.1.5. Application : .....	81
IV.2.1.5.1. Procédure de travail : .....	81
IV.2.1.5.2. Programmation MATLAB : .....	82

---

---

IV.2.1.5.3. Résultats:.....	82
IV.2.2. Lignes à capacité négligeable :.....	82
IV.2.2.1. Application :.....	83
IV.2.2.1.1. Procédure de travail :.....	83
IV.2.2.1.2. Programmation MATLAB :.....	83
IV.2.2.1.3. Résultats:.....	84
IV.3. Simulation d'un réseau électrique 220 Kv avec et sans travée self 20 Mvar :.....	84
IV.3.1. Construction du Bloc de simulation :.....	84
IV.3.2. Procédure de travail :.....	85
IV.3.3. Résultats :.....	85
IV.3.4. Discussion des résultats :.....	87
IV.4. Conclusion :.....	87
<i>Chapitre_V : Cas du réseau Adrar_Effet Ferranti.</i>	
<hr/>	
V.1. Introduction :.....	89
V.2. Structure du réseau électrique national : .....	89
V.2.1. Le Réseau Interconnecté National (RIN) :.....	89
V.2.2. Le pôle In Salah – Adrar – Timimoun : .....	89
V.2.3. Les Réseaux Isolés du Sud : .....	89
V.3. L'effet Ferranti :.....	89
V.3.1. Définition :.....	89
V.3.2. Détails :.....	89
V.3.3. Existe vraiment un effet Ferranti au réseau Algérien_ Adrar ? :.....	90
V.3.3.1. Calculs numériques :.....	90
V.4. Simulation de réseau _Pole ADRAR : .....	91
V.4.1. Equations électriques :.....	92
V.4.2. Calcul des paramètres : .....	92
V.4.3. Construction du Bloc de simulation :.....	93
A. Ligne ADRAR_TIMIMOUNE 192 km : .....	93
A.1. Résultats de simulation : .....	94
A.2. Discussion des résultats : .....	95
B. Ligne ADRAR_IN SALAH 409 km :.....	95

---

---

B.1. Résultats de simulation :.....	96
B.2. Discussion des résultats :.....	96
V.5. Utilisation de la travée self mobile 20 Mvar :.....	97
V.5.1. Equations électriques :.....	97
V.5.2. Construction du Bloc de simulation :.....	98
A. Application sur la ligne ADRAR_IN SALAH 409 km :.....	98
A.1. Résultats de simulation :.....	99
A.2. Discussion des résultats :.....	99
V.6. Conclusion :.....	100

*Conclusion générale et perspectives*

---

Conclusion générale :.....	101
Perspectives :.....	102
Bibliographie :.....	104

*Annexes*

---

Fiche technique de la Self 220Kv 10 et 20Mvar :.....	112
Les paramètres qu'identifient les lignes de transmission :.....	113
A4.1. La structure géométrique des lignes étudiées : .....	114
A4.1.1. Configuration traditionnelles des polynômes :.....	114
A4.1.2. Conducteurs :.....	114
A4.1.3. Isolateurs :.....	114
A4.2. Les paramètres utilisés pour toutes les simulations (identiques au réseau Algérien _ADRAR): .....	115

---

## Introduction générale :

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes de transport, de transformateurs etc., ce qui implique une augmentation de coût et une dégradation du milieu naturel. En conséquence, il est aujourd'hui important de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à de nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la Cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité et le respect de l'environnement.

Dans ce mémoire, nous traitons le réglage de tension dans un réseau électrique par travée self mobile 220Kv.

Le mémoire s'organise en cinq parties :

- \_ Réglage de tension dans un réseau électrique.
- \_ Compensation de la puissance réactive dans un réseau électrique.
- \_ Constitution, caractéristiques et fonctionnement d'une travée self mobile 220Kv.
- \_ Simulation d'un réseau électrique avec et sans travée self.
- \_ Cas de réseau Algérien \_ADRAR (effet Ferranti).

Première partie. \_ Dans cette partie, nous commençons par présenter le cadre général de l'étude. Le réglage de tension dans un réseau électrique : Description générales des réseaux électriques et leurs fonctions, la qualité d'énergie électrique, harmoniques et leurs conséquences, etc..... Nous présentons également dans cette première partie les différentes méthodes de réglage de tension dans un réseau électrique.

Deuxième partie. \_ Dans cette partie, nous traitons les différentes composantes actives et réactives des grandeurs électriques, le sens physique de la « puissance imaginaire », et pour comprendre la nécessité de la compensation nous allons étudier l'influence de la mise en circulation des locomotives sur un circuit de traction, les catégories de dispositifs de production de puissance réactive, et pour terminer le coût de la production de puissance réactive où la gestion de la puissance réactive revêt plus d'importance que jamais.

Troisième partie. \_ Essayant à donner une vue bien détaillée à la travée self mobile 220Kv et beaucoup plus aux bobines d'inductance shunt triphasées qui sont des selfs, installées à l'extrémité des lignes longues et utilisées pour la compensation de l'effet Ferranti généré par les lignes de transport d'énergie électrique : Structure générale de la travée self mobile 220Kv, la maintenance des bobines d'inductance shunt triphasées.

Nous avons également donné une vue à ce qui concerne la répartition des travées self au niveau algérien dans le cadre du contrat SONELGAZ GRTE SPA N° 001/2009/GRTE-PAT qui a pour objet : Etudes, Fournitures, Installation et mise en service de 8 selfs mobiles triphasées 220 kV, l'intérêt de l'utilisation des selfs dans le réseau de transport d'électricité. Terminant par donner quelques exemples de graphes concernant le réseau électrique algérien qui sont enregistrés par (ABB spa Power Systems division) dans quelque Wilaya qui menées de travée self.

Quatrième partie. \_ Dans cette partie, nous commençons par donner une vue générale à ce qui concerne la modélisation des lignes et des câbles électriques : Etude de la ligne en tant que composant distribué où les grandeurs physiques (résistances, inductances, capacités) sont réparties sur toute la longueur de la ligne et ne sont donc pas localisées. Comme on s'intéresse au régime permanent équilibré, Traitement des différents cas des lignes électriques et de leurs simulations, etc.....

Nous avons également Utilisés MATLAB simulink & SimPowerSys pour étudier le comportement d'une ligne de transmission électrique de 300Km comme longueur, 220Kv comme une tension composé (phase\_ phase), 127.02Kv comme une tension simple (phase\_ neutre). Après une période de temps en introduisant une self de 20Mvar pour avoir le nouveau comportement de la ligne de transmission.

Cinquième partie. \_ Dans cette partie, nous commençons par présenter la structure du réseau électrique national, puis expliquant d'une façon bien détaillée l'effet Ferranti qui est un phénomène où la tension à l'extrémité ouverte d'une ligne de transmission sans compensation est toujours supérieure à la tension débité par la centrale, où la tension résultante augmente en fonction de l'augmentation de la longueur de ligne appeler aussi effet capacitif de la ligne (les lignes électriques ont une certaine capacité par rapport à la terre), ensuite on va démontrer qu'il existe vraiment un effet Ferranti au réseau algérien \_ADRAR.

Nous avons également faire une simulation de réseau \_ADRAR avec MATLAB qui donne lieu de l'envoi de la tension à la fin de la ligne haute tension qui est très longue, ce qui montre que la tension de fin de réception est plus grande que la tension envoyer par la centrale. Pour montrer le comportement de ce réseau on utilise le modèle en  $\pi$ .

En faisant étudier le réseau \_ADRAR comme le suivant :

- A. Ligne ADRAR\_TIMIMOUNE 192 km (sans travée self) : Construction de bloc de simulation, simulation, discussion des résultats.
- B. Ligne ADRAR\_IN SALAH 409 km (avec et sans travée self) : Construction de bloc de simulation, simulation, discussion des résultats.

# **Chapitre I**

## ***Réglage de tension dans un réseau électrique***

## I.1. Introduction :

Les réseaux électriques sont des systèmes complexes chargés de transporter l'énergie électrique vers des consommateurs finaux. Ils constituent aussi maintenant le support physique de nombreux échanges économiques autour de la production et de la consommation d'énergie électrique. Pour assurer la sécurité et la qualité de fourniture de l'énergie électrique, les réseaux électriques sont soumis à de nombreuses contraintes de fonctionnement. Ces contraintes s'appliquent à tous les acteurs du système électrique, de la production à la consommation. Ainsi, des systèmes de régulations complexes à trois niveaux (réglage primaire, secondaire et tertiaire) sont chargés d'assurer en permanence l'équilibre entre consommation et production. Les lois de la physique empêchant tout écart entre les deux, l'absence de régulation entraînerait l'apparition d'instabilités en fréquence et en tension. Le maintien de la tension est une autre contrainte imposée au système électrique. L'objet de ce chapitre est de montrer l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques. Ainsi les méthodes et les moyens utilisés pour réaliser ce réglage de tension.

## I.2. Description générale des réseaux électriques et leurs fonctions :

### I.2.1. Organisation globale : [1]

Les réseaux de production d'énergie électrique sont organisés grossièrement suivant le schéma ci dessous :



Fig.I.1. Organisation globale d'un réseau électrique [1].

#### I.2.1.1. La production :

Consiste à utiliser des énergies diverses de manière à faire tourner des alternateurs qui produisent des tensions et des courants électriques triphasés. On distingue ainsi des centrales de production : thermiques, nucléaires, hydrauliques, éoliennes, photovoltaïques, géothermiques, etc.

Les avantages et inconvénients de chaque type proviennent principalement de la facilité d'exploitation et d'entretien des ressources, de leur "renouvelabilité" et surtout du rendement de la transformation d'énergie.

#### I.2.1.2. La distribution :

Consiste à acheminer la tension produite par des lignes ou des câbles jusque chez les consommateurs tout en réalisant le moins de pertes possibles.

### **I.2.1.3. La consommation :**

Représente l'ensemble des utilisateurs de l'énergie électrique. Cet ensemble est très diversifié et se répartit sur des échelles de Tensions de 230V à 20kV et des courants de quelques mA à quelques kA (1000 Ampères).

### **I.2.1.4. La supervision :**

Le système électrique est piloté continuellement à différents niveaux. Géographiquement, on distingue les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Le pilotage des réseaux est assuré dans des centres de dispatching. Ces centres sont répartis sur le territoire national dans une structure hiérarchique, depuis un dispatching national (GRD) gérant le système électrique au niveau du pays vers des unités régionales (GRD) puis locales (GRD) gérant les réseaux de transport et de distribution.

## **I.2.2. La qualité d'énergie électrique : [2]**

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps et dans l'espace de l'ensemble du système production/transport/ consommation. Mais une analyse plus fine révèle qu'en réalité, il y a en permanence et en tous lieux des événements provoquant des fluctuations qui seront compensées, sauf catastrophes.

### **I.2.2.1. La continuité de fourniture :**

C'est la disponibilité de l'énergie électrique en un endroit donné qui peut être interrompue par des coupures brèves (< 1 min.) ou longues (> 1 min.).

### **I.2.2.2. La forme d'onde de tension (fréquence, amplitude, durée) :**

Dans ce cas les perturbations sont généralement classées en fonction de leur plage de fréquence:

- Phénomènes à haute fréquence (kHz à MHz) : surtensions à fronts raides dues à la foudre ou à certaines manœuvres (ex. sectionneurs, interrupteurs, certains disjoncteurs),
- Phénomènes à basse fréquence (50 Hz à kHz) : surtensions de manœuvre, harmoniques,
- phénomènes autour de la fréquence industrielle (0 à 100 Hz) : fluctuations rapides (20 ms à 1 s) ou lentes (supérieures à la seconde) telles que déséquilibre, creux de tension dus à la mise en service de fortes charges ou à un court-circuit dans la distribution.

La variation de fréquence peut résulter :

- d'un court-circuit proche d'une source,
- d'une très grosse variation de puissance de la source,
- du passage sur une source de remplacement ou de secours.



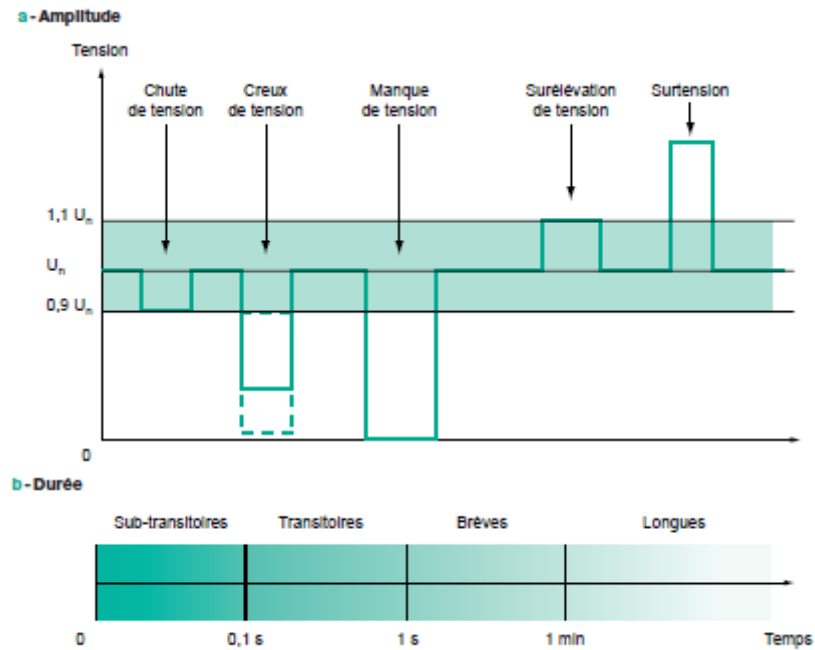


Fig.I.2. Perturbations des tensions dans les réseaux.

## I.2.3. Harmoniques dans le réseau électrique : [3]

### I.2.3.1. Origine des harmoniques :

Le progrès des équipements électriques utilisant des convertisseurs statiques a entraîné des courants perturbateurs dans les réseaux électriques. Ces équipements électriques sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale, ou parfois à des fréquences quelconques, ce qui a donné naissance ce qu'on appelle les courants harmoniques.

Le passage de ces courants harmoniques dans les impédances du réseau électrique peut entraîner des tensions harmoniques aux points de raccordement et alors polluer les consommateurs alimentés par le même réseau électrique. Les différents secteurs industriels concernés sont aussi bien du type secondaire (utilisation des gradateurs, des redresseurs, des variateurs de vitesse...), que du type tertiaire (informatique ou éclairage dans les bureaux, commerces,...) ou domestique (téléviseurs, appareils électroménagers en grand nombre).

### I.2.3.2. Conséquences des harmoniques :

- La circulation des courants harmoniques va contribuer :
- à l'augmentation des pertes par effet Joule dans les conducteurs électriques,
  - à la diminution du facteur de puissance de l'installation,
  - au vieillissement prématuré des équipements raccordés sur l'installation électrique en diminuant leur durée de vie.

On notera de ce fait, le surcoût au niveau de la facturation d'électricité que peut entraîner la génération des harmoniques sur une installation électrique du fait de la diminution du facteur de puissance de celle-ci. D'une façon générale, les courants harmoniques associés aux différentes impédances du réseau vont donner naissance, suivant la loi d'Ohm, à des tensions harmoniques, qui vont s'ajouter, ou se déduire, de la tension fondamentale générée par le réseau. La tension qui en résulte n'est plus sinusoïdale et de plus cette tension est commune à tous les autres récepteurs du réseau.

La pollution alors présente sur le réseau de distribution est préjudiciable pour le bon fonctionnement de tous les récepteurs raccordés sur ce même réseau (Fig.I.3). La norme fixe les valeurs de tensions harmoniques à ne pas dépasser pour assurer le fonctionnement correct des récepteurs.

Dans le cadre de la fourniture d'électricité, les taux de tensions harmoniques ne doivent pas dépasser les valeurs précisées dans le tableau suivant. Ces valeurs représentent des taux individuels calculés par rapport au fondamental à 50 Hz, sachant que le taux global d'harmonique en tension ne doit pas dépasser 8 % dans une installation de distribution basse tension. Les valeurs de taux d'harmonique individuel sont données dans le tableau 1 suivant.

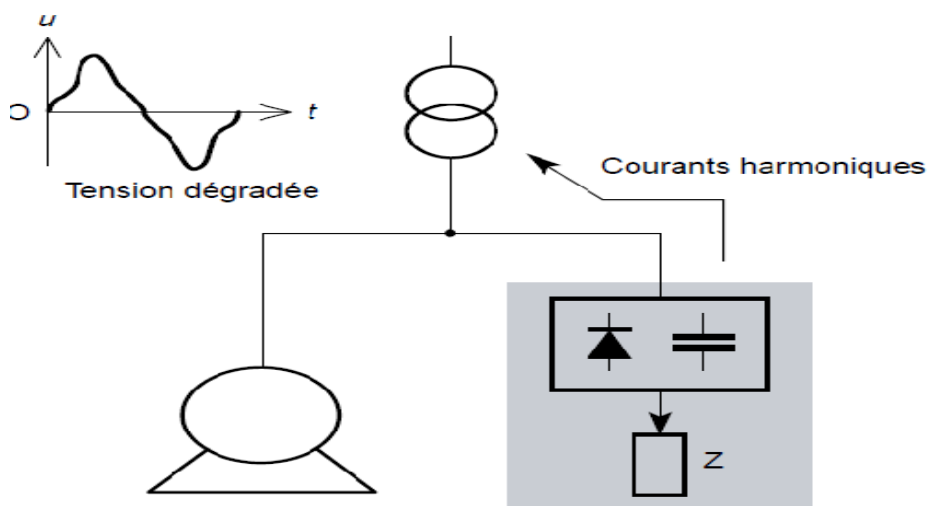


Fig.I.3. Charge déformante générant des courants harmoniques sur le réseau électrique.

**Tableau I.1 :** Types de perturbations observées dans le cas de pollution harmonique sur le réseau électrique.

Équipements perturbés	Type de perturbation
Machines tournantes	Échauffements supplémentaires. Couples pulsatoires entraînant une perte de stabilité mécanique des moteurs. Augmentation du bruit.
Transformateurs	Pertes supplémentaires. Risques de saturation si harmonique paire.
Câbles	Pertes ohmiques (notamment câble du neutre dans les réseaux triphasés). Vieillessement prématuré de l'isolant (dû à l'effet Joule). Pertes diélectriques supplémentaires. Corrosion des câbles aluminium si composantes paire et continue. Effet de peau.
Micro-ordinateurs	Dysfonctionnement (couples pulsatoires des moteurs d'entraînement des supports magnétiques).
Électronique industrielle	Défauts de fonctionnement liés à la forme d'onde (commutation, synchronisation).
Dispositifs de communication	Interférences.
Dispositifs de télécommande Relais de protection Fusibles Disjoncteurs thermiques Disjoncteurs à maxima	Fonctionnement et déclenchement intempestifs.
Condensateurs de puissance	Échauffement, vieillissement
Compteurs d'énergie	Erreurs de mesure

Tab.I.1 : Types de perturbations observées dans le cas de pollution harmonique sur le réseau électrique.

On peut considérer que les perturbations provoquées par les harmoniques se manifestent de deux façons sur les appareils et les équipements électriques :

- **les effets instantanés :** dus à la déformation de l'onde et aux phénomènes de résonance, concernent les déclenchements intempestifs de disjoncteurs et de relais d'automatisme, la destruction de matériels (condensateurs par exemple) ou encore la perturbation des dispositifs de régulation ; mais c'est aussi la diminution du facteur de puissance de l'installation.
- **les effets à long terme :** qui génèrent des échauffements dans les condensateurs et les conducteurs et provoquent un vieillissement prématuré du matériel ou encore des échauffements dus aux pertes supplémentaires dans les machines et dans les transformateurs. Les problèmes rencontrés sont essentiellement de nature thermique et affectent alors la durée de vie des équipements concernés.

À l'origine, ce sont les récepteurs non linéaires qui appellent des courants déformés, sources de courants harmoniques. Les courants harmoniques circulant dans les

conducteurs et les appareillages électriques rencontrent donc des impédances propres à ces composants et, suivant la loi d'Ohm, engendrent des tensions harmoniques.

La valeur de chaque tension harmonique, pour les différents rangs harmoniques existants, dépendra:

- de l'amplitude du courant harmonique à l'origine,
- de l'impédance rencontrée pour le rang considéré.

Une tension harmonique  $U_h$  est donc régie par la loi d'Ohm telle que le décrivent la relation et la figure suivante (Fig.I.4).

Avec :

$$U_h = Z \cdot i_h$$

- $U_h$  : tension harmonique,
- $i_h$  : courant harmonique,
- $Z$  : impédance au rang harmonique considéré.

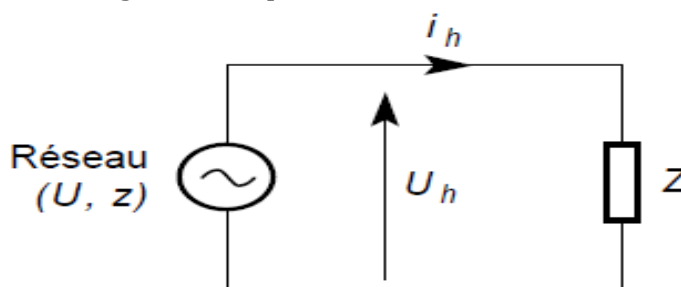


Fig.I.4. La création des tensions harmoniques.

La pollution harmonique, dans une installation électrique, est moindre lorsque l'équipement pollueur est de puissance faible par rapport à la puissance disponible sur le réseau considéré. Le courant déformé appelé par la charge, présente dans ce cas, une amplitude faible et rencontre une impédance faible (impédances de source et de ligne). Le produit courant-impédance (loi d'Ohm) donne alors naissance à une tension harmonique pouvant ainsi être considérée comme négligeable et n'affectant pas l'onde sinusoïdale de tension du réseau (ceci peut être vrai pour les différents rangs harmoniques existants et dans les hypothèses d'amplitude de courant et d'impédance faibles).

C'est l'accumulation de charges déformantes, produisant des courants harmoniques importants sur un réseau électrique, qui conduira à un niveau de pollution jugé inquiétant. Ceci est d'autant plus vrai si les impédances présentées par la source (transformateur, groupes électrogènes, etc.) et par les conducteurs de ligne sont élevées.

Il apparaît que deux types de mesures interviendront pour effectuer l'analyse harmonique d'une installation électrique :

- la mesure des tensions harmoniques,
- la mesure des courants harmoniques.

En effet, afin de quantifier une installation électrique, en terme de pollution harmonique, c'est le taux harmonique en tension qui sera relevé aux bornes du secondaire du transformateur de distribution, pour évaluer si la pollution est présente ou non sur l'installation considérée.

D'autre part, c'est la mesure des courants harmoniques qui permettra de déterminer quelle est ou quelles sont la (les) source(s) perturbatrice(s) sur un réseau électrique. La mesure des courants harmoniques apparaît donc comme la solution adaptée dès lors qu'il

s'agit de détecter et de localiser des sources d'harmoniques et d'établir un diagnostic sur les nuisances ainsi créées (Fig.I.5).

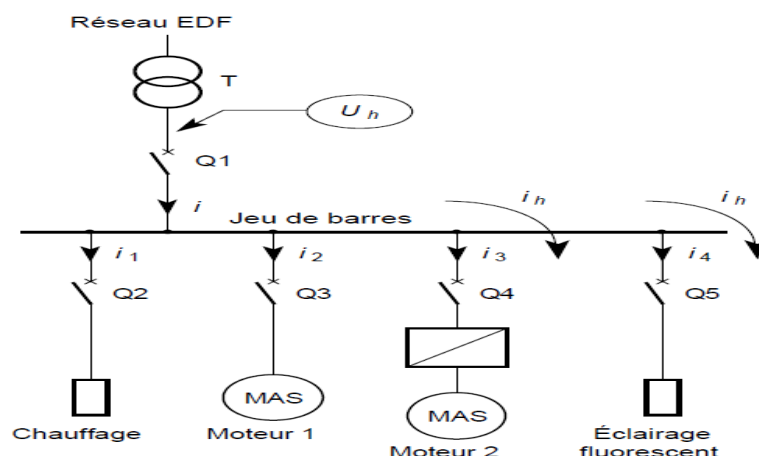


Fig.I.5. L'identification des courants ( $i_h$ ) et des tensions harmoniques ( $U_h$ )

### I.3. Réglage de tension dans un réseau électrique :

#### I.3.1. La qualité de la tension : [4]

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement. Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales:

- Fréquence.
- amplitude.
- forme d'onde.
- symétrie.

Pour le réseau synchrone algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale, mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de  $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ . Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de  $\pm 10 \%$  autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grande difficulté de s'en protéger) [4.5].

#### I.3.2. Dégradation de la qualité de la tension [4.5]

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

- **Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :**
  - court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.

- causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).
- matérielles (vieillessement d'isolants...).
- humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).
  
- **Installations perturbatrices :**
  - fours à arc.
  - Soudeuses.
  - variateurs de vitesse.
  - toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent, démarrage ou commutation d'appareils, etc....

### I.3.3. Composante lente des variations de tension

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les gestionnaires de réseau conçoivent et exploitent le système de manière telle que l'enveloppe des variations reste confinée dans les limites contractuelles. On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites. Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins  $\pm 10\%$  de la tension nominale.

### I.3.4. Fluctuation de tension (flicker)

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (Fig.I.6), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.... [6].

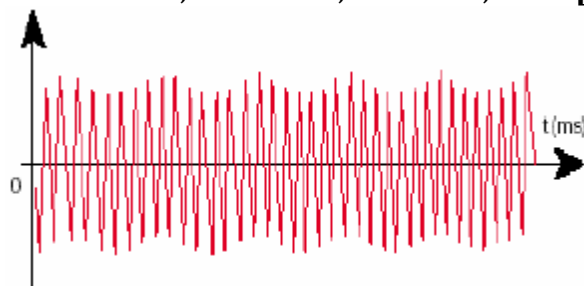


Fig.I.6. Exemple de variations rapide de la tension [7].

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 %.

### I.3.5. Creux de tension

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (Fig.I.7). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la

---

catégorie des “fluctuations de tension”). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1 - 0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT) [8].

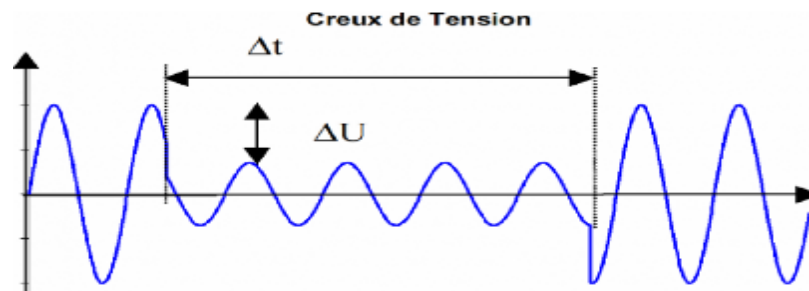


Fig.I.7. Creux de tension.

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné. Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

### I.3.6. Interruption courte ou coupure brève

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3 s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 p.u [5].

Le dégagement du défaut de tension et les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

### I.3.7. Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au dessus de la tension nominale 1.1 p.u pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

### I.3.8. Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante [9].

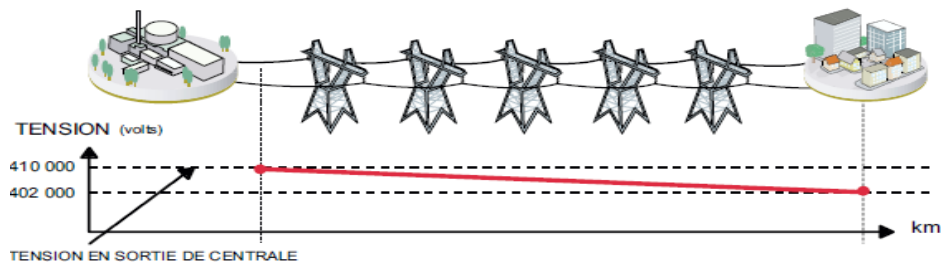


Fig.I.8. Cas d'une consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Si la consommation double, la chute de tension double.

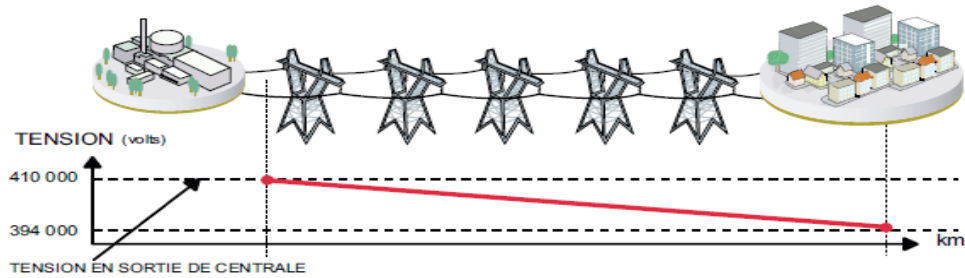


Fig.I.9. Cas d'une forte consommation alimentée par une ligne depuis une centrale.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties (Fig.I.10). Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée [9].

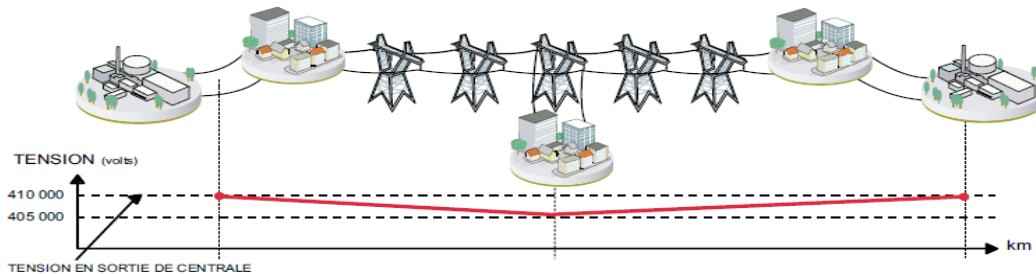


Fig.I.10. Cas d'une consommation répartie avec plusieurs centrales.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée [9].

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

### I.3.9. Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la (Fig.I.11) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des



dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde [4]. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

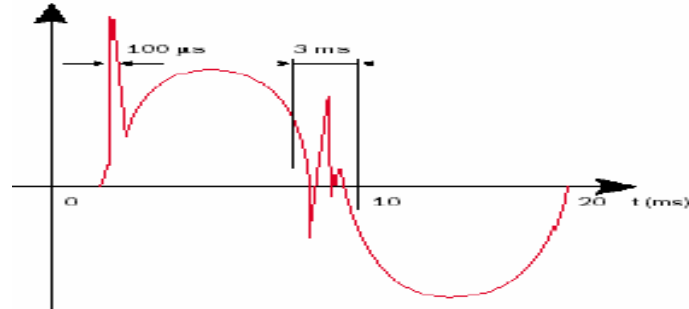


Fig.I.11. Exemple de cas de surtensions transitoires

### I.3.10. Déséquilibre de tension :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (Fig.I.12). Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire. Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trios tensions ne sont pas égaux en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de  $120^\circ$ .

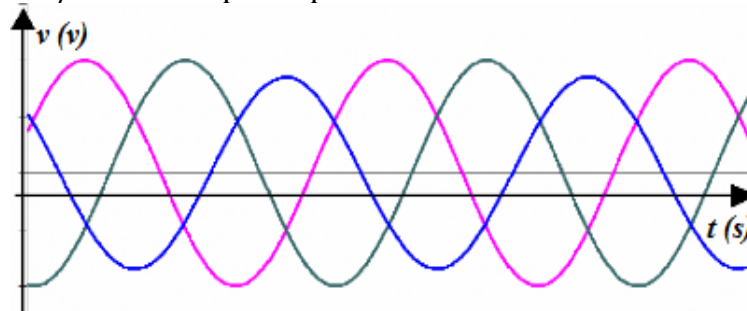


Fig.I.12. Déséquilibre de tension.

### I.4. Instabilité de la tension :

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation [10.11].

L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension.

### **I.4.1. Causes de l'instabilité de la tension :**

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive [10.11.12].

### **I.4.2. Importance et incidents :**

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

Compte tenu de l'ampleur croissante du problème, plusieurs entreprises de service public ont mis au point des méthodes spéciales de réglage de la tension et de la puissance réactive. Électricité de France a mis en place un dispositif automatique centralisé de réglage secondaire de la tension (RST). L'ENEL (Italie) a, de la même façon, développé un dispositif régulateur automatique de la tension et de la puissance réactive utile des génératrices. La Tokyo Electric Power Company possède un dispositif de réglage adaptatif de l'alimentation en puissance réactive et a installé un nouveau système de surveillance en ligne pour assurer la sécurité de la tension [11].

### **I.4.3. Facteurs d'influence reliés à la stabilité de la tension : [11]**

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau :

- les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- les changeurs de prises en charge (ULTC) et les transformateurs fixes.
- les relais de protection.
- Les caractéristiques de la charge.

Parmi ces éléments qui influent sur la stabilité de la tension, on retrouve les lignes de transport d'énergie [13]. Les lignes de transport affectent considérablement les niveaux de tension en fonction de la charge. Si la charge est importante, la tension sur le réseau a tendance à être faible, par contre si la charge est faible, le niveau de tension peut en différents endroits sur le réseau, s'élever au-dessus de la tension nominale. Sur les lignes

de transport non compensées, le taux de régulation de tension a donc tendance à être mauvais.

La stabilité en régime permanent est aussi influencée par la longueur des lignes de transport: plus la ligne est longue plus la limite de stabilité en régime permanent est faible. Ces deux effets néfastes des longues lignes de transport, sur le taux de régulation de la tension et sur la stabilité du réseau, peuvent être diminués ou même théoriquement éliminés en utilisant des techniques de réglage de la tension incluent des mesures comme la commutation par compensation shunt et le réglage de la tension des génératrices.

## I.5. De l'utilité du réglage de tension dans les réseaux électriques :

La tension est, avec la fréquence, un des paramètres les plus importants pour la sûreté et la stabilité du système électrique. Le législateur définit des normes d'exploitation des réseaux que les gestionnaires doivent appliquer [14].

Ces normes permettent notamment d'assurer la sûreté du système électrique et la qualité de l'énergie délivrée. 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.

### I.5.1. Modes de réglage :

Un réseau électrique doit en permanence régler sa tension pour satisfaire, en temps réel, à l'adéquation : " la charge égale à la production " selon des critères de qualité satisfaisants. Le réglage de la tension reste, dans certaine mesure, un contrôle relativement local. Le réglage de la tension dans des limites données, relève d'un problème de qualité et plus profondément d'un problème de stabilité. Régler la tension est donc un problème majeur de la gestion des réseaux. On distingue trois modes de réglage.

#### I.5.1.1. Réglage primaire :

Seuls les alternateurs peuvent fournir de la puissance réactive afin de régler la tension. Le régulateur primaire de tension (AVR) fixe automatiquement la puissance réactive fournie en fonction de la tension. Il agit sur la tension d'excitation de l'alternateur. C'est une régulation locale.



Fig.I.13. Régulateurs de tension d'alternateur A60S1 - A60S2 - A60S3

### I.5.1.2. Réglage secondaire :

Le réglage secondaire de tension est un réglage national. Plusieurs " points pilotes " sont choisis afin d'être la référence de tension dans une sous-région. Ces groupes réglants ont leur tension de référence automatiquement calculée et transmise par le dispatching national.

### I.5.1.3. Réglage tertiaire :

C'est un réglage manuel. Il correspond à l'ensemble des opérations ordonnées par le dispatching qui permettent d'assurer le maintien et/ou le rétablissement du plan de tension.



Fig.I.14. Un relais de réglage automatique de transformateurs.

## I.6. Moyens de réglage de la tension dans un réseau de distribution :

En général le réseau de distribution est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions [15].

Selon le décret du 14 novembre 1988 et la publication UTE C 18-510 les nouveaux domaines de tension en courant alternatif sont donnés par le tableau suivant : avec  $U_n$  tension nominale (valeur efficace en volts).

Domaine haute tension (HT)		Domaine basse tension (BT)		Domaine très basse tension (TBT)
HTB	$U_n > 50000$	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$U_n \leq 50$
HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	BTA	$50 < U_n \leq 500$	

Tab.I.2 : Les nouveaux domaines de tension en courant alternatif [16].

### Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités.

- En très basse tension de sécurité (TBTS),
- En très basse tension de protection (TBTP),

- En très basse tension de fonctionnelle (TBTF).

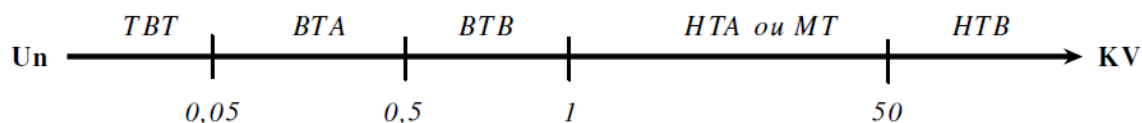


Fig.I.15. Domaines des tensions électriques utilisées par groupe SONELGAZ [16].

On rencontre successivement en suivant le sens d'écoulement de la puissance les éléments ci-après, qui sont détaillés plus loin. Les postes HTB/HTA sont parfois alimentés en antenne mais le plus souvent avec un jeu de barres recevant plusieurs arrivées HTB. Un ou plusieurs transformateurs HTB/HTA sont raccordés sur ce jeu de barres HTB, simple ou multiple. Un ou plusieurs jeux de barres HTA sont à l'aval de ces transformateurs. Des départs HTA sont raccordés sur ces jeux de barres :

- soit en câbles souterrains, quasiment toujours bouclables, mais exploités ouverts en un point sur la boucle.
- soit en lignes aériennes parfois encore en antenne, mais de plus en plus souvent bouclables, elles aussi.

Le réglage de la tension par le contrôle de la puissance réactive (soit par la source de production décentralisée, soit par le compensateur) n'est plus aussi efficace que dans les réseaux de transport. On constate quand même, que l'absorption de puissance réactive permet l'injection d'un montant plus important de puissance active par la source de production décentralisée. Néanmoins, il faut avoir en vue aussi le fait que la consommation de la puissance réactive par la source et / ou par le compensateur implique l'augmentation des pertes dans la ligne. Un dimensionnement adéquat doit tenir compte de ces considérations. La régulation de la tension par le contrôle de la puissance réactive est encore moins efficace dans les réseaux de distribution basse tension (BTA) (même si les producteurs sources de production décentralisée préfèrent ce niveau de tension pour la connexion avec le réseau – à cause des aspects économiques).

## I.7. Le réglage de la tension et la production de puissance réactive :

### I.7.1. Approche théorique :

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension en chaque noeud du réseau dans une plage contractuelle de tension.

En effet la tension sur un réseau n'est pas constante. Pour simplifier, considérons le schéma de la suivante, sur lequel l'impédance série R, L représente, de façon simplifiée, une ligne aérienne. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part.

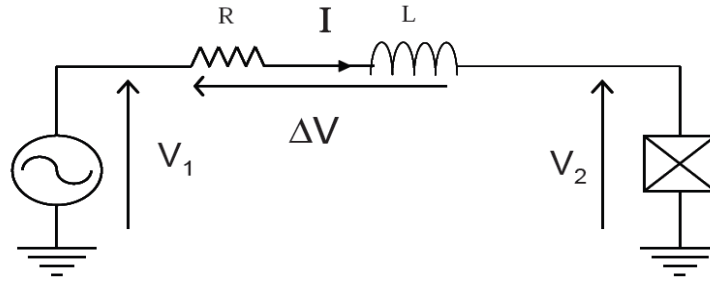


Fig.I.16. Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne électrique.

Un diagramme de Fresnel nous permet d'évaluer les relations entre tensions et courant :

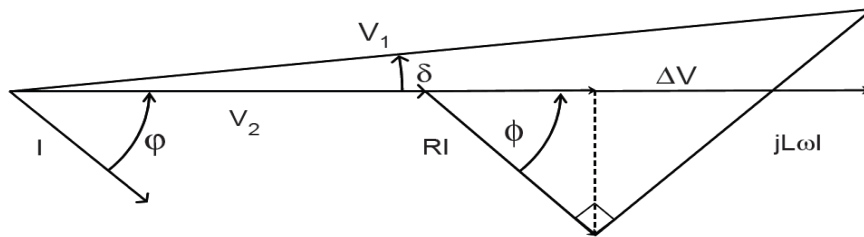


Fig.I.17. Diagramme de Fresnel associé au transport d'énergie dans une ligne électrique.

La relation vectorielle s'écrit alors :

$$\vec{V}_1 = \vec{V}_2 + R\vec{I} + jL\omega\vec{I} = \vec{V}_2 + R\vec{I} + jX\vec{I} \quad (I.1)$$

Par projection selon les axes horizontaux et verticaux, nous obtenons deux équations réelles :

$$V_1 \cos \delta = V_2 + R.I \cos \rho + X.I \sin \rho \quad (I.2)$$

$$V_1 \sin \delta = -R.I \sin \rho + X.I \cos \rho$$

En élevant au carré puis en sommant ces deux expressions, nous obtenons :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2.I^2 + X^2.I^2 + 2(R.V_2.I \cos \rho + X.V_2.I \sin \rho) \quad (I.3)$$

Il est possible alors de remplacer les différents termes de cette expression en faisant intervenir les puissances : Avec  $P = V_2.I \cos \rho$  la puissance active monophasée consommée par la charge,  $Q = V_2.I \sin \rho$  la puissance réactive monophasée appelée par la charge,  $P_j = R.I^2$  les pertes par effet Joule dans la ligne et  $Q_L = X.I^2$  la puissance réactive consommée par la réactance de ligne, il vient :

$$V_1^2 - V_2^2 = R.P_j + X.Q_L + 2(R.P + X.Q) \quad (I.4)$$

$$\text{Et } (V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = R.P_j + X.Q_L + 2(R.P + X.Q)$$

En notant la chute de tension :

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \text{ et } \Delta V = V_1 - V_2 \quad (I.5)$$

Nous obtenons :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}R.P_j + \frac{1}{2}X.Q_L + R.P + X.Q}{V^2} \quad (1.6)$$

Dans un réseau de transport d'énergie bien dimensionné, les pertes par effet Joule dans les lignes représentent habituellement quelques pour-cent de la puissance totale transitée. Si l'on considère un cas où la consommation de puissance réactive de la ligne par rapport à la puissance transitée est faible, nous obtenons la relation simplifiée suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{+R.P + X.Q}{V^2} \quad (1.7)$$

L'expression précédente montre que la tension en un point du réseau est très sensible à la topologie du réseau et aux transits de puissance réactive. Ainsi, pour une puissance active consommée  $P$  donnée, la tension reste constante aux deux extrémités de la ligne si et seulement si la charge fournit une puissance réactive  $Q$  de valeur :

$$Q = -\frac{R.P}{X} \quad (1.8)$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive. La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS).

La consommation de puissance réactive de la ligne est caractérisée par les valeurs de l'inductance linéique et de la capacité linéique latérale :

$$Q_{\text{Ligne}} = -\frac{V_1^2}{\frac{c.\omega}{2}} - \frac{V_2^2}{\frac{c.\omega}{2}} + X.I_1^2 = -\frac{c.\omega}{2}(V_1^2 + V_2^2) + X.I_1^2 \quad (1.9)$$

Cette expression se simplifie en considérant que les tensions aux deux extrémités de la ligne sont sensiblement égales. Nous obtenons :

$$Q_{\text{Ligne}} \approx -c.\omega.V_2^2 + X.I_1^2 \quad (1.10)$$

Le premier terme de cette expression représente l'apport de puissance réactive du couplage capacitif entre les conducteurs de la ligne. Cette puissance dépend essentiellement de la tension d'exploitation de la ligne, qui est sensiblement constante. Le second terme représente la consommation de puissance réactive de la ligne. Cette consommation dépend quant à elle du courant transitant dans la ligne, et par extension de la puissance apparente des flux dans cette ligne.

Nous avons donc deux termes qui s'opposent, le premier étant sensiblement constant, le second dépendant du transit dans la ligne. Le comportement réactif des lignes dépend donc du niveau de puissance transitant sur celles ci. Une ligne faiblement chargée

sera ainsi capacitive et générera de la puissance réactive, tandis qu'une ligne fortement chargée sera essentiellement inductive et consommera de la puissance réactive [17].

Concernant les câbles, leur forte valeur de capacité linéique latérale rend prépondérant le caractère capacitif. Les câbles sont des fournisseurs de puissance réactive, quel que soit leur niveau de charge.

**Remarque :** l'efficacité des moyens de régulation de la tension dépend fortement des caractéristiques ( $R$ ,  $X$ ) de la ligne et donc du niveau de tension du réseau dans lequel la source est connectée.

Ainsi, dans les réseaux de transport, le caractère inductif prépondérant des lignes (rapport  $X.R$  grand) implique que les chutes de tension sont essentiellement liées au transport de l'énergie réactive. La compensation de cette énergie présente donc un intérêt majeur pour l'exploitation du réseau et, en pratique, celle-ci est effectuée le plus près possible des zones où l'énergie réactive est appelée. La philosophie du réglage du plan de tension consiste donc à éviter de transporter l'énergie réactive grâce à des moyens de compensation (condensateurs, compensateurs synchrones ou statiques) et à ajuster la valeur de l'amplitude de la tension à l'aide des groupes de production et des transformateurs à prises variables (à vide ou en charge) [18].

## I.8. Conclusion :

Pour garantir la stabilité du réseau et la sécurité des matériels, la tension doit être maintenue dans des limites fixées par les règles d'exploitation des réseaux électriques. Ces limites sont définies dans chaque pays selon le type de réseau en fonction de son niveau de tension. La tenue de la tension est donc un des aspects fondamentaux de l'exploitation des réseaux.

Le transport de puissance électrique est soumis à une règle de bonne pratique : le niveau de la tension doit être le plus élevé possible alors que le courant doit être maintenu à son niveau le plus faible et dans les limites imposées par le réseau. Ces conditions permettent de transporter un maximum de puissance tout en minimisant les pertes et en préservant les machines de production d'un vieillissement trop rapide, en tout cas en va parler de ça dans le prochain chapitre.



## **Chapitre II**

# ***Compensation de la puissance réactive dans un réseau électrique***

## II.1. Introduction :

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension. L'énergie consommée est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques. L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active"; la partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite.

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

## II.2. Grandeurs et composantes actives et réactives :

### II.2.1. Composantes active et réactive du courant :

A chacune des énergies active et réactive, correspond un courant.

- Le courant actif ( $I_a$ ) est en phase avec la tension du réseau.
- Le courant réactif ( $I_r$ ) est déphasé de  $90^\circ$  par rapport au courant actif, soit en retard (récepteur inductif), soit en avance (récepteur capacitif).
- Le courant apparent ( $I_t$ ) est le courant résultant qui parcourt la ligne depuis la source jusqu'au récepteur.

Si les courants sont parfaitement sinusoïdaux, on peut utiliser la représentation de Fresnel. Ces courants se composent alors vectoriellement comme représenté ci dessous : [19]

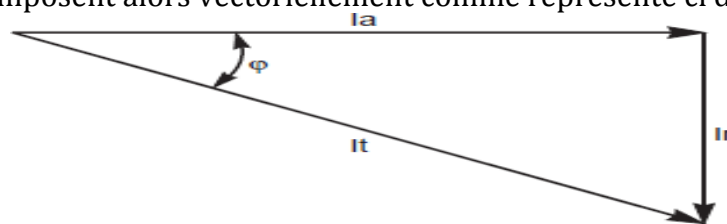


Fig.II.1. Composition vectorielle des courants.

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2} \quad I_a = I \cdot \cos \varphi \quad I_r = I \cdot \sin \varphi$$

### II.2.2. Composantes active et réactive de la puissance :

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

---

- la puissance apparente :  $S = U.I$  (kVA).
- la puissance active :  $P = U.I.\cos\varphi$  (kW).
- la puissance réactive :  $Q = U.I.\sin\varphi$  (kvar).

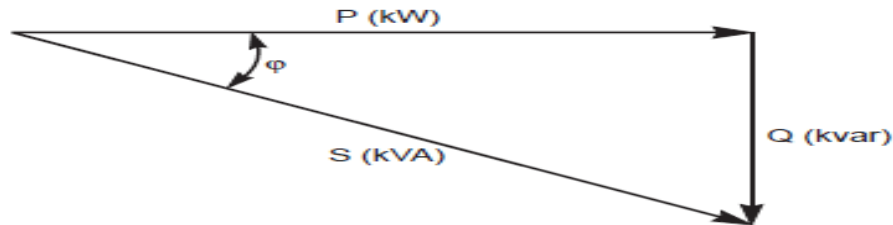


Fig.II.2. Composition vectorielle des puissances.

### II.2.3. Facteur de puissance :

Le facteur de puissance est égal par définition à :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\text{puissance active\_kW}}{\text{puissance apparente\_kVA}} \quad (II.1)$$

Si les courants et tensions sont des signaux parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal à  $\cos\varphi$ . On utilise également la variable  $\text{tg}\varphi$ . Dans les mêmes conditions, nous avons la relation :

$$\text{Tg}\varphi = \frac{Q}{P} = \frac{\text{puissance réactive\_kVAR}}{\text{puissance active\_kW}} \quad (II.2)$$

### II.3. La puissance réactive comme service système :

La puissance réactive est une notion complexe peu connue du public. Cette partie vise à présenter et à définir cette notion, dans un premier temps d'un point de vue physique, puis en mettant en évidence le rôle important qu'elle joue dans l'exploitation des grands réseaux électriques et notamment dans la maîtrise de la tension.

#### II.3.1. La puissance réactive dans les circuits électriques :

##### II.3.1.1. Sens physique de la « puissance imaginaire » :

La nature de la puissance réactive doit être prise en compte pour sa valorisation. Pour cela il est nécessaire de revenir sur sa définition et son interprétation physique. La puissance instantanée d'un système électrique monophasé est définie par :

$$P(t) = v(t).i(t)$$

Avec :  $v(t) = V_{\text{eff}}.\sqrt{2} . \sin(\omega t)$  et  $i(t) = I_{\text{eff}}.\sqrt{2} . \sin(\omega t - \varphi)$

(II.3)

Où  $V_{eff}$  et  $I_{eff}$  sont les valeurs efficaces de la tension et du courant,  $\omega$  la pulsation, et  $\varphi$  le déphasage du courant par rapport à la tension prise comme référence de phase. Si l'on considère une charge R L C connectée en parallèle (Fig.II.3) et alimentée par une source de tension sinusoïdale de fréquence 50 Hz, les différents éléments vont absorber des courants dépendant de leurs impédances. Or les natures de ces impédances vont générer des déphasages entre les différents courants, déphasages qui peuvent se compenser.

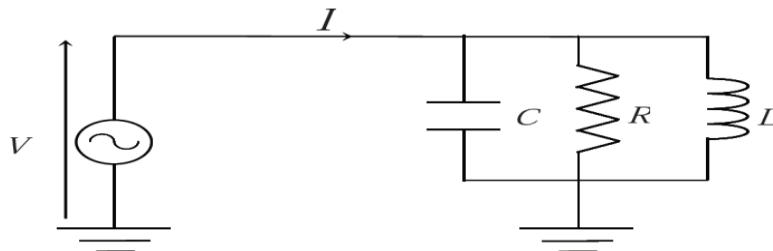


Fig.II.3. Association en parallèle d'éléments résistif, inductif et capacitif

Chaque élément va absorber les puissances actives et réactives suivantes :

**Tableau II.1 :** Absorption des puissances par des éléments résistif, inductif et capacitif.

Charge	impédance	Courant	Déphasage $I/V$	P	Q
Résistance	R	$V/R$	0	$V^2/R$	0
Inductance	$jL \cdot \omega$	$V/L \cdot \omega$	$+90^\circ$	0	$V^2/L \cdot \omega$
Capacité	$1/Jc \cdot \omega$	$C \cdot \omega \cdot V$	$-90^\circ$	0	$-C \cdot \omega \cdot V^2$

Tab.II.1 : Absorption des puissances par des éléments résistif, inductif et capacitif.

Nous pouvons ensuite représenter les puissances instantanées absorbées par chacun des éléments:

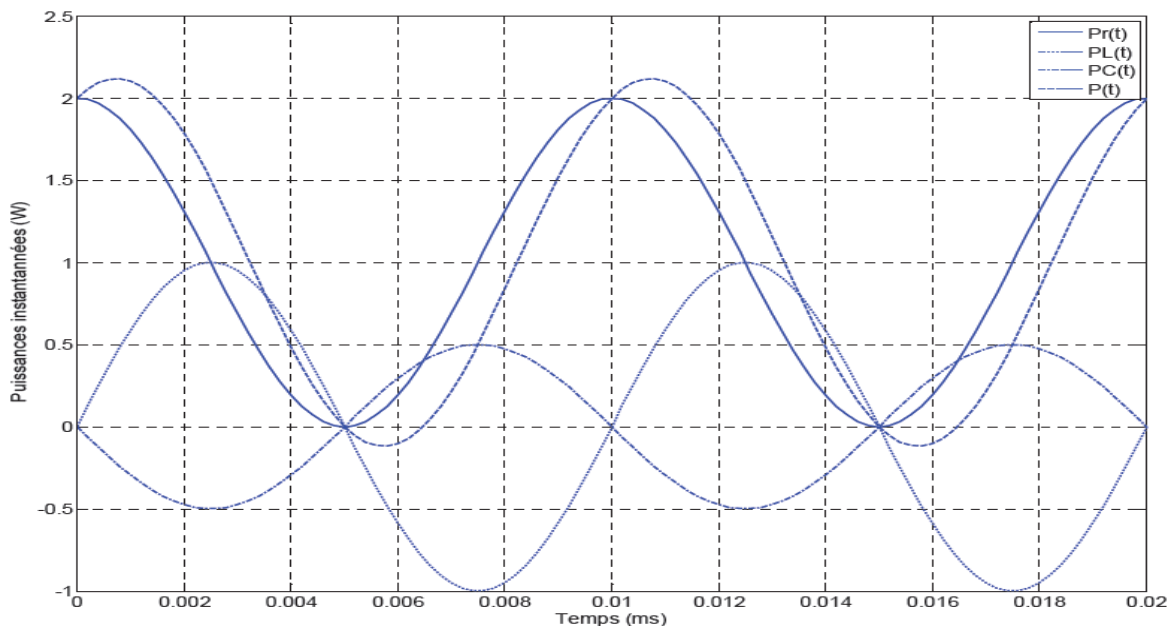


Fig.II.4. Puissances instantanées consommées par une résistance, une inductance et un condensateur associés en parallèle.

La puissance instantanée consommée par chacun des éléments est sinusoïdale et d'une fréquence double de celle de la source d'alimentation. Pour la résistance, la puissance instantanée  $P_r$  a pour expression :

$$P_r(t) = V_r(t) \cdot I_r(t) = \frac{V^2}{R} \cos^2(\omega t) = \frac{V^2}{2 \cdot R} \cos(1 + \cos(2\omega t)) \quad (II.4)$$

Où  $V$  est l'amplitude de la tension  $V_r$ . Cette puissance instantanée est de valeur moyenne non nulle :

$$\langle P_r(t) \rangle = \frac{V^2}{2R} = \frac{V_{eff}^2}{R} = P \quad (II.5)$$

La puissance instantanée appelée par une inductance ou un condensateur a des propriétés différentes : dans le cas d'une inductance  $L$ , la puissance instantanée a pour expression :

$$P_L(t) = V_L(t) \cdot I_L(t) = V \cdot \cos(\omega t) \cdot \frac{V}{L \cdot \omega} \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) = \frac{V^2}{2 \cdot L \cdot \omega} \sin(2 \cdot \omega t) \quad (II.6)$$

Dans le cas d'un condensateur de capacité  $C$  la puissance instantanée a pour expression :

$$P_C(t) = V_C(t) \cdot I_C(t) = V \cdot \cos(\omega t) \cdot V \cdot C \cdot \omega \cos(\omega t + \frac{\pi}{2}) = -\frac{V^2 \cdot C \cdot \omega}{2} \sin(2 \cdot \omega t) \quad (II.7)$$

Elle est en opposition de phase avec celle absorbée par l'inductance. La quadrature de phase entre la tension et le courant dans les dipôles inductifs ou capacitifs se traduit par une puissance instantanée de moyenne nulle. La puissance réactive  $Q$  désigne alors l'amplitude de cette puissance instantanée :

<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>pour l'inductance :</u></li> </ul> $Q = \frac{V^2}{2 \cdot L \cdot \omega} = \frac{V_{eff}^2}{L \cdot \omega}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>pour le condensateur :</u></li> </ul> $Q = -\frac{V^2 \cdot C \cdot \omega}{2} = -V_{eff}^2 \cdot C \cdot \omega$
--	---

(II.8)

Lorsque les dipôles sont en convention récepteur, la puissance réactive absorbée par l'inductance est positive, et on considère que l'inductance consomme de la puissance réactive.

Quant au condensateur, la puissance réactive est négative et on considère qu'elle est fournie par le dipôle [20].

### II.3.1.2. Nécessité de la compensation de puissance réactive :

Pour comprendre la nécessité de la compensation, nous allons étudier l'influence de la mise en circulation des locomotives sur un circuit de traction. Le schéma électrique d'une alimentation d'un circuit de traction est donné à la figure suivante (Fig.II.5) avec son modèle équivalent à la fréquence réseau.

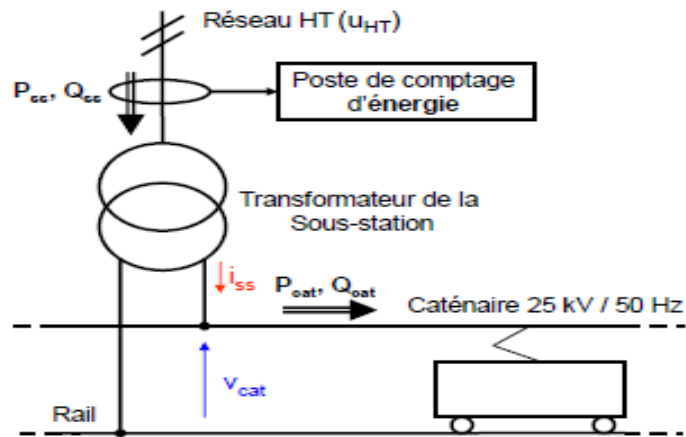


Fig.II.5. Schéma d'une sous-station.

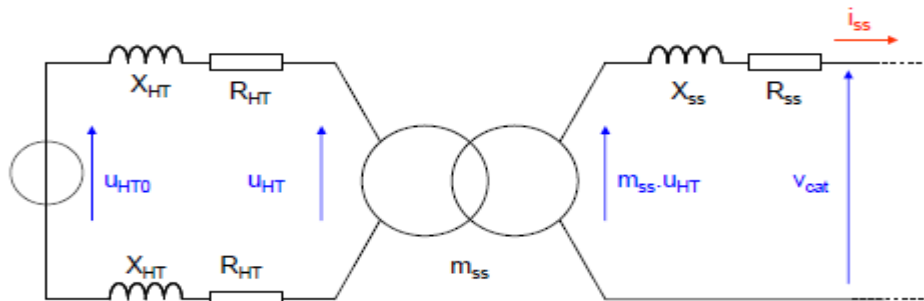


Fig.II.6. Schéma d'une alimentation d'un circuit de traction.

**Avec :**

- $u_{HT0}$  : la tension entre phases du réseau triphasé amont délivrée par le fournisseur d'énergie électrique.
- $u_{HT}$  : la tension entre phases du réseau triphasé amont au point de raccordement.
- $R_{HT}, X_{HT}$  : la résistance et la réactance par phase du réseau triphasé amont.
- $m_{ss}$  : le rapport de transformation du transformateur de la sous-station.
- $R_{ss}, X_{ss}$  : la résistance et la réactance de fuite du transformateur ramenée au secondaire.
- $v_{cat}$  : tension entre la caténaire et le rail.
- $i_{ss}$  : courant absorbé au secondaire du transformateur.

A partir de modèle équivalent de sous station précédente, on peut établir le modèle de Thévenin de l'alimentation du circuit de traction. Il sera utilisé pour analyser le comportement fréquentiel de la sous-station.

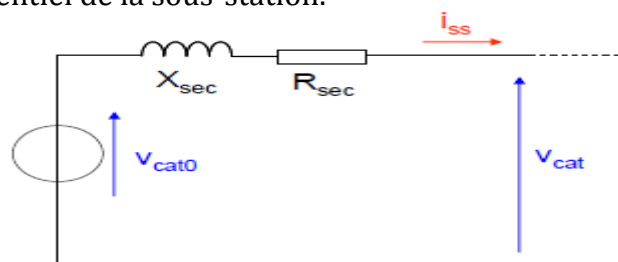


Fig.II.7. Modèle équivalent de l'alimentation du circuit de traction.

Les expressions de la réactance équivalente  $X_{sec}$  et de la résistance équivalente  $R_{sec}$  sont respectivement données par :

$$\begin{aligned} X_{sec} &= 2m_{ss}^2 \cdot X_{HT} + X_{ss} \\ R_{sec} &= 2m_{ss}^2 \cdot R_{HT} + R_{ss} \end{aligned} \quad (II.9)$$

La valeur efficace de la tension  $v_{cat0}$  correspond à la valeur efficace de la tension à vide au secondaire du transformateur ( $V_{cat} = 27,5$  kV). Son expression est donné par :

$$V_{cat0} = m_{ss} \cdot U_{HT0} \quad (II.10)$$

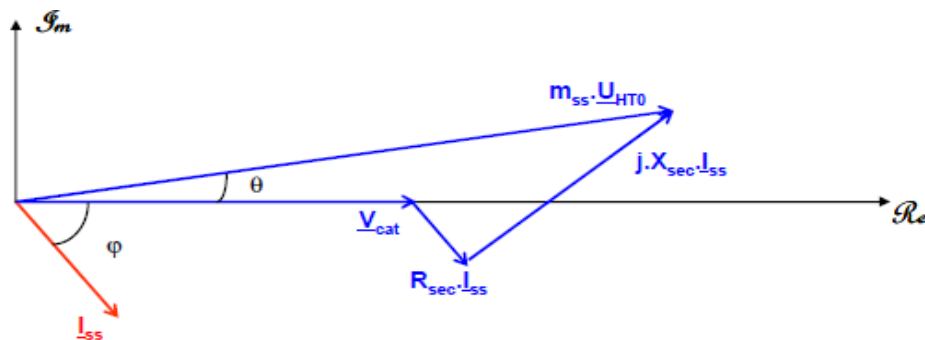


Fig.II.8. Diagramme de Fresnel.

Le diagramme de Fresnel du réseau est présenté à la figure ci dessus. En projetant sur les axes réel et imaginaire, nous obtenons les expressions suivantes :

$$\begin{aligned} m_{ss} \cdot U_{HT0} \cdot \cos \theta &= X_{sec} \cdot I_{ss} \cdot \sin \varphi + R_{sec} \cdot I_{ss} \cdot \cos \varphi + V_{cat} \\ m_{ss} \cdot U_{HT0} \cdot \sin \theta &= X_{sec} \cdot I_{ss} \cdot \cos \varphi - R_{sec} \cdot I_{ss} \cdot \sin \varphi \end{aligned} \quad (II.11)$$

En considérant que l'impédance interne de l'alimentation est faible, ce qui revient à dire que l'angle  $\theta$  est très petit, nous pouvons aboutir à l'expression de la chute de tension  $\Delta V$  :

$$\Delta V = m_{ss} \cdot U_{HT0} - V_{cat} = X_{sec} \cdot I_{ss} \cdot \sin \varphi + R_{sec} \cdot I_{ss} \cdot \cos \varphi \quad (II.12)$$

Elle peut être reformulée de la façon suivante :

$$\Delta V = X_{sec} \cdot \frac{Q_{cat}}{V_{cat}} + R_{sec} \cdot \frac{P_{cat}}{V_{cat}} \quad (II.13)$$

Avec :  $Q_{cat}$  : la puissance réactive délivrée par la sous-station.  
 $P_{cat}$  : la puissance active délivrée par la sous-station.

En considérant que la valeur efficace de la tension  $U_{HT0}$  est constante, nous pouvons constater qu'en cas de très forte consommation de puissances, la tension caténaire va chuter. Sa valeur efficace peut être inférieure au seuil minimal fixé par la norme européenne EN 50 163 [21] qui est de 19 kV en régime permanent. Il est donc nécessaire

d'installer des dispositifs de compensation de puissance réactive dans des sous-stations à fort trafic pour un bon fonctionnement des locomotives.

Concernant maintenant le fournisseur d'énergie électrique, il fixe une limite de consommation en réactif. Lorsque ce seuil est dépassé, le client doit payer des pénalités pour le surplus de consommation de réactif. Cette mesure permet d'éviter de surdimensionner ses installations de transport et de distribution.

## **II.4. Production et compensation :**

Il existe plusieurs catégories de dispositifs de production de puissance réactive : les alternateurs et compensateurs synchrones, les bancs de condensateurs et les compensateurs statiques de puissance réactive.

### **II.4.1. Générateurs synchrones :**

Les alternateurs synchrones permettent de convertir la puissance mécanique des turbines en puissance électrique active. Cette technologie permet aussi de générer de la puissance réactive. Le principal avantage de la production de puissance réactive des générateurs synchrones réside dans la possibilité de piloter très précisément la puissance réactive injectée ou absorbée, et ainsi de réguler la tension au niveau du noeud de connexion.

Les limites de capacité de production d'un générateur sont définies par les constructeurs sous la forme de diagramme P-Q-U (Fig.II.9). Une puissance apparente constante se traduit dans un diagramme P-Q par un cercle centré sur l'origine. Or il ne s'agit pas de la seule limite entrant en jeu, et ce en raison des contraintes de fabrication de la machine. Les capacités de production sont limitées par d'autres paramètres tels que les limites de courants statorique et rotorique.



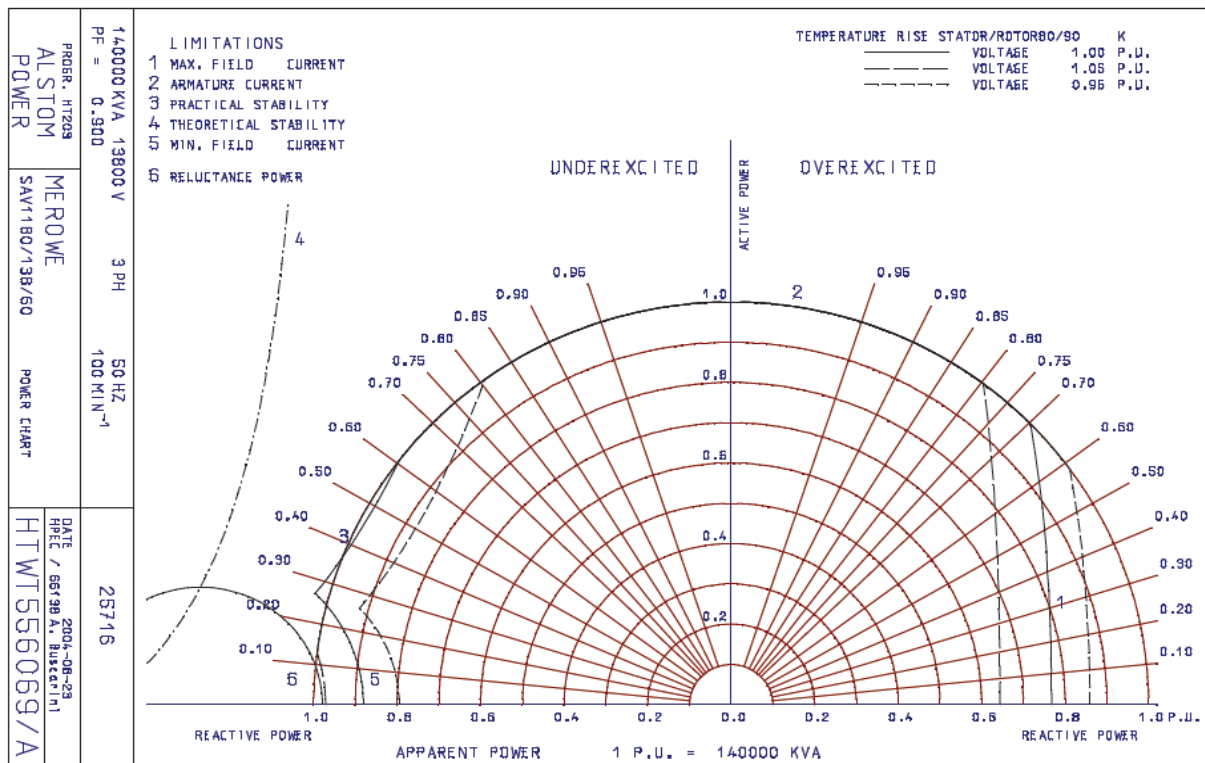


Fig.II.9. Diagramme P-Q-U d'un alternateur synchrone.

La limite de courant statorique, nécessaire pour limiter les échauffements au stator, va se traduire par une limite de la puissance apparente, ce quel que soit le niveau de puissance réactive. La limite de courant rotorique a pour objectif de limiter les échauffements au rotor de la machine. La conséquence de cette limite de courant d'excitation est que la surexcitation de l'alternateur est limitée, et ainsi sa capacité de production de puissance réactive. Dans un fonctionnement en compensateur synchrone où le générateur ne produit pas de puissance active mais génère de la puissance réactive, la puissance apparente sera inférieure à la puissance apparente nominale en raison de la limitation du courant au rotor [22].

## II.4.2. Compensateurs synchrones :

Les compensateurs synchrones sont eux aussi des alternateurs synchrones connectés au réseau, mais ils ne sont pas entraînés par une turbine et ne fournissent donc pas de puissance active. Comme ils fonctionnent en moteur, ils consomment la puissance active correspondant aux pertes mécaniques et aux pertes électriques du stator. A l'instar des générateurs synchrones, leur courant d'excitation est régulé, permettant ainsi de contrôler la tension à leur noeud de connexion. Ces installations, souvent issues de centrales de production déclassées sont assez rares sur les réseaux. Néanmoins certaines centrales de production ont la possibilité de débrayer l'alternateur de la ligne d'arbre de la turbine, et de fonctionner en compensateur synchrone. C'est le cas pour des groupes hydrauliques tournant sans être alimentés en eau, afin de leur faire produire de la puissance réactive sans puissance active.

### **II.4.3. Bancs de condensateurs :**

Les bancs de condensateurs sont des dispositifs statiques de compensation de puissance réactive. Leur connexion sur le réseau permet d'injecter de la puissance réactive. Néanmoins leur fonctionnement en tout ou rien ne permet pas un pilotage de la tension, même s'ils peuvent être connectés par gradins. Les connexions ou déconnexions de condensateurs entraînent une diminution de leur durée de vie. Ces derniers sont habituellement connectés lors des périodes de pointe de consommation (la journée), et sont déconnectés lors des périodes creuses (la nuit). Un inconvénient supplémentaire de ces dispositifs est que la puissance réactive générée diminue avec le carré de la tension ; en effet la puissance réactive générée par un banc de condensateur triphasé de capacité  $C$  par phase sous la tension composée  $U$  vaut  $Q_c = -C \cdot \omega \cdot U^2$ . Une tension basse diminue l'efficacité du condensateur alors qu'il est nécessaire d'injecter plus de puissance réactive.

Un autre paramètre important à prendre en compte pour les bancs de condensateur est le niveau de tension auxquels ils sont connectés. Le coût de ces appareils dépend en partie de la qualité du diélectrique utilisé. Les condensateurs sont plus économiques pour des niveaux de tension de l'ordre de 20 kV, c'est-à-dire adaptés aux réseaux de distribution. Lorsque le système électrique était géré par une entreprise publique intégrée, celle-ci avait toute latitude pour investir et positionner des bancs de condensateurs sur les réseaux de distribution.

Désormais, les entités de transport et distribution étant séparées, le GRT n'a plus d'accès libre aux installations de distribution. Certains bancs de condensateurs sont installés sur le réseau de transport et de répartition, aux niveaux de tension 63/90/225 kV, mais leur coût est plus élevé.

### **II.4.4. Compensateurs statiques de puissance réactive :**

Les compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR), ou FACTS (de l'anglais Flexible Alternative Current Transmission System) sont des dispositifs plus récents qui associent des bancs de condensateurs et de bobines à des convertisseurs d'électronique de puissance permettant de réguler la puissance réactive délivrée et ainsi la tension du noeud de connexion. Ces appareils ont un temps de réponse très court, de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes.

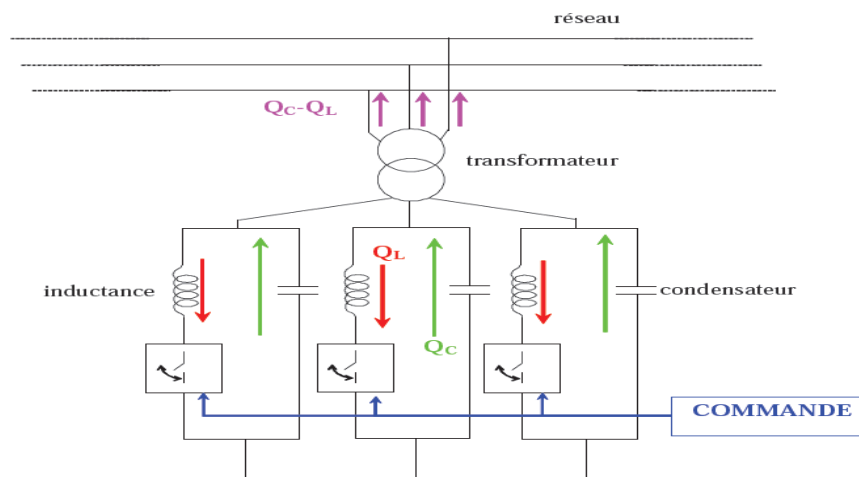


Fig.II.10. Schéma de principe d'un CSPR ou FACTS.

## II.5. Coûts de production de la puissance réactive :

La question de la tarification de la puissance réactive a été soulevée en 1993 par W. Hogan dans un article intitulé « Electricity markets requires reactive power prices » [23]. En effet, il apparaissait sur un exemple de tarification nodale du transport de puissance active que les capacités de production de puissance réactive pouvaient avoir une importance sur les capacités de transport des lignes et par conséquent sur les prix de l'énergie électrique. W. Hogan souhaitait alors que soit prise en compte l'influence des capacités de production de puissance réactive dans le calcul des tarifs de transport de puissance active.

Hahn et Baldick ont publié en 1994 un article contredisant Hogan intitulé « Reactive Power is a cheap constraint » [24] qui mettait en avant le fait que la contrainte de puissance réactive était exagérée et provenait d'un mauvais dispatching de puissance dans l'exemple utilisé. Par ailleurs ils estimaient, comme l'indique le titre de l'article, que la puissance réactive est une contrainte peu chère à lever. Ce point est à développer : ils soutiennent en effet que les contraintes de puissance réactive peuvent être levées moyennant des investissements en moyens de compensations judicieusement placés. De plus il existe une vaste gamme de dispositifs permettant de réaliser la compensation en puissance réactive, pour des coûts qui sont faibles par rapport à ceux de la génération de puissance active. L'estimation de Baldick sur le coût total de production de puissance réactive s'élève à 1% du coût total de génération de puissance électrique.

Les sommes mises en jeu pour la puissance réactive sont certes moins importantes que pour la puissance active, mais l'intérêt pour cette problématique est grand : si le coût est faible de manière relative, il est loin de l'être de manière globale, d'autant que la maîtrise de la tension est un point crucial pour la sûreté de fonctionnement du réseau. Nous avons vu précédemment que la tension ne pouvait être maintenue dans des limites acceptables qu'en répartissant convenablement les sources de puissance réactive du réseau. Ces sources sont situées selon leur nature sous la responsabilité d'acteurs différents : producteurs (alternateurs et compensateurs synchrones), gestionnaires des

réseaux de transport (CSPR, condensateurs HT), gestionnaires des réseaux de distribution (condensateurs HTA).

## **II.6. Conclusion :**

Au moment où la déréglementation transforme l'industrie de l'électricité, la gestion de la puissance réactive revêt plus d'importance que jamais. On s'attend à ce qu'elle pousse les forces du marché à établir une tarification telle que les clients ayant un facteur de puissance médiocre devront payer pour leur puissance réactive aussi bien que pour leur consommation de puissance active. Les redevances associées au transport d'électricité devront couvrir la puissance apparente (en kVA) étant donné que la capacité et les pertes de transport seront fonction des kVA et pas seulement des kW.

Les préoccupations croissantes concernant la qualité de l'onde, liées aux « charges problématiques » instables, auront également pour conséquence de créer un besoin pour des solutions efficaces dans le domaine de la gestion de la puissance réactive. En s'intéressant dans le suivant chapitre à donner une vue bien détaillée à la travée self mobile 220Kv qui peut nous aider à améliorer cette qualité d'énergie.

## **Chapitre III**

# ***Constitution, Caractéristiques et fonctionnement de la travée Self mobile***

### III.1. Introduction :

Ce chapitre consiste à donner une vue bien détaillée à la travée self mobile 220Kv et beaucoup plus aux bobines d'inductance shunt triphasées qui sont des selfs, installées à l'extrémité des lignes longues et utilisées pour la compensation de l'effet Ferranti généré par les lignes, en effet lorsqu'une ligne alimentée par une de ses extrémités est longue ou sous chargée, il se produit un phénomène de résonance propre à la ligne ; ce phénomène se manifeste par une tension croissante vers l'autre extrémité.

### III.2. Structure générale de la travée Self mobile : [25]

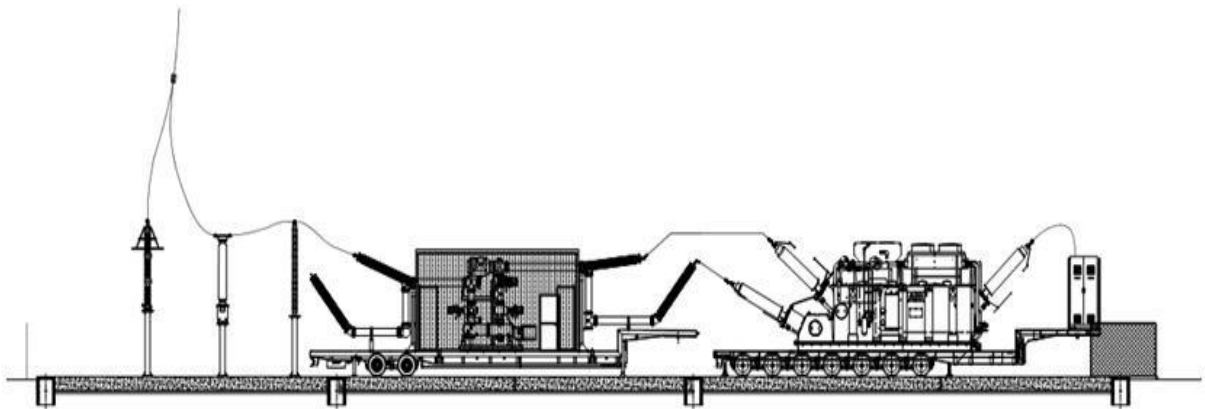


Fig.III.1. Structure générale de la travée SELF mobile 220 Kv.

#### III.2.1. Equipements extérieurs HT :

- Trois (03) parafoudres.
- Trois (03) circuits bouchons.
- Trois (03) condensateurs de couplage.

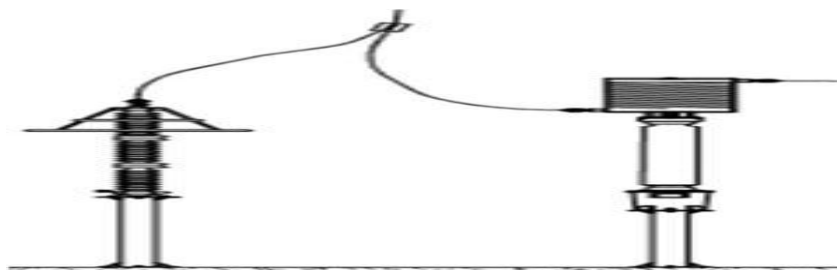


Fig.III.2. Equipements extérieurs HT.

#### III.2.2. Module Tête de Ligne blindé sur remorque :

Il est constitué de l'unité blindée, et comporte toutes les protections propres aux équipements que le constituent (protection appareillage blindé, protection ligne).

- Les équipements de la téléconduite seront également implantés sur ce module.
  - Modalité d'exploitation.
-

- Travée SELF.
- Travée de Tête de la ligne (secours pour le remplacement d'une ligne dans un poste classique 220 kV).

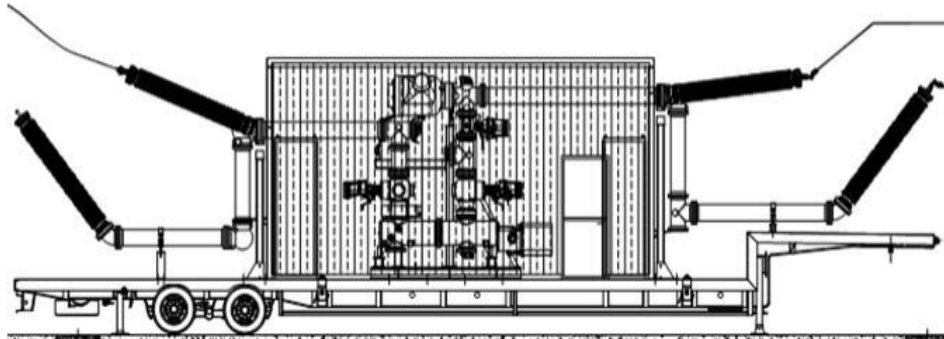


Fig.III.3. Module Tête de Ligne blindé sur remorque.

### III.2.3. Self mobile triphasée 220kV:

- SELF.
- Réactance de neutre.
- Protections.

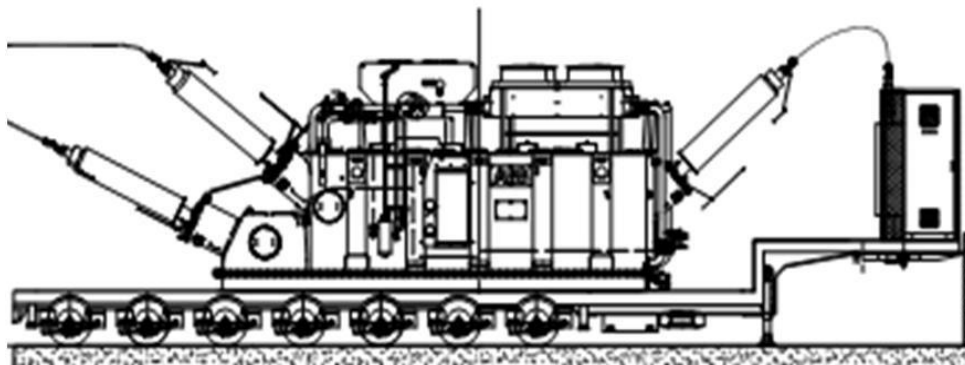


Fig.III.4. SELF 220Kv sur remorque.

### III.3. Compositions plus détaillées : Chaque travée contient :

- Deux (02) remorques mobiles dont une pour la self 220kV de puissance 10 ou 20 Mvar et l'autre pour la tête blindée 220Kv.
  - Un (01) portique 220kV livré séparément.
  - Trois (03) parafoudres 220kV avec compteurs de décharges.
  - Trois (03) transformateurs de potentiel du type capacitif.
  - Trois (03) circuits bouchons.
  - Module blindée 220Kv.
  - Trois (03) traversées Air/SF6.
  - Un (01) sectionneur d'isolement.
  - Un (01) sectionneur de terre amont.
-

- Un (01) disjoncteur avec équipement Synchro-Switch.
- Un sectionneur de terre aval pour la section blindée 220kV.
- Trois (03) transformateurs de courant.
- Un (01) sectionneur d'isolement.
- Un (01) sectionneur de terre.
- Trois (03) transformateurs de tension du type inductif
- Trois (03) traversées SF6/Air.
- Délayage et protection ligne.
- Protection équipement blindé télé-conduite, transmission, télé-protection.



Fig.III.5. Protection équipement blindé.

### III.4. La maintenance des bobines d'inductance shunt triphasées : [26]

**III.4.1. La maintenance préventive :** La maintenance préventive des selfs comme celle des transformateurs englobe :

- La maintenance systématique.
- Inspections Routinières.
- Maintenance systématique Simple.
- Maintenance systématique poussé.
- La maintenance conditionnelle

#### III.4.1.1. Les fréquences des entretiens :

**Tableau III.1 :** Les fréquences des entretiens pour la travée self mobile.

Actions de maintenance	Fréquence	Situation de l'équipement
Entretien simple avec essais protections internes et externes	02 ans	Hors tension
Prélèvement d'huile pour analyse des gaz dissous.	02 ans	Sous tension
Prélèvement d'huile pour analyse physico-chimiques.	02 ans	Sous tension



---

Prélèvement d'huile pour analyse furaniques.	04 ans	Sous tension
Entretien détaillé	04 ans	Hors tension

Tab. III.1. Les fréquences des entretiens pour la travée self mobile.

### III.4.2. La maintenance systématique. :

#### III.4.2.1. Les Inspections routinières.

L'inspection visuelle et routinière permet d'anticiper et de détecter toute anomalie visible sur la self, de même qu'elle permet de vérifier le fonctionnement de certains organes. Cette inspection ne nécessite pas la consignation de la self, réalisée sous tension par le personnel exploitant, elle consiste en des vérifications des composants de la self et en des relevés effectués sur les indicateurs.

#### III.4.2.2. Les opérations effectuées durant l'inspection sont :

##### Les vérifications de :

- L'état des fondations.
- L'état des MALT.
- Les fuites et les niveaux d'huile (cuve, bornes, filtre assécheur).
- L'état du silicagel
- L'état des armoires et des coffrets.
- Absence de fissure au niveau du pot du dessiccateur.
- L'état des tuyauteries.
- L'état des clapets.
- L'état des vannes.
- L'état des traversées.

**Les relevés :** De la température de l'huile et celle des enroulements (la température des enroulements devra être supérieure à celle de l'huile).

##### Les actions de maintenance de premier degré :

- Remplacement du silicagel si nécessaire,
- Nettoyage des armoires

#### III.4.2.3. L'exploitation des résultats :

Les résultats des inspections routinières sont consignés sur une fiche d'inspection et analysés une première fois par l'exploitant. Les anomalies constatées, sont transmises aux services exploitation et/ou service maintenance, ce qui permettra de déclencher éventuellement un entretien ou une intervention (en fonction de la criticité de l'anomalie) et si la criticité des anomalies ne nécessite pas une intervention immédiate elles sont

enregistrées dans la base de données selfs qui doit être consulté lors de la programmation de l'entretien de manière à prendre les mesures nécessaires pour la levée des anomalies.

### **III.5. L'entretien simple : [26]**

Effectué périodiquement et hors tension selon le plan de maintenance. L'entretien simple de la self permet avant tout de prévenir les pannes et d'améliorer la fiabilité. Il est donc important avant toute opération d'entretien de veiller à une bonne préparation par :

- La consultation des fiches d'inspection pour prendre connaissance d'éventuelles anomalies ainsi que du dernier rapport d'entretien.
- La préparation des pièces de rechanges nécessaires.
- La préparation du matériel et outils nécessaires.
- La préparation du chantier.

### **III.6. Protection de travée self :**

Tout l'équipement électrique est conçu pour résister à une certaine valeur de tension (amplitude et forme d'onde).

\*Dimensionnement du système pour résister à toutes les surtensions.

\*Admission de la décharge à la terre ou entre les phases \_ interruption du système et peut-être panne de l'équipement/blessures au personnel.

\*Installation d'une protection contre les surtensions \_ spécifié le niveau d'isolation de base de l'équipement de la sous-station

- Câbles blindés.
- Parafoudres.

### **III.7. Répartition des travées self au niveau algérien : [27]**

Dans le cadre du contrat SONELGAZ GRTE SPA N° 001/2009/GRTE-PAT qui a pour objet : Etudes, Fournitures, Installation et mise en service de :

- Huit (08) têtes de ligne blindées 220 kV.
- Quatre (04) selfs mobiles triphasées 220 kV de puissance 20 MVAR.
- Quatre (04) selfs mobiles triphasées 220 kV de puissance 10 MVAR.

Ils ont repartis les travées self comme suit :

- Une travée self 10 MVAR au poste de Bechar sur la ligne : Bechar – Naama 1.
  - Deux travées selfs 20 MVAR au poste de Bechar sur la ligne : Bechar – Naama 2.
  - Une travée self 20 MVAR au poste de Hassi Messaoud Ouest sur la ligne : HMO – Biskra.
  - Une travée self 10 MVAR au poste d'EL Amiria sur la ligne : HMO – EL Amiria.
  - Fourniture sur site de trois (03) travées self de puissance 10 MVAR composées de :
    - Trois (03) têtes de ligne blindées 220 kV.
    - Quatre (03) selfs mobiles triphasées 220 kV de puissance 10 MVAR.
-

### III.8. L'intérêt de l'utilisation des selfs dans le réseau de transport d'électricité :

#### III.8.1. Compensation de la charge capacitive d'une ligne faiblement chargée :

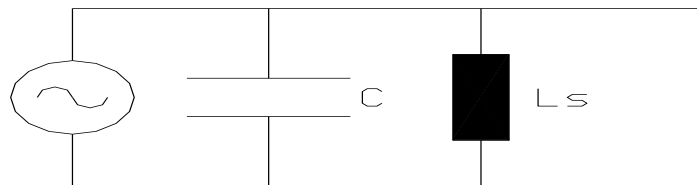


Fig.III.6. Compensation d'une ligne faiblement chargée.

**C** : Capacité de phase de la ligne [**F**].

**Ls** : Inductance par phase de la self [**H**].

**ω**: Pulsation [**1/sec**]

Le degré de compensation  $K_c$  est égale au rapport du courant inductif à travers la réactance shunt et le courant capacitif.

$$K_c = \frac{1}{\omega^2 \cdot C \cdot L_s} \quad (III.1)$$

- Pour les câbles :  $K_c$  jusqu'à **100%**.
- Lignes aériennes :  $K_c < 90\%$  afin d'éviter des problèmes de résonance lors des manœuvres monophasés.

#### III.8.2. Limitation des élévations de tension en extrémité des lignes ouvertes ou peu chargées :

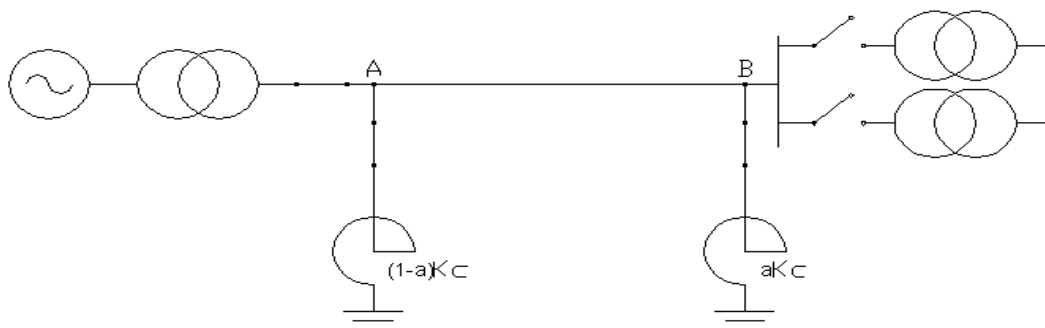


Fig.III.7. Limitation des élévations de tension.

$$\frac{U_B}{U_A} = \cos(L.\omega.\sqrt{I.C}) + \sin(L.\omega.\sqrt{I.C}) \frac{\tan(L.\omega.\sqrt{I.C}) - K_c.l.\omega.\sqrt{I.C}}{1 + a / K_c.l.\omega.\sqrt{I.C}.\tan(L.\omega.\sqrt{I.C})} \quad (III.2)$$

**I** : inductance de la ligne par phase [H]

**C** : capacité de la ligne par phase. [F]

**K<sub>c</sub>** : degré de compensation au bout de la ligne. [p.u.]

**ω** : pulsation. [1/sec]. [28]

### III.9. Possibles manœuvres et conditions transitoires :

**III.9.1. Energisation ligne avec self** : La première condition d'exploitation qu'il faut étudier est l'énergisation de la ligne avec la Self. C'est une condition naturelle d'exploitation prévue par la self. [29]

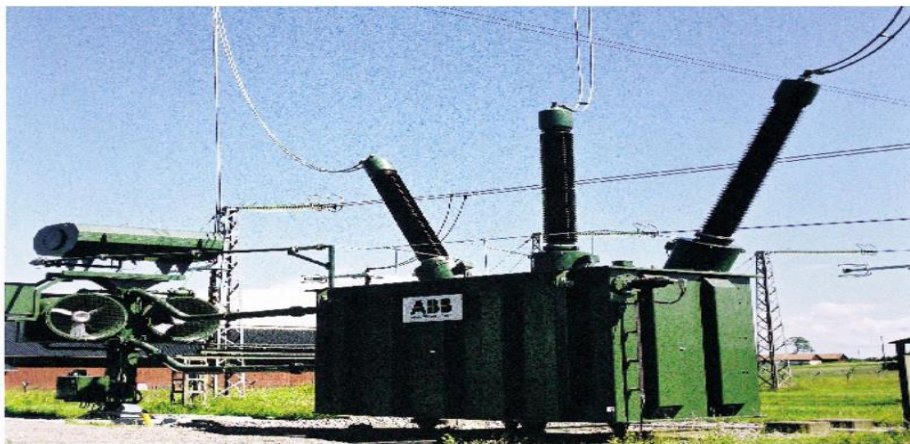


Fig.III.8. Energisation ligne avec self.

**III.9.1.1. Localisation de self** : La condition plus critique pour la self est la connexion côté arrivée de ligne.



Fig.III.9. Connexion de self côté arrivée de ligne.

**III.9.1.2. Condition de réseau** : La condition plus critique pour la self est la présence d'une tension déjà très élevée à partir de la sous-station de départ ligne. Cette condition peut être identifiée pendant la première énergisation d'une portion de réseau ou bien la re-énergisation après un défaut qui a provoqué le déclenchement d'une portion de réseau.

**III.9.1.3. Transitoire d'énergisation :** Le transitoire d'énergisation est en fonction du: Condition de réseau. Moment de fermeture du disjoncteur. Dessin de self. Saturation de la self. Synchronisation (éventuelle) du disjoncteur. Flux résiduel dans la self, etc.

**Exemple : Energisation ligne Naama Bechar avec self 10 Mvar à Naama:**  
[29]

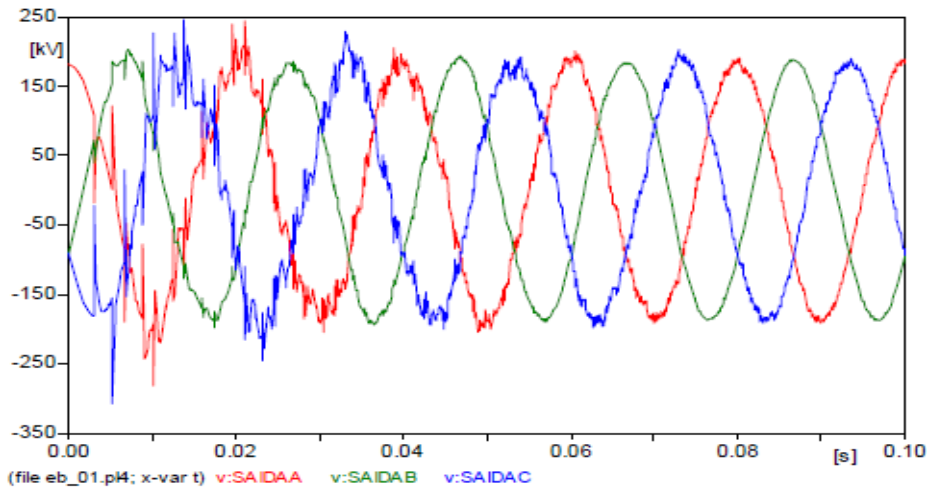


Fig.III.10. Graphe de tension à Saida.

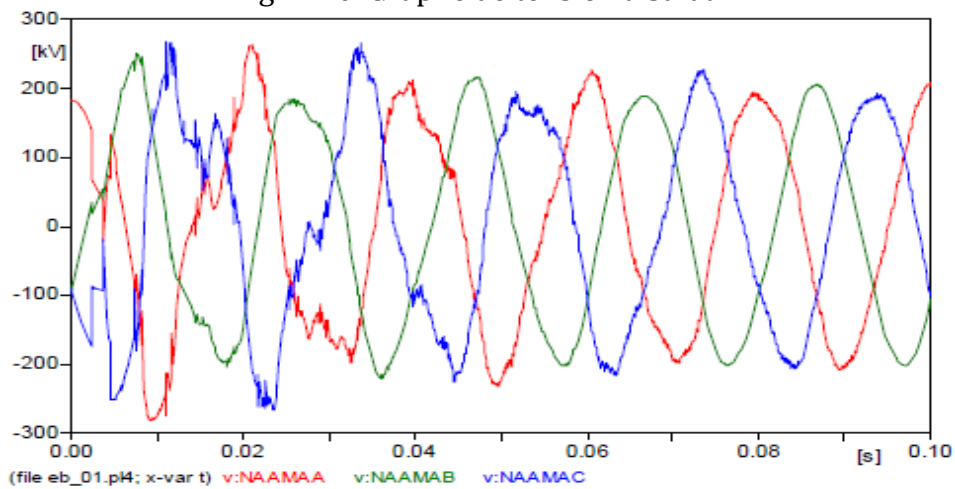


Fig.III.11. Graphe de tension à Naama.

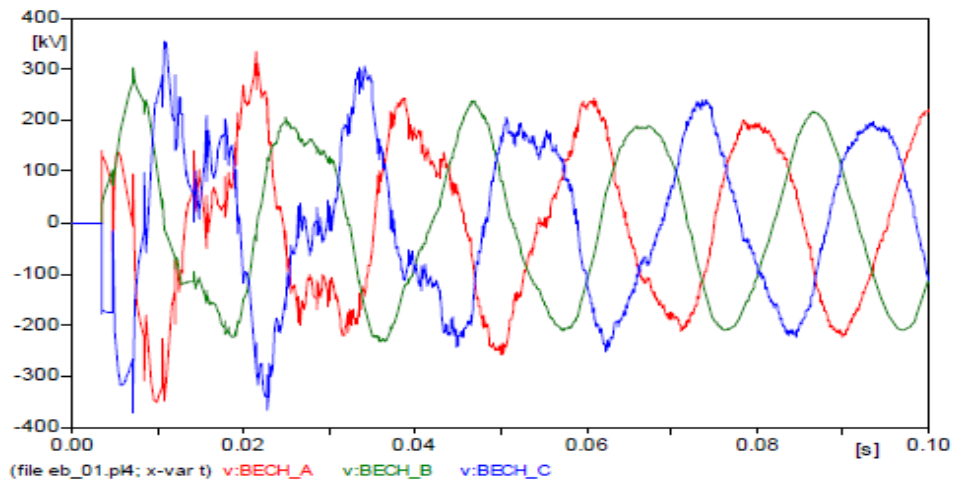


Fig.III.12. Tension enregistré à Bechar.

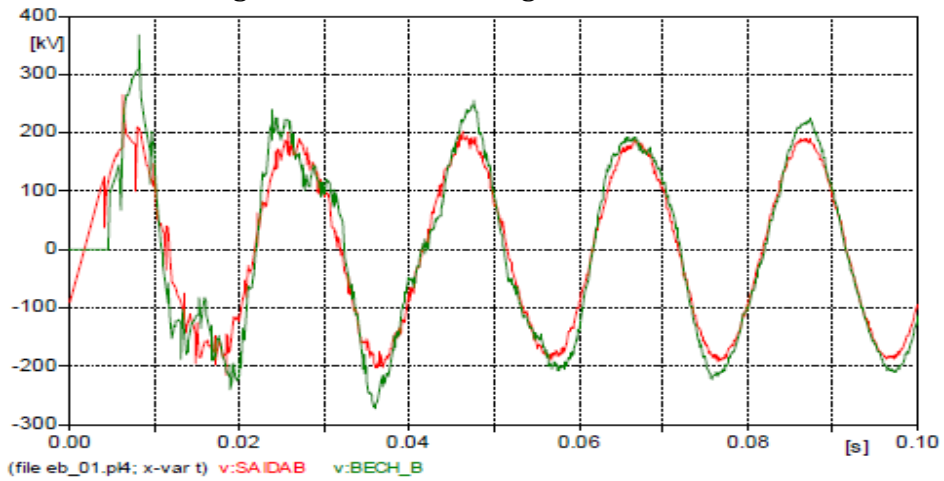


Fig.III.13. Comparaison entre tensions de Saida et Bechar.

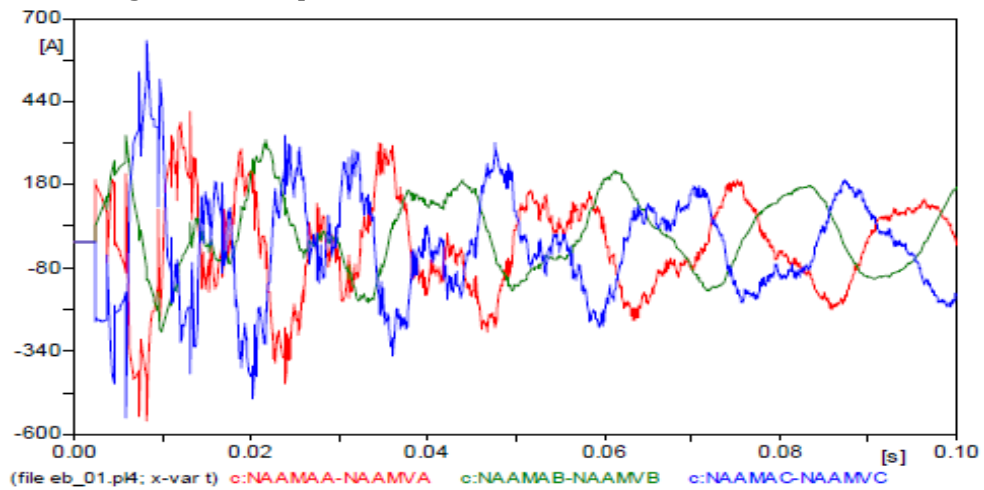


Fig.III.14. Graphe de courant départ ligne Naama - Bechar.

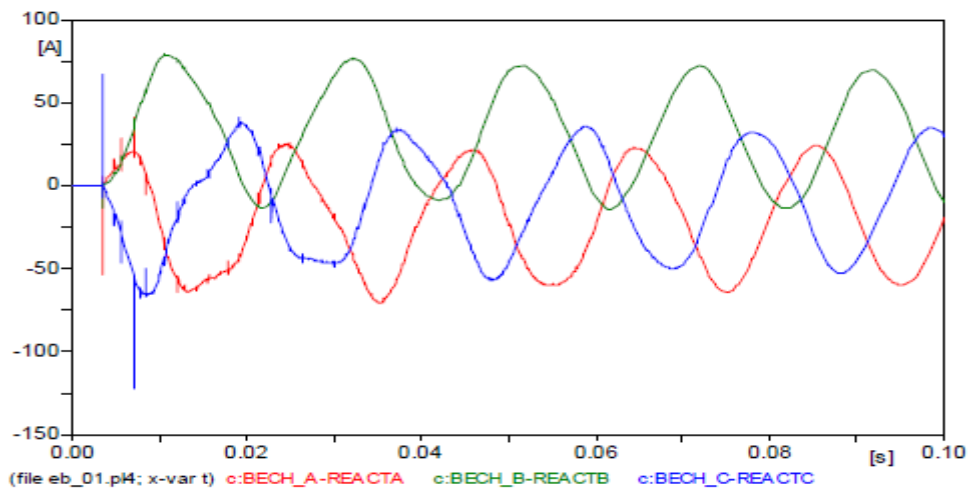


Fig.III.15. Graphe de courant self.

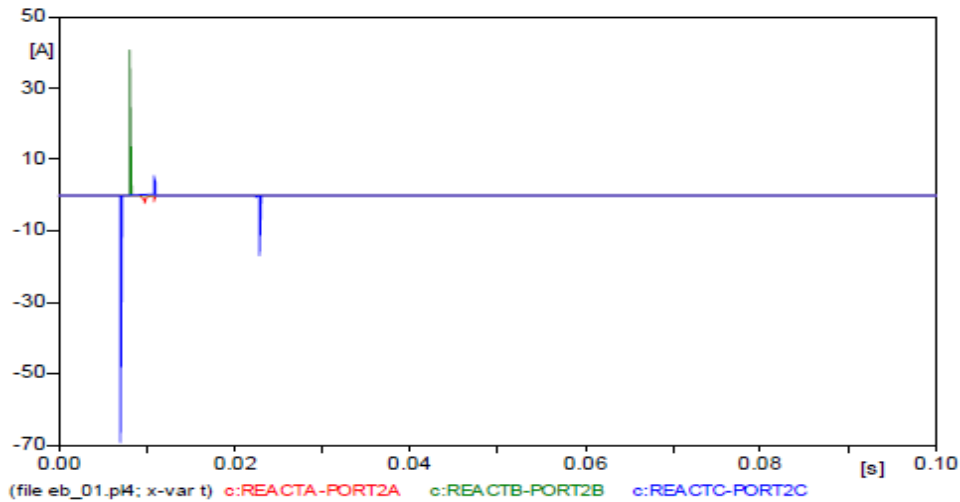


Fig.III.16. Graphe de courant Parafoudre SELF.

Avec le transitoire prévu par la self, et en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées:

- Les courants dans la self sont affectés par un composant unidirectionnel très élevé, mais dessus des paramètres sélectionnés par le système de protection.
- Dans le cas le plus critique, on peut avoir un courant dans les parafoudres pour la surtension initiale produite par l'énergisation de la ligne.
- Ne sont pas prévues conditions critiques d'exploitation.

**III.9.2. Energisation self sur ligne en service :** On peut vérifier la condition d'exploitation dans le cas d'énergisation d'une self sur ligne en service.

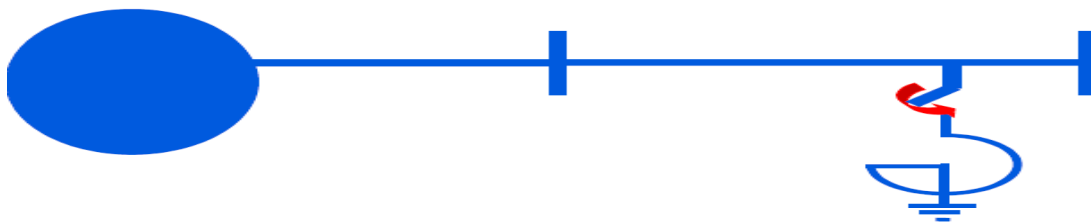


Fig.III.17. Energisation self sur ligne en service.



### III.9.2.1. Localisation :

- Dans ce cas, la self peut être côté ligne comme m'entrée dans le sketch, ou connectée directement aux jeux des barres.

### III.9.2.2. Condition de réseau :

- La condition la plus critique est certainement liée au transitoire d'insertion avec la tension maximum au point d'insertion.

### III.9.2.3. Transitoire d'énergisation :

Dans ce cas, les transitoires sur la self sont négligeables: [29]

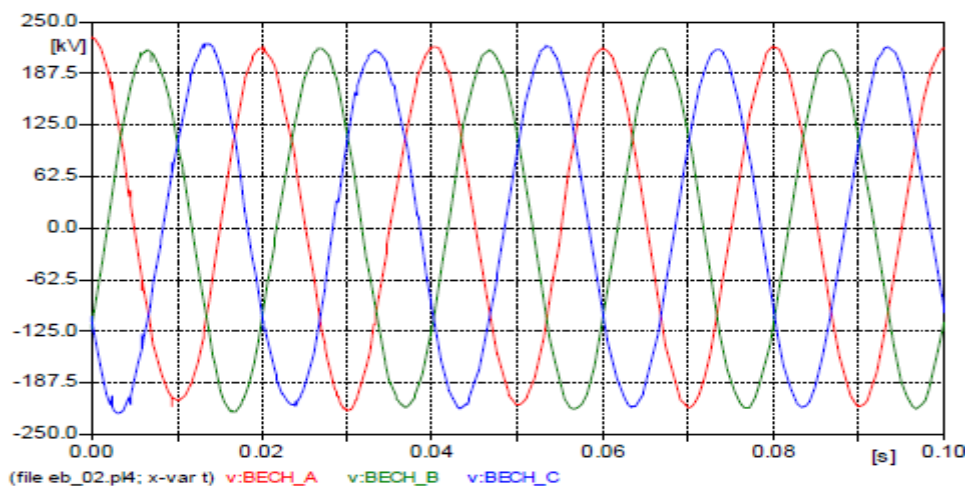


Fig.III.18. Graphe de tension à Bechar.

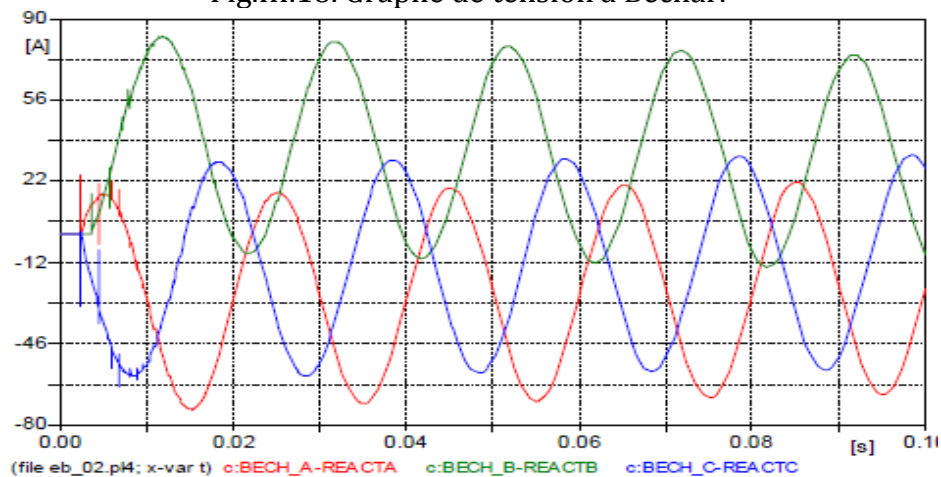


Fig.III.19. Graphe de courant à Bechar.

Avec le transitoire prévu par la self, et en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées :

- Les courants dans la self sont affectés par un composant unidirectionnel très élevé, mais dessus des paramètres sélectionnés par le système de protection.
- Ne sont pas prévues conditions critiques d'exploitation.



### III.9.3. Déclenchement ligne et self, ligne à vide :

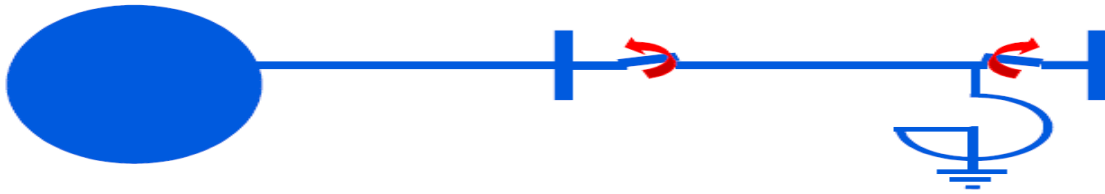


Fig.III.20. Déclenchement ligne et self, ligne à vide.

**III.9.3.1. Localisation :** La self est connectée côté ligne et le disjoncteur de la self est fermé pendant le déclenchement de ligne

**III.9.3.2. Condition de réseau :** La tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

### III.9.3.3. Transitoire : [29]

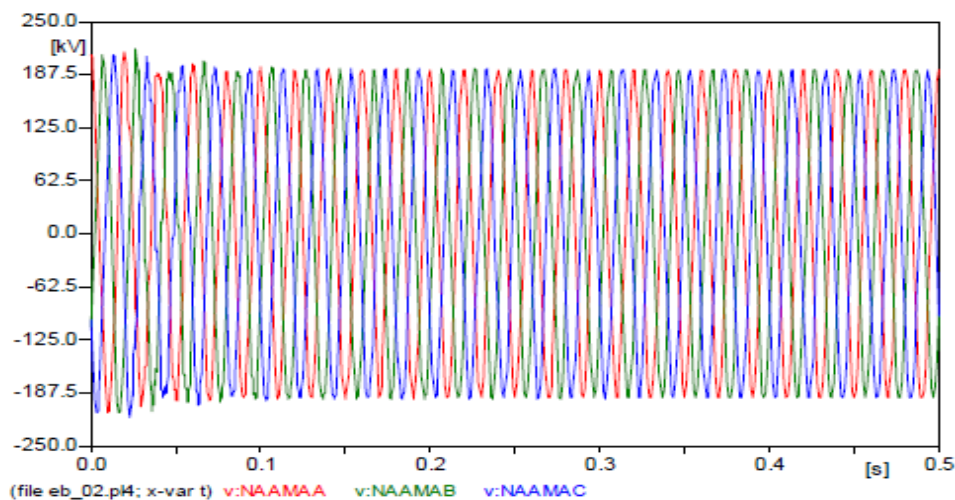


Fig.III.21. Graphe de tension à Naama.

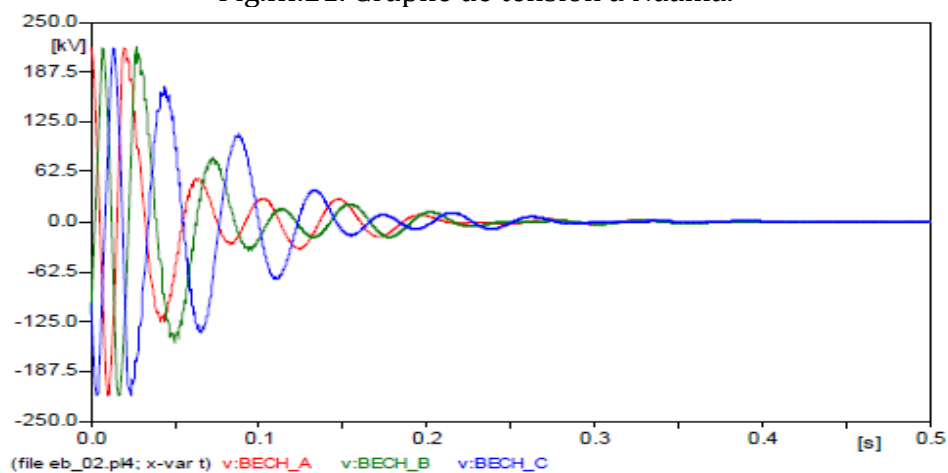


Fig.III.22. Graphe de tension à Bechar.

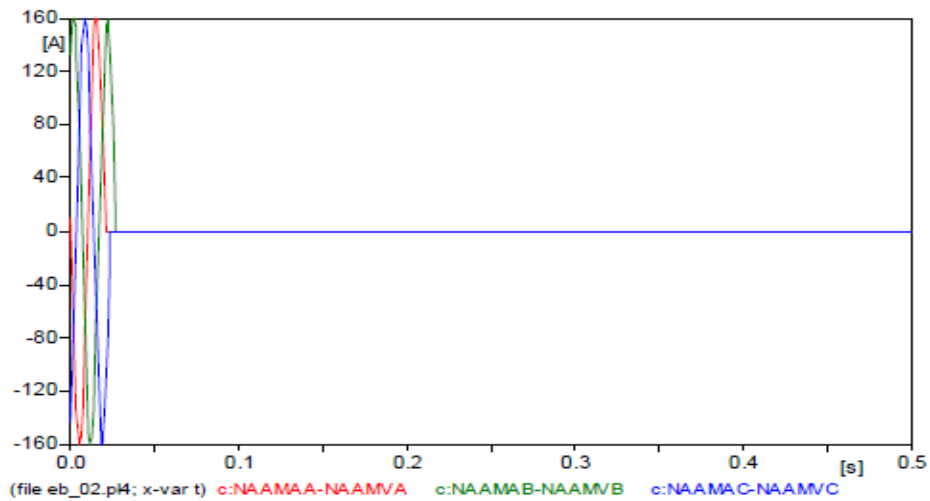


Fig.III.23. Graphe de courant à Naama, départ ligne.

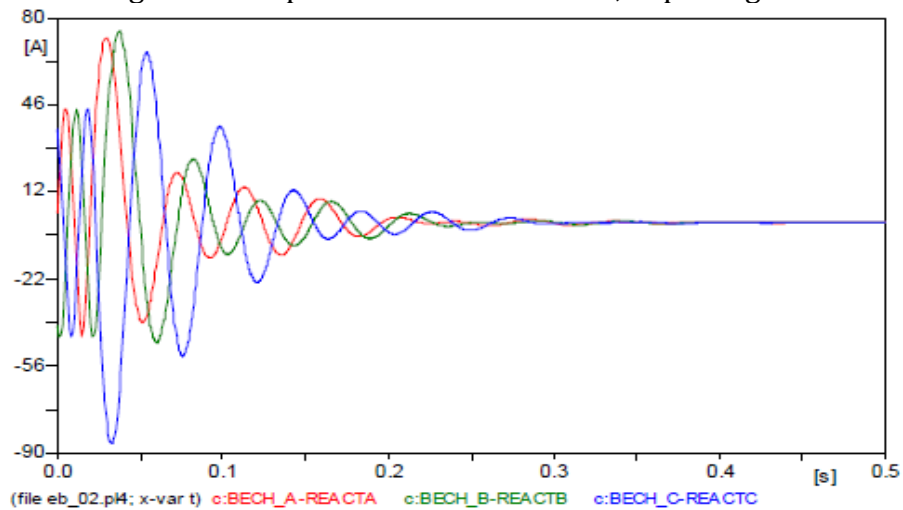


Fig.III.24. Graphe de courant self Bechar.

Pendant le déclenchement de ligne avec la self connectée côté ligne, et en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées :

- Les courants dans la self sont affectés par un composant transitoire très élevé, mais au-dessus des paramètres de dessin de la self.
- Selon le moment du déclenchement du disjoncteur, la BPN peu aussi être affectée par un transitoire significatif.

#### III.9.4. Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne :

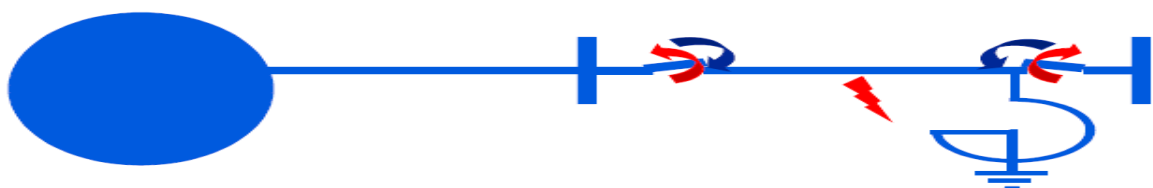


Fig.III.25. Réenclenchement ligne et self, défaut monophasé sur ligne.

**III.9.4.1. Localisation :** La self est connectée côté ligne et le disjoncteur de la self est fermé pendant le déclenchement de ligne. Déclenchement et réenclenchement d'une phase après un court-circuit le long de la ligne.

**III.9.4.2. Condition de réseau :** La tension maximum de réseau peut être considérée comme condition plus critique pour l'exploitation.

**III.9.4.3. Transitoire : [29]**

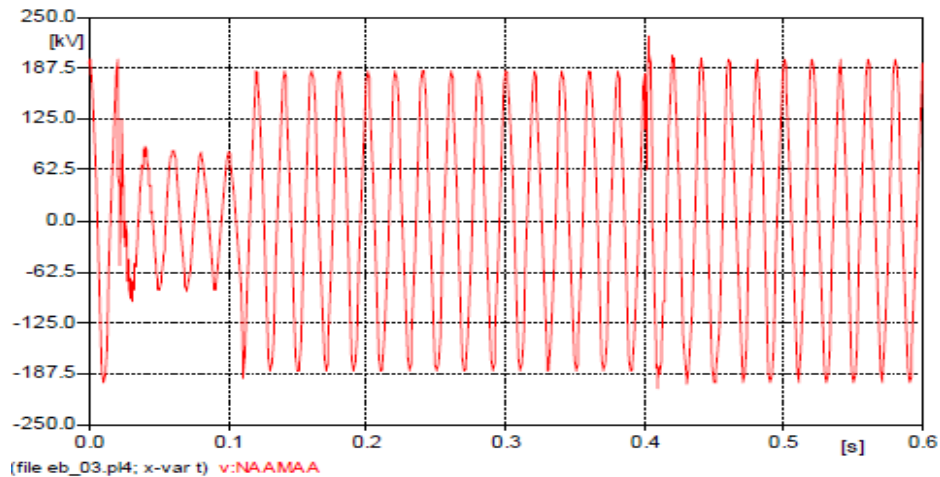


Fig.III.26. Graphe de tension à Naama.

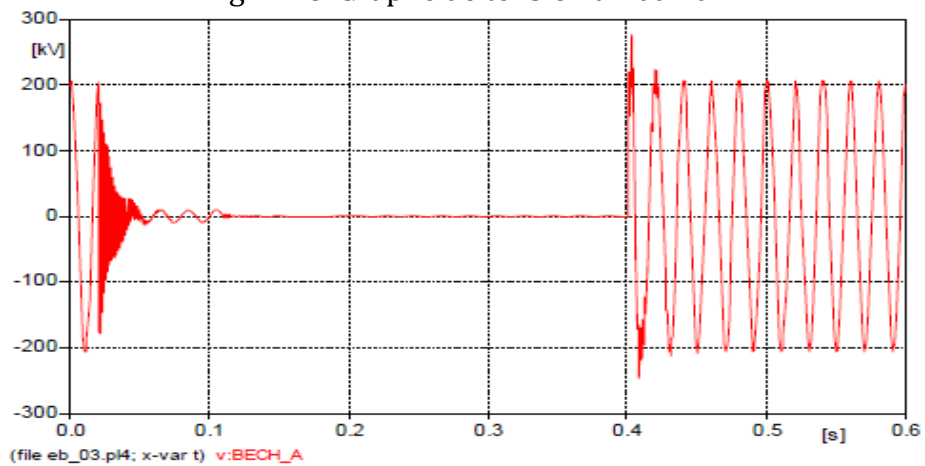


Fig.III.27. Graphe de tension à Bechar.

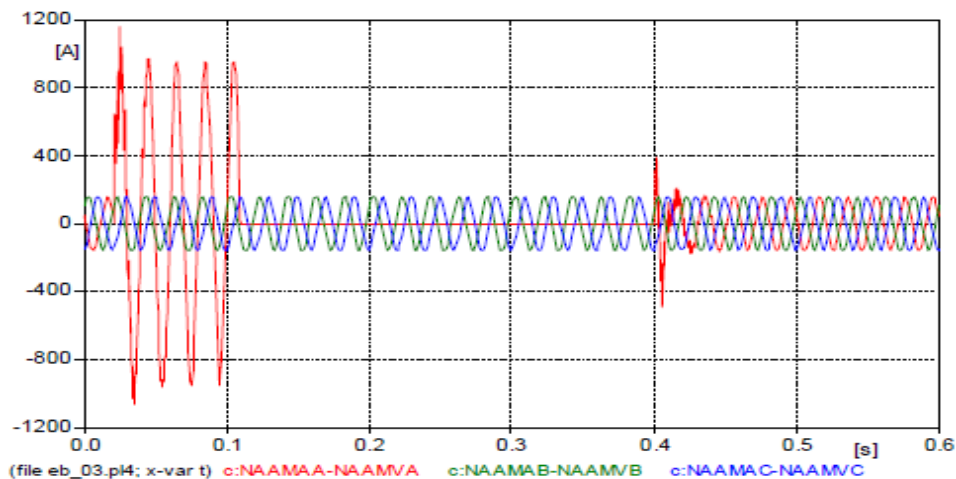


Fig.III.28. Graphe de courant à Naama, Départ ligne.

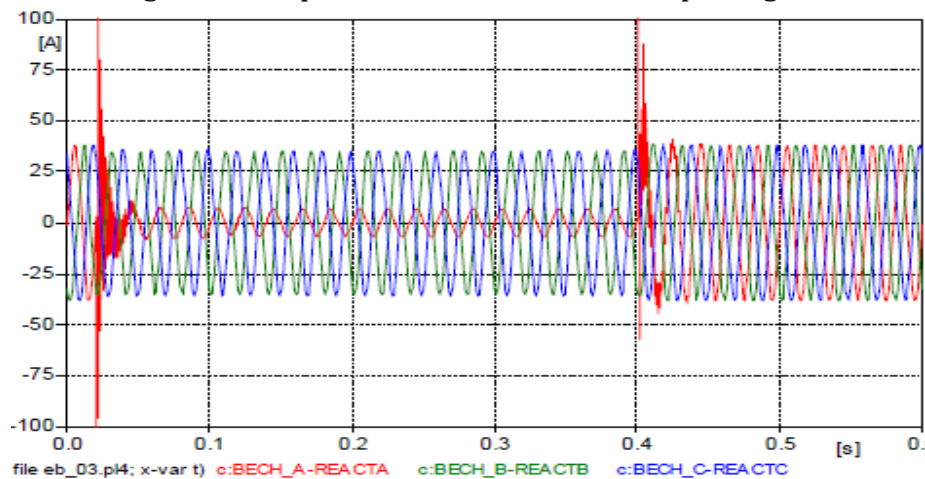


Fig.III.29. Graphe de courant self Bechar.

Pendant le réenclenchement monophasé de ligne avec la self connectée coté ligne, et en considération de la configuration du système de protection et contrôle, les notes suivantes peuvent être signalées :

- Les courants dans la self sont affectés par un composant transitoire très élevé, mais au-dessus des paramètres de dessin.
- La BPN peu être aussi, selon le moment de déclenchement du disjoncteur, affectée par un transitoire significatif.
- Les paramètres de la self et de la BPN sont très importants pour assurer le fonctionnement du réenclenchement de la ligne.

### III.10. Contraintes liées à la travée Self : [30]

On emploie des selfs de puissance :

- Pour la compensation de l'excès de puissance réactive engendrée par les lignes aériennes en condition de faibles charges.
- Stabiliser la tension du système.

Elles peuvent donc être commutées soit en entrée soit en Sortie. Les selfs de puissance ont en général un noyau de fer avec entrefers intégrés. Pour la transmission des tensions, on utilise surtout des noyaux à cinq bras et des noyaux cuirassés, ce qui rend les triphasés magnétiquement indépendants.

Grâce aux entrefers, et aux triphasés magnétiquement indépendants, les noyaux de fer ne sont pas considérablement saturés, et donc, au cours des événements de puissance, les selfs auront un comportement raisonnablement linéaire. La sorte de noyau – avec le mode d’enroulement (connexion Y ou D) - ainsi que les conditions de mise à la terre influencent les séquences de manœuvres employées pour la commutation contrôlée.

En effet les selfs de puissance peuvent avoir le neutre à la terre, isolé du sol, ou le neutre d’induction à la terre. En ce qui concerne les selfs de puissance, une self monophasée additionnelle (réactance de neutre) est souvent connectée entre le neutre et la terre.

L’objectif de la réactance de neutre est celui d’augmenter la réactance homopolaire globale de la ligne aérienne. De cette façon, le courant de défaut est maintenu faible en cas de pannes sur la ligne monophasée, qui sont éliminées par l’ouverture unipolaire des disjoncteurs de ligne. Il en résulte qu’il sera très probable que l’arc, à l’emplacement de la panne, se soit éteint et que l’opération de réenclenchement soit réussie.

Les harmoniques en régime permanent du courant de la self sont engendrées de la saturation partielle du circuit magnétique. Ces effets sont évidemment très faibles, et sans grande importance lors des interférences du relais et de la communication. De toutes les harmoniques, la dominante sera la troisième harmonique. Dans la réactance de neutre les troisièmes harmoniques des trois phases se joignent et agissent en tant que courant homopolaire.

### **III.11. Opération de fermeture : [30]**

La commutation d’une self engendre le courant d’appel. En principe, c’est le même qu’un courant d’appel d’un transformateur, mais avec des différences. Le noyau d’une self ne retient aucun flux restant, à cause des entrefers, ce qui rend le tout plus facile.

Toutefois, l’atténuation de la condition asymétrique – le “composant cc” – est lente, à cause des faibles pertes inhérentes à une self de puissance. Il est donc nécessaire de garder ce phénomène à l’esprit lorsque l’on conçoit le système de protection du relais pour les selfs de puissance HT.

Sans saturation, la première crête de courant avec un décalage en continu total sera 2.2 - 2.82 fois le courant nominal. La réelle crête de courant peut augmenter jusqu’à une valeur de 3 et 5.5 fois, selon les détails de conception particuliers de la self de puissance.

En cas d’une self triphasée, les différentes phases ressentiront différents degrés de décalage en continu. La combinaison des décalages de courant monophasé produira un

---

courant de neutre, riche en harmoniques, et même avec la possibilité d'un décalage en continu depuis le zéro.

### **III.12. Opérations d'ouverture\_ Coupure des surtensions et réamorçages : [30]**

En plus de l'inductance d'enroulement, une self de puissance a toujours un peu de capacité parasite dans les enroulements, les bushings, et dans les conducteurs des connexions. Lorsqu'une self est désexcitée, la tension qui la traverse oscillera avec la fréquence naturelle établie par l'inductance et la capacité parasite. La fréquence d'oscillation typique est de quelques kHz.

Les transitoires de tension à pic élevé causés par les réamorçages seront distribués irrégulièrement à travers l'enroulement de la self, avec une majeure contrainte sur les spires initiales.

### **III.13. Contrôle des opérations d'ouverture : [30]**

Les contrôleurs Switchsync™ pour les disjoncteurs de la self de puissance sont normalement utilisés pour le contrôle des opérations d'ouverture. Une désexcitation incontrôlée causera, lors de cas particuliers, le réamorçage dans au moins un pôle du disjoncteur. En contrôlant la séparation du contact de façon à ne pas provoquer de durées d'arc brèves, le réamorçage sera éliminé.

### **III.14. Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'extérieur : [30]**

Les selfs de puissances sont connectées en parallèle avec le reste du réseau de puissance. Les selfs de puissance peuvent être traitées en tant que dispositif à valeur d'impédance fixe. C'est pourquoi le courant de phase individuel est directement proportionnel à la tension entre phases appliquée. Pendant la condition d'anomalie à l'extérieur, lorsque la tension entre phases de panne est plus basse de la tension nominale, le courant de la phase de panne déduira effectivement sa valeur de la valeur nominale.

Selon le point de l'onde de tension où l'anomalie a lieu, le courant réduit pourrait avoir un composant de courant continu superposé. Il en résulte qu'un courant déséquilibré de la self de puissance paraîtra au point neutre. Toutefois, ce courant de point neutre sera typiquement inférieur à 1 p.u, quel que soit l'emplacement et la résistance de défaut de l'anomalie à l'extérieur.

### **III.15. Comportement de la self de puissance lors d'anomalies à l'intérieur : [30]**

Lors d'une anomalie à l'intérieur, les valeurs des courants de phase individuels et des courants du point neutre dépendront surtout de l'emplacement de l'anomalie intérieure. On assume que, à cause des détails de construction, les anomalies entre phases à l'intérieur de la self de puissance paraissent peu probables. L'on peut analyser seulement deux cas extrêmes des scénarios d'anomalies intérieures de phase à la terre :

- dans le premier cas, l'anomalie de l'enroulement de la Phase A à la terre se trouve près du point neutre.
- dans le deuxième cas, l'anomalie de la Phase A à la terre peut être localisée juste entre les transformateurs de courant HT et l'enroulement de la self de puissance (c'est-à-dire une panne du bushing de la self de puissance).

### **III.16. Conclusion :**

Les bobines d'inductances shunts sont les moyens les plus compacts et rentable pour compenser la génération de puissance réactive dans la transmission à long lignes, placées de façon permanente, ou commuter en vertu de charge légère pour contrôler sa tension. On va essayer dans le suivant chapitre de faire simuler un réseau électrique avec et sans travée self pour montrer est ce que les réacteurs shunt peuvent accroître vraiment la qualité et l'efficacité énergétique ?!

## **Chapitre IV**

### ***Simulation d'un réseau électrique avec et sans travée self***



## IV.1. Introduction :

L'étude des lignes HT a toujours fait l'objet d'un grand intérêt de la part des Chercheurs. C'est parfaitement compréhensible si on constate son importance dans la gestion économique de la production électrique et du rôle traditionnel de transport et de distribution visant à assurer une alimentation électrique convenable et sécurisée à la clientèle. Il est clair qu'un tel modèle ne peut prétendre résoudre le problème du développement à très long terme d'un réseau de transport d'énergie dans toute sa complexité ; néanmoins l'intérêt et l'ambition de cette étude est :

- D'étudier comment varient la tension et l'énergie réactif en fonction des paramètres fondamentaux propres du réseau tels que la demande de l'énergie et son évolution ainsi que sa fiabilité.
- D'obtenir des résultats assez satisfaisants dans l'ensemble qui nous permettront de prendre une décision pour l'amélioration du réseau ou d'intervention par travée self mobile pour diminuer la tension débité par l'effet ferranti.

Nous intéressons au comportement d'une ligne de transport de l'énergie électrique en régime sinusoïdal établi. Après avoir rappelé comment peuvent être calculés les paramètres linéiques, nous étudions le comportement de la ligne en tant que composant distribué. Nous en déduisons le schéma équivalent à éléments localisés utilisé dans les calculs de réseaux usuels. Nous terminons par la simulation d'un réseau avec et sans travée self 220 KV. Les considérations de ce chapitre s'appliquent également aux lignes à haute tension.

## IV.2. Modélisation des lignes et des câbles électriques :

### IV.2.1. La ligne en tant que composant distribué :

Les lignes électriques et les câbles sont des systèmes à constantes réparties, c'est à dire que les grandeurs physiques (résistances, inductances, capacités) sont réparties sur toute la longueur de la ligne et ne sont donc pas localisées. Comme on s'intéresse au régime permanent équilibré. La ligne est représentée par un circuit équivalent monophasé (appelé aussi tronçon). (Fig.IV.1) illustre un circuit équivalent d'une ligne longue de transport d'énergie électrique. [31]

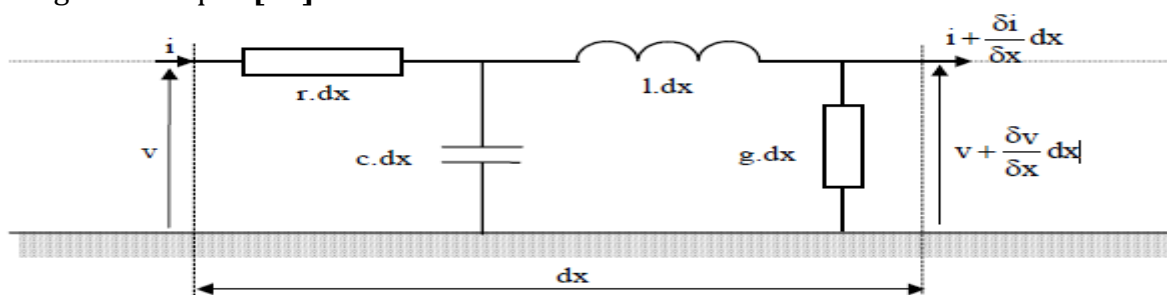


Fig.IV.1. Modèle général d'une ligne électrique. [32]

### IV.2.1.1. Les équations des télégraphistes :

Lorsque les distances entre conducteurs sont faibles vis-à-vis de leur longueur et que la fréquence est peu élevée, les équations qui lient le courant et la tension en chaque point d'une ligne monophasée sont données par (IV.1).

$$\begin{aligned} \frac{\delta v}{\delta x} &= r \cdot i + \ell \cdot \frac{\delta i}{\delta t} \\ \frac{\delta i}{\delta x} &= g \cdot v + c \cdot \frac{\delta v}{\delta t} \end{aligned} \quad (IV.1)$$

Avec :

- r** : Résistance longitudinale par unité de longueur.
- ℓ** : L'inductance longitudinale par unité de longueur.
- c** : La capacité transversale par unité de longueur.
- g** : La conductance transversale par unité de longueur.

Dans ces équations  $v$  et  $i$  représentent la tension et le courant instantanés en un point de la ligne situé à une distance  $x$  comptée positivement à partir de la station réceptrice  $R$  (Fig.IV.2). Les équations précédentes sont établies dans le cas d'une ligne comportant deux conducteurs parallèles. Elles s'appliquent sans modification aux lignes triphasées, en cas de régime équilibré, à condition de prendre pour valeur de la tension  $v$ , celle de la tension qui existe entre phase et neutre (tension simple ou étoilée). Dans le cas général, il faut considérer des relations matricielles.

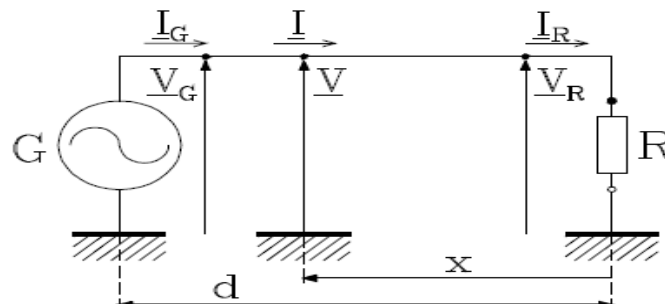


Fig.IV.2. Schéma équivalent d'une ligne situé à une distance  $x$ .

Le courant  $i$  est le courant de ligne. Quant aux coefficients  $r$ ,  $\ell$ ,  $g$ ,  $c$ , ce sont, dans le cas d'un régime sinusoïdal équilibré, les valeurs par unité de longueur de respectivement la résistance, l'inductance, la conductance de fuite et la capacité par phase; ce sont les coefficients linéaires cycliques que nous avons appris à calculer dans ce chapitre (dans le cas d'un régime sinusoïdal).

Les coefficients linéaires  $\ell$  et  $c$  tiennent bien compte des influences des autres phases sur la phase considérée. Si, en toute rigueur, l'on faisait intervenir l'effet pelliculaire, l'hystérésis magnétique, les courants de FOUCAULT, l'hystérésis diélectrique, l'effet couronne, on s'apercevrait que les coefficients  $r$ ,  $\ell$ ,  $g$  et  $c$  ne dépendent pas uniquement des dimensions, de l'écartement et de la nature des conducteurs et isolants, mais sont encore fonctions du courant, de la tension et des conditions atmosphériques. Néanmoins, dans la plupart des calculs, on peut envisager que les différents phénomènes dont il est question ci-

dessus soient traduits d'une manière suffisamment approchée par des corrections apportées aux valeurs de  $r$ ,  $l$ ,  $g$  et  $c$ , qui dès lors, peuvent être envisagées comme de simples constantes linéiques cycliques.

Dans les équations (IV.1), la séparation des deux inconnues  $v$  et  $i$  conduit à deux équations de forme identique pour la tension et le courant :

$$\frac{\delta^2 v}{\delta^2 x} = r.g.v + (r.c + l.g) \frac{\delta v}{\delta t} + l.c \frac{\delta^2 v}{\delta^2 t}$$

$$\frac{\delta^2 i}{\delta^2 x} = r.g.i + (r.c + l.g) \frac{\delta i}{\delta t} + l.c \frac{\delta^2 i}{\delta^2 t} \quad (IV.2)$$

Les équations (IV.2) s'appliquent aussi bien à l'étude des régimes transitoires qu'à celle du régime permanent, pourvu que dans l'un et l'autre cas,  $r$ ,  $l$ ,  $g$  et  $c$ , puissent être considérés avec suffisamment d'exactitude comme des constantes. Envisageant uniquement dès à présent le régime permanent, une tension et un courant purement sinusoïdaux, de pulsation  $\omega$ , nous reprendrons les équations (IV.1) et, pouvant dans ce cas faire usage du mode de représentation symbolique, nous représenterons les fonctions sinusoïdales de la tension et du courant par les phaseurs  $V$  et  $I$ . Ces équations deviennent :

$$\frac{dV(x)}{dx} = (r + j\ell.\omega).I(x)$$

$$\frac{dI(x)}{dx} = (g + jc.\omega).V(x) \quad (IV.3)$$

Si nous notons  $Z_l$  l'impédance longitudinale par unité de longueur, et  $Y_t$  l'admittance transversale par unité de longueur, les équations (IV.3) deviennent :

$$\frac{dV(x)}{dx} = Z_l.I(x)$$

$$\frac{dI(x)}{dx} = Y_t.V(x) \quad (IV.4)$$

Par séparation des variables, nous obtenons deux équations différentielles du second ordre indépendantes :

$$\frac{d^2 V(x)}{dx^2} = Z_l.Y_t.V(x)$$

$$\frac{d^2 I(x)}{dx^2} = Z_l.Y_t.I(x) \quad (IV.5)$$

Notons maintenant  $Z$  l'impédance caractéristique et  $\gamma$  la constante de propagations définies par les expressions suivantes :

$$Z = \sqrt{\frac{(r + j\ell.\omega)}{(g + jc.\omega)}} = \sqrt{\frac{Z_l}{Y_t}}$$

$$\gamma = \sqrt{(r + j\ell.\omega)(g + jc.\omega)} = \sqrt{Z_l.Y_t} \quad (IV.6)$$

Les deux équations différentielles indépendantes (IV.5) deviennent alors :

$$\begin{aligned} \frac{dV^2(\mathbf{x})}{d\mathbf{x}^2} &= \gamma^2 \cdot V(\mathbf{x}) \\ \frac{dI^2(\mathbf{x})}{d\mathbf{x}^2} &= \gamma^2 \cdot I(\mathbf{x}) \end{aligned} \quad (IV.7)$$

Ces équations différentielles s'intègrent en donnant un système d'équations couplées :

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \cdot x) & -Z_0 \cdot \sinh(\gamma \cdot x) \\ -\frac{1}{Z_0} \cdot \sinh(\gamma \cdot x) & \cosh(\gamma \cdot x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ I_G \end{bmatrix} \quad (IV.8)$$

En inversant cette dernière équation, nous obtenons une matrice où tous les termes sont positifs, appelée également matrice de transfert du quadripôle.

$$\begin{bmatrix} V_G \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \cdot x) & Z_0 \cdot \sinh(\gamma \cdot x) \\ \frac{1}{Z_0} \cdot \sinh(\gamma \cdot x) & \cosh(\gamma \cdot x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (IV.9)$$

$$\begin{bmatrix} V_G \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (IV.10)$$

Considérons le modèle en  $\pi$ . Les équations qui correspondent à ce modèle sont :

$$\begin{cases} V(\mathbf{x}) = V(\mathbf{0}) - Z_s \cdot (I(\mathbf{0}) - Y_1 \cdot V(\mathbf{0})) \\ I(\mathbf{x}) = I(\mathbf{0}) - Y_1 \cdot (V(\mathbf{0}) - Y_2 \cdot V(\mathbf{0})) \end{cases} \quad (IV.11)$$

Soit :

$$\begin{cases} V(\mathbf{x}) = V(\mathbf{0}) \cdot (1 - Z_s \cdot Y_1) - Z_s \cdot I(\mathbf{0}) \\ I(\mathbf{x}) = I(\mathbf{0}) \cdot (1 - Z_s \cdot Y_2) - (Y_1 + Y_2 + Z_s \cdot Y_1 \cdot Y_2) \cdot V(\mathbf{0}) \end{cases} \quad (IV.12)$$

En identifiant les termes à la solution analytique de l'équation :

$$\begin{bmatrix} V(\mathbf{x}) \\ I(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma \cdot x) & -Z_0 \cdot \sinh(\gamma \cdot x) \\ -\frac{1}{Z_0} \cdot \sinh(\gamma \cdot x) & \cosh(\gamma \cdot x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V(\mathbf{0}) \\ I(\mathbf{0}) \end{bmatrix}$$

(IV.13)

Nous obtenons que :

$$\begin{cases} Z = Z_0 \cdot \sinh(\gamma \cdot x) \\ Y_1 = Y_2 = \frac{1}{Z_0} \cdot \tanh\left(\frac{\gamma \cdot x}{2}\right) \end{cases} \quad (IV.14)$$

### IV.2.1.2. Cas particulier de la ligne infinie :

La discussion du cas de la ligne infinie nous fournit un moyen d'interpréter physiquement les coefficients  $\gamma$  et  $Z_c$ . Si nous considérons une ligne infinie alimentée par un générateur sous une tension  $V$  et  $G$  absorbant un courant  $I_G$ , la tension étant nécessairement nulle à l'infini, il en résulte que le terme en  $\exp(\gamma x)$  doit avoir un coefficient nul. Ceci impose que :  $V_G = Z_c I_G$

L'impédance caractéristique est l'impédance présentée par une ligne de longueur infinie. On déduit également les relations suivantes pour la tension et le courant en un point de la ligne situé à une distance  $x'$  du générateur.

$$\begin{aligned} V &= V_G \cdot \exp(-\gamma \cdot x') \\ I &= I_G \cdot \exp(-\gamma \cdot x') \end{aligned} \tag{IV.15}$$

Le rapport  $V/I$  (= impédance mesurée) est donc constant tout au long de la ligne et égal à  $Z_c$ . On comprend que le comportement d'une ligne finie terminée sur son impédance caractéristique soit identique à celui d'une ligne infinie.

En chaque point de la ligne, la valeur du courant est égale  $V/Z_c$  ; sa phase est en retard sur celle de la tension de l'angle.

Les relations Précédente peuvent être mises sous la forme :

$$\begin{aligned} V &= V_G \cdot \exp(-\gamma_1 \cdot x') \angle -\gamma_2 \cdot x' \\ I &= I_G \cdot \exp(-\gamma_1 \cdot x') \angle -\gamma_2 \cdot x' \end{aligned} \tag{IV.16}$$

Elles montrent que l'on a affaire tant pour la tension que pour le courant, à des ondes sinusoïdales ayant dans l'espace une pulsation  $\gamma_2$  et qui s'amortissent suivant une loi **2** exponentielle dont le décrétement logarithmique est proportionnel à  $\gamma_1$ . La tension et le courant ont une amplitude qui décroît dans le rapport  $\exp(-\gamma_1)$  par m, et leur phase subit un retard progressif, à raison de  $\gamma_2$  radians par m.

C'est pour cette raison que l'on nomme :

$\gamma_1$ : le coefficient d'atténuation d'amplitude.

$\gamma_2$  : le coefficient de retard de phase.

Le long de la ligne, les maxima instantanés successifs de la tension ou du courant sont séparés par une distance égale à  $x_1 = 2\pi/\gamma_2$  appelée longueur d'onde de la ligne.

### IV.2.1.3. Ordre de grandeur des valeurs de la longueur d'onde et de l'impédance caractéristique :

Lignes aériennes : Dans les lignes aériennes  $r$  est, en général, petit devant  $w.\ell$  et  $g$  devant  $w.c$ . On a donc, en première approximation, en négligeant  $r$  et  $g$  :  
Pas d'atténuation.

$$\gamma_1 = 0$$

$$\gamma_2 = \omega \cdot \sqrt{\ell \cdot c} \quad (IV.17)$$

$$Z_c = \sqrt{(\ell / c)}$$

En négligeant le champ magnétique à l'intérieur des conducteurs, les valeurs de l'inductance et de la capacité sont, pour un conducteur de diamètre  $a$ , situé à une distance  $D$  de son conducteur de retour symétrique par rapport à la surface d'un sol parfaitement conducteur :

$$\ell = 2 \cdot e^{-7} \cdot \mu_r \cdot \ln(2D/a) \text{ H/m}$$

$$c = \frac{10 \cdot e^{-9} \cdot \epsilon_r}{18 \cdot \ln \frac{2D}{a}} \text{ F/m} \quad (IV.18)$$

Ces valeurs sont, exactement pour l'inductance et approximativement pour la capacité, celles qui seraient obtenues pour une ligne triphasée symétrique constituée de trois conducteurs de diamètre  $a$  situés aux sommets d'un triangle équilatéral de côté  $D$  (composante symétrique d'ordre direct).

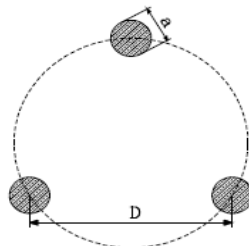


Fig.IV.3. Géométrie d'une ligne triphasée symétrique.

Pour l'air, on a :  $\mu_r = \epsilon_r = 1$

Par conséquent :  $\sqrt{\ell \cdot c} = 1/300000 \text{ s/km}$

D'où :  $\gamma_2 = 2\Omega f / 300000 \text{ rad/km}$

La vitesse de propagation d'onde est donc, dans ces conditions, égale à celle de la lumière.

La longueur d'onde est :  $\lambda_1 = 300000/f \text{ km}$

Pour une fréquence  $f = 50 \text{ Hz}$ , on a donc  $\lambda_1 = 6000 \text{ km}$ .

$Z_c$  est une fonction du rapport  $D/a$  où :

$D$  = distance des conducteurs.

$a$  = diamètre des conducteurs.

Ces valeurs sont données par la courbe de la Figure suivante.

*Impédance caractéristique d'une ligne aérienne*

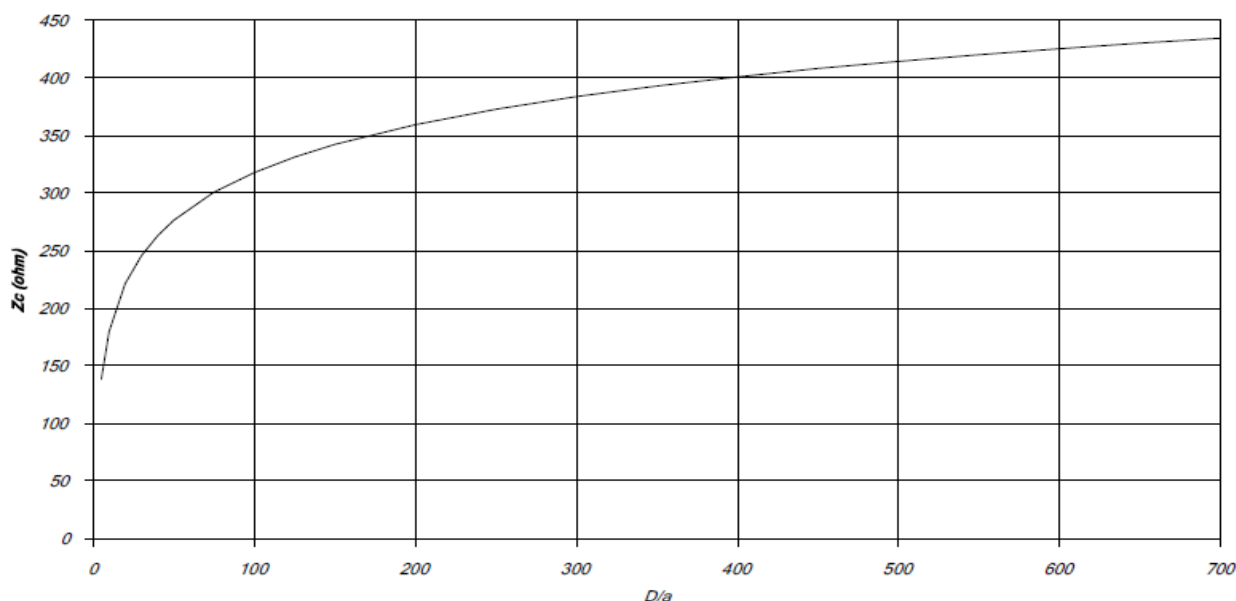


Fig.IV.4. Ordre de grandeur de l'impédance caractéristique.

Pour les lignes de transport d'énergie exécutées jusqu'ici, le rapport  $D/a$  varie selon la tension entre 50 et 250, de sorte que l'impédance caractéristique ne varie elle-même qu'entre des limites rapprochées, environ 280 et 380 ohms. Dans le cas des lignes à très haute tension, on se rapproche de la valeur supérieure.

La conductance de fuite étant faible, l'argument  $\zeta_c$  ou déphasage caractéristique est négatif; sa valeur est :

$$\zeta_c = (-1/2) \arctan(r/(\omega \cdot \ell)) \quad (IV.19)$$

Il en résulte que dans le cas d'une ligne aérienne infinie, le courant présente un déphasage en arrière de  $(-1/2) \cdot \arctan(r/(\omega \cdot \ell))$  par rapport à la tension. Il est donc déphasé *en avant*. Si l'on reprenait les calculs développés précédemment en tenant compte du champ à l'intérieur des conducteurs, on verrait que la vitesse de propagation devient, pour la plupart des lignes aériennes à haute tension : 295.000 km/s (légèrement inférieure à la vitesse de la lumière).

#### IV.2.1.4. Procèdes de calcul :

##### IV.2.1.4.1. Tables des fonctions hyperboliques de variables complexes :

A.E. KENNELLY [33] a publié des tables et des graphiques des fonctions hyperboliques de variables **complexes** qui permettent le calcul direct des fonctions *sinh*, *cosh*, *tanh*. Dans ces tables, les variables et la fonction sont représentées alternativement en grandeurs polaires (module et argument) ou en coordonnées rectangulaires (partie réelle et partie imaginaire). Les tables sont représentées dans le 1<sup>er</sup> Annexe.

Les calculs par ces tables étaient laborieux et ont été abandonnés même avant l'apparition des PC et calculettes. On préférerait alors généralement utiliser des diagrammes ou abaques spéciaux tirés des tables de KENNELY et établis spécialement en vue du calcul des lignes.

L.F. WOODRUFF a publié [34] trois diagrammes qui permettent de déterminer très rapidement les valeurs complexes de  $\cosh(\theta)$ ,  $\sinh(\theta)/\theta$  et de  $\tanh(\theta/2)/(\theta/2)$ ,  $\theta$  étant une variable complexe à laquelle il convient de donner la valeur :

$$\theta = \gamma \cdot d = \sqrt{Z \cdot Y} \quad (IV.20)$$

Les diagrammes de WOODRUFF permettent de traiter le cas de ligne de transport d'énergie à 50 Hz d'une longueur atteignant jusqu'à 560 km. Pour la facilité des calculs, la variable indépendante employée est  $Z \cdot Y$  ou  $\theta^2$  plutôt que  $\theta$  ce qui évite d'avoir à extraire une racine 2 carrée. L'emploi de ces diagrammes permet d'obtenir une précision de 1 pour 10000.

#### IV.2.1.4.2. Méthodes approchées - Lignes en T et en $\pi$ :

Lorsqu'une ligne est relativement courte, on peut supposer toute la capacité et éventuellement toute la conductance de fuite concentrées en un ou plusieurs points le long de la ligne. Les calculs peuvent dès lors être conduits par les méthodes ordinaires sans faire appel aux lignes hyperboliques. Plus le nombre de tronçons (n) en lesquels la ligne se trouve décomposée est grand, plus on s'approchera de la solution exacte. Mais la plupart du temps on se contente de n'envisager qu'un seul tronçon.

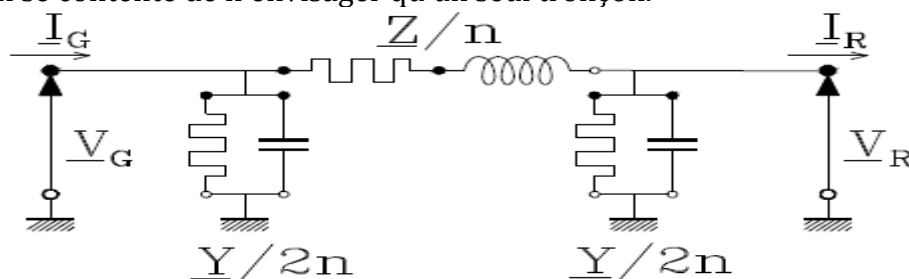


Fig.IV.5. Représentations d'un tronçon en  $\pi$  d'une ligne de transport.

En supposant la capacité et la conductance concentrées par moitié aux deux extrémités de chaque tronçon, selon le schéma de la figure précédente, on obtient une décomposition en tronçons en pi.

S'il n'y a qu'un seul tronçon, on obtient les relations :

$$V_G = V_R \cdot \left(1 + \frac{1}{2} Z \cdot Y\right) + I_R \cdot Z$$

$$I_G = V_R \cdot Y \cdot \left(1 + \frac{1}{4} Z \cdot Y\right) + I_R \cdot \left(1 + \frac{1}{2} Z \cdot Y\right) \quad (IV.21)$$



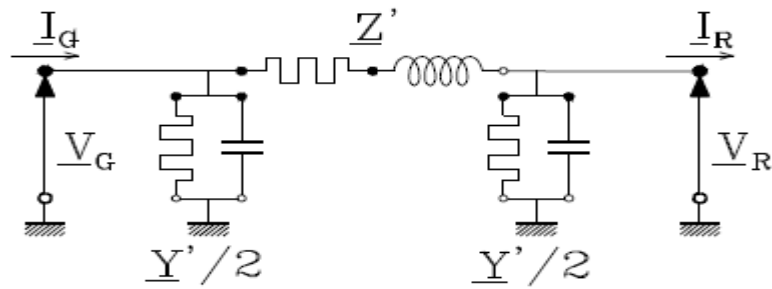


Fig.IV.6. Schéma équivalent en  $\pi$  d'une ligne de transport.

Si l'on désire connaître les valeurs  $Z'$  et  $Y'$  de la ligne équivalente en  $\pi$  d'une ligne à constantes réparties caractérisée par l'impédance totale  $Z$  et l'admittance totale  $Y$ , il suffit d'identifier les relations :

### A. du modèle en $\pi$ :

$$\begin{aligned} V_G &= V_R \cdot \left(1 + \frac{1}{2} Z' \cdot Y'\right) + I_R \cdot Z' \\ I_G &= V_R \cdot Y' \cdot \left(1 + \frac{1}{4} Z' \cdot Y'\right) + I_R \cdot \left(1 + \frac{1}{2} Z' \cdot Y'\right) \end{aligned} \quad (IV.22)$$

### B. de la ligne à constantes réparties :

$$\begin{aligned} V_G &= V_R \cdot \cosh(\gamma \cdot d) + I_R \cdot Z \cdot \frac{\sinh(\gamma \cdot d)}{\gamma \cdot d} \\ I_G &= V_R \cdot Y \cdot \frac{\sinh(\gamma \cdot d)}{\gamma \cdot d} + I_R \cdot \cosh(\gamma \cdot d) \end{aligned} \quad (IV.23)$$

Ce qui conduit aux relations :

$$Z' = Z \cdot \frac{\sinh(\gamma \cdot d)}{\gamma \cdot d} \quad \text{et} \quad Y' = Y \cdot \frac{\tanh(\gamma \cdot d)}{\frac{\gamma \cdot d}{2}} \quad (IV.24)$$

### IV.2.1.5. Application :

Considérons une ligne de transmission d'énergie électrique A 500-kV qui possède une longueur de 250 km. L'impédance série  $z = 0.045 + j0.4$  ohms/km par phase et l'admittance shunt  $y = j4.10^{-6}$  siemens/km par phase. Maintenant en va chercher à faire évaluer les paramètres de modèle équivalent en PI avec la matrice de transmission.

#### IV.2.1.5.1. Procédure de travail :

On va traiter un programme MATLAB qui permet d'évaluer les paramètres de modèle équivalent en PI avec la matrice de transmission.

### IV.2.1.5.2. Programmation MATLAB :

```

z = 0.045 + j*.4; % L'IMPEDANCE SERIE.
y = j*4.0/1000000; % L'ADMITTANCE SHUNT.
Length = 250; % LONGUEUR DE LIGNE.
gamma = sqrt(z*y); % CONSTANTE DE PROBAGATION.
Zc = sqrt(z/y); % IMPEDANCE CARACTTERSTIQUE.
A = cosh(gamma*Length);
B = Zc*sinh(gamma*Length);
C = 1/Zc * sinh(gamma*Length);
D = A;
ABCD = [A B; C D]
Z = Zc * sinh(gamma*Length)
Y = 2/Zc * tanh(gamma*Length/2)
    
```

### IV.2.1.5.3. Résultats:

```

ABCD =
    0.9504 + 0.0055i    10.8778 +98.3624i
   -0.0000 + 0.0010i     0.9504 + 0.0055i

Z =
    10.8778 +98.3624i

Y =
    0.0000 + 0.0010i
    
```

### IV.2.2. Lignes à capacité négligeable :

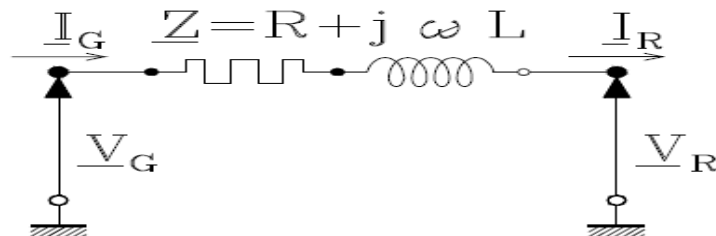


Fig.IV.7. Schéma équivalent d'une ligne à capacité négligeable.

Les lignes aériennes à basse tension ainsi que celles dont la tension est inférieure à 15 kV, et qui généralement sont de courtes longueurs, présentent des effets de capacité et de conductance latérale négligeables devant ceux de la résistance ohmique et de l'inductance. Le schéma d'une telle ligne se réduit alors à celui de la figure précédente.

Le courant débité par la génératrice et celui qui est reçu par le récepteur sont égaux, et l'on a entre les tensions la relation :

$$V_G = V_R + (R + jX).I \quad (IV.25)$$

Qui est traduite graphiquement par la suivante :

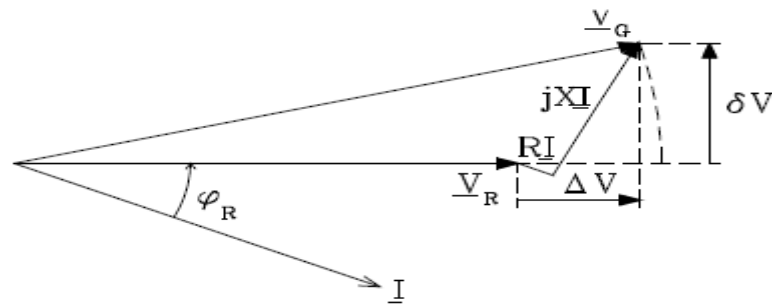


Fig.IV.8. Diagramme équivalent tension\_courant.

La valeur de réglage de tension est donnée par :

$$V_R = \frac{|V_{R(NL)}| \cdot |V_{R(FL)}|}{|V_{R(FL)}|} \cdot 100 \quad (IV.26)$$

A vide :  $I_R=0$  et  $V_G=V_R$ .

### IV.2.2.1. Application :

Considérons une ligne de transmission d'énergie électrique A 220-kV qui possède une longueur de 40 km. La résistance par phase est  $r=0.15$  ohms/km et l'inductance par phase  $l=1.3263$  mh/km. La capacité shunt est négligeable.

#### IV.2.2.1.1. Procédure de travail :

On va essayer d'écrire un programme MATLAB pour trouver la valeur de tension et de puissance au niveau de source ainsi la valeur de tension de réglage et l'efficacité énergétique quand la ligne est déchargée sur une charge triphasée de :

- (a) 381MVA et avec un facteur de puissance =0.8 isolé au 220KV.
- (b) 381MVA et avec un facteur de puissance =0.8 avant au 220KV.

#### IV.2.2.1.2. Programmation MATLAB :

```
VRL=220; % TENSION COMPOSE ENTRE LIGNES.
VR = VRL/sqrt(3); % TENSION SIMPLE NEUTRE_PHASE.
Z = (0.15+j*2*pi*60*1.3263e-3)*40; % IMPEDANCE CARACTERISTIQUE.
disp(' (a) ')
SR=304.8+j*228.6; % CHARGE
IR = conj(SR)/(3*conj(VR)); IG = IR;
VG = VR + Z*IR; % TENSION D'ENTRÉE
VGL = sqrt(3)*abs(VG) % TENSION D'ENTRÉE LIGNE_LIGNE.
SG = 3*VG*conj(IG) % PUISSANCE COTE SOURCE.
REG = (VGL - VRL)/VRL*100 % TENSION DE REGLAGE.
Eff = real(SR)/real(SG)*100 % EFFICACITE ENERGETIQUE.
disp(' (b) ')
SR=304.8-j*228.6;
IR = conj(SR)/(3*conj(VR)); IG = IR;
```

$$\begin{aligned}
 VG &= VR + Z \cdot IR; \\
 VGLL &= \sqrt{3} \cdot \text{abs}(VG) \\
 SG &= 3 \cdot VG \cdot \text{conj}(IG) \\
 REG &= (VGLL - VRL) / VRL \cdot 100 \\
 Eff &= \text{real}(SR) / \text{real}(SG) \cdot 100
 \end{aligned}$$

### IV.2.2.1.3. Résultats:

<p>(a)</p> <p><math>VGLL =</math> 250.0186</p> <p><math>SG =</math> 3.2280e+002 +2.8858e+002i</p> <p><math>REG =</math> 13.6448</p> <p><math>Eff =</math> 94.4252</p>	<p>(b)</p> <p><math>VGLL =</math> 210.2884</p> <p><math>SG =</math> 3.2280e+002 -1.6862e+002i</p> <p><math>REG =</math> -4.4144</p> <p><math>Eff =</math> 94.42</p>
---	---

## IV.3. Simulation d'un réseau électrique 220Kv avec et sans travée self 20Mvar :

Utilisant Matlab simulink & SimPowerSys pour étudier le comportement d'une ligne de transmission électrique de 300Km comme longueur, 220Kv comme une tension composé (phase\_ phase), 127.02Kv comme une tension simple (phase\_ neutre). Sachant que la source débite sur une charge de 100Mw (puissance active). Après une période de temps en introduisant une self de 20Mvar pour avoir le nouveau comportement de la ligne de transmission.

### IV.3.1. Construction du Bloc de simulation :

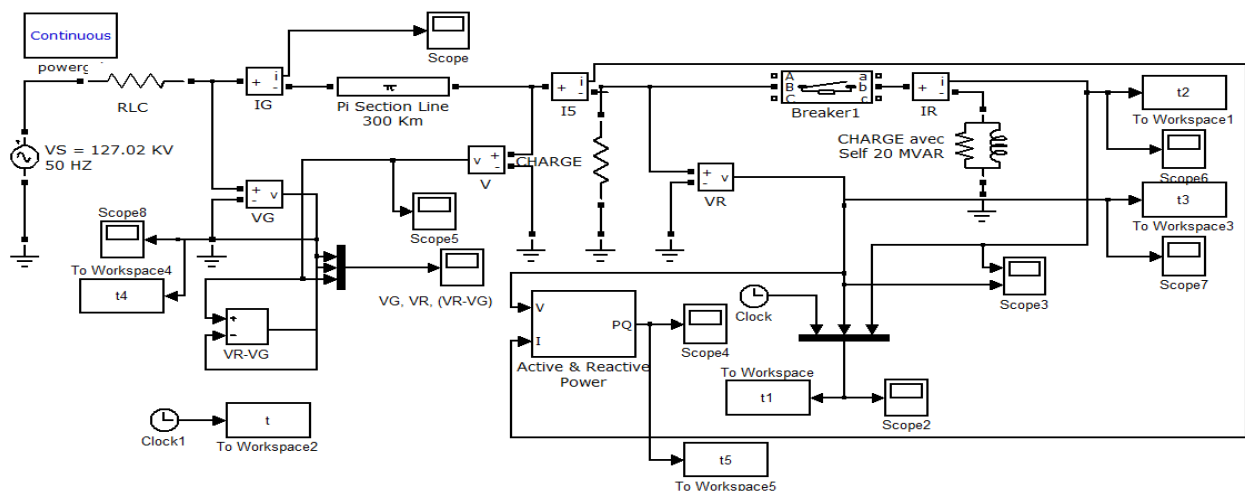


Fig.IV.9. Bloc de simulation avec Matlab & SimPowerSys.

### IV.3.2. Procédure de travail :

1 – Construction de modèle et introduction de toutes les paramètres de réseau (Ici la ligne de transmission et décomposé de 2 tronçons de 150km).

2 – Programmation de **Breaker1** de se fermé à l' instant  $t=0.050s$  et s'ouvre à  $t=0.133s$  (à  $t=0s$ , le **Breaker1** est ouvert).



3 – Comparaison entre le comportement de la ligne de transport d'énergie électrique avec et sans utilisation de travée self, et illustration des différents graphes pour ses grandeurs électriques.

### IV.3.3. Résultats :

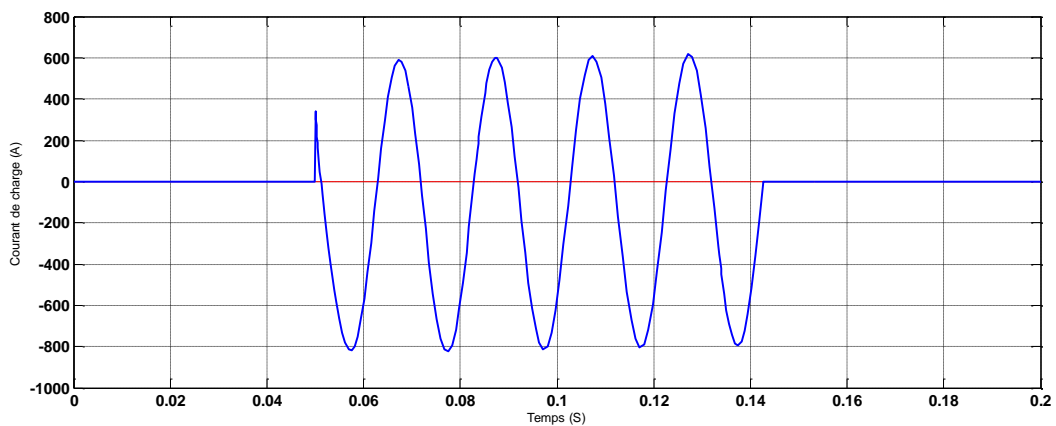


Fig.IV.10\_1. Courant de charge.

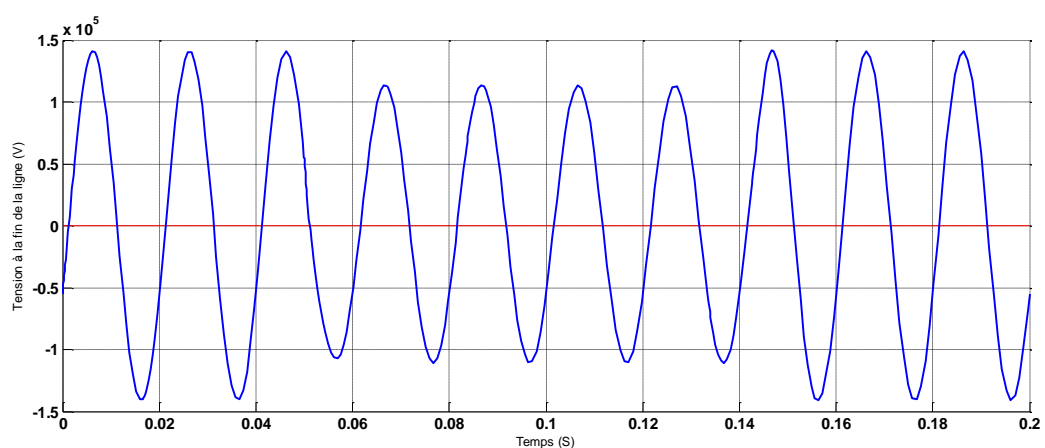


Fig.IV.10\_2. Tension à la sortie de la ligne.

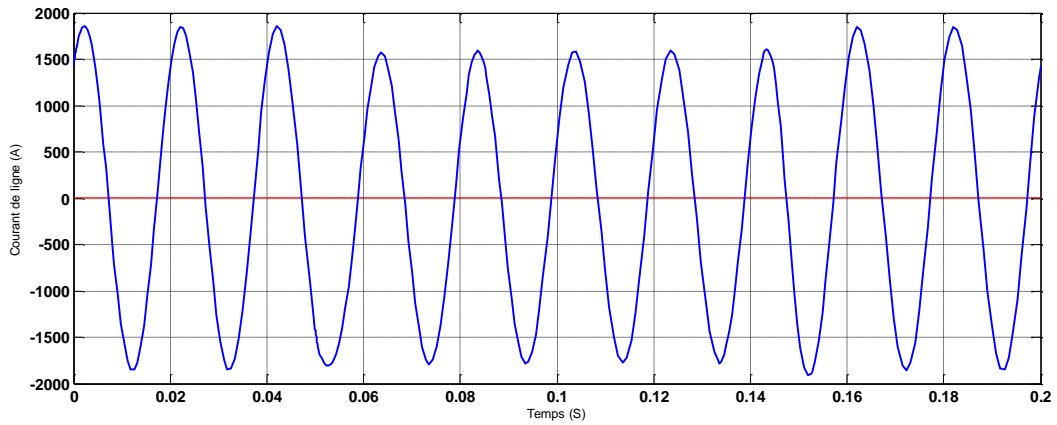


Fig.IV.10\_3. Courant de ligne.

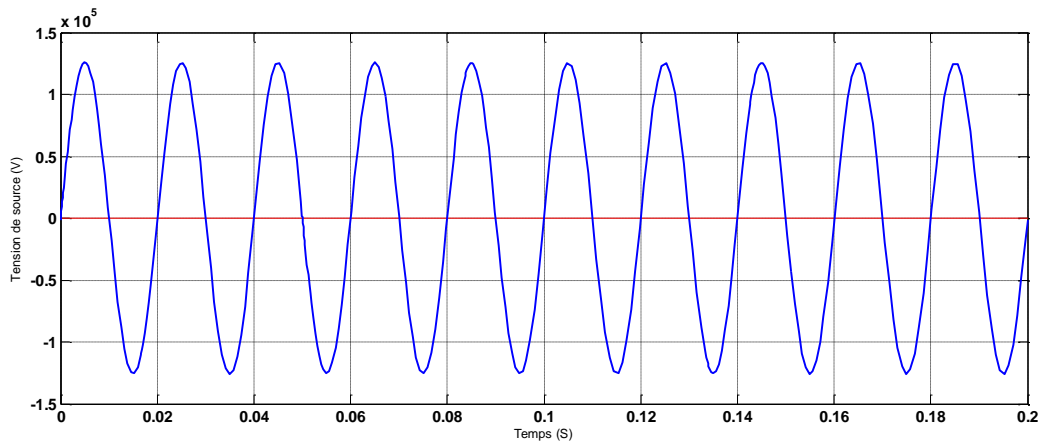


Fig.IV.10\_4. Tension de source (Phase \_ Neutre).

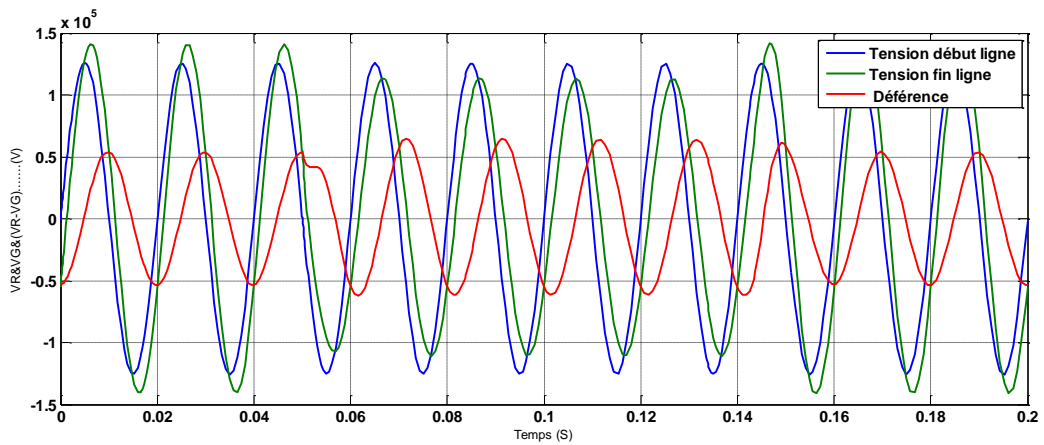


Fig.IV.10\_5. Tension au début et à la fin de la ligne.

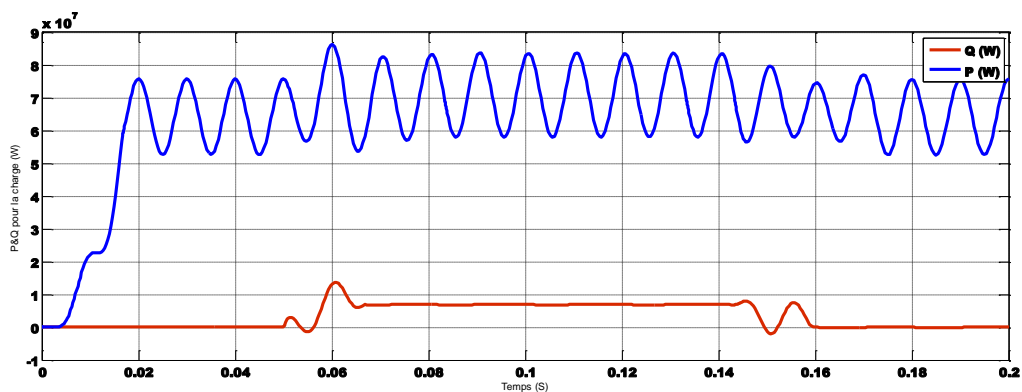


Fig.IV.10\_6. Puissance active et réactive au niveau de la charge.

### IV.3.4. Discussion des résultats :

⇒ La tension à la sortie de la ligne (tension de charge) égale à  $140.74 \times 10^5$  volts jusqu'à le temps de fermeture de l'interrupteur (Breaker1) à  $t=0.05$ s. Quand on fait introduire la self de  $t=0.05$ s jusqu'à  $t=0.133$ s cette tension diminue à  $113.70 \times 10^3$  Volts ou le courant de charge proche de 600 Ampères.

Les inductances Shunt (travée self) peuvent diminuer la tension à la fin de ligne de transport d'énergie électrique. Elles servent aussi à limiter la surtension engendrée par la puissance capacitive des lignes HT, dans les réseaux faible, c'est-à-dire à faible puissance de court-circuit, ou mise sous tension avec une charge faible ou sans charge.

### IV.4. Conclusion :

L'augmentation de la tension à la fin de la ligne mis en évidence un phénomène très important qui porte Le nom d'effet Ferranti (effet capacitif). Plus la ligne est longue, plus cet effet est important. Pour les lignes longues, il est donc essentiel d'effectuer une compensation adéquate pour éviter un tel phénomène. En tout cas c'est notre sujet d'étude dans le prochain chapitre.

# **Chapitre V**

## ***Cas du réseau Adrar \_Effet Ferranti***



## **V.1. Introduction :**

L'effet Ferranti est bien connu dans le domaine de transmission de puissance sur les longues distances à des fréquences relativement basses. La tension de fin de réception peut devenir le double de la tension de fin d'envoi (en général dans le cas de très longues lignes de transmission). L'objectif de ce travail est de donner une idée simple sur l'effet Ferranti qui peut provoquer des tensions dans les lignes de transmission et par spécification dans le réseau algérien (réseau\_Adrar).

## **V.2. Structure du réseau électrique national : [35]**

### **V.2.1. Le Réseau Interconnecté National (RIN) :**

S'étalant sur le nord du pays et couvrant les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaia, est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation.

### **V.2.2. Le pôle In Salah – Adrar – Timimoun (PIAT) :**

Ce pôle est alimenté par les centrales Turbines à Gaz d'Adrar et d'In Salah, interconnectées à travers un réseau 220 kV s'étalant d'In Salah à Timimoun via Aoulef et Adrar.

### **V.2.3. Les Réseaux Isolés du Sud (RIS) :**

Il s'agit de 26 sites du grand sud, alimentées par des réseaux locaux à travers des groupes diesels ou des Turbines à Gaz compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles.

## **V.3. L'effet Ferranti :**

### **V.3.1. Définition :**

L'effet Ferranti est un phénomène où la tension à l'extrémité ouverte d'une ligne de transmission sans compensation est toujours supérieure à la tension débitée par la centrale, ou la tension résultante augmente en fonction de l'augmentation de la longueur de ligne [36].

### **V.3.2. Détails :**

L'effet Ferranti est causé par l'effet capacitif de la ligne, les lignes électriques ont une certaine capacité par rapport à la terre. Une capacité de ligne peut être représentée par un

---

condensateur entre le conducteur de phase et la terre, si le conducteur de phase est raccordé à une source de courant alternatif mise à la terre, l'effet capacitif se traduirait par la circulation d'un courant réactif dans la ligne.

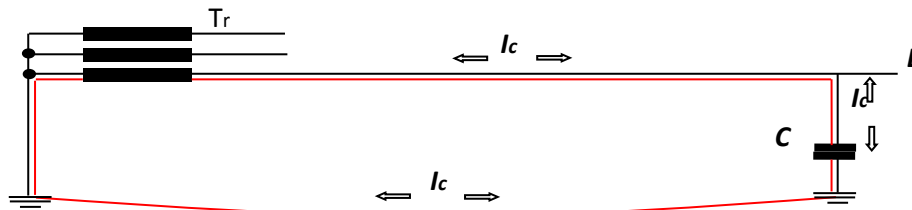


Fig.V.1. Cause de l'effet ferranti.

La valeur du courant  $I_c$  généré par l'effet capacitif est en fonction de la tension par rapport à la terre, c'est-à-dire de la tension de phase  $U_{ph}$ , de la capacité de ligne  $C$  et de la fréquence  $f$  de la source de courant.

La formule permettant de calculer le courant capacitif est :

$$I_c = U_{ph} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \quad (V.1)$$

$$C = (\pi \cdot \epsilon \cdot L) / \log(2D/d) \quad (V.2)$$

D : distance phase/sol en [m].

L : longueur de la ligne en [m].

$\epsilon$  : permittivité de l'air [F/m].

d : diamètre de la ligne en [mm].

C : capacité en [Farad].

### V.3.3. Existe vraiment un effet Ferranti au réseau Algérien \_ Adrar ? :

#### V.3.3.1. Calculs numériques :

Travaillant avec un modèle en  $\pi$ , soit en supposant que la tension au niveau de l'extrémité \_Fin de la ligne est fixée à une valeur égale à 220Kv, donc ici on cherche la valeur de tension à l'extrémité \_Début de la ligne : Si elle est moins de 220Kv implique qu'il ya une surtension due à l'effet ferranti, Sinon le réseau est parfait, soit en calculant directement la valeur à l'extrémité \_Fin de la ligne : Si elle est supérieure à 220Kv implique qu'il ya une surtension due à l'effet ferranti, Sinon le réseau est parfait.

Prendre comme un exemple la ligne de transmission électrique Adrar \_Timimoune qui possède est une longueur de 192 Km et mis sous tension  $V_G=220Kv$  avec une fréquence de 50Hz.

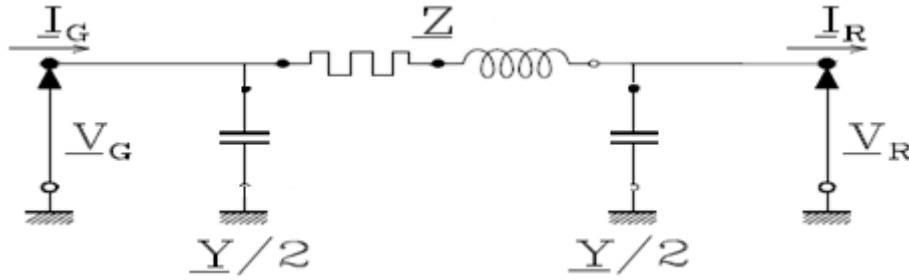


Fig.V.2. Quadripôle en  $\pi$  de la ligne électrique.

**Tableau V.1 :** Calcul des paramètres de quadripôle en  $\pi$  :

Paramètres de la ligne	Paramètres de Quadripôle
$r=0.06[\Omega/\text{Km}]$	$R=r*L=0.06*192=11.52 [\Omega]$
$\ell=0.60[\text{mH}/\text{Km}]$	$X=X_L*L=(2*\pi*50*0.60e-3)*192=j36.17 [\Omega]$
$c=0.14[\mu\text{F}/\text{Km}]$	$Y=Y_C*L=(2*\pi*50*0.14e-6)*192=j84.40e-4 [\Omega]$
$L=192[\text{Km}]$	$Z=R+jX=11.52+j36.17=37.96 [\Omega] \angle 72.33^\circ$

Tab.V.1 : Calcul des paramètres de quadripôle en  $\pi$ .

Les équations du quadripôle en  $\pi$  sont donné par :

$$V_G = A.V_R + \sqrt{3}.B.I_R \text{ (Phase_Phase).}$$

$$I_G = C.V_R + D.I_R \text{ (Phase_Neutre).}$$

$$A = D = 1 + \frac{1}{2}.Y.Z = 0.8474 + j0.0486 = 0.85 \angle 3.28^\circ$$

$$B = Z = 11.52 + j36.17 \Omega$$

$$C = Y.(1 + \frac{1}{4}.Y.Z) = -0.0002 + j0.0078 = 0.78e-2 \angle -88.53^\circ$$

A vide  $I_R=0$ ,  $V_G = A.V_R$ ,  $I_G = C.V_R$  :

$$V_R = \frac{V_G}{A} = \frac{V_G}{1 + \frac{1}{2}.Y.Z} = \frac{220 \times 10^3}{0.85 \angle 3.28} = 258.82 \text{ Kv} > (V_G=220 \text{ Kv}), \text{ donc il existe vraiment un}$$

effet ferranti dans ce réseau.

$$\% \text{Réglage de tension} = \frac{V_G - V_R}{V_R} = \frac{220 - 258.82}{258.82} * 100 = -14.99\%$$

#### V.4. Simulation de réseau \_Pôle ADRAR :

Cette partie de mémoire présente une étude de l'effet Ferranti dans les lignes de transmission d'électricité. MATLAB donne lieu de l'envoi de la tension à la fin de la ligne haute tension qui est très longue, ce qui montre que la tension de fin de réception est plus grande que la tension envoyer par la centrale. Pour montrer le comportement de ce réseau on utilise le modèle en  $\pi$  comme indique la figure ci-dessous :

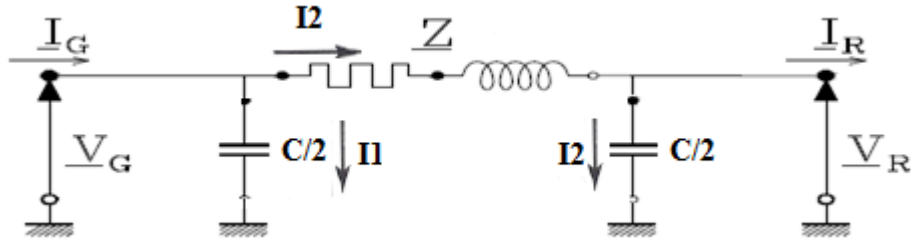


Fig.V.3. Modèle en  $\pi$  pour la ligne de transport d'électricité.

#### V.4.1. Equations électriques :

$$V_G = \frac{1}{C/2} \int i_1 dt \quad (V.3)$$

$$U_1 = R \cdot i_2 + l \cdot \frac{di_2}{dt} + \int \frac{1}{C/2} \cdot i_2 dt \quad (V.4)$$

$$i_1 = \frac{C}{2} \cdot \frac{dV_G}{dt} \quad (V.5)$$

On peut calculer aussi la valeur de courant  $I_2$  utilisant l'équation (V.4) comme le suivant :

$$I_2 = \frac{1}{l} \cdot (\int V_G dt - R \int i_2 dt - \frac{2}{C} \int \int i_2 dt) \quad (V.6)$$

La valeur de tension à la fin de réception est :

$$V_R = i_2 \cdot \frac{1}{\omega \cdot C/2} \quad (V.7)$$

#### V.4.2. Calcul des paramètres :

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314 \text{ (rad/s)}.$$

$R = 6e-2 \cdot L$ . Résistance de la ligne électrique en ( $\Omega$ ).

$l = 0.60e-3 \cdot L$ . Inductance de la ligne électrique en (H).

$C = 0.14e-6 \cdot L$ . Capacité de la ligne électrique en (F).

$L = 192 \text{ \& } 409 \text{ Km}$ . Longueur de la ligne électrique en (km).

**V.4.3. Construction du Bloc de simulation :**

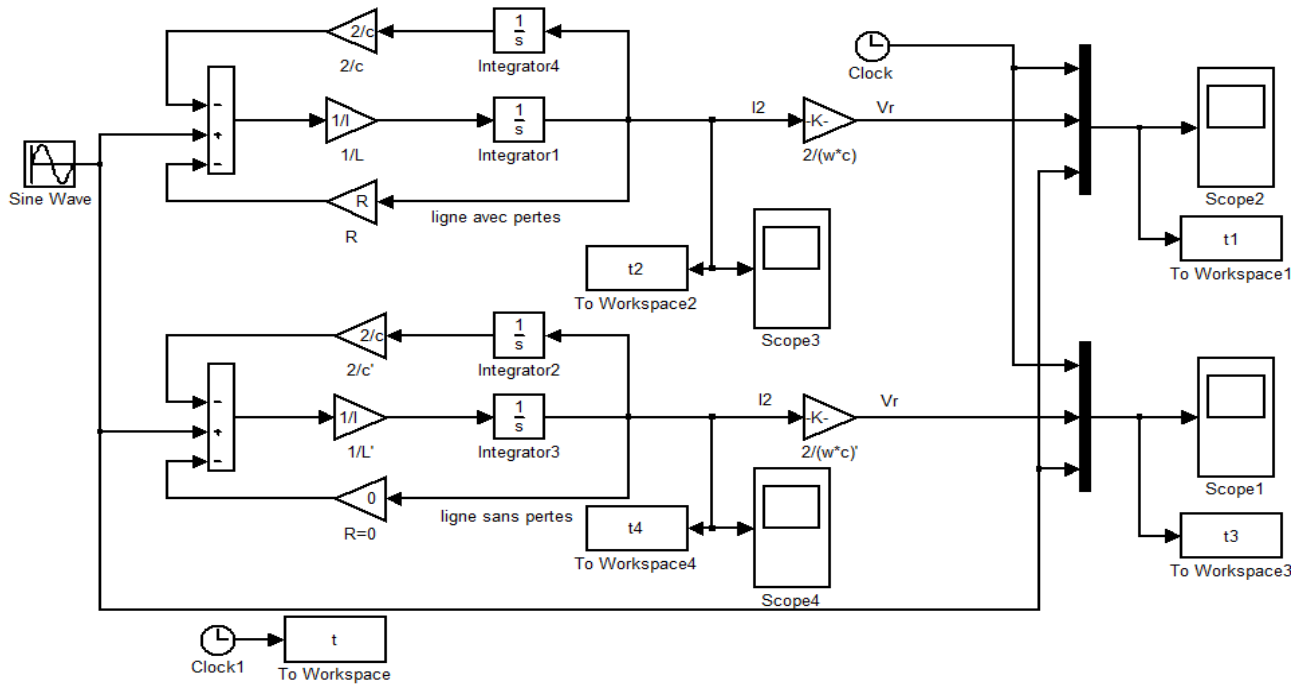


Fig.V.4. Bloc de simulation avec Matlab, utilisant des équations électriques.

**A. Ligne ADRAR\_TIMIMOUNE 192 km :**

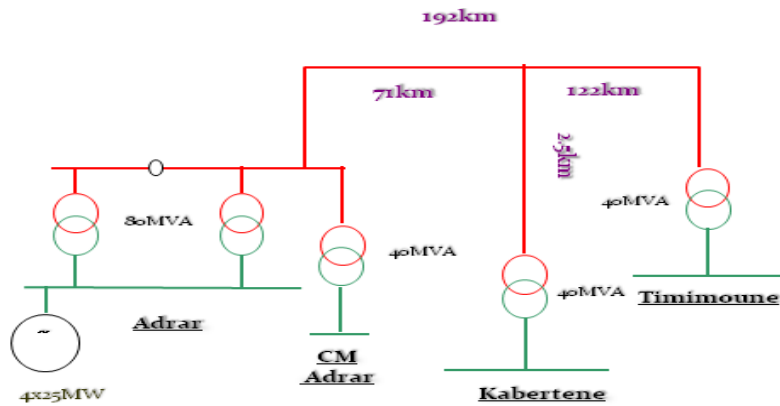


Fig.V.5. Ligne de transport Adrar \_Timimoune (192Km).

### A.1. Résultats de simulation :

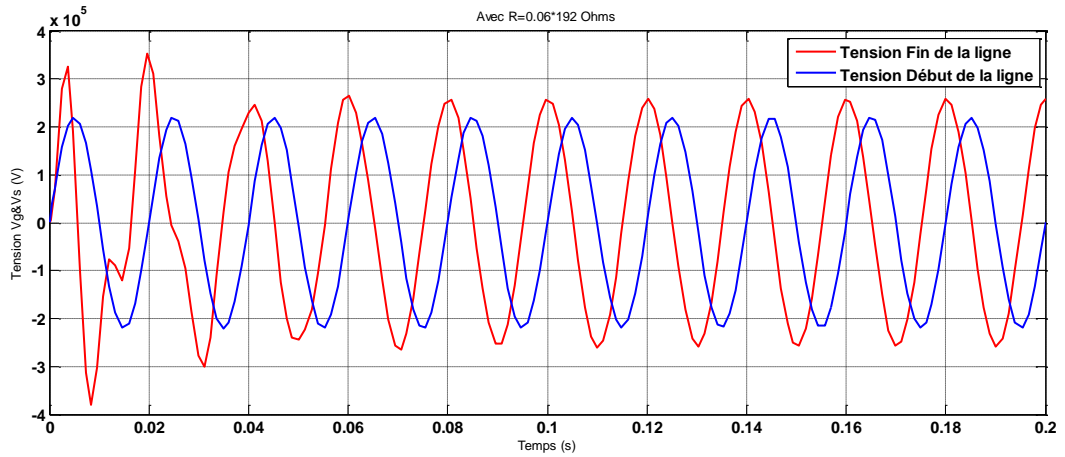


Fig.V.6\_1. Tension \_Début et Fin de la ligne.

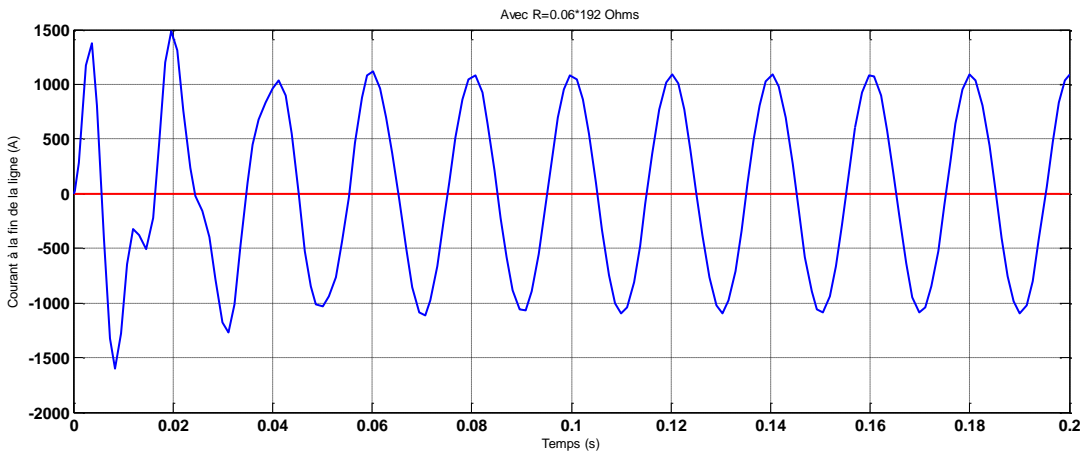


Fig.V.6\_2. Courant à la Fin de la ligne.

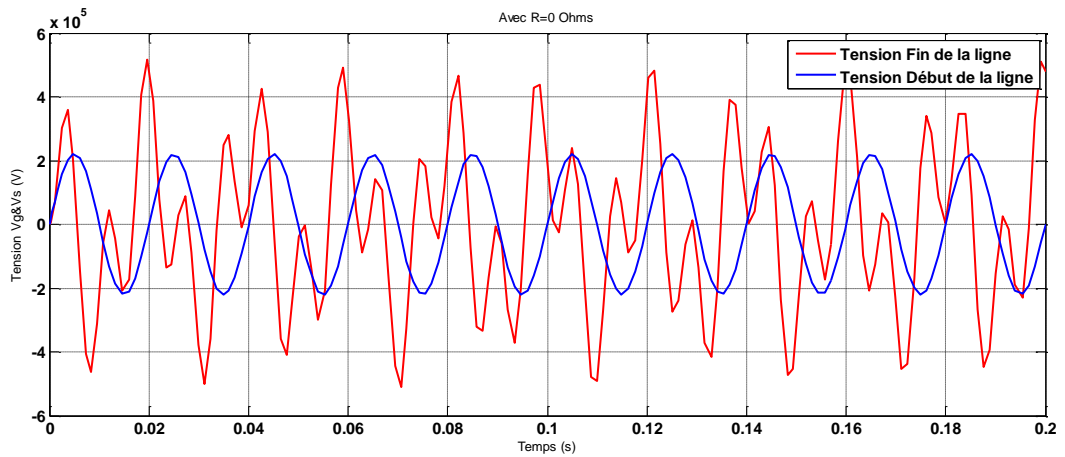


Fig.V.6\_3. Tension \_Début et Fin de la ligne.

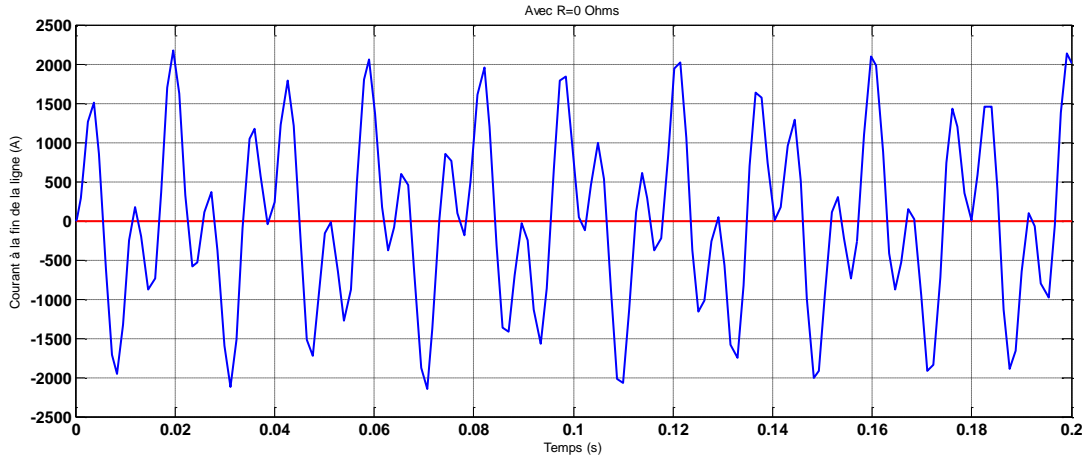


Fig.V.6\_4. Courant à la Fin de la ligne.

## A.2. Discussion des résultats :

Quand une ligne de transmission est déchargé, l'effet ferranti provoquera une augmentation de la tension à partir de fin d'envoi jusqu'à l'extrémité de ligne ( $V_R=258.8 \cdot 10^3$  Volts pour notre réseau d'étude) comme indique la (Fig.V.6\_3).

Ya quelques perturbations sur le signal de tension et du courant à la fin de la ligne qui peut aller jusqu'à  $352.6 \cdot 10^3$  Volts et 1489 Ampères pour le courant, ces perturbations dues à la fermeture des différents interrupteurs du réseau électrique, les deux signaux commencent à prendre ces formes parfaites après  $t=0.0312$  Secondes.

L'effet Ferranti est maximal au bout des lignes de transport d'électricité qui ne possèdent aucunes pertes par effet joule ( $R=0$  Ohms) c'est-à-dire aucune puissance active transportée sur la ligne (Fig.V.6\_3) et (Fig.V.6\_4). Réellement et actuellement c'est impossible sauf si on utilise les supraconducteurs pour la fabrication des lignes de transmission d'électricité mais à quelques conditions d'environnement (température).

## B. Ligne ADRAR\_IN SALAH 409 km :

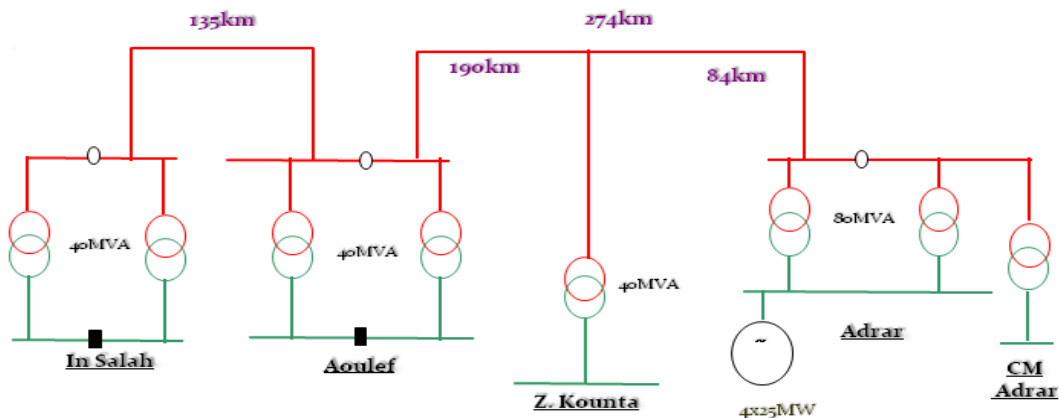


Fig.V.7. Ligne de transport Adrar \_In Salah (409Km).

## B.1. Résultats de simulation :

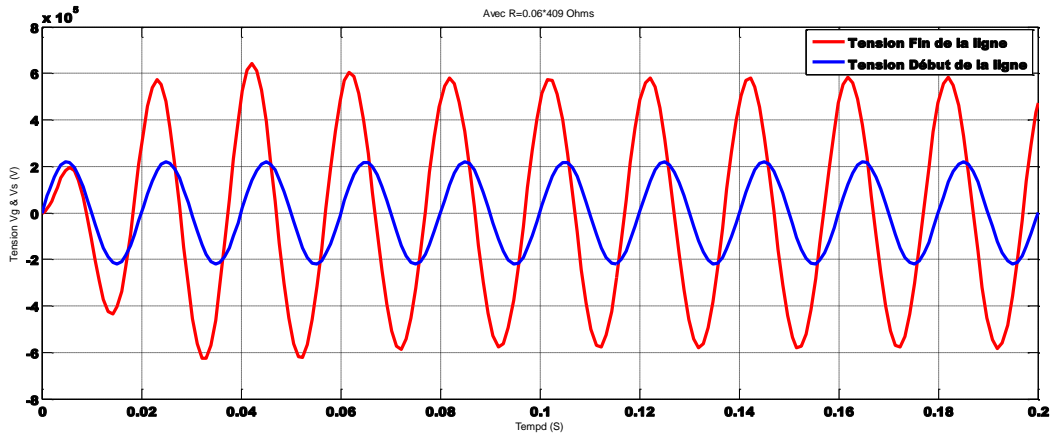


Fig.V.8\_1. Tension \_Début et Fin de la ligne.

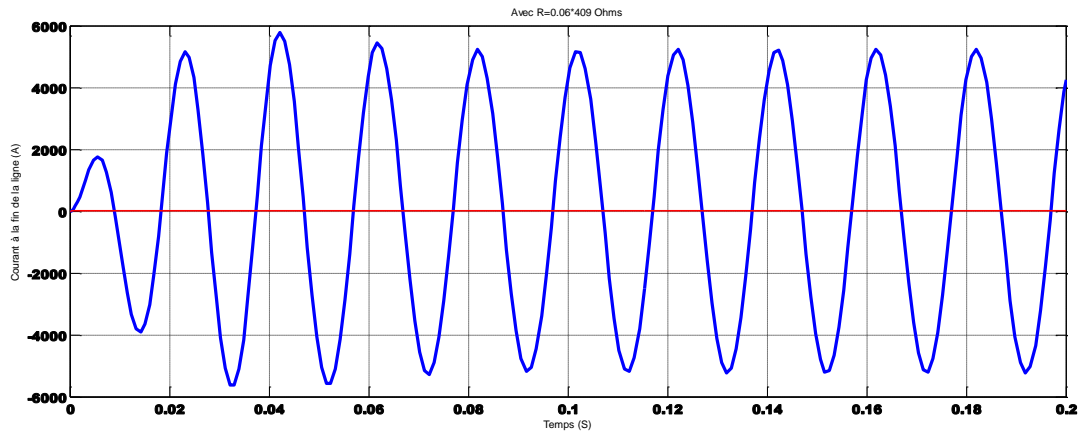


Fig.V.8\_2. Courant à la Fin de la ligne.

## B.2. Discussion des résultats :

L'effet capacitif croit proportionnellement à la longueur de la ligne. Pour cette ligne de transport, la tension de réception ( $V_R=580.73 \cdot 10^3$  Volts) comme indique la (Fig.V.8.1) donc la valeur d'élévation de tension due à l'effet Ferranti  $\Delta V = V_R - V_G = 580.73 \cdot 10^3 - 220.00 \cdot 10^3$  Volts  $= 350.73 \cdot 10^3$  Volts c'est-à-dire ici on a une surtension très dangereuse, et la valeur de réglage de tension :

$$\% \text{Réglage de tension} = \frac{V_G - V_R}{V_R} = \frac{220 - 580.73}{580.73} * 100 = -62.12\%$$

Lorsque le réseau n'est pas chargé, c'est-à-dire que l'impédance de la charge est très élevée, la tension sur la ligne a tendance à monter considérablement, cette augmentation de tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à tension élevée et que les lignes sont longues. Pour réduire la tension en bout de ligne, il faut augmenter artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne ou diminuant l'effet de sa capacité shunt par l'installation des travées self au bout d'elle.



### V.5. Utilisation de la travée self mobile 20 Mvar :

Utilisant par spécification le réacteur shunt pour compenser les effets de la capacité de la ligne, en particulier pour limiter la montée de tension à l'ouverture circuit ou charge légère. Il est généralement nécessaire pour les lignes aériennes de plus de 200 km. Les plus courtes lignes aériennes peuvent également nécessiter des réacteurs shunt si la ligne est alimentée à partir d'un système faible (faible capacité de court-circuit). Quand l'extrême \_Fin de la ligne est ouverte, le courant circulant à travers la ligne va provoquer une élévation de tension ( $V_G$ ) En extrémité d'envoi de la ligne donc l'effet "Ferranti" provoquera une poursuite de la hausse tension au côté réception ( $V_R$ ). Le réacteur shunt de taille suffisante doit être en permanence connecté à la ligne afin de limiter la fréquence fondamentale-surtension temporaire à environ **1,5 pu** pour une durée de moins de **1 seconde**. Ces réacteurs filaires qui servent également à limiter l'excitation de surtension (commutation transitoire).

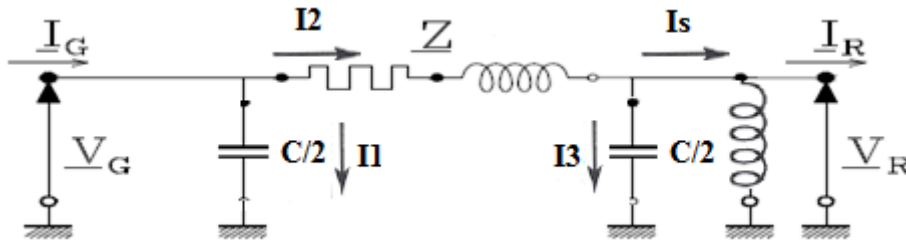


Fig.V.9. Modèle en  $\pi$  pour la ligne de transport d'électricité connectée au Self.

#### V.5.1. Equations électriques :

$$V_G = \frac{1}{C/2} \cdot \int i_1 dt \quad (V.8)$$

$$V_G = R \cdot i_2 + L \cdot \frac{di_2}{dt} + \int \frac{1}{C/2} \cdot i_3 dt \quad (V.9)$$

$$i_1 = \frac{C}{2} \cdot \frac{dV_G}{dt} \quad (V.10)$$

On peut calculer aussi la valeur de courant  $I_2$  utilisant l'équation (V.9) comme le suivant :

$$I_2 = \frac{1}{L} \cdot (\int V_G dt - R \int i_2 dt - \frac{2}{C} \int \int i_3 dt) \quad (V.11)$$

Avec :

$$i_3 = \frac{C}{2} \cdot \frac{dV_R}{dt} \quad (V.12)$$

La valeur de tension à la fin de réception est :

$$V_R = i_3 \cdot (\omega \cdot L_{SELF}) \quad (V.13)$$

Avec :

$$\dot{i}_s = \dot{i}_2 - \dot{i}_3 \tag{V.14}$$

(V.14)

**V.5.2. Construction du Bloc de simulation :**

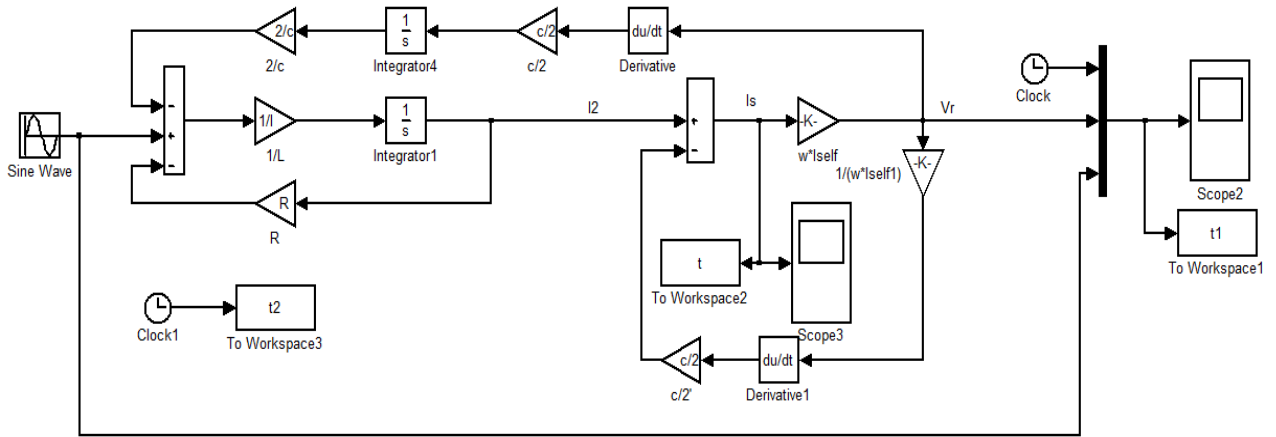


Fig.V.10. Bloc de simulation Matlab, ligne de transport d'électricité avec une travée self 20Mvar.

**A. Application sur la ligne ADRAR\_IN SALAH 409 km :**

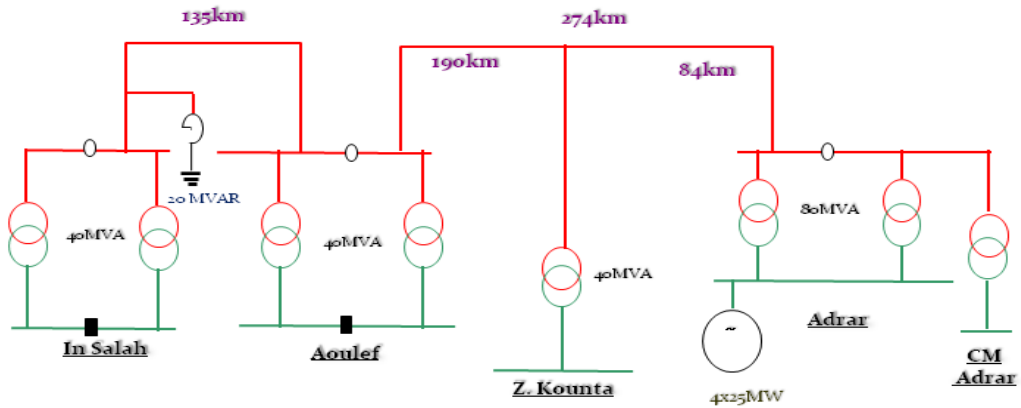


Fig.V.11. Installation de la travée self 20 Mvar sur la ligne de transport Adrar \_In Salah (409Km).

## A.1. Résultats de simulation :

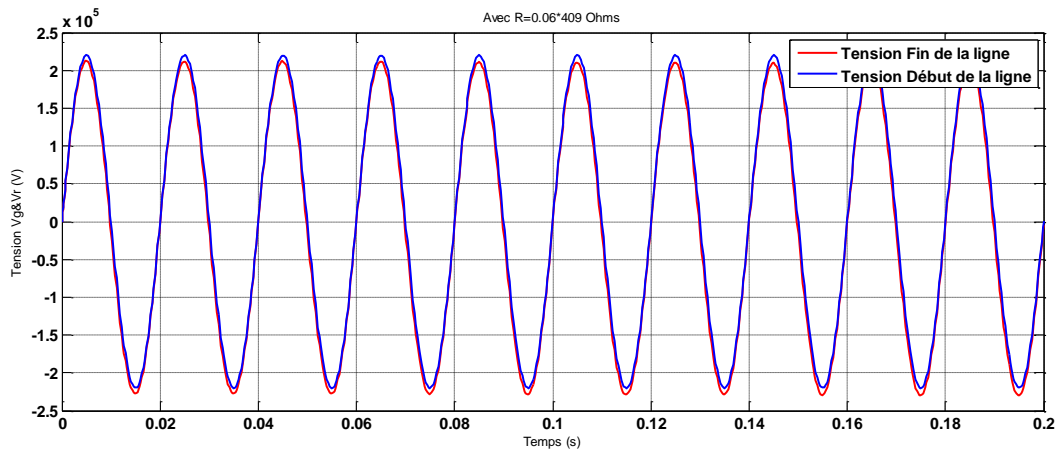


Fig.V.12\_1. Tension \_Début et Fin de la ligne.

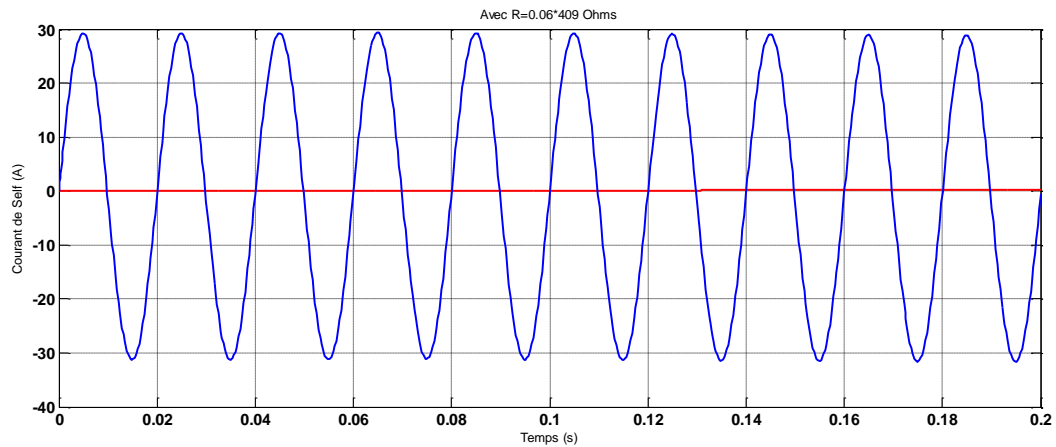


Fig.V.12\_2. Courant de travée Self mobile.

## A.2. Discussion des résultats :

L'effet capacitif est presque complètement éliminé sur la ligne de transport d'électricité (Fig.V.12.1), ou la tension de réception ( $V_R=212.97 \cdot 10^3$  Volts) donc la valeur de réglage de tension cette fois ci va être très convenable :

$$\% \text{Réglage de tension} = \frac{V_G - V_R}{V_R} = \frac{220 - 212.97}{212.97} * 100 = 3.30\%$$

Pour une longueur donnée de la ligne, plus la charge est importante plus la tension en bout de ligne diminue (sauf pour certaines charges capacitives ou le niveau de tension monte avec la puissance active transportée). Pour des charges avec un facteur de puissance arrière (charges inductives), ce qui constitue la très grande majorité des charges, le niveau de tension diminue rapidement avec l'appel de puissance active. Ceci est d'autant plus vrai que le facteur de puissance est faible.

Cette étude montre très bien que la régulation de tension en bout de ligne est très mauvaise sur les lignes non compensées. On remarque également que :

- Plus la ligne est longue, plus la régulation de tension en bout de cette ligne est mauvaise.
- Plus la charge n'est importante sur un réseau ayant de longues lignes de transport, il est nécessaire d'effectuer une compensation pour maintenir la tension en bout de ligne à une valeur proche de la tension nominale.

## **V.6. Conclusion :**

L'effet Ferranti est potentiellement très destructeur pour les équipements du réseau, il est plus dangereux avec l'introduction des lignes 400kV notamment dans le creux de nuit, surtout que le niveau d'isolement du matériel 400kV n'est pas loin de la tension de service.

Dans les longues lignes de transmission, les facteurs les plus importants qui affectent l'augmentation de la tension lors d'un défaut sont : La longueur de la ligne et le degré des paramètres de compensation qu'ils ont une influence indirecte sur les phénomènes transitoires relié à l'ouverture ou à la compensation d'un défaut, ainsi que les opérations normales de commutation.

## Conclusion générale :

L'énergie électrique se transporte mal ce qui entraîne un réseau électrique à la fois dense et maillé Il faut assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation afin d'en maîtriser la stabilité de tension. Une augmentation de tension peut potentiellement avoir des conséquences importantes sur l'ensemble du réseau interconnecté (Adrar par exemple). Les réseaux de transport et de distribution d'énergie sont une association hétérogène d'éléments électriques très différents dont le fonctionnement propre peut se répercuter sur l'ensemble du circuit. Pour cette raison, la structure et les propriétés des réseaux électriques doivent être comprises par tous les acteurs de la chaîne électrique production - transport - consommation et par les fournisseurs de matériel. Ce mémoire développera les aspects du réglage de tension dans un réseau de transport d'énergie électrique où on a proposer l'utilisation de la travée self mobile 220Kv pour éliminer l'effet capacitif des lignes électrique (effet ferranti) dans le réseau Algérien \_ADRAR.

L'étude présentée dans ce mémoire s'inscrit dans ce concept et porte sur le réglage de tension dans un réseau électrique par travée self mobile 220Kv. Afin d'atteindre cet objectif, nous somme passé par plusieurs étapes après des études théoriques bien détaillées dans les trois premiers chapitres :

Le calcul des lignes électriques en fonctionnement normal est conduit par différents procédés selon les valeurs relatives des constantes linéiques. Dans le cas de lignes courtes il est légitime d'introduire certaines hypothèses simplificatrices, notamment au sujet de l'influence de la capacité. Si les mêmes approximations étaient faites dans le cas de longues lignes, des erreurs considérables seraient à craindre. La capacité est, en effet, directement proportionnelle à la longueur de la ligne, toutes choses étant égales. La tension de fonctionnement choisie en vertu des considérations économiques croît à peu près proportionnellement à la longueur, du moins pour des lignes de longueur suffisamment faible. Il en résulte que le courant de déplacement dû à la capacité répartie augmente sensiblement comme le carré de la longueur.

Pour valider cette étude, nous avons effectué plusieurs essais de simulations avec MATLAB sur le réseau ADRAR (l'utilisation du MATLAB donne lieu de l'envoi de la tension à la fin de la ligne haute tension qui est très longue) et précisément sur les lignes de transport d'électricité (ligne ADRAR\_TIMIMOUNE 192km et ligne ADRAR\_IN SALAH 409km) avec et sans travée self et commentant les résultats obtenus.

Enfin cette étude nous a permet de juger ce dispositif (travée self mobile 220Kv) qui est très avantageux pour les réseaux électrique en démontrant que nous pouvons utiliser ce dispositif pour régler et stabiliser la tension qui peut croitre par l'effet capacitif de la ligne de transmission qui est très longue (effet Ferranti).

### **Perspectives :**

Dans certaines applications, la tension ou le courant dans la ligne de transport sont déformés et contiennent des harmoniques de hautes fréquences, par conséquent un filtrage approprié de la tension et du courant sera nécessaire pour mener à bien le fonctionnement de ce dispositif (travée self mobile 220Kv), une telle étude peut être un autre champ de recherche qui complètera au futur ce travail.

Les travaux présentés dans ce mémoire offrent de premiers résultats encourageants, mais ils doivent être poursuivis avant d'être totalement valorisables. Des nombreuses pistes de recherche restent ainsi encore à explorer.

# **Bibliographie**

---

**Bibliographie :**

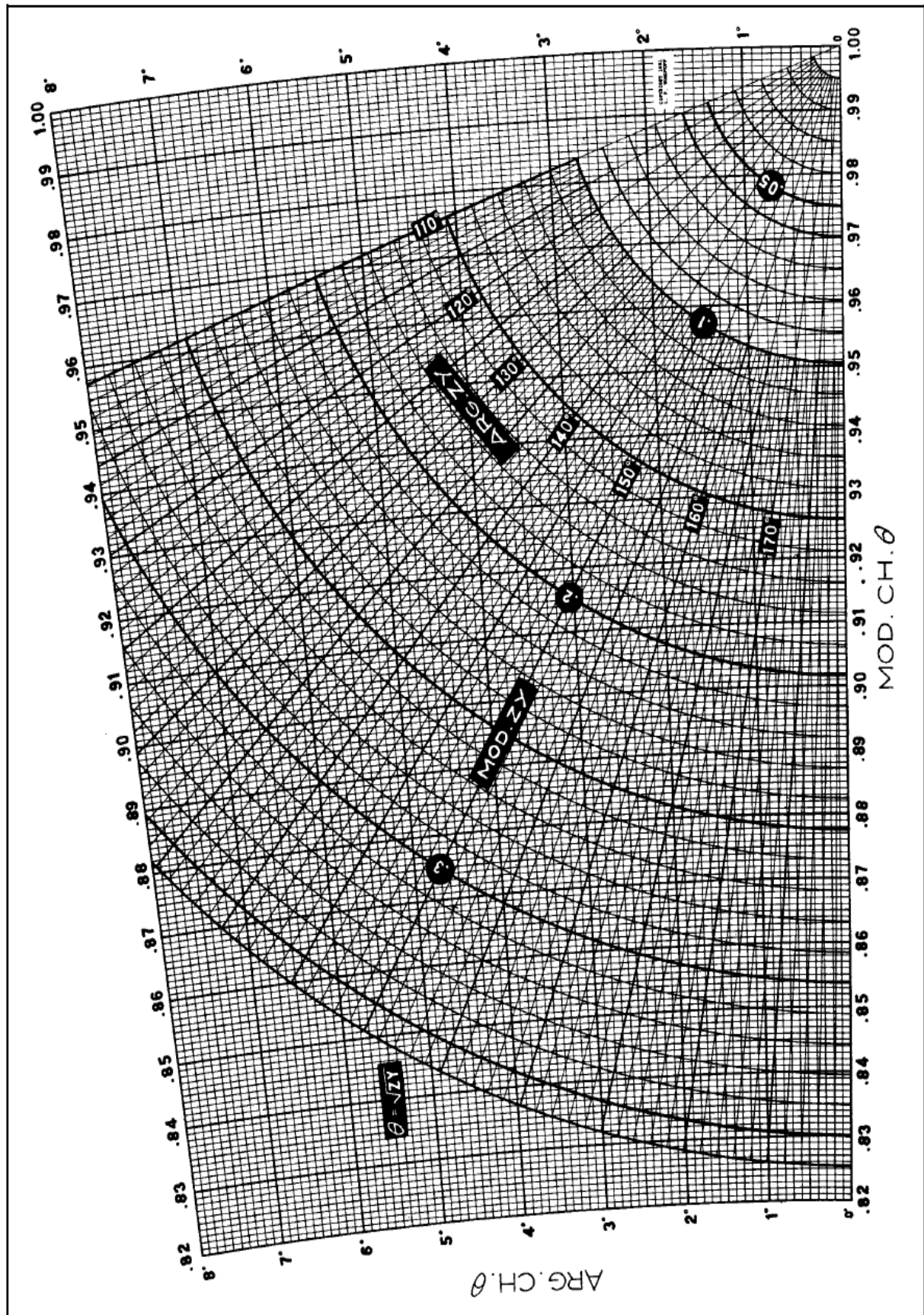
- [1] Luc Lasne, J.C Gianduzzo, Didier Geoffroy Université Bordeaux 1, 07 / 09 / 2007.
- [2] Cahier technique n° 185, Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels.
- [3] M.Alaa Eddin Alali (Contribution à l'étude des compensateurs Actifs des Réseaux Electriques basse tension) (Automatisation des systèmes de puissance électriques) (Ecole doctorale science pour l'ingénieur) 12 septembre 2002 Thèse de doctorat.
- [4] Michel Crappe « Commande et régulation des réseaux électriques » Traité EGEM série génie électrique, LAVOISIER 2003.
- [5] Hanene Kouara « Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension » mémoire de magister, université de batna 28/02/2006.
- [6] B.Houari. Contrôle des puissances réactives et des tension dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC).thèse de magister,Université de Sidi Bel-Abbaes,23 Janvier 2008.
- [7] Frédéric Puisais. Intégration de l'énergie éolienne sur les réseaux électriques. Mastère OSE, France, 25 septembre 2002.
- [8] Jacques .C, Guillaume de Preville, Jean-Louis Sanhet « Fluctuations de tension et flicker - Évaluation et atténuation (partie I et II) » Techniques de l'ingénieur D 4 315.
- [9] F. Cherif « Analyse et amélioration de l'indice de la non-symétrie de tension dans la qualité de l'énergie électrique » thèse de doctorat, université de Batna,27 Mai 2006.
- [10] Sami. Repo « On-line Voltage Stability Assessment of Power system - An approach of Back-box modelling » thèse doctorat université de Tampere 2001.
- [11] CHOKRI Ben Salah Belhadj Ahmed « Contribution à l'analyse de la stabilité statique de la tension » thèse de doctorat, Ecole Polytechnique de MONTRÉAL Juin 1996.
- [12] Giuseppe Fusco, Mario Russo « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications » Chap. 1" The voltage control problem in power systems" Université degli Studi di Cassino Septembre 2006, Italie.
- [13] Richard Gagnon « Étude de la Ferrorésonance dans les réseaux compensées séries et shunt » thèse doctorat université de LAVAL, QUEBEC. Canada, Mai 1997.
- [14] RTE, \_Mémento de la sûreté du système électrique,\_ RTE, Tech. Rep., 2004. Available: [http://www.rtefrance.com/uploads/media/pdf\\_zip/publicationsannuelles/memento\\_surete\\_2004\\_complet\\_.pdf](http://www.rtefrance.com/uploads/media/pdf_zip/publicationsannuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf).
- [15] E. Gain, Réseaux de distribution. Conception et dimensionnement, Techniques de l'Ingénieur, Doc. D 4 220, Décembre, 1993.

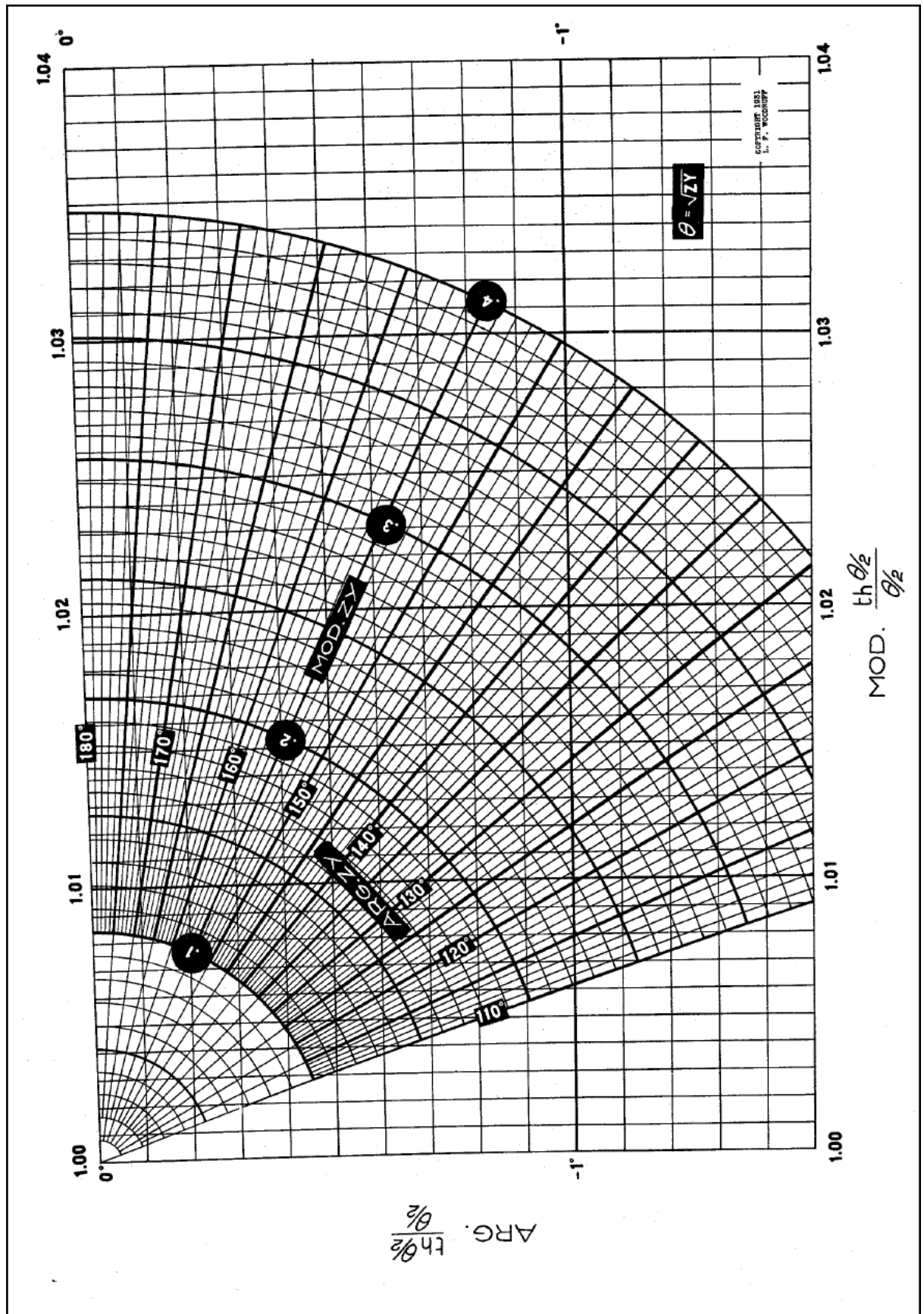


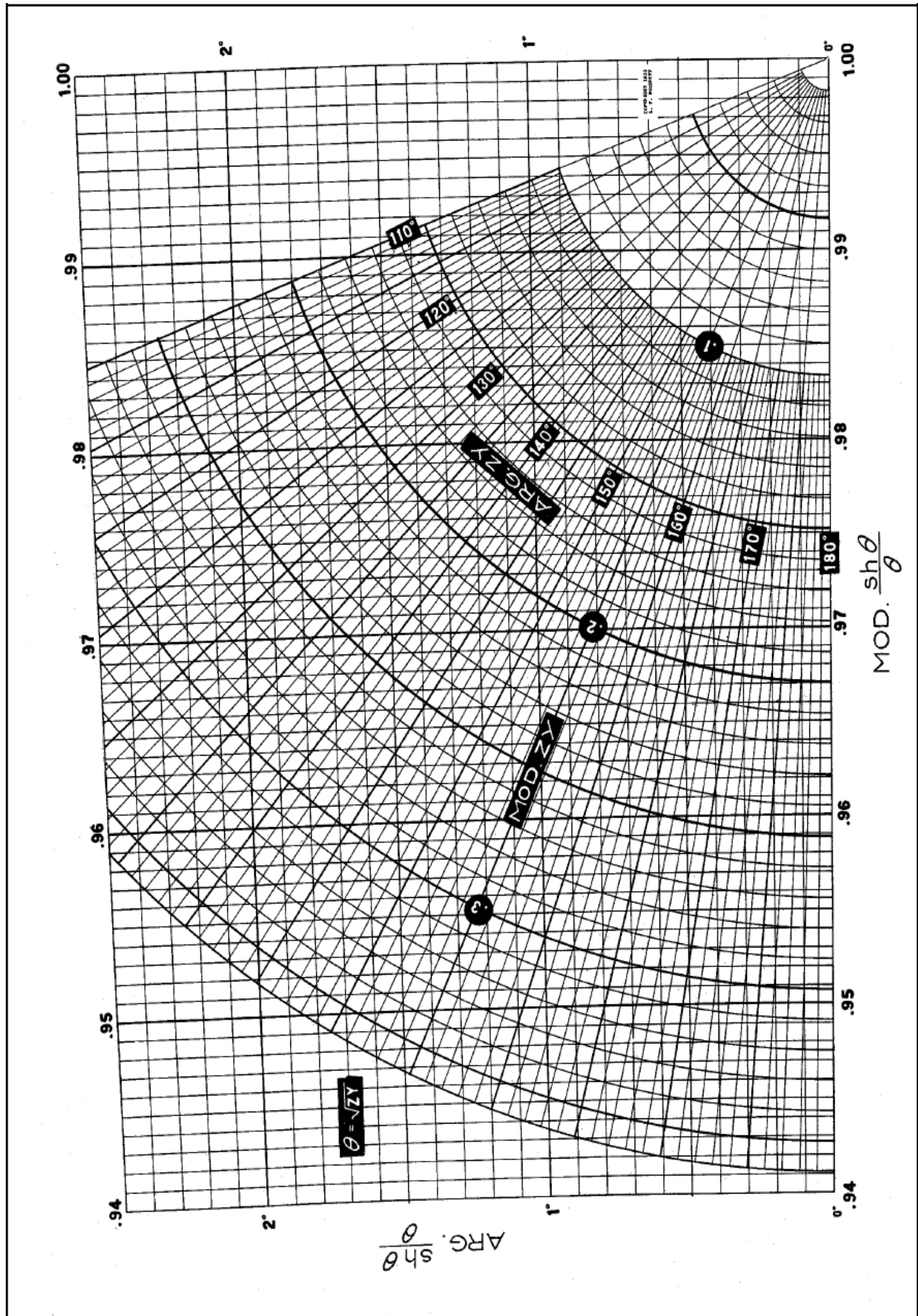
- 
- [16] Groupe Sonelgaz, XD « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.
- [17] P. Bastard, «Fonctionnement et réglage des systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique», Polycopié Supélec n° 06923.
- [18] Svensson, Synchronisation methods for grid connected voltage source converter, IEE-Proceedings, Generation Transmission & Distribution, Vol. 148, No. 3, May 2001, pp. 229-235.
- [19] Guides experts basse tension N° 6, Guide de la compensation d'énergie réactive et du filtrage des harmoniques.
- [20] P. Bastard et al. « Electricité, Voyage au coeur du système », Ed. Eyrolles.
- [21] EN 50 163, 2004-11; "Applications ferroviaires –Tensions d'alimentation des réseaux ferrés".
- [22] F. Bernod, « Alternateurs synchrones de grande puissance (partie 1) », Les Techniques de l'Ingénieur, dossier D 3550.
- [23] Hogan, W. (1993). "Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices the Energy Journal" 14 (3) :171-200.
- [24] Khan, E., Baldick, R., "Reactive Power is a Cheap Constraint", The Energy Journal, Vol. 15, No. 4, p. 191-201.
- [25] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 2. Caractéristiques techniques et fonctionnels de la travée self 220kv.
- [26] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation. Maintenance.
- [27] HSE de SONELGAZ, « Publication UTE C 18-515 – Prescriptions de sécurité».
- [28] Document : GRTE, SONELGAZ, «Fonctionnement des lignes de transport ».
- [29] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 3. Techniques de principe d'exploitation de la travée self 220kv.
- [30] ABB spa Power systems division. Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 8. Procédure de mise en service.
- [31] T. Gönen « Electric Power System Engineering: Analysis and Design » John Wiley & Sons, Edition 1988.
-

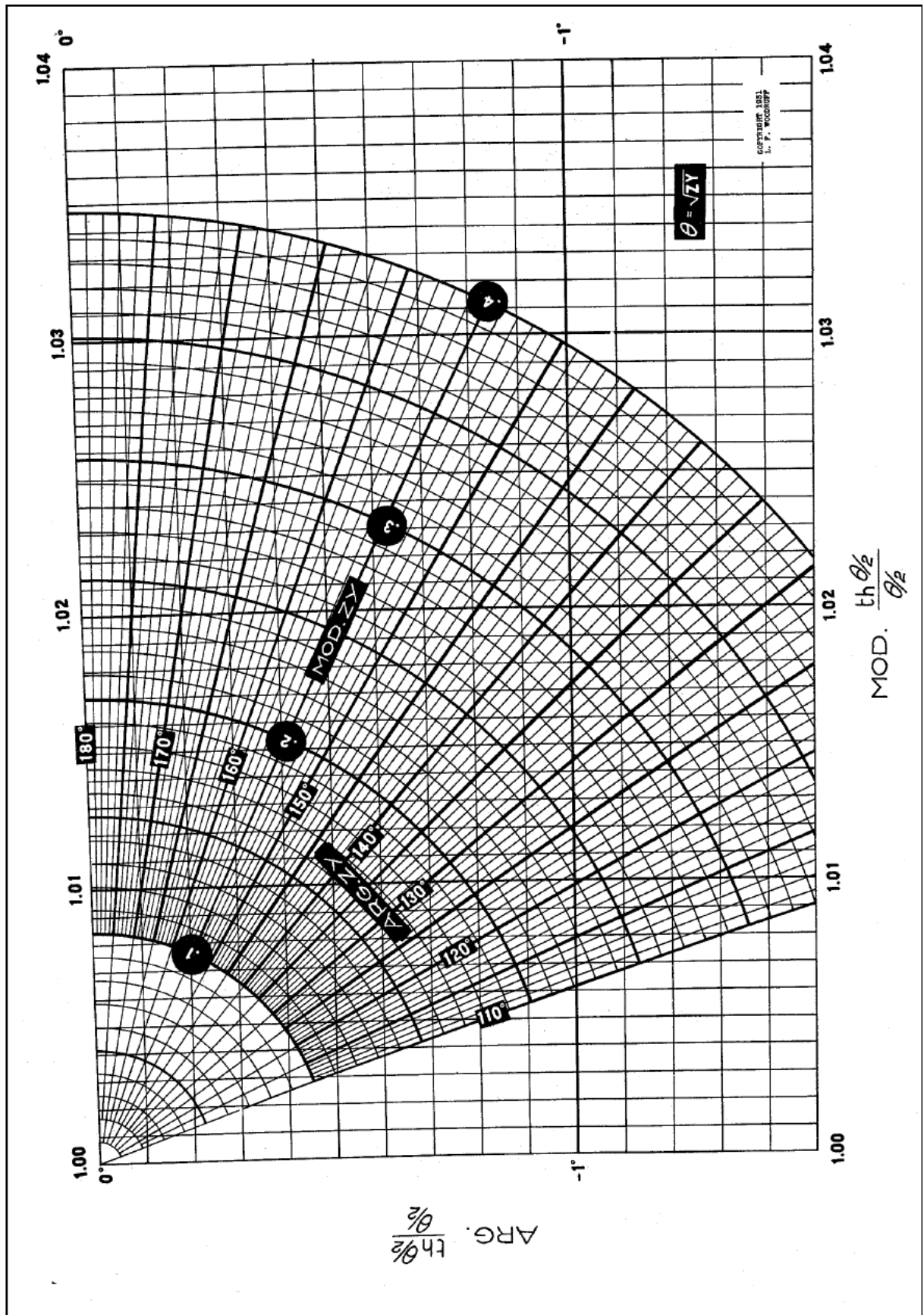
- [32]** J.D. Glover, M. Sarma « *Power System Analysis and Design* » PWS Publisher company, 1994.
- [33]** KENNELLY A.E. *Hyperbolic Functions Applied to Electrical Engineering. Tables of Complex Hyperbolic and Circular Functions Chart Atlas of Complex Hyperbolic and Circular Functions.* Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1914 & 1921.
- [34]** WOODRUFF L.F. *Complex Hyperbolic Function Charts.* Mai 1935.
- [35]** Site web officiel de Ministère de l'Énergie et des Mines d'Algérie <http://www.mem-algeria.org/francais/>
- [36]** Hung-Sok Park, Bong-Hee Lee, Young-Seon Cho, Sang-Ok Han, "Calculation of Shunt Reactor Capacity in 400 kV Power System Using EMTP," *International Conference on Electrical Engineering 2006 (ICEE 2006)*, July 9-13, 2006, Korea.
- [37]** ABB spa Power systems division. *Têtes de ligne blindée 220kv; contrat 001/2009/GRTE/PAT – formation 1. Notions sur la compensation réactive.*
- [38]** Document: ABB spa Power Systems Division. «*Notion sur la compensation réactive et techniques de principe d'exploitation de la travée self 220kv* ».

# *Annexes*











---

**Fiche technique de la Self 220Kv 10 et 20Mvar : [37]**
**SELF 220kV 10 et 20Mvar – fiche technique**

Type	KKAU 245 NC 12500	KKAU 245 NC 25000
Tension nominale, kV	220	220
Tension de fonctionnement maximum, kV	245	245
Puissance nominale, kVAr	10000	20000
Courant nominal, A	26.2	52.5
Fréquence, Hz	50	50
Connexion	YN	YN
Normes	IEC 60076-6	IEC 60076-6
Niveau d'isolation, ligne		
Um, kV	245	245
SI/LI/AC, kV	850/1050/460	850/1050/460
Niveau d'isolation, neutre		
Um, kV	100	100
SI/LI/AC, kV	/450/185	/450/185
Température de l'huile/enroulements, °C	50/55	50/55
Refroidissement	OFAF	OFAF
Altitude au-dessus du niveau de la mer, m	<1000	<1000
Pertes, kW	90	120
Impédance nominale, Ohm	4840	2420
Niveau de pression du son @2m, dB(A)	70 @ 220kV & 2m distance	70 @ 220kV & 2m distance
Matériau conducteur	Cu	Cu
Parties actives, kg	15000	22000
Poids total avec liquide, kg	66000	72200
Poids de liquide, kg	28000	27400
Dimensions LxWxH, mm	13235x3196x3888	13235x3196x3888

Fig.2\_1. Fiche technique de la Self 220Kv 10 et 20Mvar.



Les paramètres qu'identifient les lignes de transmission

### Les paramètres qu'identifient les lignes de transmission : [37]

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross-section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Al-conductor)	Cable weight (Cu-conductor)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance		Surge impedance
												
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	mH/km	mH/km	Ω

Table 27

Single-core cables, nominal voltage 150 kV ( $U_m = 170$ kV)												
240	18.1	21.0	62.5	95	76.4	5.1	6.6	0.12	3.4	0.48	0.65	46.2
300	20.4	20.0	62.8	95	76.7	5.2	7.1	0.14	3.7	0.45	0.63	42.0
400	23.2	19.0	63.6	95	77.7	5.5	8.0	0.15	4.2	0.43	0.61	37.9
500	26.2	18.0	65.0	95	79.1	5.8	8.9	0.17	4.7	0.41	0.58	34.0
630	29.8	17.0	66.6	95	80.9	6.2	10.2	0.19	5.3	0.39	0.56	30.2
800	33.7	17.0	70.5	95	85.4	7.0	12.0	0.21	5.7	0.37	0.54	27.9
1000	37.9	17.0	75.3	95	91.0	8.1	14.3	0.23	6.3	0.36	0.52	25.8
1200	42.8	17.0	81.8	95	97.9	9.3	16.7	0.26	7.0	0.35	0.51	23.7
1400	46.4	17.0	85.4	95	101.9	10.1	18.8	0.27	7.4	0.35	0.50	22.4
1600	49.8	17.0	88.8	95	105.5	11.0	20.9	0.29	7.8	0.34	0.49	21.2
2000	54.4	17.0	93.4	95	110.3	12.4	24.9	0.31	8.3	0.33	0.47	19.9
2500	62.0	17.0	101.0	95	118.5	14.5	30.0	0.34	9.2	0.32	0.46	18.0

Table 28

Single-core cables, nominal voltage 220 kV ( $U_m = 245$ kV)												
500	26.2	24.0	77.6	185	94.0	8.3	11.4	0.14	5.8	0.44	0.60	40.2
630	29.8	23.0	79.2	185	95.8	8.8	12.7	0.16	6.4	0.42	0.58	36.4
800	33.7	23.0	83.1	185	100.3	9.7	14.7	0.17	6.9	0.41	0.56	33.8
1000	37.9	23.0	87.3	185	104.9	10.7	16.9	0.19	7.4	0.39	0.54	31.3
1200	42.8	23.0	93.8	185	111.8	12.0	19.4	0.21	8.2	0.38	0.52	28.8
1400	46.4	23.0	97.4	185	115.6	12.9	21.6	0.22	8.7	0.37	0.51	27.3
1600	49.8	23.0	100.8	185	119.2	13.8	23.7	0.23	9.1	0.36	0.50	26.0
2000	54.4	23.0	105.4	185	124.2	15.4	27.8	0.24	9.7	0.35	0.49	24.5
2500	62.0	23.0	113.0	185	132.4	17.6	33.1	0.27	10.6	0.34	0.47	22.3

Table 31

Single-core cables, nominal voltage 400 kV ( $U_m = 420$ kV)												
630	29.8	32.0	98.2	185	116.0	11.7	15.7	0.13	9.6	0.46	0.60	43.7
800	33.7	30.0	98.1	185	116.3	12.1	17.1	0.15	10.7	0.44	0.58	39.4
1000	37.9	29.0	100.3	185	118.7	12.8	19.0	0.16	11.7	0.42	0.56	36.0
1200	42.8	27.0	101.8	185	120.4	13.4	20.8	0.18	13.3	0.40	0.53	31.9
1400	46.4	27.0	105.4	185	124.2	14.3	23.0	0.19	14.0	0.39	0.52	30.2
1600	49.8	27.0	108.8	185	127.8	15.3	25.2	0.20	14.7	0.38	0.51	28.9
2000	54.4	27.0	113.4	185	132.8	16.9	29.4	0.21	15.6	0.37	0.50	27.2
2500	62.0	27.0	121.0	185	140.8	19.2	34.7	0.23	17.0	0.35	0.48	24.8

Fig. 3\_1. Les paramètres qu'identifient les lignes de transmission.

## A4.1. La structure géométrique des lignes étudiées : [37]

### A4.1.1. Configuration traditionnelles des pylônes :

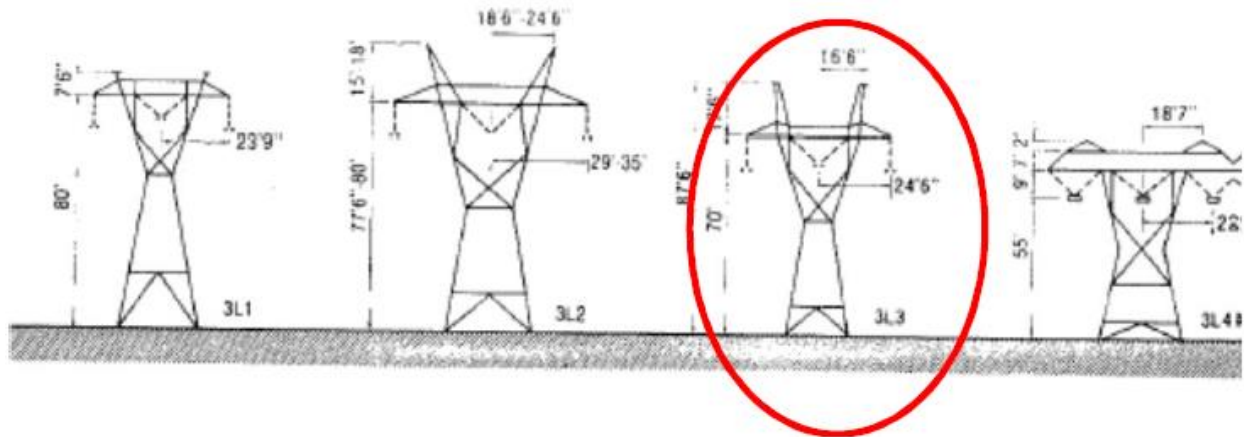


Fig.4\_1. Configuration traditionnelles des pylônes.

### A4.1.2. Conducteurs :

En général les conducteurs sont composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium, on trouve aussi des conducteurs en alliage aluminium-acier; Pour une phase on peut aussi trouver un faisceau de conducteurs (de 2 à 4) à la place d'un simple conducteur, afin de limiter l'intensité du champ électrique et donc le phénomène Corona.



Fig.4\_2. Composition des conducteurs.

### A4.1.3. Isolateurs :

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs. Ceux-ci sont réalisés en verre en céramique ou en matériau synthétique. Les isolateurs en 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. Sur une ligne 400 kV les chaînes d'isolateurs comportent 19 assiettes.

La structure géométrique des lignes de transmission d'énergie électrique

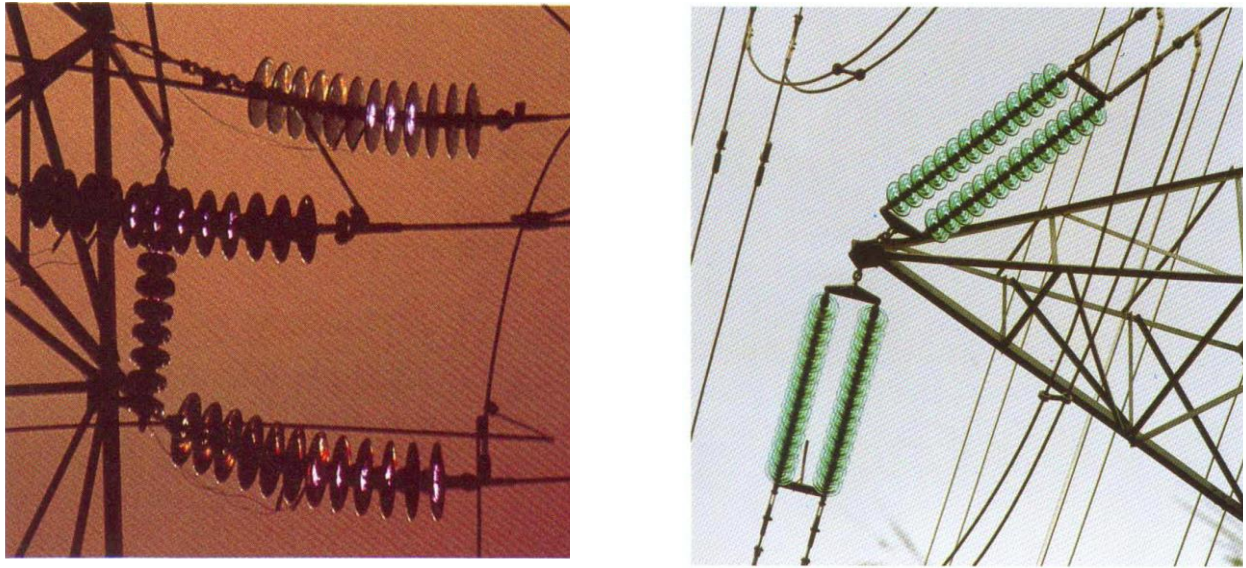


Fig.4\_3. L'isolation entre les conducteurs et les pylônes.

#### A4.2. Les paramètres utilisés pour toutes les simulations (identiques au réseau Algérien \_ADRAR): [37]

$V_G=220$ [Kv]	[Haute tension de la ligne].
$s=441$ [mm <sup>2</sup> ]	[Section de la ligne électrique].
$r=0.06$ [ $\Omega$ /Km]	[Résistance électrique de la ligne par unité de longueur].
$\ell=0.60$ [mH/Km]	[Inductance électrique de la ligne par unité de longueur].
$c=0.14$ [ $\mu$ F/Km]	[Capacité électrique de la ligne par unité de longueur].

*Réseau interconnecté*  
*Pôle d'Adrar, sans Travées Self Mobiles*

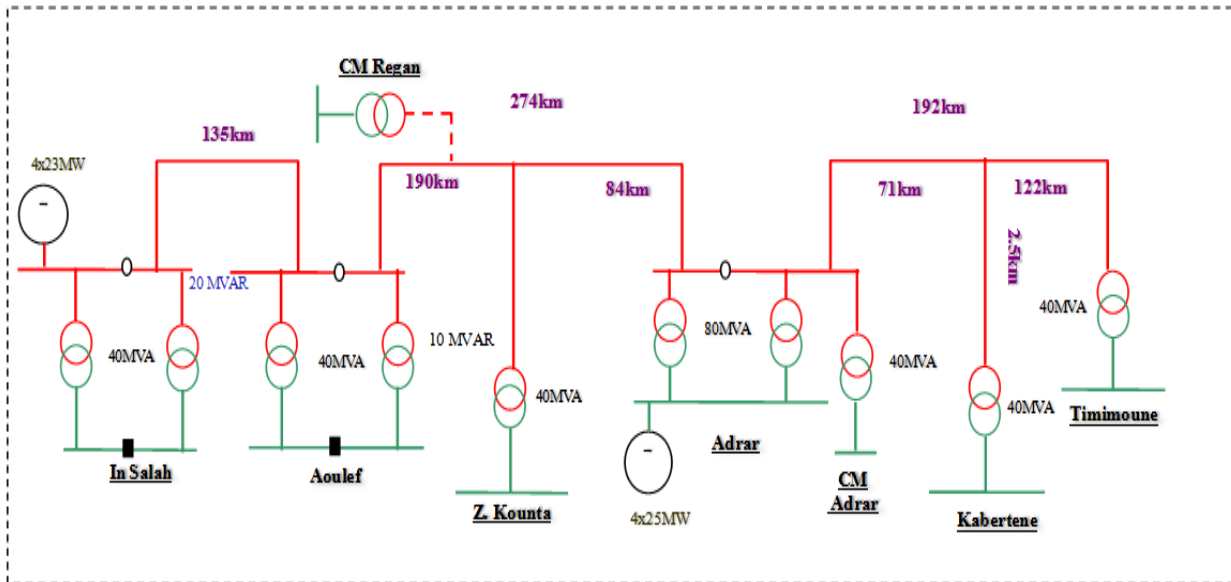


Fig.5\_1. Schéma de réseau interconnecté ADRAR sans Travées Self Mobiles. [38]