

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université A.MIRA-BEJAIA**



**Faculté de Technologie**  
**Département de Génie Electrique**

# **Mémoire de Fin de Cycle**

**Master 2 électrotechnique**

**Thème**

---

**Réglage Automatique de la Tension dans les Réseaux  
Electriques**

---

**Préparé par :**

**OUYAHIA Omar**  
**MEZIANI Zahir**

**Encadré par :**

**TAIB Nabil**  
**MADJDOUB Abdallah**

**Examiné par :**

**HAMOUDI Farid**  
**LAIFAOUI Abdelkrim**

**Année Universitaire : 2017/2018**

*Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.*

*En second lieu, nous tenons à remercier nos deux encadreurs Mr : (Jaïb Nabil) et Mr : (Medjdoub Abdallah), pour leurs précieux conseils et leurs aides durant toute la période du travail.*

*Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions.*

*Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

---

*Toutes les lettres ne sauraient trouver les mots qu'il faut... Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, Le respect, la reconnaissance... Aussi, c'est tout simplement que*

*Je dédie ce Mémoire*

*A MA TRÈS CHÈRE MÈRE : BOUAZIZ BAYA*

*Autant de phrases aussi expressives soient-elles ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection que j'éprouve pour toi. Tu m'as comblé avec ta tendresse et affection tout au long de mon parcours. Tu n'as cessé de me soutenir et de m'encourager durant toutes les années de mes études, tu as toujours été présente à mes côtés pour me consoler quand il fallait. En ce jour mémorable, pour moi ainsi que pour toi, reçoit ce travail en signe de ma vive reconnaissance et ma profonde estime. Puisse le tout puissant te donner santé, bonheur et longue vie afin que je puisse te combler à mon tour.*

*A MON TRÈS CHER PÈRE : OUYAHIA EL-HAGENE*

*Autant de phrases et d'expressions aussi éloquentes soit-elles ne sauraient exprimer ma gratitude et ma reconnaissance. Tu as su m'inculquer le sens de la responsabilité, de l'optimisme et de la confiance en soi face aux difficultés de la vie. Tes conseils ont toujours guidé mes pas vers la réussite. Ta patience sans fin, ta compréhension et ton encouragement sont pour moi le soutien indispensable que tu as toujours su m'apporter. Je te dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain et je ferai toujours de mon mieux pour rester ta fierté et ne jamais te décevoir. Que Dieu le tout puissant te préserve, l'accorde santé, bonheur, quiétude de l'esprit et te protège de tout mal.*

*A ma très chère sœur : MABIKKA*

*En souvenir d'une enfance dont nous avons partagé les meilleurs et les plus agréables moments. Pour toute la complicité et l'entente qui nous unissent, ce travail est un témoignage de mon attachement et de mon amour.*

*A mes chers frères NADJIB, OUABID, HAKIM, sans oublier mes amis CHEMBAL, MOUNIR, ABDELBACH, ZAHIR et OUBHADI pour toute l'ambiance dont vous m'avez entouré, pour toute la spontanéité et vôtres élans chaleureux, Je vous dédie ce travail. Puisse Dieu le tout puissant exhausser tous vos vœux.*

*A MA TRÈS CHÈRE AÏE DZAZIA*

*Ton encouragement et ton soutien étaient la bouffée d'oxygène qui me ressourçait dans les moments pénibles, de solitude et de souffrance. Merci d'être toujours à mes côtés, par ta présence, par ton amour dévoué et ta tendresse, pour donner du goût et du sens à notre vie en témoignage de mon amour, de mon admiration et de ma grande affection, je te prie de trouver dans ce travail l'expression de mon estime et mon sincère attachement. Je prie dieu le tout puissant pour qu'il te donne bonheur et prospérité.*

*Toutes les lettres ne sauraient trouver les mots qu'il faut . . . Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, Le respect, la reconnaissance . . . Aussi, c'est tout simplement que*

*Je dédie ce Mémoire*

*A MES TRÈS CHÈRES MÈRES*

*Autant de phrases aussi expressives soient-elles ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection que j'éprouve pour vous. Vous m'avez comblé avec votre tendresses et affections tout au long de mon parcours. Vous n'avez cessé de me soutenir et de m'encourager durant toutes les années de mes études, vous avez toujours été présentes à mes côtés pour me consoler quand il fallait. En ce jour mémorable, pour moi ainsi que pour vous, reçoivent ce travail en signe de ma vive reconnaissance et ma profonde estime. Puisse le tout puissant vous donner santé, bonheur et longue vie afin que je puisse vous combler à mon tour.*

*A MON TRÈS CHER PÈRE : MEZIANI OTCAR*

*Autant de phrases et d'expressions aussi éloquentes soit-elles ne sauraient exprimer ma gratitude et ma reconnaissance. Tu as su m'inculquer le sens de la responsabilité, de l'optimisme et de la confiance en soi face aux difficultés de la vie. Tes conseils ont toujours guidé mes pas vers la réussite. Ta patience sans fin, ta compréhension et ton encouragement sont pour moi le soutien indispensable que tu as toujours su m'apporter. Je te dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain et je ferai toujours de mon mieux pour rester ta fierté et ne jamais te décevoir. Que Dieu le tout puissant te préserve, t'accorde santé, bonheur, quiétude de l'esprit et te protège de tout mal.*

*A ma très chères sœurs : LYDIA et KAHINA*

*En souvenir d'une enfance dont nous avons partagé les meilleurs et les plus agréables moments. Pour toute la complicité et l'entente qui nous unissent, ce travail est un témoignage de mon attachement et de mon amour.*

*A mes chers frères YANIS, BYES sans oublier mes amis FARID, TARIK TOUFIK, ABDELEBAH, OTCAR, ZIAD et OUBHADJ sans oublier mon oncle MOHAMMED pour toute l'ambiance dont vous m'avez entouré, pour toute la spontanéité et vôtres élans chaleureux, Je vous dédie ce travail. Puisse Dieu le tout puissant exhausser tous vos vœux.*

*A MA TRÈS CHÈRE EPOUSE NADIA*

*Ton encouragement et ton soutien étaient la bouffée d'oxygène qui me ressourçait dans les moments pénibles, de solitude et de souffrance. Merci d'être toujours à mes côtés, par ta présence, par ton amour dévoué et ta tendresse, pour donner du goût et du sens à notre vie en témoignage de mon amour, de mon admiration et de ma grande affection, je te prie de trouver dans ce travail l'expression de mon estime et mon sincère attachement. Je prie dieu le tout puissant pour qu'il te donne bonheur et prospérité.*

<i>Tables des matières</i> .....	4
NOTIONS ET DEFINITIONS .....	9
LEXIQUE .....	11
<i>Introduction Générale</i> .....	12
<b>Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques :</b> .....	15
Introduction : .....	16
1. Le réseau électrique : .....	17
1.1. Aperçu général et historique : .....	17
1.2. Le But d'un réseau électrique : .....	17
2. La constitution d'un réseau électrique : .....	19
2.1. Le système électrique : .....	19
2.2. Les différents niveaux d'un réseau électrique : .....	21
2.3. Les centres de conduites : .....	23
2.4. Les principaux composants d'un réseau électrique : .....	24
3. Quelques problèmes survenant dans un réseau électrique : .....	25
3.1. Creux de tension : .....	25
3.2. Coupures brèves : .....	25
3.3. Déséquilibre de tension : .....	26
3.4. Variations rapides de tension : .....	26
3.5. Papillotement : .....	26
3.6. Surtensions temporaires : .....	27
3.7. Tensions harmoniques : .....	27
3.8. Variation de fréquence : .....	27
3.9. Surtensions transitoires : .....	27
4. Le réglage de tension : .....	28
4.1. Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) : .....	30
4.2. Le réglage secondaire de tension (endéans les 15 minutes après perturbation) : .....	31
4.3. Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation) : .....	34
Conclusion : .....	37

**Chapitre II : Influence des Différents Eléments d'un Réseau Electrique sur le Réglage de la Tension**..... 38

Introduction : ..... 39

1. Stabilité des réseaux électriques : ..... 39

2. Classification de la stabilité : ..... 39

    2.1. Stabilité angulaire : ..... 40

    2.2. Stabilité de fréquence : ..... 41

    2.3. Stabilité de tension : ..... 41

3. Causes d'instabilité de tension : ..... 41

    3.1. Production trop éloignée de la consommation : ..... 42

    3.2. Charge appelée trop importante : ..... 42

    3.3. Manque local d'énergie réactive : ..... 42

4. Différentes méthodes d'Analyse de la stabilité de tension : ..... 42

    4.1. Analyse dynamique : ..... 42

    4.2. Analyse statique : ..... 43

5. Modélisation du phénomène d'effondrement de tension : ..... 44

    5.1. Système test ..... 44

6. Influence des composants du réseau sur la stabilité de tension : ..... 47

    6.1. Réseau d'application ..... 47

    6.2. Influence du facteur de puissance : ..... 48

    6.3. Influence du transformateur régleur en charge : ..... 49

    6.4. Influence de la réactance de la ligne : ..... 50

7. Control et Réglage de la tension (Voltage control) : ..... 51

    7.1. Chute de tension dans le réseau-Formulation mathématique du Problème : ..... 51

    7.2. Cas particulier : ..... 53

    7.3. Puissances active, réactive et angle de charge : ..... 54

    Effets de la puissance réactive sur la tension et le transfert de puissance : ..... 55

    7.4. Réglage de la tension : ..... 59

Conclusion : ..... 61

**Chapitre III : Modélisation des éléments de puissances d'un réseau électrique**..... 62

Introduction : ..... 63

1. Modélisation d'un Système de Puissance : ..... 64

    1.1. Modélisation d'une Machine connectée à un nœud infini (Modèle SMIB) : ..... 64

    1.2. Les Correcteurs : ..... 70

    1.3. Modélisation de la Ligne : ..... 72

    1.4. Modélisation des Transformateurs : ..... 73

1.5. Modélisation de la Charge : .....	75
2. Equation d'état d'un système de puissance :.....	77
Conclusion :.....	78
<b>Chapitre IV : Résultats de la Simulation</b> .....	<b>79</b>
Introduction : .....	80
1. Présentation du réseau d'étudié :.....	81
2. Conception des correcteurs : .....	81
2.1. Conception du Régulateur de Tension (AVR) :.....	81
2.2. Conception du Stabilisateur de Puissance (PSS) : .....	84
3. Implémentation du model globale étudié sous SIMPOWER SIMULINK MATLAB :.....	84
4. Résultats de la simulation :.....	86
4.1. Scenario 1 : .....	86
4.2. Scenario 2 : .....	86
4.3. Scenario 3 : .....	87
4.4. Scenario 4 : .....	88
4.5. Scenario 5 : .....	88
1.1. Interprétation des résultats : .....	90
Conclusion :.....	91
<i>Conclusion Générale</i> .....	92
<i>Annexes</i> : .....	94
<i>Références Bibliographiques</i> : .....	98

**Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques :**

<b>Figure I. 1:</b> Réseau Electrique .....	16
<b>Figure I. 2 :</b> Le système électrique .....	19
<b>Figure I. 3:</b> Les différents niveaux d'un réseau électrique.....	21
<b>Figure I. 4:</b> Creux de tension.....	25
<b>Figure I. 5:</b> Déséquilibre des tensions triphasées .....	26
<b>Figure I. 6:</b> Représentation spatial sur un réseau des organes de réglage en tension.....	34
<b>Figure I. 7:</b> Représentation d'un gradin d'une batterie de condensateur [KOCH-1997].....	35

**Chapitre II : Influence des différents éléments d'un réseau électrique sur le réglage de la tension :**

<b>Figure II. 1:</b> Classification des types de stabilité des réseaux électriques .....	40
<b>Figure II. 2:</b> Réseau électrique à deux nœuds et le diagramme vectoriel .....	44
<b>Figure II. 3:</b> Courbe de bifurcation de tension.....	46
<b>Figure II. 4:</b> Schéma synoptique du réseau d'application.....	47
<b>Figure II. 5:</b> caractéristique P-V pour différente valeur de $B=\tan \theta$ .....	48
<b>Figure II. 6:</b> représente un transformateur régleur .....	49
<b>Figure II. 7:</b> Influence de transformateur régleur sur la courbe de bifurcation. ....	50
<b>Figure II. 8:</b> Influence de la réactance de la ligne sur la caractéristique P-V .....	51
<b>Figure II. 9:</b> Chute de tension dans une ligne. ....	52
<b>Figure II. 10:</b> Droite de charge.....	53
<b>Figure II. 11:</b> Chute de tension dans une ligne de réactance $X$ .....	53
<b>Figure II. 12:</b> Surface pqv .....	57
<b>Figure II. 13:</b> Surface pqv Courbes pv pour différents facteurs de puissance. ....	58
<b>Figure II. 14:</b> Réglage directe de la tension. ....	59

**Chapitre III : Modélisation des éléments de puissance d'un réseau électrique :**

<b>Figure III. 1:</b> Représentation d'un système mono-machine avec AVR et PSS .....	64
<b>Figure III. 2 :</b> Le modèle de la génératrice .....	65
<b>Figure III. 3 :</b> Une source de Tension.....	65
<b>Figure III. 4 :</b> Représentation schématique d'une machine synchrone.....	66
<b>Figure III. 5 :</b> Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park .....	67
<b>Figure III. 6 :</b> Représentation schématique d'une machine synchrone connectée à .....	68
<b>Figure III. 7 :</b> Modèle schématique d'un régulateur de tension AVR .....	70
<b>Figure III. 8 :</b> Modèle schématique d'un PSS avance/retard.....	71
<b>Figure III. 9 :</b> Modèle d'une ligne courte .....	72
<b>Figure III. 10 :</b> Modèle général d'un transformateur.....	73
<b>Figure III. 11:</b> Le modèle approximatif du Transformateur .....	74
<b>Figure III. 12 :</b> Modèle de la charge .....	76



**Chapitre IV : Résultats de la Simulation :**

<b>Figure IV. 1:</b> Schéma du réseau étudié .....	81
<b>Figure IV. 2:</b> Schéma bloc de l'AVR sous MATLAB SIMULINK.....	81
<b>Figure IV. 3:</b> Model de la génératrice raccordée à un nœud infini SMIB sous MATL.....	82
<b>Figure IV. 4:</b> Model final SMIB raccordée avec un AVR .....	82
<b>Figure IV. 5:</b> Test de l'AVR .....	83
<b>Figure IV. 6 :</b> Evolution de l'erreur entre $V_{ref}$ et $V_t$ .....	83
<b>Figure IV. 7:</b> Model du PSS $\Delta\omega$ .....	84
<b>Figure IV. 8:</b> Model globale du réseau électrique étudié.....	85
<b>Figure IV. 9 :</b> Evolution de la tension terminale (Scenario 1) .....	86
<b>Figure IV. 10:</b> Evolution de la tension terminale (Scenario 2) .....	87
<b>Figure IV. 11:</b> Evolution de la tension terminale (Scenario 3) .....	87
<b>Figure IV. 12:</b> Evolution de la tension terminale (Scenario 4) .....	88
<b>Figure IV. 13:</b> Evolution de la tension terminale (Scenario 5) .....	89
<b>Figure IV. 14:</b> Evolution de la tension au niveau de la charge .....	89

## NOTIONS ET DEFINITIONS

$\omega$	Vitesse relative de rotation électrique de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$\omega_0$	Vitesse nominale de rotation électrique de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$\delta$	Angle de puissance (L'angle rotorique) de la machine synchrone	<i>rad</i>
$P_e$	Puissance électrique active	<i>p.u</i>
$Q_e$	Puissance électrique réactive	<i>p.u</i>
$P_m$	Puissance mécanique entrant	<i>p.u</i>
$D$	Coefficient d'amortissement	<i>p.u</i>
$H$	Constant d'inertie	<i>s</i>
$V_t$	Tension mesurée à la sortie de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$V_q$	La composante quadratique de la tension terminale	<i>p.u</i>
$V_d$	La composante directe de la tension terminale	<i>p.u</i>
$I_q$	La composante quadratique du courant du stator	<i>p.u</i>
$I_d$	La composante directe du courant du stator	<i>p.u</i>
$V_s$	Tension du nœud infini.	<i>p.u</i>
$E'_q$	Tension transitoire en quadrature de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$E_{fd}$	Tension d'excitation de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$E_{fd\_Max}$	Limite supérieure de la sortie de l' <b>AVR</b>	<i>p.u</i>
$E_{fd\_Min}$	Limite inférieure de la sortie de l' <b>AVR</b>	<i>p.u</i>
$\mu_{pss}$	Signal de sortie du	<i>p.u</i>
$\mu_{pss\_Max}$	Limite supérieure de la sortie du <b>PSS</b>	<i>p.u</i>
$\mu_{pss\_Min}$	Limite inférieure de la sortie du <b>PSS</b>	<i>p.u</i>
$V_{ref}$	Tension de référence	<i>p.u</i>
$K_a$	Gain de l' <b>AVR</b>	<i>p.u</i>
$K_e$	Gain d'amplification d'excitation	<i>p.u</i>
$V_R$	Tension d'excitation de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$K_{pss}$	Gain du <b>PSS</b>	<i>p.u</i>

$T_a$	Constante de temps de l'AVR	<i>s</i>
$\tau_w$	Constante de temps du régulateur	<i>s</i>
$\tau_1$	Constante de temps	<i>s</i>
$\tau_2$	Constante de temps	<i>s</i>
$\tau_3$	Constante de temps	<i>s</i>
$\tau_4$	Constante de temps	<i>s</i>
$T'_{d0}$	Constante de temps transitoire de l'axe en circuit ouvert	<i>s</i>
$T_{sc}$	Durée de court-circuit	<i>s</i>
$T_{rep}$	Temps de réponse	<i>s</i>
$x_L$	Réactance équivalente des lignes de transport	<i>p.u</i>
$x_T$	Réactance équivalente du transformateur	<i>p.u</i>
$x_d$	Réactance synchrone directe de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$x_q$	Réactance synchrone en quadrature du générateur	<i>p.u</i>
$x'_d$	Réactance transitoire directe de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$x'_q$	Réactance transitoire en quadrature de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$x_{ds}$	$x_d + x_T + x_L$	<i>p.u</i>
$x_{qs}$	$x_q + x_T + x_L$	<i>p.u</i>
$x_{ds}$	$x_d + x_T + x_L$	<i>p.u</i>
$x'_{ds}$	$x'_d + x_T + x_L$	<i>p.u</i>
$x_s$	$x_T + x_L$	<i>p.u</i>

## **LEXIQUE**

<b><i>GP</i></b>	Génératrice Principale
<b><i>PID</i></b>	Proportionnel Intégrateur Dérivé
<b><i>PDE</i></b>	Productions Décentralisées d'Énergie
<b><i>RPT</i></b>	Réseau Public de Transport
<b><i>AVR</i></b>	Automatic Voltage Regulator (régulateur de tension d'une machine synchrone.)
<b><i>PSS</i></b>	Power System Stabilizer (Stabilisateur d'un système de puissance)
<b><i>SMIB</i></b>	Single Machine Infinite Bus (machine reliée à un nœud infini).
<b><i>CPSS</i></b>	Conventionnel power system stabilizer (Stabilisateur conventionnel (classique) d'un système de puissance)

---

# *Introduction Générale*

---

Les générateurs synchrones (alternateurs) sont les machines les plus utilisées pour la génération de l'énergie électrique aussi bien pour des réseaux de grandes puissances interconnectés que les réseaux autonomes de systèmes embarqués ou de secours. Aujourd'hui, les utilisateurs de ces machines sont de plus en plus exigeant sur les performances dynamiques lors des perturbations des réseaux ou lors des variations de charge. Pour cela, les constructeurs ne cessent d'améliorer ces machines en intervenant sur les paramètres de conception (géométrie des pièces polaires, des amortisseurs, etc.) et aussi sur le système d'excitation. Ce dernier a très peu évolué depuis de nombreuses années sauf l'apport des régulateurs numériques à base de microcontrôleurs qui se sont contentés d'apporter essentiellement une souplesse sur le réglage du correcteur mais pas une révolution sur les performances dynamiques. Pour franchir une étape dans l'amélioration de ces régimes dynamiques, il est nécessaire de rechercher de nouvelles solutions sur les structures d'excitation et dans les lois de commande. Ces deux éléments ont une influence importante sur le comportement dynamique du générateur synchrone

Les travaux de ce mémoire de fin d'étude se sont concentrés sur les améliorations du système d'excitation dans le cadre d'un fonctionnement autonome de l'alternateur. L'objectif est d'obtenir le minimum d'influence des perturbations de charge sur la tension délivrée par la génératrice principale. Pour les validations expérimentales, les variations de charge sont créées par l'impact et le délestage de différentes charges R, L ou de démarrage de machines asynchrones.

La principale structure d'excitation utilisée par *Leroy Somer* comprend une machine d'excitation bobinée, synchrone inversée, couplée sur le même arbre que la génératrice principale, alimentant l'inducteur de cette dernière au travers d'un pont redresseur à diodes tournantes. Elle est connue sous le nom *brushless excitation*. L'avantage principal de celle-ci est le transfert de la puissance vers l'inducteur de la GP sans l'utilisation du système bagues-balais, ce qui permet de réduire les coûts de maintenance. La régulation de la tension de sortie de la GP est faite grâce à un régulateur analogique ou numérique de type *PID*. Celui agit sur le circuit d'excitation de la machine excitatrice. Ce système d'excitation industriel possède plusieurs inconvénients qui limitent sa dynamique et ses performances, dont principalement le contrôle de l'inducteur de la GP se fait de façon indirecte à travers la commande de la machine excitatrice, qui possède une dynamique réduite et à travers un pont de diodes qui ne permet pas d'obtenir une tension négative aux bornes de la roue polaire. Cela pour permettre l'accélération de la réduction de son courant.

Suite à la citation du principal inconvénient du système d'excitation industriel, ce mémoire tente de proposer une solution en termes d'une structure combinée d'une méthode de synthèse moderne qui permet de garantir la stabilité de la régulation de la tension de la GP.

Les systèmes modernes d'excitation ou régulateurs de tension (**AVR** : *Automatic Voltage Regulator*) contribuent à l'amélioration de performance en régime permanent [13], mais peuvent être insuffisants pour les problèmes relevant de la stabilité transitoire. En effet, le couple ajouté par l'**AVR** sur les arbres des machines n'est souvent pas suffisant pour agir contre les oscillations qui surgissent dans les systèmes de puissance [13]. Aussi, l'interconnexion de ces systèmes de plus en plus grande montre que de forts transits de puissance sur ces interconnexions aggravent les phénomènes d'instabilité.

Pour faire face aux problèmes d'instabilité ou pour repousser les limites du fonctionnement stable, des boucles de régulation supplémentaires (**PSS** : *Power System Stabilizer*) sont ajoutés aux régulateurs de tension **AVR**. Ces correcteurs sont destinés à fournir un couple agissant contre les modes d'oscillations qui se manifestent sur les arbres des machines. Des efforts considérables ont été placés sur la conception de **PSS** qui sont conçus sur la base des techniques du contrôle linéaire.

Le mémoire est organisé en quatre chapitres, dont le premier est consacré : à la présentation des généralités sur les réseaux électriques qui va se comporter sur la description de sa constitution, ensuite soulever quelques problèmes qui surviennent lorsqu'il y'a présence de défaut. Enfin, définir les différents types de réglages de tension.

Pour le deuxième chapitre, nous allons amener une étude paramétrique de la stabilité et le principe de réglage de la tension. A cet effet, nous allons utiliser comme système d'application, un réseau simple à deux nœuds. Un modèle mathématique sera élaboré pour décrire la variation de la tension du nœud en fonction des autres paramètres du réseau étudié. Nous allons démontrer que la puissance appelée est un paramètre essentiel dans l'étude de la régulation de la tension, ainsi que divers paramètres comme le transformateur régleur en charge, le facteur de puissance et enfin la réactance de la ligne.

Dans le chapitre trois, nous allons traiter la modélisation mathématique de tous les éléments de puissances d'une ligne d'un réseau électrique. Nous allons entamer par le plus important des éléments, qui s'agit de la génératrice car notre travail d'automatisation final sera implémenté à ce niveau. La deuxième partie de cette modélisation comportera les correcteurs, ils s'agissent de deux types de régulateurs, le régulateur automatique de tension (**AVR**) et le stabilisateur de puissance (**PSS**).

Nous allons dans le chapitre quatre, valider par simulation l'efficacité du stabilisateur de puissance (**PSS**) et le régulateur automatique de tension (**AVR**). Ensuite, nous introduisons la conception des deux correcteurs principaux objets de notre travail, une étude comparative entre le système bénéficiant de l'approche proposée et le système normal sera effectuée, afin de mettre en évidence les résultats obtenus.

---

# *Chapitre I :*

## **Généralités sur les réseaux électriques**

---



## Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques :

### Introduction :

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Ainsi, les transits de puissances circulent de l'amont depuis les productions d'énergie électrique de type grosses centrales thermiques, hydraulique ou nucléaire, vers l'aval représenté par les consommateurs [1]. Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de ligne, des milliers de poste de transformation, ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage, dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique. Ainsi, des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence ; ceux-ci couplés aux divers automates, ont la charge de garantir la continuité de service du système [1].

L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable. Il peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays). Dans tous les cas, ses caractéristiques s'expriment en termes de : [2]

- Grandeurs électriques.
- Disposition spatiale.
- Données temporelles.

Aussi, nous allons parler de l'évolution des réseaux HTA. Le domaine d'application, leurs architectures et exploitation, ainsi leur rôle dans le système électrique. Cependant le réseau peut être soumis à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, pour cela on donne une liste de défauts qui peuvent intervenir dans le réseau électrique et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ces perturbations peuvent être, entre autres, accentuées par des productions locales ajoutées sur le réseau de distribution.



Figure I. 1: Réseau Electrique

## 1. Le réseau électrique :

### 1.1. Aperçu général et historique :

Comme le réseau routier, le réseau électrique, grâce aux lignes électriques qui le constituent, permet d'acheminer l'électricité depuis les lieux de production (barrages hydroélectrique, centrales thermiques ou nucléaires, parc éoliens, ...) jusque chez le consommateur final. Le réseau couvre l'ensemble du territoire algérien et est relié à ceux des pays nord-africain.

Les premiers réseaux électriques sont apparus dans la première moitié du XX<sup>ème</sup> siècle. Leurs développements furent d'abord anarchiques, chaque gestionnaire de réseaux développant ses moyens de distribution. Avant 1946, il existait alors en France des réseaux de distribution électriques en courant continu, alternatif monophasé, biphasé et triphasé sous de multiples niveaux de tension. [3]

À l'issue de la seconde guerre mondiale, l'État français décide de prendre en mains le développement des réseaux électriques français. Le 8 avril 1946 la loi numéro 46-628 nationalisant la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité est votée ; la tâche d'unifier les différents réseaux électriques est confiée à l'entreprise EDF. [3]

### 1.2. Le But d'un réseau électrique : [4]

Les réseaux d'électricité ont été conçus dans le but de veiller à :

- la fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique. Les réseaux relient entre elles toutes les unités de production et visent à assurer une fonction de secours en cas de pannes et/ou de défaillances.
- L'optimisation de la disponibilité de l'énergie électrique aux consommateurs, ainsi les réseaux permettent d'acheminer l'énergie produite par des sources vers les points de consommation ; visent à assurer l'acheminement de l'énergie produite en masse à un endroit défini par des machines raccordées en grande partie aux niveaux de tension supérieurs vers des consommateurs en général disséminés sur un territoire donné et raccordés à des niveaux de tension inférieurs ; permettent de créer des synergies entre systèmes de production différents (hydraulique, solaire et éolien renouvelables mais dépendent de la disponibilité de la source primaire tandis que le thermique (classique, nucléaire, géothermal) assure la base et la relève des précédents), voire, à terme, profiter d'une gestion coordonnée des faisceaux horaires, etc.
- Suite à la libéralisation du secteur électrique, le réseau vise également à remplir un rôle dans la facilitation du marché de l'électricité et à faire en sorte qu'un maximum de transactions commerciales puisse s'exécuter. Dans ce contexte, le réseau doit permettre toute transaction entre différents nœuds du réseau et au-delà de la frontière des états. L'objectif est en effet de permettre à tout utilisateur de choisir librement son fournisseur d'électricité et le type de production sur base de critères qui lui sont propres (prix, qualité du service, électricité verte, ..)

- Plus récemment, une nouvelle révolution est apparue, la multiplication de la production distribuée (petites unités) qui va à l'encontre de la centralisation, base même depuis l'avènement de l'électricité de la transformation de l'énergie primaire. Ceci a été rendu possible grâce notamment et surtout à l'avènement de moyens de production de petite taille (la taille d'une charge moyenne d'un utilisateur domestique) pouvant produire de façon compétitive à l'échelle du kW, dans des régions à haute densité de clientèle. Cette production ne pourra se passer du réseau interconnecté qui restera la pièce centrale d'une alimentation fiable en énergie (c'est-à-dire capable de produire et transmettre la puissance nécessaire au système pour des situations définies et avoir une robustesse garantie face à des incidents fortuits et donc avec des marges de sécurité préventive).

Le but principal d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs. Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité :

$$\text{Production} = \text{Consommation} + \text{pertes (1)}$$

C'est le problème de la CONDUITE du réseau.

De plus la qualité du service est un souci majeur de l'exploitant : maintien de la tension et de la fréquence dans les plages contractuelles (problème de REGLAGE du réseau), prise en compte du couplage dynamique entre production et consommation via le réseau (STABILITE), assurer l'intégrité des ouvrages (DIMENSIONNEMENT approprié et PROTECTION).

Plutôt que « réseau » nous parlerons également de « système électrique » car le réseau est en fait une gigantesque interaction entre éléments actifs (production avec sa régulation, modification automatique ou volontaire de paramètres, charges) et passifs (éléments du réseau, lignes, postes) au sein d'un système hautement non linéaire (les relations tension, courant, puissance font intervenir des produits de variables et des fonctions sinusoïdales) à plusieurs milliers de degrés de liberté. Son fonctionnement est fatalement lié d'une part à la mesure en temps réel de quantités de données qui permettent de superviser l'ensemble et d'autre part à des outils numériques de simulation pour estimer l'état de stress du réseau et prendre les mesures appropriées.

Cela est doublé par la nécessité de prévoir (généralement un jour à l'avance) les flux afin de préparer la production à respecter l'équation (1), tout cela avec les incertitudes évidentes liées aux fluctuations météorologiques, aux erreurs de prévision, aux aléas de fonctionnement (court-circuit, arrêt inopiné d'une centrale, défaut, rupture de composants, etc...).

## 2. La constitution d'un réseau électrique :

### 2.1. Le système électrique :

Un système électrique est l'ensemble des installations électriquement interconnectées production transport-consommation permettant de conduire l'énergie électrique des centrales électriques vers les consommateurs couvrant parfois des zones à l'échelle de continents cet ensemble comprend des transformateurs, des générateurs, des lignes de transmission, des moyens de mesure et de contrôle, des protections contre la foudre et les courts-circuits, etc. Ils sont régis par des lois physiques qui rendent leur conduite complexe et délicate, car leur bon fonctionnement repose sur des équilibres à chaque instant, qui ne sont jamais acquis, et sur le respect d'innombrables contraintes techniques évoluant au cours du temps. [8]

Le système électrique est constitué de :

- Stations de production ou centrales électriques.
- Réseaux de transport et d'interconnexion.
- Réseaux de répartition.
- Réseaux de distribution.

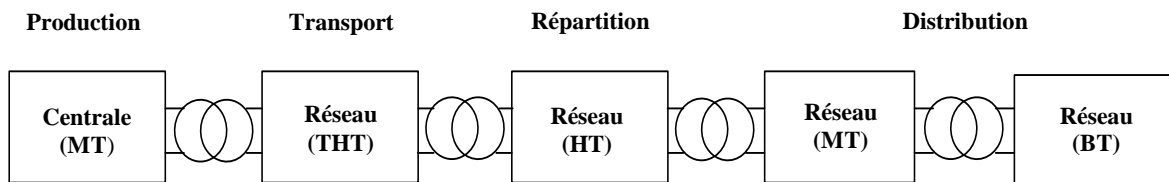


Figure I. 2 : Le système électrique

On peut classer les lignes électriques en fonction de leur tension de fonctionnement (prise entre deux de leurs trois conducteurs) : (Voir Tableau I.1)

Tableau I.1 : Domaines de tension des lignes électriques

Domaines de tension			Tension de connexion ( $U_n$ )
Domaine de basse tension	Domaine <b>BT</b>	<b>TBT</b>	$U_n \leq 50V$
		<b>BTA</b>	$50 V \leq U_n \leq 500 V$
		<b>BTB</b>	$500V \leq U_n \leq 1kV$
Domaine de Haute Tension	Domaine <b>HTA</b>	<b>HTA1</b>	$1kV \leq U_n \leq 40kV$
		<b>HTA2</b>	$40kV \leq U_n \leq 50kV$
	Domaine <b>HTB</b>	<b>HTB1</b>	$50kV \leq U_n \leq 130V$
		<b>HTB2</b>	$130kV \leq U_n \leq 350V$
		<b>HTB3</b>	$350kV \leq U_n \leq 500V$

2.2. Les différents niveaux d'un réseau électrique :

Traditionnellement, les réseaux électriques sont composés en trois sous-systèmes : la génération, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes sources chargés de l'adéquation des niveaux de tension. Dans la plus part des pays, les niveaux de tension les plus employés sont : 400kV/225 kV pour le transport, 90kV/63kV pour la répartition et 30kV/400V pour la distribution. [7]

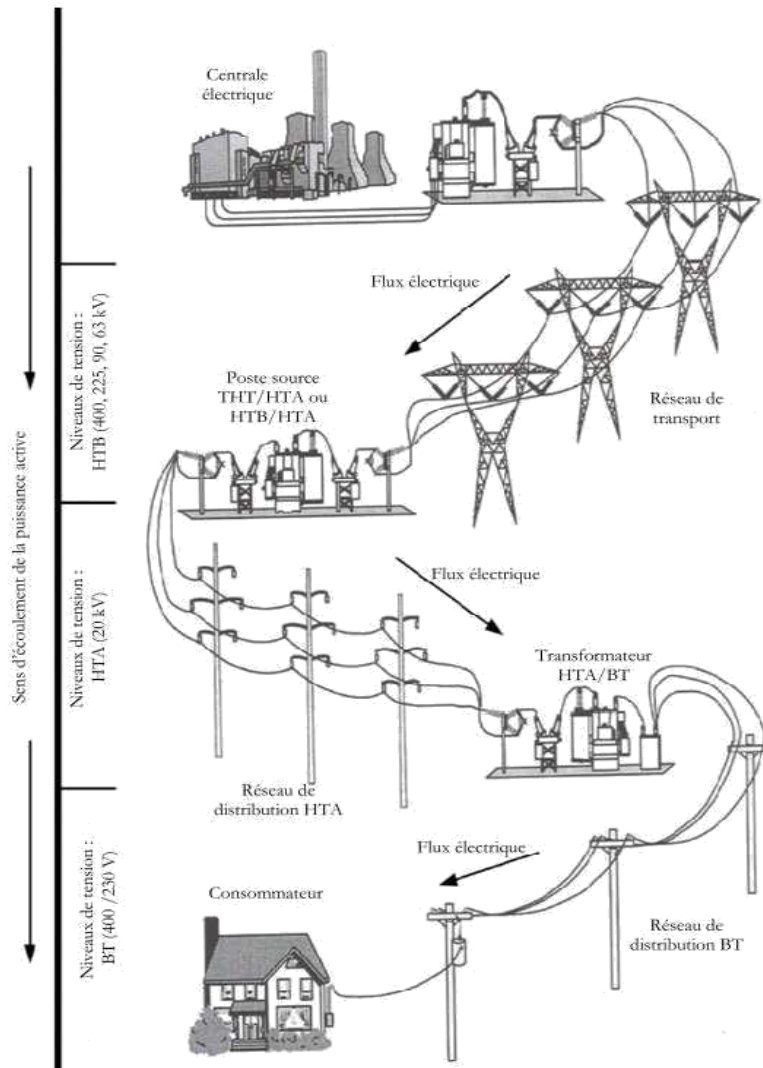


Figure I. 3: Les différents niveaux d'un réseau électrique

### 2.2.1. Les réseaux de transport :

Ces réseaux lient les principaux centres de production avec les zones de consommation. La tension dépend du pays, mais usuellement, le niveau de tension pour le transport est établi entre 220kV et 800 kV. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV, le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV. Les distances géographiques entre les centres de consommation, la variabilité ou la versatilité de la charge et l'impossibilité de stocker l'énergie en grande quantité ont créé le besoin d'un système électrique capable de transmettre l'énergie électrique sur de longues distances. Ces lignes de transport et d'interconnexion peuvent avoir des milliers de kilomètres. Les missions des réseaux de transport sont : le transport de l'énergie, l'interconnexion nationale et l'interconnexion internationale pour échanger des puissances et favoriser la solidarité des systèmes en cas d'urgence. Le niveau de la tension doit être élevé car les pertes Joules sont inversement proportionnelles au carré de la tension ( $p = k/U^2$ ) avec U la tension du réseau et k une constante qui dépend des lignes. Le transport d'énergie électrique est réalisé avec des liaisons à courant continu (DC) ou à courant alternatif (AC). Les lignes AC pour les longues distances ont des inconvénients liés aux problèmes de stabilité et de compensation de l'énergie réactive pour conserver un bon niveau de tension. Les liaisons à courant continu n'ont pas ces problèmes et ont même un coût plus bas sur des distances suffisamment longues. Par contre, ils nécessitent l'utilisation de convertisseurs AC/DC et DC/AC. Enfin, les réseaux de transport sont plus ou moins maillés, avec les sections des lignes variant de 570 à 1200 mm<sup>2</sup>. [7]

### 2.2.2. Les réseaux de répartition :

Le but de ces réseaux est d'amener l'énergie du réseau de transport aux centres de consommation d'énergie les plus importants. Ces centres de consommation sont publics ou privés (plus de 10 MVA), essentiellement des industries de l'acier, des produits chimiques, le chemin de fer, pour ne citer que les plus importants.

Leur niveau de tension, est souvent compris entre 45kV et 160 kV. Il est organisé normalement sous forme de boucle et avec un transit de l'énergie souvent bidirectionnel. La structure de ces réseaux est essentiellement aérienne. Par contre, lorsqu'ils sont proches des villes, les lignes deviennent des câbles enterrés. [7]

### 2.2.3. Les réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution acheminent l'énergie électrique du réseau de répartition (ou de transport) aux clients résidentiels et aux petits clients industriels. Les tensions des réseaux de distribution sont comprises entre 230V à 400V pour la basse tension et 4kV à 45 kV pour la moyenne tension. La structure des réseaux de distribution est bouclable et exploitée en radial. Néanmoins, certains pays disposent de réseaux maillés et avec la possibilité d'une exploitation en boucle fermée. [7]

### 2.3. Les centres de conduites :

La taille et la complexité du système électrique justifient une organisation hiérarchisée des fonctions de surveillance et de commande et impliquent quatre niveaux de conduite : [8]

**-Le niveau national** : assuré par le dispatching national qui surveille et pilote le réseau 24h/24 et 7j/7 depuis la salle de commande et dont les missions essentielles en temps réel sont :

- l'équilibre production-consommation.
- la gestion du plan de tension sur le réseau 400 kV "autoroutes de l'électricité",
- Respect de transits de courant sur les lignes 400 kV.
- La gestion des échanges aux frontières.
- La gestion des aléas.
- Le régime dégradé

**- Le niveau régional** : assuré par les dispatchings régionaux, qui surveillent et pilotent le réseau 24h/24 et 7j/7 depuis la salle de commande et dont les missions essentielles sont :

- La surveillance des transits sur les réseaux 225 kV, 90 kV et 63 kV de leur zone d'action
- La maîtrise de la topologie du réseau HTB,
- Le pilotage de la tension par zone.
- La préparation quotidienne de différents scénarios de répartition, au cas où une ligne serait indisponible,
- La réorientation, dès que nécessaire, des flux sur d'autres lignes en respectant les règles de sécurité.

Les dispatchings régionaux sont responsables des réseaux de répartition et veillent particulièrement à la continuité de l'alimentation des réseaux de distribution et des consommateurs raccordés en haute tension HTB. [8]

Les dispatchings régionaux ont aussi une fonction de surveillance et de transmission d'ordres pour le compte du dispatching national car ce sont eux qui sont directement en lien avec les centrales de production de leurs régions et qui réalisent par télécommande les manœuvres sur l'ensemble des réseaux de transport de leurs régions (y compris le réseau 400 kV, sur instructions du dispatching national, le seul pilote de ce réseau). Les dispatchers régionaux bénéficient d'une vue beaucoup plus concrète sur certains problèmes locaux que le dispatching national. [8]

**-Le niveau intermédiaire** : qui assure la conduite des installations de transport. Il est constitué de Groupements de Postes, chaque groupement de postes peut télécommander directement plusieurs postes asservis (télécommandés) et exécuter les instructions des centres de conduites. [8]

**-Le niveau local** : situé dans chaque Poste de Transport, peut assurer la surveillance et la conduite des installations en ultime secours ou dans certaines phases de travaux. Le dispatching national et les dispatchings régionaux surveillent et conduisent le système électrique, les deux autres niveaux s'attachant aux installations elles-mêmes. [8]



-**En Algérie**, le centre national de conduite du système électrique (CNC), opérationnel depuis mars 2007, est situé à **Gué de Constantine, à Alger**. Les cinq centres régionaux sont situés à **Oran, Alger, Annaba, Sétif, et Hassi Messaoud**. [8]

#### 2.4. Les principaux composants d'un réseau électrique :

Le transport ainsi que la distribution de l'électricité s'effectuent grâce à une série d'installations qui permettent de l'acheminer dans nos foyers depuis les centrales de production. Les conducteurs sont les lignes aériennes ou les câblages souterrains (ou les câblages courant en façades d'immeubles) desservant le territoire selon un schéma maillé ou arborescent. Les postes électriques sont situés aux nœuds du maillage ou de l'arborescence des conducteurs. Ils accueillent les transformateurs (pour le changement de niveau de tension), les organes d'aiguillage et de manœuvre des flux et les équipements de surveillance et de sécurité du réseau. [9]

##### 2.4.1. Les lignes à haute tension aériennes :

Les lignes à haute tension sont les composantes majeures des infrastructures énergétiques et constituent la partie principale d'un réseau électrique. Leur rôle est d'acheminer l'électricité des centrales électriques jusqu'aux grands consommateurs industriels ou les réseaux de distribution. [9]

L'électricité qui parcourt ces lignes est à haute tension et à courant continu dans le but de minimiser les pertes car le transport s'effectue sur de très longues distances.

Les lignes à haute tension sont composées de câbles conducteurs en alliage d'aluminium. Les pylônes supportent les conducteurs par des isolateurs en verre ou en porcelaine qui résistent aux tensions élevées des lignes électriques. Il existe aussi des autres lignes appelées souterraines. Contrairement aux aériennes, elles sont généralement de basse ou moyenne tension. On les utilise plus souvent pour l'alimentation des grandes villes à forte densité de population ou encore pour des transports sous-marins. [9]

##### 2.4.2. Les postes électriques de distribution :

Les postes électriques de distribution vont servir de lien entre les lignes électriques et les consommateurs. Leur rôle principal est de transformer l'électricité à haute tension en électricité à basse tension pour qu'elle puisse être consommée par tous. Ces infrastructures sont donc des éléments du réseau électrique servant à la distribution de l'électricité. [9]

Elles sont composées de trois éléments principaux :

1. **Le transformateur** : comme son nom l'indique, il est chargé de convertir la grandeur électrique de la haute tension vers une basse tension. Le but étant que l'électricité soit prêt pour les réseaux de distribution qui l'achemineront vers les foyers.

2. **Les jeux de barre** : dans la distribution électrique un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique.
3. **Les disjoncteurs** : ils préservent le réseau de possibles courts-circuits causés éventuellement par la foudre ou des ruptures électriques avec des branches d'arbres. Pour y parvenir, ils font passer une partie du réseau hors ou sous tension lorsqu'un problème de ce genre survient. Ils permettent donc de couper une partie du réseau pour éviter tout danger et isoler une partie plutôt que de voir une grande portion du réseau mis hors tension de façon incontrôlée.
4. **Les sélectionneurs** : ils orientent le courant dans le poste.

Les postes électriques servent aussi à l'interconnexion entre les lignes de même tension. Cela permet de répartir l'énergie sur les différentes lignes issues du poste. Ces postes ont aussi un rôle de surveillance du réseau : la tension de celui-ci et l'intensité dans les lignes sont surveillées via des transformateurs de mesure, de tension et de courant.

### 3. Quelques problèmes survenant dans un réseau électrique :

#### 3.1. Creux de tension : [10]

Description : Les creux de tension sont des réductions soudaines de plus de 10% de la tension nominale, suivies de son rétablissement après une courte durée variant entre 8 millisecondes et une minute. (**Figure I.5**)

Causes : Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant dus à des défauts du réseau ou des installations des clients. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart. La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation, et leur répartition sur une année peut être très irrégulière.

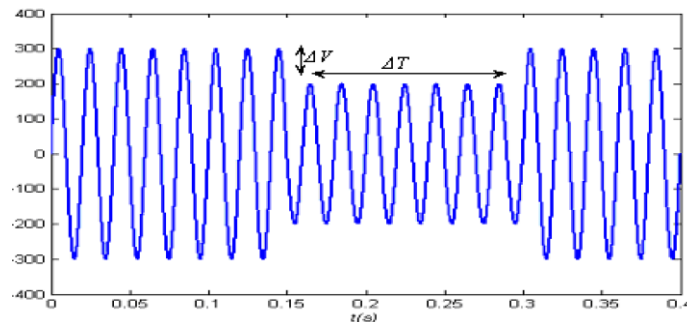


Figure I. 4: Creux de tension

#### 3.2. Coupures brèves : [10]

Description : Les coupures brèves correspondent à la perte momentanée de la tension d'alimentation sur toutes les phases pour des durées inférieures à 1 minute.

Causes : La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des dispositifs de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes à haute tension, il est de pratique courante d'effectuer un réenclenchement automatique dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subissent qu'une coupure brève dont la durée peut varier de 0,5 à 1,5 seconde, en l'absence de contraintes de coordination de protection.

### 3.3. Déséquilibre de tension : [10]

Description : Cet indice sert à caractériser les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées en régime permanent. Le taux de déséquilibre de tension est défini, suivant la méthode des composantes symétriques, comme le rapport existant entre le module de la composante inverse de la tension et celui de la composante directe.

Causes : Les déséquilibres de tension qui s'appliquent aux tensions triphasées ont deux causes principales, soient les asymétries d'impédance des lignes du réseau et les déséquilibres de charge.

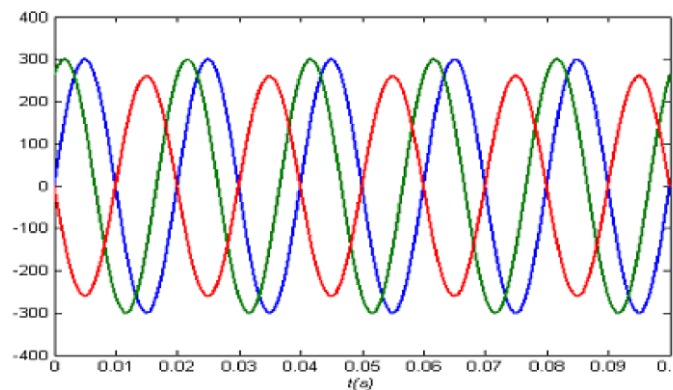


Figure I. 5: Déséquilibre des tensions triphasées

### 3.4. Variations rapides de tension : [10]

Description : Les variations rapides de tension sont des variations soudaines, mais relativement faibles, de la tension se produisant à l'intérieur des plages définies pour l'amplitude de la tension en régime permanent.

Les variations rapides de tension occasionnelles n'ont pas nécessairement beaucoup d'effet sur le papillotement, mais elles peuvent perturber certains équipements et doivent par conséquent être limitées en amplitude.

Causes : La plupart du temps, elles résultent de variations de la charge des clients ou de manœuvres sur le réseau. Elles peuvent être occasionnelles ou répétitives.

### 3.5. Papillotement : [10]

Description : Le papillotement traduit l'inconfort physiologique éprouvé au niveau de la vision à la suite de changements répétitifs de luminosité de l'éclairage.

À certaines fréquences, l'œil peut percevoir l'effet sur l'éclairage de très faibles variations de tension. La plupart des appareils ne sont toutefois pas perturbés par ce phénomène.

Causes : Le papillotement est dû aux variations répétitives de tension causées par certaines charges industrielles comme les machines à souder, les laminoirs, les gros moteurs à charge variable, les fours à arc, etc.

### 3.6. Surtensions temporaires : [10]

Description : Les surtensions temporaires sont des hausses soudaines de la valeur efficace de la tension de plus de 110% de la tension nominale, laquelle se rétablit après une courte durée. Les surtensions temporaires comprennent des durées entre 8 millisecondes et une minute.

Causes : Les surtensions temporaires peuvent être attribuables à des défauts, à des délestages de charge ou à des phénomènes de résonance et de ferorésonance.

Le plus souvent, elles résultent des surtensions qui se produisent sur les phases saines lors des courts-circuits monophasés à la terre, par exemple.

### 3.7. Tensions harmoniques : [10]

Description : Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (50 ou 60 Hz). On considère dans la présente définition les harmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés.

Causes : Les harmoniques sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs, les redresseurs utilisés pour l'électrolyse, les fours à arc, etc.

### 3.8. Variation de fréquence : [10]

Description : La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau est de 50 ou 60 Hz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales.

Causes de variations : Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales. Comme cet équilibre évolue dans le temps, il en résulte de petites variations de fréquence dont la valeur et la durée dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production. Par ailleurs, le réseau peut-être soumis à des variations plus importantes dues à des défauts ou des variations de charge ou de production qui causent des variations de fréquence temporaires dont l'amplitude et la durée dépendent de la sévérité de la perturbation.

### 3.9. Surtensions transitoires : [10]

Description : On classe généralement dans cette catégorie les perturbations de très courte durée, qui durent typiquement moins d'un demi-cycle, c'est-à-dire de quelques microsecondes ( $\mu\text{s}$ ) à plusieurs millisecondes (ms).

Les surtensions transitoires peuvent être unidirectionnelles ou oscillatoires et elles peuvent endommager les isolants de l'appareillage ou des composantes électroniques.

Causes : Les surtensions peuvent être reliées à :

- Des manœuvres sur les lignes et les équipements en réseau, notamment des commutations de batteries de condensateurs qui se traduisent par une onde oscillatoire amortie superposée à l'onde fondamentale et présentent une fréquence généralement comprise entre 100 Hz et 9 kHz, et d'une durée de crête inférieure à  $\frac{1}{2}$  cycle.
- La foudre qui se traduit généralement par une impulsion unidirectionnelle présentant, dans les cas les plus rapides, un temps de montée de l'ordre de la microseconde.

#### 4. Le réglage de tension :

La tension et la fréquence sont des paramètres très importants pour l'exploitation d'un système électrique. En effet, ces grandeurs sont les garants du bon fonctionnement de l'exploitation du réseau tant du point de vue du consommateur, dont certaines machines tournantes ou autres appareils (transformateurs, convertisseurs, etc.) sont dimensionnés pour des valeurs de fréquences ou de tensions fixes, que du point de vue de l'exploitant puisqu'un contrôle efficace de tension et de fréquence garanti une bonne qualité et une bonne continuité de service. [1]

Pour ce qui concerne la tension, il s'agit d'un problème essentiellement local (excitation des machines, compensation statique ou synchrone). Il faut limiter les transits de réactif dans le réseau. On admet des plages de variations de l'ordre de 5 à 10% selon le niveau de tension et le type de clientèle. [4]

Pour ce qui concerne les machines, en exploitation, la tension d'un alternateur alimentant un réseau séparé doit être maintenue constante quels que soient le facteur de puissance et l'intensité du courant débité par le stator. [4]

- Pour arriver à ce résultat, on augmente la force électromotrice interne en agissant sur le courant dans le rotor de l'alternateur appelé "courant d'excitation de l'alternateur". Si on augmente ce courant, le champ produit par le rotor augmentera, il en résultera une augmentation de cette force électromotrice interne et par conséquent de la tension aux bornes. On obtiendrait le résultat inverse en diminuant le courant d'excitation.
- Dans les centrales, ce réglage est obtenu automatiquement à l'aide de régulateurs de tension.

Dans le cas d'un réseau multi-machine, La puissance réactive de chaque alternateur est fonction du courant d'excitation de l'alternateur, c'est-à-dire de l'intensité du courant dans le rotor de l'alternateur.

- Les alternateurs sont équipés de régulateurs de tension qui agissent sur les excitations des alternateurs pour maintenir la tension constante. Des limiteurs d'intensité complètent

ces régulateurs pour limiter leur action quand l'intensité dans les phases du stator devient trop élevée, en cas de court-circuit par exemple.

Dans le cadre des services auxiliaires (ancillary services) le contrôle de la tension s'effectue en trois niveaux :

1. **Primaire** : décentralisé et automatique, les générateurs comme expliqué plus haut. (action en quelques secondes)
2. **Secondaire** : centralisé et automatique (fourni à la demande du TSO (Transmission system operators) concerné) par contrôle de l'injection de puissance réactive dans la zone de réglage concernée.
3. **Tertiaire** : manuel et à la demande du TSO concerné. Injection d'énergie réactive avec possibilité de démarrage d'unités qui étaient à l'origine du problème.

Ceux-ci fixent la plage de variation limites en tension devant être respectées en chaque point de livraison ainsi que les limites de fonctionnement au-delà desquelles des systèmes de coupure telle que les protections de découplage doivent intervenir. [1] (voir tableau I.2)

Les variations de puissances consommées sur le réseau sont inévitables et dépendantes de plusieurs facteurs comme la période de la journée, les saisons ou encore les secteurs de consommations (tertiaires, industriels ou résidentiels). Or, cet équilibre entre la production et la consommation est un facteur de fluctuation de l'onde de tension. Ainsi, plus la production est importante par rapport à la consommation plus la tension sera élevée et inversement. La tension évolue donc également en permanence, le paragraphe suivant expose quels sont les dispositifs de réglage permettant de conserver la tension dans les limites admissibles. [1]

**Tableau I.2** : Limites de fonctionnement du réseau de distribution.

	Tensions et fréquences nominales Déviations maximales de tension autorisées	Déviations maximales de tension autorisées	Marges de variations de fréquence autorisées
BT	$U_n=400V$ $F_n=50Hz$	+6% -10%	$\pm 0.05$ Hz
HTA	$U_n=20$ kV $F_n=50Hz$	$\pm 5\%$	$\pm 0.05$ Hz

Les charges présentes sur le réseau électrique consomment une certaine quantité de puissance active mais également une part plus ou moins importante de puissance réactive selon leurs types et leurs caractéristiques. Cette puissance réactive appelée est en partie fournie par les groupes de productions connectés au réseau de transport ou encore par des dispositifs de compensations d'énergie réactive. Cependant, le transit de puissance réactive n'est pas idéal. En effet, pour ce niveau de tension, les lignes ont un caractère plus inductif que résistif, le transit de puissance réactive induit donc de forte chute de tension. De plus, le fait de faire transiter de la puissance réactive dans une ligne diminue la puissance active maximale transmissible par celle-ci. [6]

#### 4.1. Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) :

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur les alternateurs fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation d'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. [1]

Les installations de production qui contribuent au réglage primaire de la tension doivent, d'une part, disposer de la capacité constructive de fourniture et d'absorption de puissance réactive nécessaire, et d'autre part, être équipées d'un régulateur primaire de tension qui asservit automatiquement des grandeurs locales (tension et/ou puissance réactive) à des valeurs de consigne par action sur la tension d'excitation de l'alternateur ou sur le réactif des installations de production raccordées au réseau via de l'électronique de puissance. [6]

Le réglage primaire de la tension peut être de l'un des trois types suivants : [6]

- **Type 1** - réglage à puissance réactive constante au point de connexion :

On réserve généralement ce type de réglage aux installations de production raccordées dans des réseaux d'usine à un niveau de tension inférieur à celui du jeu de barres où se situe le point de connexion au RPT. Le plus souvent, on se contente d'un réglage à réactif constant (ou à tangente  $\phi$  constante) au niveau du point de connexion au réseau d'usine du groupe plutôt qu'au point de connexion de l'installation.

La consigne de ce réglage est fixée en concertation avec le producteur compte tenu des contraintes internes du producteur et du réseau local.

- **Type 2** - réglage de la tension au point de connexion  $U_{PDC}$  à une valeur  $U_{cons}$  variant linéairement en fonction de la puissance réactive  $Q$  avec une pente ajustable  $\lambda$  définie par la relation 2 :

$$U_{PDC} + \lambda * Q = U_{cons} \quad (2)$$

Ce type de réglage est utilisé pour certaines installations directement raccordées au RPT, notamment les parcs éoliens et photovoltaïques, et pour certaines installations raccordées dans des réseaux d'usine à proximité électrique du point de connexion et au même niveau de tension, notamment les cogénérations.

La valeur de  $\lambda$  est fixée en concertation avec le producteur, de manière à optimiser la contribution de l'installation de production au réglage de la tension. Elle tient compte des capacités constructives de l'installation et des conditions de réseau locales.

La consigne  $U_{\text{cons}}$  peut être asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension émis par le réseau, dans le cas des installations participant à ce service.

- **Type 3** - réglage de la tension aux bornes du stator du groupe selon une consigne : Cette consigne peut être asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension émis par le réseau, dans le cas des installations participant à ce service.

#### 4.2. Le réglage secondaire de tension (endéans les 15 minutes après perturbation) :

Comme pour la fréquence les réglages primaires sont réalisés de manière locale par chacun des groupes de production concernés. Ils agissent rapidement mais doivent être coordonnés pour éviter toute dérive ou encore pour optimiser le fonctionnement de groupes proches et éviter que certains fournissent trop de puissance réactive pendant que d'autres n'en fournissent pas ou pire en absorbent, c'est le rôle du réglage secondaire de tension (RST). [1]

Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des alternateurs et des installations de production comportant de l'électronique de puissance, pour un réglage plus global de la tension, certains groupes ou installations de production, appelés « groupes réglant », peuvent participer au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne de leur régulateur primaire de tension. [6]

Il existe aujourd'hui deux types de réglage secondaire de la tension : le **RST** (Réglage Secondaire de Tension) et le **RSCT** (Réglage Secondaire Coordinné de Tension). En exploitation, la participation au réglage secondaire est déterminée en fonction des critères suivants :

- Proximité électrique de l'installation par rapport à un point pilote déjà existant.
- Intérêt de créer un nouveau point pilote en cas de point pilote non proche.
- Capacités réactives de l'installation pour modifier la tension du point pilote proche.
- Capacités réactives des installations de production déjà raccordées et asservies au réglage secondaire du point pilote proche.

##### 4.2.1. Le RST :

Son principe consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « point pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone. [6]



- **Le RST commandé en niveau de réactif :**

Un dispositif centralisé élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande K, appelé niveau. Pour chaque zone, le niveau K correspondant est envoyé à l'ensemble des groupes réglant de la zone. Il est transformé localement en variations de tension de consigne, appliquées au régulateur primaire de tension. [6]

Ce niveau K est déterminé par l'équation suivante :

- **Le RST commandé en consigne de tension :**

On remplace la commande RST en niveau de réactif par une commande en tension, dite RST  $U_{ref}$ , qui envoie directement aux groupes ou installations comportant de l'électronique de puissance une consigne individualisée  $U_{ref}$ , permettant d'élaborer la consigne applicable au régulateur primaire de tension  $U_{cons}$ . [6]

Ce système est basé sur le même principe de « zones » et de « points pilotes » que le RST en niveau de réactif. Le dispositif centralisé élabore toutes les 10s, pour chaque installation de production ou chaque groupe, une consigne de tension individualisée qui prend en compte : [6]

- Des données du réseau : la tension du point pilote de la zone.
- Des données du producteur :
  - Des mesures en temps réel (ex : consigne de tension du régulateur primaire de tension).
  - des données constructives (ex : diagramme PQ,..).
  - des données paramétrables (ex valeur de la vitesse maximale de variation de la tension de consigne de l'installation).

Cette consigne est élaborée de manière à maîtriser les flux de réactif entre les installations de production proches.

#### 4.2.2. Le RSCT :

Comme l'évolution du système électrique a accentué les interactions entre zones RST, ceci avait également conduit à développer un autre système, le RSCT, capable de tenir compte de ces interactions et basé sur un fonctionnement différent de celui du RST. Le RSCT est installé de préférence pour les régions particulièrement sensibles aux problèmes de tension.

Le RSCT permet d'ajuster le plan de tension globalement sur toute une région en asservissant les tensions d'un ensemble de points pilotes (et non localement sur un seul point pilote comme dans le cas du RST) à des valeurs de consigne.

Le RSCT calcule directement et individuellement les variations de tension de consigne,  $\Delta U_{consigne}$ , à appliquer à chaque régulateur primaire de tension des groupes, en prenant en compte (et en réactualisant) les contraintes du réseau et des groupes.

L'algorithme utilisé dans le RSCT est un algorithme de minimisation d'une fonction quadratique faisant intervenir notamment :

- Les écarts entre les tensions aux points pilotes et les références de tension de ces points.
- Les écarts entre la puissance réactive produite ou absorbée par les groupes et les références de puissance réactive de ces groupes
- Les écarts entre les tensions stator et leurs références.

Tout en respectant :

- Les limites des diagrammes de fonctionnements des groupes en régime normal.
- Les limites en tension sur un ensemble de points de la région.
- Et les possibilités de variations des consignes des régulateurs primaires des groupes.

**4.3. Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation) :**

Le réglage tertiaire est nécessaire pour coordonner les actions entre deux zones régies par des RST différents. Ce réglage est effectué par les opérateurs de dispatching régional et comprend le calcul des tensions aux points pilotes. [1]

Ces réglages hiérarchisés permettent de réguler la tension sur les réseaux HTB (transport et répartition). Pour le réseau de distribution le contrôle se fait localement à l'aide de systèmes gérant l'apport en puissance réactive nécessaire afin de limiter le transit de cette puissance sur les réseaux amont via les postes HTB\HTA qui occasionnent des pertes supplémentaires. [1]

**4.3.1. La compensation locale d'énergie réactive :**

Il existe dans les réseaux électriques des organes de réglage de la tension répartis depuis les groupes de productions jusqu'aux consommations. En effet, les spécifications et les régimes de fonctionnement en tension ne sont pas les mêmes pour le réseau de transport et le réseau de distribution. [1]

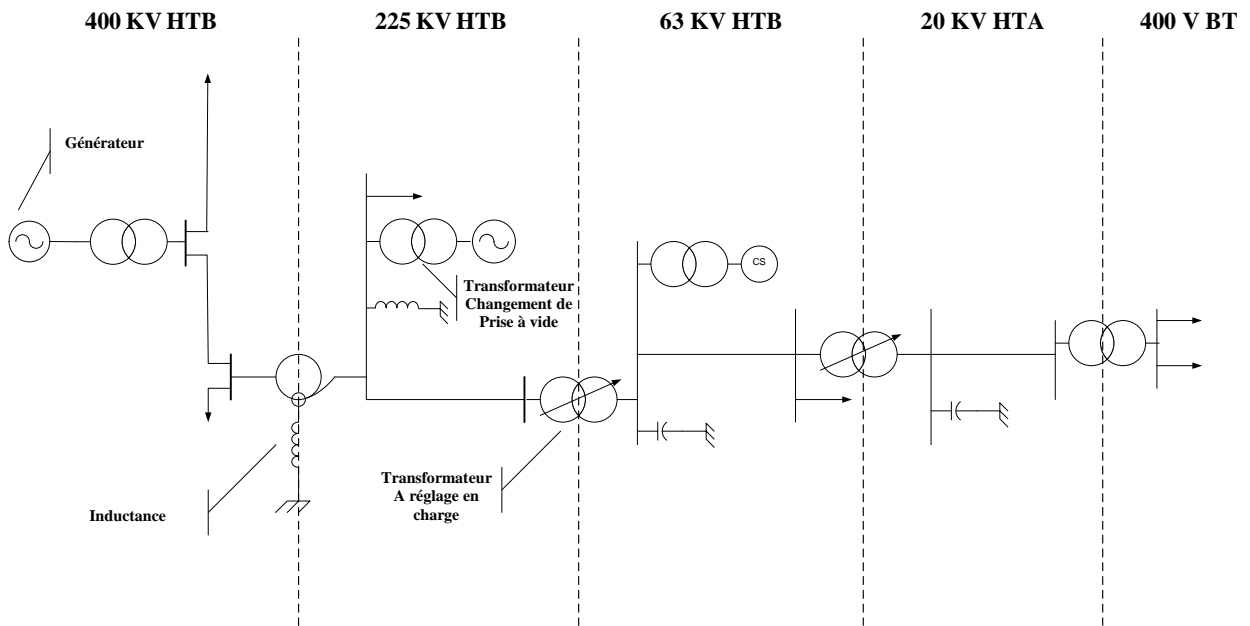


Figure I. 6: Représentation spatiale sur un réseau des organes de réglage en tension

Ces installations sont des dispositifs de compensation de l'énergie réactive et de tenue en tension capable de fournir ou d'absorber de la puissance réactive pour un contrôle local de la tension. Ces automates permettent donc de soulager le contrôle des productions et limite ainsi le transit de puissance réactive indésirable sur les réseaux amont.

#### 4.3.2. Les condensateurs :

Ces bancs de condensateurs peuvent atteindre quelques MVar, ils sont utilisés pour corriger le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives. Cette solution est généralement utilisée pour la compensation réactive des flux de puissance dans le réseau, mais elle pourrait être envisagée quand le plan de tension est bas afin de le remonter. Le but est de compenser la somme de puissance réactive absorbée par le réseau et par le transformateur HTB/HTA. Ainsi, Le banc de condensateur permet de compenser cette puissance réactive consommée en mettant en service le bon nombre d'éléments pour une compensation optimale toutes les 10min. En règle générale, une batterie de condensateur est composée de 3 gradins, chaque gradin est composé de 6 éléments [KOCH-1997]. Le raccordement des PDE au réseau peut provoquer des surtensions, ainsi cette solution reste difficile à mettre en œuvre aux alentours d'une connexion de PDE.

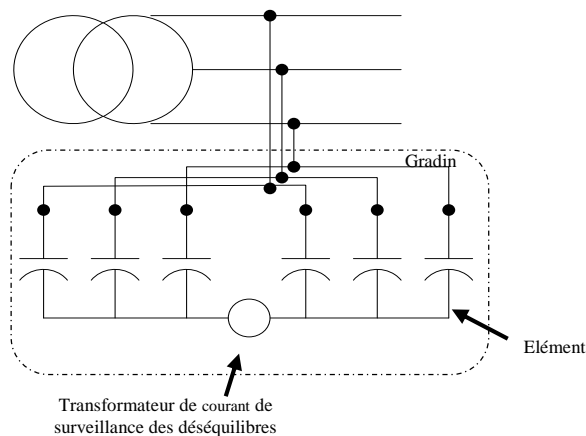


Figure I. 7: Représentation d'un gradin d'une batterie de condensateur [KOCH-1997]

#### 4.3.3. Les inductances :

Les inductances sont souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longue ligne dans le réseau de transport. Elles peuvent être raccordées en direct ou via le tertiaire de transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400 MVar.

#### 4.3.4. Compensateurs synchrones :

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

permet à la machine synchrone d'absorber de la puissance réactive et donc de diminuer la tension ; inversement, une sur excitation lui permet d'en fournir et donc d'augmenter la tension.

#### 4.3.5. Transformateurs avec prises réglables en charge :

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. Les Figures I. (8 et 9) montre les deux types de régulateurs en charge existants :

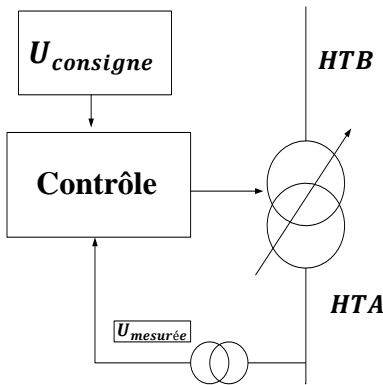


Figure I. 8 : Régleur en charge sans compundage

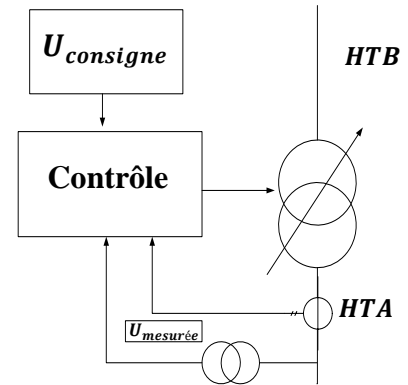


Figure I. 9 : Régleur en charge avec compundage

Un régleur en charge peut être avec ou sans compundage. Le régleur en charge sans compundage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée ( $U_{consigne}$ ). Ainsi si la tension du secondaire dépasse les bornes fixées pendant un temps supérieur à  $T_{min}$  (généralement de 60s), le changement de prise s'opère. Si un changement de prise n'est pas suffisant un deuxième suit après un temps plus court  $T_{pmin}$  (avec  $T_{pmin} < T_{min}$ ).

Le régleur en charge avec compundage fonctionne quasiment de la même façon, une mesure de courant est ajoutée. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compundage. Ceci permet d'avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l'état de charge du réseau aval. L'introduction de cette résistance permet d'estimer la chute de tension en un point du réseau.

#### 4.3.6. Les systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) :

Le réglage de tension est réalisé de manière locale sur le réseau de distribution par des systèmes de gestion de puissance réactive capable de maintenir la tension dans les limites admissibles et de limiter les transits de puissance réactive depuis le réseau de transport. Les systèmes FACTS sont développés à cet effet, ces systèmes à base l'électronique de puissance utilisent les performances de contrôle offertes par l'utilisation de cette technologie.

**Conclusion :**

Ce chapitre expose une vision sur le réseau électrique avec son rôle et surtout la partie distribution avec son architecture et schémas d'exploitation, sans oublier les différents types de réglage de tension dans le réseau électrique ainsi que d'autres problèmes.

Toutes ces stratégies existantes actuellement pour le contrôle de la tension sont efficaces dans une configuration classique d'exploitation du réseau de distribution avec un flux de puissance unidirectionnel des productions vers les consommations. Cependant, avec l'arrivée des PDE sur le réseau ces contrôles risquent d'être mis en défaut.

---

# *Chapitre II :*

Influence des Différents Eléments d'un Réseau  
Electrique sur le Réglage de la Tension

---

## **Introduction :**

Avant d'entamer une étude sur un système réel, il est préférable de commencer par un système simple. Cela nous permettra d'avoir des équations faciles à traiter et des schémas représentatifs simples et également de retrouver des résultats classiques.

Nous allons introduire dans ce chapitre quelques notions de stabilité, car après tout le réglage de tension fait partie de cette dernière. Nous avons opté pour un système simple à deux nœuds, l'analyse se basera sur l'influence des différents composants d'un réseau électrique sur la stabilité et le réglage de tension.

En premier lieu, nous allons être ramené à étudier les effets des différents paramètres sur la tension du réseau telle que : la puissance absorbée, le facteur de puissance, le rapport de transformation du transformateur en charge et enfin la réactance de la ligne. En dernier lieu, nous allons entreprendre le principe de réglage de tension, ainsi que les différentes approches possibles.

### **1. Stabilité des réseaux électriques :**

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [11]

### **2. Classification de la stabilité :**

En raison de la dimensionnalité élevée et la complexité des problèmes de la stabilité, la classification aide à produire une simplification des conditions, pour analyser des types spécifiques, en employant un degré approprié de détail pour la représentation du système et des techniques analytiques. L'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité, est considérablement facilitée par une classification de la stabilité.

La classification de la stabilité est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. Les différents types de la stabilité sont montrés sur la figure II.1 [11].



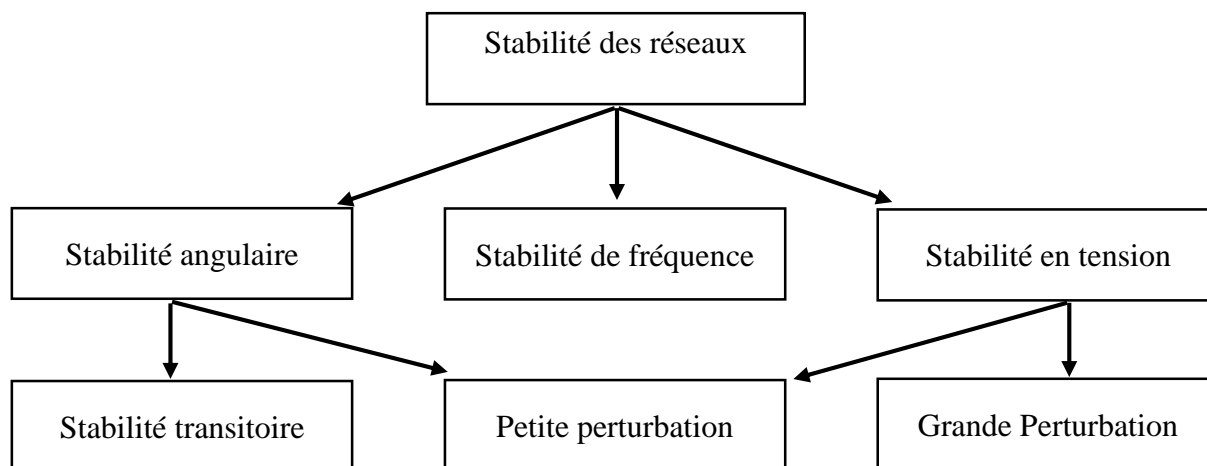


Figure II. 1: Classification des types de stabilité des réseaux électriques

### 2.1.Stabilité angulaire :

La stabilité angulaire, ou stabilité d'angle rotorique, se rapporte aux capacités des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté à rester dans le synchronisme après avoir été soumis à une perturbation [11]. Elle dépend de la capacité de maintenir ou de restaurer l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone [11]. L'instabilité, qui peut résulter, se produit sous forme d'augmentation d'oscillation angulaire de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme avec d'autres générateurs.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire.

#### 2.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations :

La stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor [11].

#### 2.1.2. Stabilité transitoire :

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court-circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotorique et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.

## **2.2. Stabilité de fréquence :**

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau. Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge. Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou de restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge. L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme. [11]

## **2.3. Stabilité de 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. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension. [11]

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations

### **2.3.1. Stabilité de tension aux petites perturbations :**

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production,...etc.

### **2.3.2. Stabilité de tension aux grandes perturbations :**

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit,...etc.

## **3. Causes d'instabilité de tension :**

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique. [11]

Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive ; dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge. Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, chargées. Les principales causes de l'instabilité de tension sont : [11]

### **3.1. Production trop éloignée de la consommation :**

Dans la plupart du temps les sources d'énergie électrique se trouvent loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes réactives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie réactive augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un effondrement de tension.

### **3.2. Charge appelée trop importante :**

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue. [11]

### **3.3. Manque local d'énergie réactive :**

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs. La limite de production de la puissance réactive des générateurs est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension. [11]

## **4. Différentes méthodes d'Analyse de la stabilité de tension :**

Généralement, il y a deux types d'analyse de la stabilité de tension : dynamique et statique. L'analyse dynamique se base sur des simulations dans le temps afin de résoudre des équations non linéaires différentielles/algébriques du système. Par contre, l'analyse statique est basée sur la solution des équations conventionnelles ou modifiées du problème d'écoulement de puissance.

### **4.1. Analyse dynamique :**

L'analyse dynamique fournit des réponses temporelles précises dans le domaine de simulation des réseaux électriques. La détermination précise des temps critiques des différents événements menant à l'instabilité de tension est essentielle pour l'analyse post-perturbation et la coordination de la protection et de la commande. Cependant, l'analyse dynamique consomme beaucoup de temps en termes de calculs et de traitement des résultats. En outre, l'analyse dynamique ne fournit pas aisément l'information concernant la sensibilité ou le degré d'instabilité de tension, ce qui la rend impraticable pour l'analyse de certaines conditions du fonctionnement du système ou pour déterminer les limites de stabilité de la tension.

**4.2.Analyse statique :**

A l'inverse de l'analyse dynamique, l'analyse statique de la stabilité de tension implique seulement la solution des équations algébriques du problème d'écoulement de puissance. De ce fait, du point de vue calcul, elle est beaucoup plus efficace que l'analyse dynamique. Généralement, l'analyse de la stabilité statique de tension est utilisée afin de vérifier si un point de fonctionnement est stable ou instable, évaluer la marge de stabilité d'un point de fonctionnement et identifier le point d'effondrement de tension [11]. Effondrement de tension dans le monde :

A travers le monde entier, il y a eu plusieurs incidents qui ont causé l'effondrement de tension au cours de vingt dernières années. Le tableau (II.1) résume quelques effondrements de tension dans le monde [11].

**Tableau II.1 :** Effondrement de tension dans le monde

<b>Date</b>	<b>Lieu</b>	<b>Durée</b>
<b>Eté 1996</b>	Ouest USA	Plusieurs heures
<b>03-02-2003</b>	Algérie	Plus de 3 heures
<b>31-03-2003</b>	Iran	8heures
<b>29-09-2003</b>	Italie	Plus de 4 heures
<b>25-05-2005</b>	Moscou	5heures
<b>12-01-1987</b>	Ouest de la France	6-7 minutes

## 5. Modélisation du phénomène d'effondrement de tension :

### 5.1. Système test

Avant d'entamer une étude sur un système réel, il est préférable de commencer par un système simple. Cela nous permettra d'avoir des équations faciles à traiter et des schémas représentatifs simples et également de retrouver des résultats classiques.

Afin d'illustrer quelques aspects de l'analyse, le phénomène d'instabilité de tension peut être analysé à l'aide d'un système simple constitué d'un générateur alimentant une charge électrique à travers une ligne électrique.

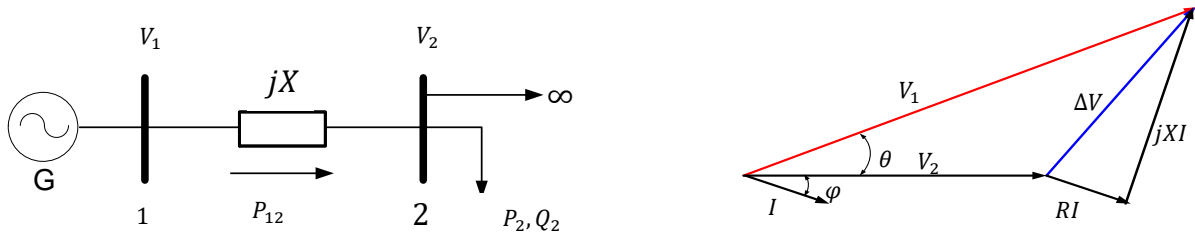


Figure II. 2: Réseau électrique à deux nœuds et le diagramme vectoriel

#### 5.1.1. Courbe d'effondrement de tension :

La courbe d'effondrement de tension (courbe  $V=f(P)$ ) est considérée parmi les techniques les plus utilisées dans l'étude et l'analyse de la stabilité statique de tension. Elle trace l'évolution de la tension en fonction de l'augmentation de la charge dans le nœud. Nous allons élaborer et développer le modèle mathématique qui décrit la variation de la tension en fonction de la charge.

D'après la figure II.2 on peut exprimer la puissance apparente au nœud 2 suivant l'équation :

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 = V_2 I^* \quad (\text{II.1})$$

En considérant la figure II.2 on peut écrire :

$$I = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \quad (\text{II.2})$$

La puissance S au nœud 2 est donnée par :

$$S^* = (V_2 \bar{I}^*)^* = V_2^* \bar{I} = V_2^* \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{jX} \quad (\text{II.3})$$

Avec :

$$\bar{V}_2^* = (V_2 \angle 0)^* = V_2 \angle 0$$

Et

$$\bar{V}_1 = V_1(\cos \theta + j \sin \theta) = V_1 \angle \theta$$

On aura :

$$S_2^* = P_2 - jQ_2 = \frac{V_1 V_2}{x} \sin \theta + j \left( \frac{V_2^2}{x} - \frac{V_1 V_2}{x} \cos \theta \right) \quad (\text{II.4})$$

Les puissances actives et réactives au noeud2 :

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{x} \sin \theta \quad (\text{II.5})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2}{x} \cos \theta - \frac{V_2^2}{x} \quad (\text{II.6})$$

On élimine l'angle  $\theta$  par l'utilisation :  $\cos^2 \theta + \sin^2 \theta = 1$  on trouve :

$$P_2^2 + \left( Q_2 + \frac{V_2^2}{x} \right)^2 = \frac{V_1^2 V_2^2}{x^2} \quad (\text{II.7})$$

L'équation précédente peut s'écrire sous la forme d'une équation quadratique en fonction de  $V_2$ :

$$V_2^4 + (2Q_2 x - V_1^2) V_2^2 + (P_2^2 + Q_2^2) x^2 = 0 \quad (\text{II.8})$$

On pose  $y = V_2^2$  on aura :

$$y^2 + (2Q_2 x - V_1^2) y + (P_2^2 + Q_2^2) x^2 = 0$$

C'est une équation paramétrique de second ordre pour la résoudre nous allons considérer le signe du discriminant :

$$\Delta = ((2Q_2 x - V_1^2)^2 - 4(P_2^2 + Q_2^2) x^2)$$

Si :

$\Delta < 0 \rightarrow$  Pas de solution.

$\Delta = 0 \rightarrow$  Solution double (point critique).

$\Delta > 0 \rightarrow$  Deux solutions distinctes.

$$V_2^2 = \frac{1}{2} \left[ V_1^2 - 2Q_2 x \mp V_1 \left( V_1^2 - \frac{4P_2^2 x^2}{V_1^2} - 4Q_2 x \right)^{1/2} \right] \quad (\text{II.9})$$

On remplace Q dans(9) par  $Q_2 = \tan \varphi P_2 = BP_2$

Donc la solution est :

$$V_2^2 = \frac{V_1^2}{2} - BP_2X \mp \left( \frac{V_1^2}{4} - P_2X(P_2X + BV_1^2) \right)^{1/2} \quad (\text{II.10})$$

D'après l'équation (II.10), on peut conclure que, la tension au nœud 2 est une fonction de la puissance active, de la réactance de la ligne, et du facteur de puissance. La figure II.3 présente la courbe de bifurcation du système test. La courbe montre l'évolution de la tension en fonction de la puissance active.

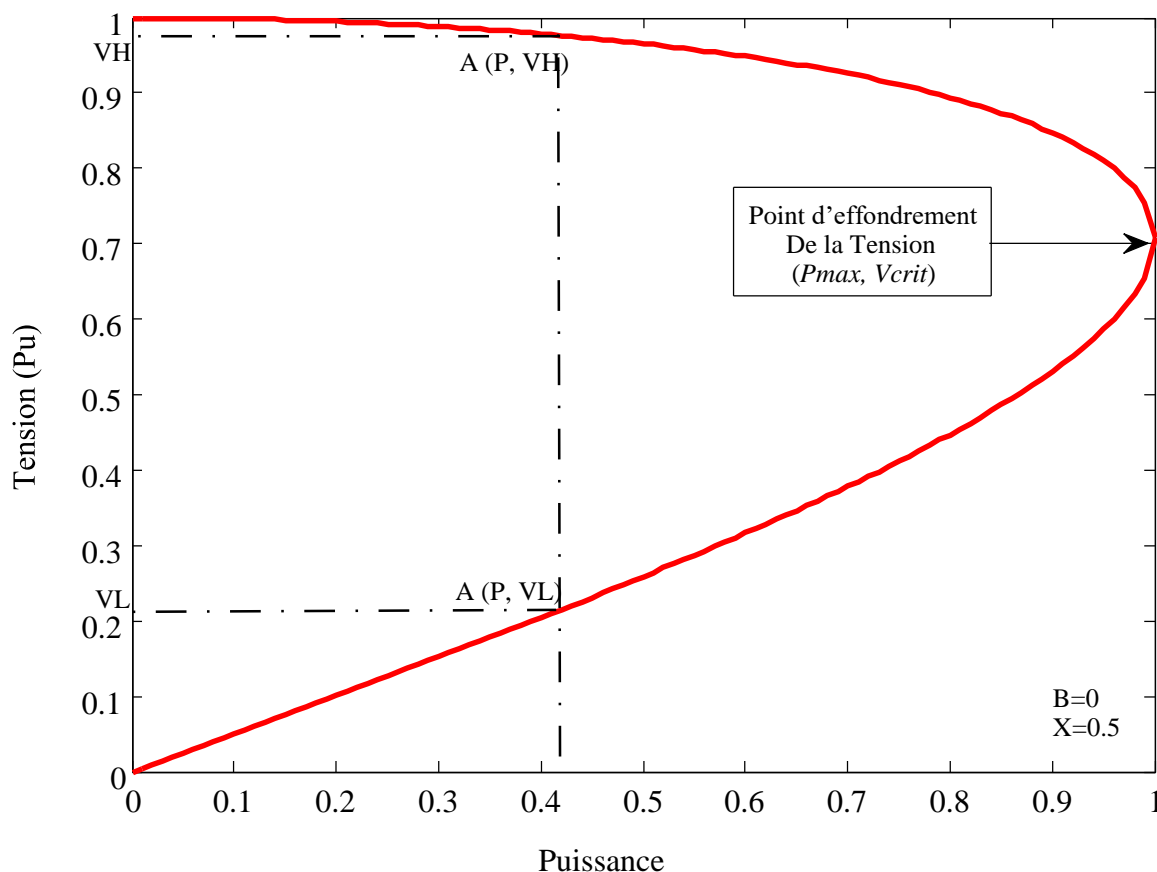


Figure II. 3: Courbe de bifurcation de tension

D'après la figure II.3, on peut remarquer que lorsque la puissance demandée augmente, la tension diminue progressivement jusqu'à atteindre une valeur critique  $V_{crit}$  qui correspond à la puissance maximale transmissible par la ligne  $P_{Max}$ . Ce point est appelé point de bifurcation de tension (ou point d'effondrement de tension). Au-delà de ce point, la tension chute d'une façon brusque et incontrôlable ; c'est le phénomène d'effondrement de tension. Ce phénomène peut s'expliquer comme suit : lorsque la charge croît, le courant circulant dans la ligne croît ; Entraînant une chute de tension d'autant plus importante que le courant est plus grand, donc la tension aux bornes de la charge décroît.

De la figure II.3, une notion très importante et très utilisée dans l'étude et l'évaluation de la stabilité de tension est la marge de stabilité de tension, laquelle est considérée comme un indice

efficace de l'évaluation de la stabilité de tension. Elle est définie comme étant la quantité de charge additionnelle de la charge nominale qui conduit le réseau électrique à un effondrement de tension. Autrement dit, c'est la distance entre le point de fonctionnement nominal du réseau et le point d'effondrement de tension. Dans la conduite et l'exploitation des réseaux électrique, on essaye toujours de garder une marge de stabilité de tension la plus grande possible.

On peut remarquer aussi que, pour une valeur donnée  $P$  de la puissance demandée par la charge, il existe deux solutions de tension. La solution supérieure  $VH$  correspondant à la valeur qui peut être atteinte en pratique et l'autre solution  $VL$  est juste mathématiquement ; mais qui ne représente pas une valeur pratique. La justification de cette analyse est présentée comme suit :

En outre, le courant correspondant à la solution  $VL$  est beaucoup plus grand que celui correspondant à la solution  $VH$ . De ce fait les pertes actives sont plus élevées. Par ailleurs, la tension  $VL$  est beaucoup plus petite que  $VH$ .

Finalement, on peut conclure que la partie supérieure de la courbe donne la région de fonctionnement stable. En conséquence, dans toute analyse consacrée aux problèmes de la stabilité statique de tension, l'intérêt est porté sur cette partie de la courbe.

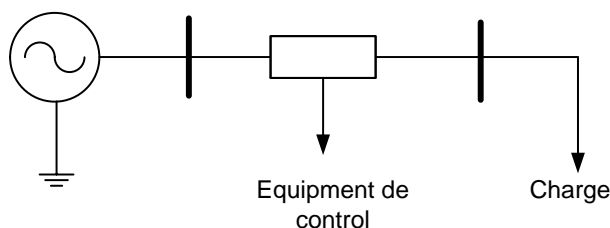
## **6. Influence des composants du réseau sur la stabilité de tension :**

Cette section est consacrée à l'étude de l'influence des composants du réseau sur la stabilité statique de tension. De ce fait, on a évalué la stabilité de tension en utilisant la courbe de bifurcation de tension, sous l'influence de plusieurs composants du réseau, récapitulés dans ce qui suit :

- Influence du facteur de puissance.
- Influence du transformateur-régleur.
- Influence de la réactance de la ligne.
- Influence de la nature de la charge.

### **6.1. Réseau d'application :**

La figure II.4, illustre le schéma synoptique du système d'application utilisée dans cette section. Le réseau est composé d'un générateur qui alimente une charge via une ligne électrique d'une réactance  $X$



*Figure II. 4: Schéma synoptique du réseau d'application*



### 6.2. Influence du facteur de puissance :

Cette section est consacrée à l'étude de l'influence du facteur de puissance de la charge sur la stabilité de tension. La figure II.5, représente la courbe de bifurcation de la tension pour différentes valeurs de  $B = \tan\phi$ . Il est clair que lorsque le facteur  $B$  diminue (c'est-à-dire  $\phi$  diminue) la puissance maximale transmise par la ligne augmente. Lorsque la compensation de l'énergie réactive de la charge augmente (c'est-à-dire  $\phi$  diminue) ; la puissance maximale transmissible (marge de stabilité) augmente. La courbe en pointillé de la figure II.5 représente l'évolution du point critique (point d'effondrement de tension) en fonction du facteur  $B$ . Il est clair que la tension critique augmente quand le facteur  $B$  diminue.

Ainsi on peut conclure que le facteur de puissance a un impact très significatif sur la caractéristique P-V et donc sur la stabilité de tension. La puissance maximale transmissible par la ligne augmente avec le facteur de puissance. Donc la charge, qui possède un facteur de puissance relativement élevé, offre une marge de stabilité de tension satisfaisante.

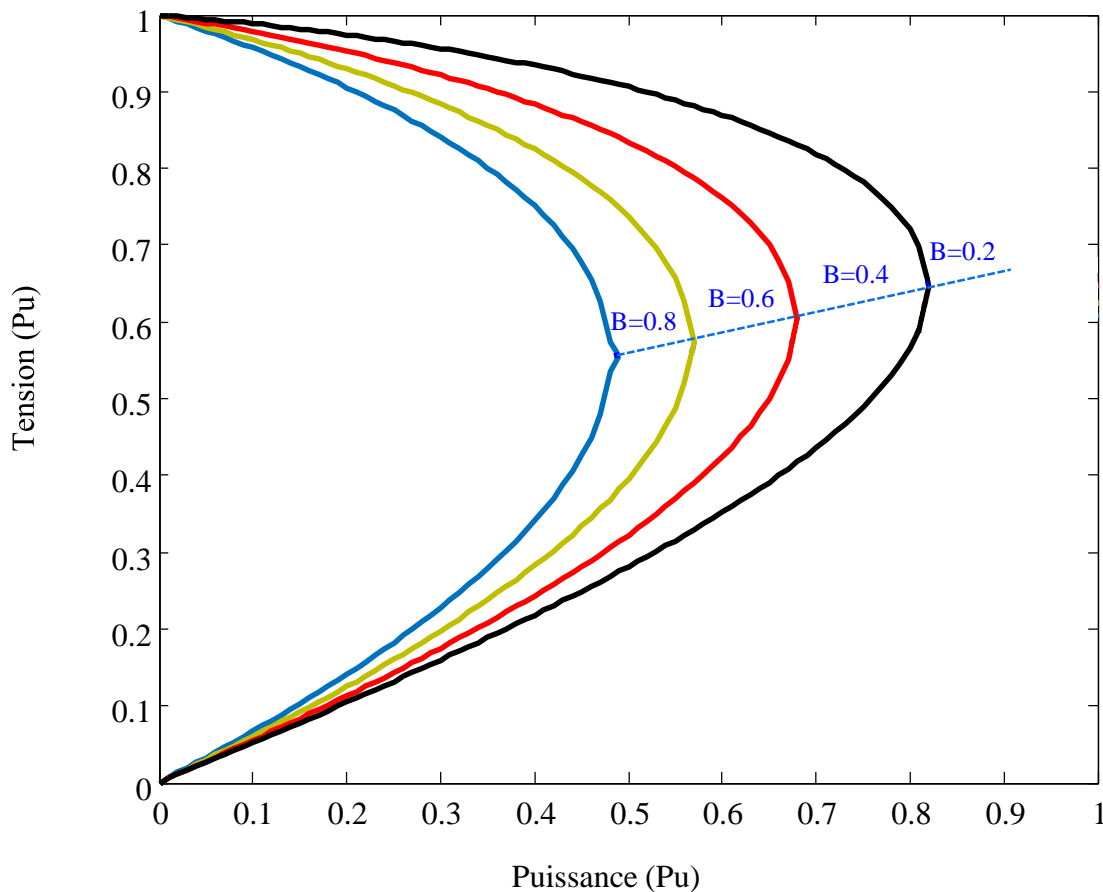
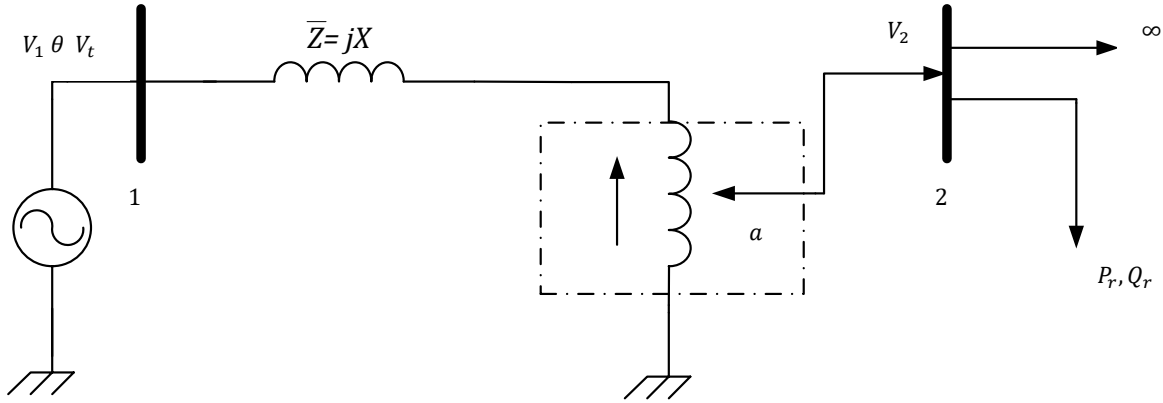


Figure II. 5: caractéristique P-V pour différente valeur de  $B = \tan \theta$

### 6.3. Influence du transformateur régleur en charge :

La figure II.6 représente un transformateur régleur.



*Figure II. 6: représente un transformateur régleur*

L'introduction d'un transformateur régleur avec un rapport de transformation ( $a$ ) dans l'équation (3.10) donne l'expression suivante :

$$V_2^2 = a^2 \left[ \frac{V_1^2}{2} - BP_2X \mp \left( \frac{V_1^2}{4} - P_2X(P_2X + BV_1^2) \right)^{1/2} \right] \quad (\text{II.11})$$

D'après la figure II.7, il est clair que le transformateur régleur tente toujours d'augmenter la tension aux bornes de la charge par une régulation automatique du rapport de transformation. La courbe en pointillé montre que la tension critique augmente avec l'augmentation du rapport ( $a$ ). D'autre part, la puissance maximale transmise reste fixe pour les trois cas de simulation.

D'après ces observations, on peut conclure que le transformateur régleur assure un maintien de la tension par une régulation appropriée du rapport de transformation. Par contre, il n'influe pas sur la marge de stabilité de tension, car elle reste constante pour les trois cas de simulations. En cas d'un effondrement de tension, le transformateur régleur doit être bloqué, à cause de son effet négatif sur la stabilité de la tension (il accélère le phénomène d'effondrement). [11]

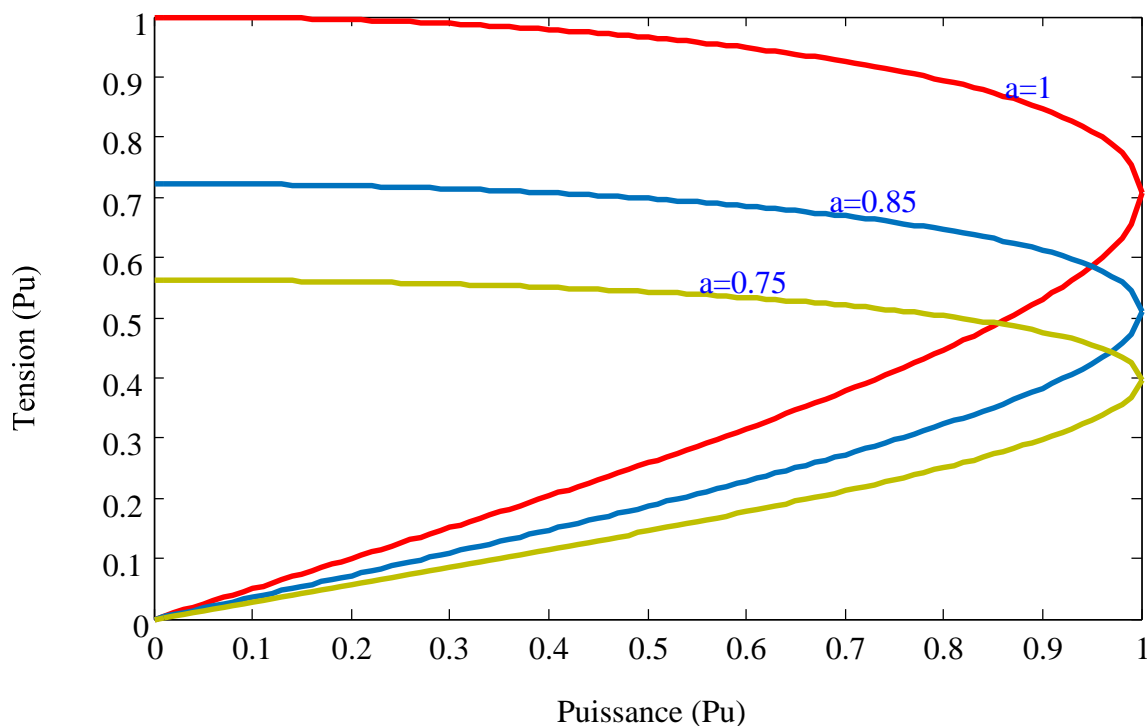


Figure II. 7: Influence de transformateur régleur sur la courbe de bifurcation.

#### 6.4. Influence de la réactance de la ligne :

La figure II.8 représente l'influence de la réactance de la ligne sur la caractéristique P-V obtenue, pour des différentes valeurs de  $X$ , elle montre que la marge de stabilité de la tension augmente quand la réactance de la ligne diminue. L'augmentation de la réactance de la ligne (cas des lignes longues) augmente les pertes réactives, ce qui provoque un déséquilibre entre la demande et la production de l'énergie réactive. Ainsi, le réseau ne peut pas satisfaire la demande de charge. Cette situation favorise un effondrement de tension pour des niveaux de charge relativement faibles. [11]

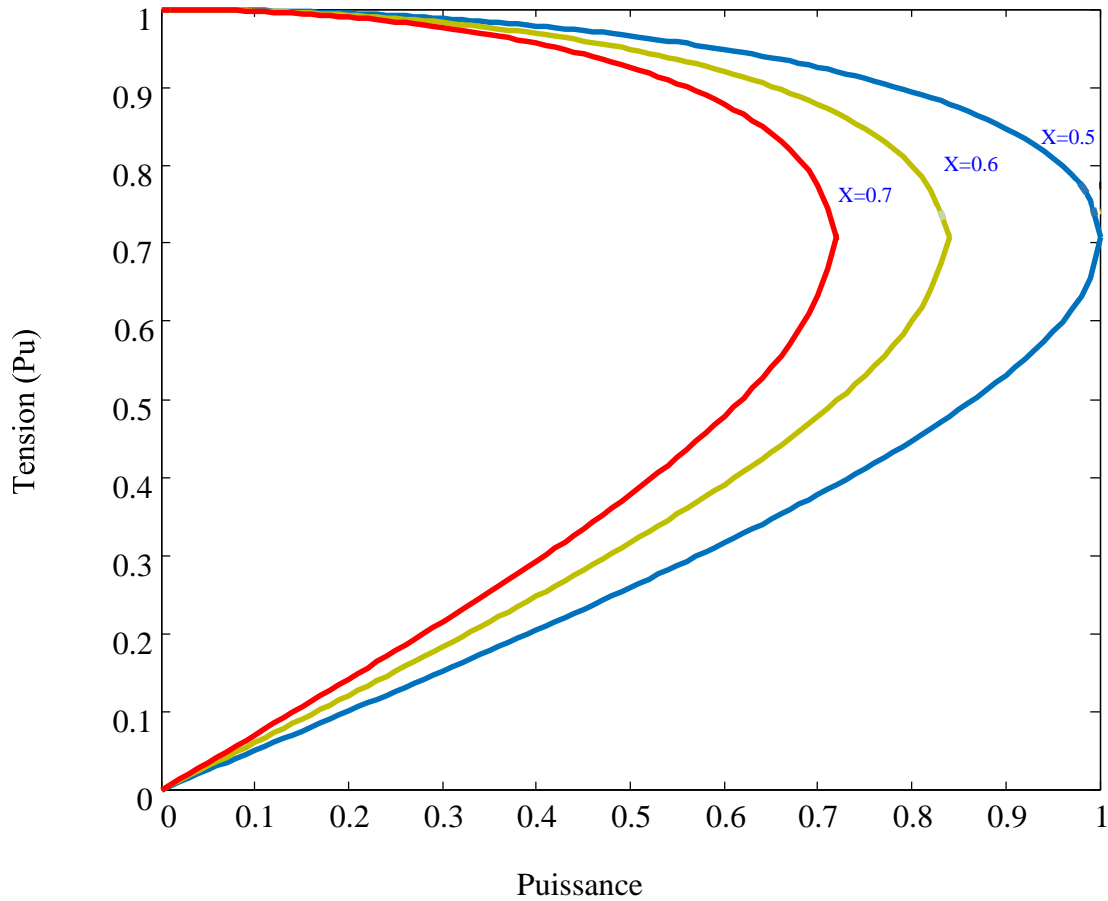


Figure II. 8: Influence de la réactance de la ligne sur la caractéristique P-V

## 7. Control et Réglage de la tension (Voltage control) : [12]

### 7.1. Chute de tension dans le réseau-Formulation mathématique du Problème :

Soit le réseau de la Figure II.9, représentant une charge alimentée par un poste de distribution via une ligne d'impédance  $\bar{Z}_s = R_s + jX_s$ . La charge absorbe une puissance active  $PL$  et une puissance réactive  $QL$ . La tension au poste de distribution est supposée constante et elle est notée  $\bar{E}$ , tandis que la tension aux bornes de la charge est notée par  $\bar{V}$ . Si on note par  $\bar{I}$  le courant absorbé par la charge et sous tension  $\bar{V}$ , alors la chute de tension dans la ligne sera donnée par :

$$\Delta\bar{V} = \bar{E} - \bar{V} = \bar{Z}\bar{I} \quad (\text{II.12})$$

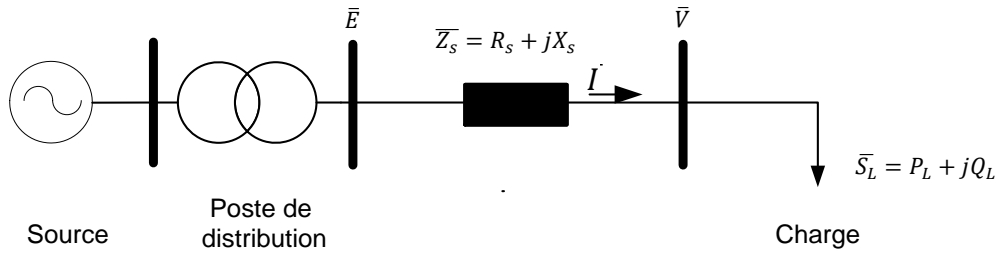
Or, le courant peut être écrit en fonction des puissances absorbées comme :

$$\bar{I} = \frac{S_L^*}{\bar{V}} = \frac{P_L - jQ_L}{\bar{V}} \quad (\text{II.13})$$

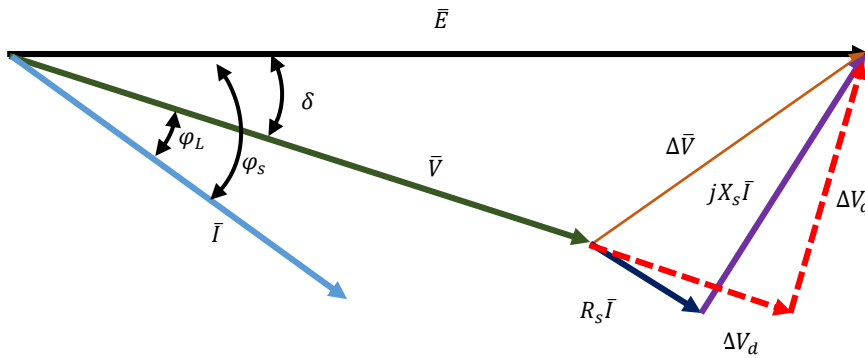
En remplaçant dans l'équation (II.12), la chute de tension s'écrit :

$$\Delta\bar{V} = (R_s + jX_s) \left( \frac{P_L - jQ_L}{\bar{V}} \right) = \frac{R_s P_L - X_s Q_L}{\bar{V}} + j \frac{X_s P_L - R_s Q_L}{\bar{V}} \quad (\text{II.14})$$

Cette équation montre que la chute de tension dépend de deux paramètres :



(a) Réseau radial alimentant une charge.



(b) Diagramme vectoriel des tensions.

Figure II. 9: Chute de tension dans une ligne.

1. Les puissances active et réactive absorbées par la charge ;
2. L'impédance de la ligne.

D'après le diagramme vectoriel sur la Figure II.9 (b), cette chute de tension a une composante directe par rapport à  $\bar{V}$ , notée  $\Delta V_d$  (en phase avec  $\bar{V}$ ) et une composante en quadrature  $\Delta V_q$  (déphasée de  $90^\circ$  par rapport à  $\bar{V}$ ). Ainsi, si on prend  $V$  comme référence des phases, on peut écrire :

$$\Delta \bar{V} = \frac{R_s P_L - X_s Q_L}{\bar{V}} + j \frac{X_s P_L - R_s Q_L}{\bar{V}} = \Delta V_d + j \Delta V_q \quad (\text{II.15})$$

Maintenant, d'après le diagramme de la Figure II.9 (b) on peut déduire que :

$$E = \sqrt{(V + \Delta V_d)^2 + \Delta V_q^2} = \sqrt{\left(\frac{R_s P_L - X_s Q_L}{\bar{V}}\right)^2 + \left(\frac{X_s P_L - R_s Q_L}{\bar{V}}\right)^2} \quad (\text{II.16})$$

### Régulation de la tension :

Une des mesures du niveau de tension est la régulation de la tension en %, (Percent Voltage Régulation) qu'on définit par :

$$R_V \% = \frac{E-v}{v} \times 100\% \quad (\text{II.17})$$

**7.2. Cas particulier :**

Dans certains cas, notamment dans les réseaux de transport, la résistance de ligne est négligée devant la réactance, alors la tension de charge devient :

$$\bar{V} = \bar{E} - \frac{X_s - Q_L}{V} - j \frac{X_s - P_L}{V} = E \left( 1 - \frac{X_s Q_L}{EV} - j \frac{X_s P_L}{EV} \right) \quad (\text{II.18})$$

Admettant que  $EV \approx E^2$ , la tension  $\bar{V}$  sera réécrite :

$$\bar{V} \approx E \left( 1 - \frac{Q_L}{S_{sc}} - j \frac{P_L}{S_{sc}} \right) \quad (\text{II.19})$$

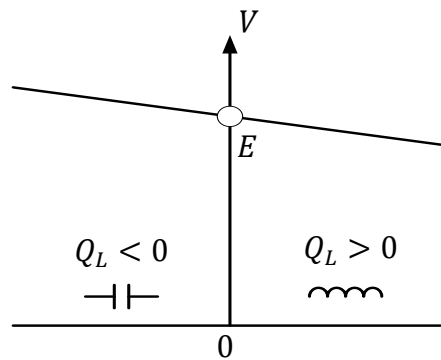


Figure II. 10: Droite de charge

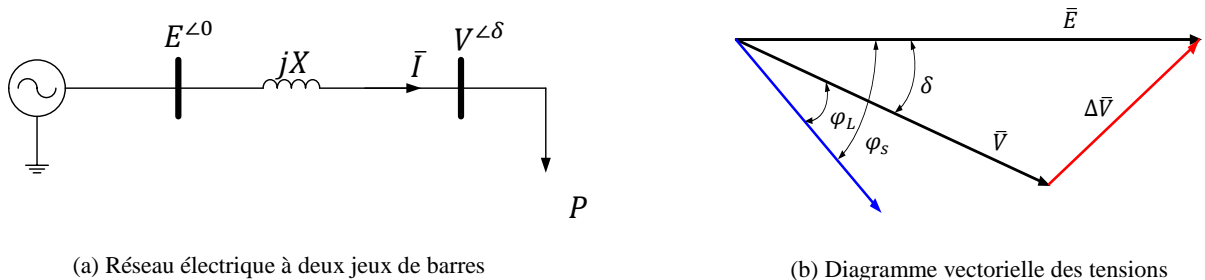


Figure II. 11: Chute de tension dans une ligne de réactance X.

Où  $S_{sc}$  représente la puissance de court-circuit du réseau. Comme on peut le voir sur le diagramme de la Figure II.9 (b), La partie imaginaire  $P_L/S_{sc}$  qui représente la chute de tension

en quadrature est responsable du déphasage entre la tension de charge  $\bar{V}$ , mais influence peu le module de  $\bar{V}$ . Ainsi :

$$V \approx E \left(1 - \frac{Q_L}{S_{SC}}\right) \quad (\text{II.20})$$

La tension  $V$  peut être alors représentée sous forme d'une droite dite droite de charge comme le montre la Figure II.10. On peut remarquer que lorsque  $Q_L < 0$  la tension  $V > E$ , et lorsque  $Q_L > 0, V < E$ .

### 7.3. Puissances active, réactive et angle de charge :

Le réseau de la Figure II.9 (a) peut être généralisé à celui d'un réseau à deux jeux de barres, un jeu de barres source et un jeu de barres charge (sending end bus and receiving end bus). La ligne entre les jeux de barres est représentée par sa réactance  $X$ . La tension au jeu de barres source  $\bar{E}$  est prise comme référence, donc sa phase est égale  $0^\circ$ , et la tension au jeu de barres chargé  $\bar{V}$  est déphasée d'un angle  $\delta$  par rapport à  $\bar{E}$ . Les puissances active et réactive au jeu de barres chargé sont  $P$  et  $Q$ . Le courant  $\bar{I}$  absorbé, supposé inductif, est déphasé de  $\varphi_L$  par rapport à  $\bar{V}$  et de  $\varphi_s$  par rapport à  $\bar{V}$  Comme le montre le diagramme vectoriel sur la figure II.11 (b).

La relation entre les tensions  $\bar{V}$  et  $\bar{E}$  peut-être alors écrite comme :

$$E \cos(\delta) = V + XI \sin(\varphi_L) \quad \text{Et} \quad E \sin(\delta) = XI \cos(\varphi_L) \quad (\text{II.21})$$

Par ailleurs, la puissance Absorbée au jeu de barres de charge est donnée par :

$$\bar{V}\bar{I}^* = P + jQ = VI \cos(\varphi_L) + j VI \sin(\varphi_L) \quad (\text{II.22})$$

En faisant sortir les expressions du  $\cos(\varphi_L)$  et  $\sin(\varphi_L)$  de l'équation (II.21), et en remplaçant dans (II.22), on aboutit aux équations des flux de puissances suivantes :

$$P = \frac{EV}{X} \sin(\delta) \quad (\text{II.23})$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos(\delta) - \frac{V^2}{X} \quad (\text{II.24})$$

Côté source, la puissance active débitée est égale à celle du jeu de barres de la charge donnée par (II.23), puisque la résistance de la ligne est négligée. Cependant, pour la puissance réactive, elle est différente du faite de la réactance de ligne qui consomme une partie de la puissance réactive débitée par la source. La puissance réactive de la source peut être écrite comme :

$$Q_s = Q + XI^2 \quad \text{Avec} \quad I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{V} \quad (\text{II.25})$$

En remplaçant  $P$  et  $Q$  par les expressions établies précédemment, la puissance réactive de la source s'écrira :

$$Q_s = \frac{E^2}{X} - \frac{EV}{X} \cos(\delta) \quad (\text{II.26})$$

D'après le digramme vectoriel de la Figure II.11 (b), on peut écrire les chutes de tension directe (longitudinale), et en quadrature (transversale) comme suit :

$$\Delta V_d = E \cos(\delta) - V, \quad \Delta V_q = E \sin(\delta) \quad (\text{II.27})$$

Ainsi, les équations (II.23) et (II.24) peuvent être réécrites comme :

$$P = \frac{V}{X} \Delta V_q, \quad Q = \frac{V}{X} \Delta V_d \quad (\text{II.28})$$

Remarquer que la puissance active  $P$  échangée entre les deux jeux de barres dépend des paramètres suivants :

- Modules des tensions de source  $E$ , et de charge  $V$ ; Si on suppose une tension de source constante, alors une bonne régulation de la tension de charge augmentera la puissance  $P$ .
- La réactance de la ligne  $X$ ; En théorie, plus elle est faible plus la puissance est grande, mais il ne faut perdre de vue qu'une trop faible réactance provoquera une instabilité du système.
- L'angle de charge  $\delta$ ; Plus il est large, plus la puissance est grande, mais il faut noter qu'un angle large peut affecter la stabilité du réseau.

La puissance réactive dépend aussi des tensions  $E$ ,  $V$  et de la réactance de ligne  $X$ . De manière plus explicite, la puissance  $Q$  dépend de la chute de tension directe  $\Delta V_d$  comme le montre l'équation (2.17). Si cette chute de tension est nulle, alors il n'y a aucune puissance réactive au jeu de barres de la charge, mais cela ne veut forcément pas dire que la charge n'absorbe pas de puissance réactive ! Par ailleurs, la chute de tension en quadrature  $\Delta V_q$  ne peut pas être zéro, car il n'y aura aucun transfert de puissance active de la source à la charge, ce qui n'est pas pratique, (sauf si le jeu de barres est à vide).

**Effets de la puissance réactive sur la tension et le transfert de puissance :**

Dans cette section, nous allons mettre en lumière l'effet de la puissance réactive sur la tension De charge  $\bar{V}$  et le transfert de puissance active de la source à la charge. Pour cela, reprenons les équations (II.23) et (II.24) qu'on peut mettre sous la forme :

$$P^2 + \left(Q + \frac{V^2}{X}\right)^2 = \left(\frac{EV}{X}\right)^2 \quad (\text{II.29})$$

La solution de cette équation pour  $V$  donne :

$$V^2 = \frac{E^2}{2} - QX \mp X \sqrt{\frac{E^4}{4X^2} - P^2 - Q \frac{E^2}{X}} \quad (\text{II.30})$$



Donc, pour que l'équation (II.29) admet des solutions positives pour  $V$  il faut que :

$$P^2 + Q \frac{E^2}{X} \leq \frac{E^4}{4X^2} \quad (\text{II.31})$$

Cette dernière équation permet d'identifier les puissances active et réactive que la ligne peut fournir à la charge. Ainsi, en introduisant la puissance de court-circuit du réseau donnée par :

$$S_{sc} = \frac{E^2}{X} \quad (\text{II.32})$$

On peut écrire la condition précédente comme :

$$P^2 + QS_{sc} \leq \left(\frac{S_{sc}}{2}\right)^2 \quad (\text{II.33})$$

Cette dernière condition permet de tirer les conclusions suivantes :

1. Si la charge est purement active,  $S_{sc}/2$  alors la puissance active maximale transmissible par la ligne est égale  $S_{sc}/2$ .
2. Si la charge est purement réactive  $P = 0$ , alors la puissance réactive maximale transmissible par la ligne est égale  $S_{sc}/4$ .
3. Un facteur de puissance capacitif  $Q < 0$  au jeu de barre de la charge augmente la capacité de transfert de la puissance active.
4. Un facteur de puissance inductif  $Q > 0$  au jeu de barre de la charge réduit la capacité de transfert de la puissance active.

Ainsi, il semble qu'il est plus difficile de transporter la puissance réactive que la puissance active. En outre, le transport de la puissance réactive réduit la capacité de la ligne à satisfaire la charge en puissance active. Pour le vérifier, soit une charge absorbant une puissance :  $P + jQ = P + jQ \tan(\varphi)$  Sous tension  $V$ . La charge en question est représentée par son admittance donnée par :

$$\bar{G}_L = G + jG \tan(\varphi) \quad (\text{II.32})$$

Ainsi, en utilisant le diviseur de tension, la tension de charge  $\bar{V}$  sera donnée en fonction de la tension de source  $\bar{E}$ , de l'admittance de charge et de la réactance de la ligne comme :

$$\bar{V} = \frac{\bar{E}}{1 + X G \tan(\varphi) + jXG} \quad (\text{II.33})$$

Dont le module s'écrira :

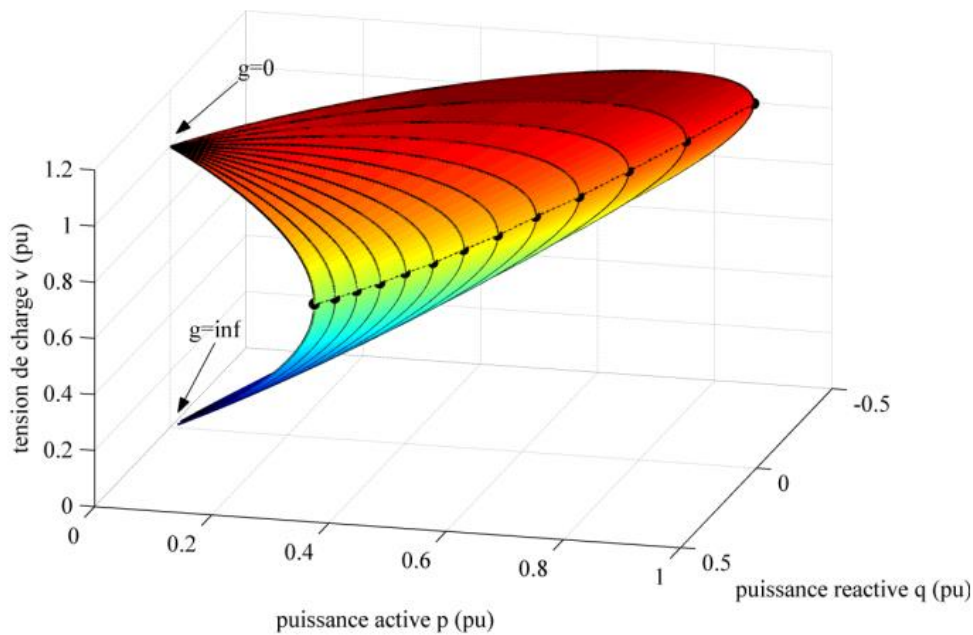
$$|\bar{V}| = \frac{E}{\sqrt{(XG)^2 + (1 + XG \tan(\varphi))^2}} \quad (\text{II.34})$$

Pour représenter la tension  $V$  de manière plus explicite, il est plus judicieux de passer aux grandeurs normalisées. Ainsi, en posant  $E$  comme tension de base, i.e.,  $e = 1$  pu, et  $\bar{X}$  comme impédance de base, i.e  $x = 1.$ , pu, alors  $XG = g$  et la tension de charge  $v = V/E$  en pu s'écrira

$$v = \frac{1}{\sqrt{g^2 + (1 + g \tan(\varphi))^2}} \quad (\text{II.35})$$

Avec :  $g$  l'admittance de charge en pu.

Comme attendu, il n'y a pas de chute de tension dans la ligne s'il n'y a pas charge, c'est-à-dire lorsque l'admittance  $g = 0$ . Par contre, la tension de charge  $v$  tend vers zéro lorsque l'admittance de charge tend vers l'infini. La solution de cette équation permet d'obtenir la surface dans le plan  $pqv$  sur la figure II.12 qui montre la relation entre la tension  $v$  et les puissances active et réactive au jeu de barres de la charge. Chaque point sur la surface en question représente un point de fonctionnement  $(pqv)$ . Chaque courbe en trait continu représente les points de fonctionnement pour un facteur de puissance donné lorsque l'admittance varie de 0 à l'infini. Ainsi, en variant le facteur de puissance, plusieurs courbes sont obtenues. Finalement, la ligne en trait discontinu qu'on peut appeler équateur représente les limites de transfert de puissance pour chaque facteur de puissance.



**Figure II. 12 :** Surface  $pqv$

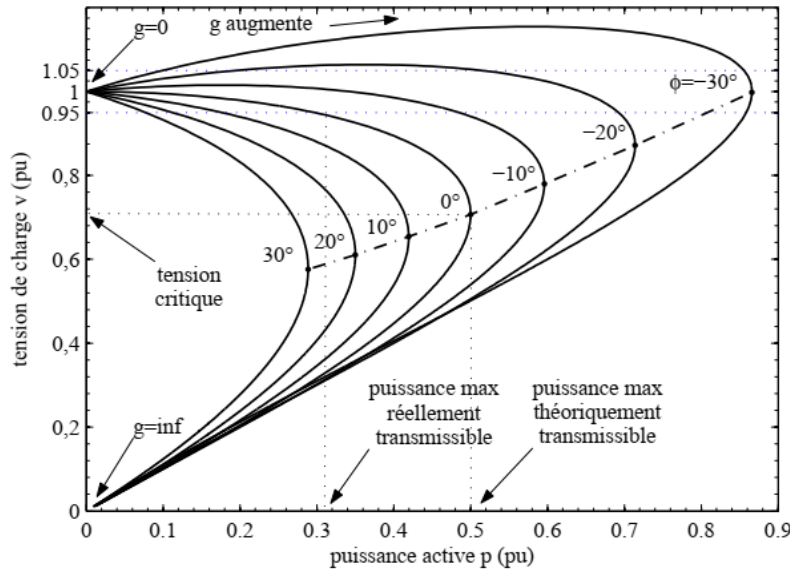


Figure II. 13 : Surface pqv Courbes pv pour différents facteurs de puissance.

### Courbes pv

La figure II.13 représente des courbes  $pv$  ( $pv$  curves) obtenues de l'équation (II.35), pour quelques valeurs de l'angle d'admittance  $\varphi$ . Le point le plus à droite de chaque courbe représente le point de fonctionnement où la puissance transmise est maximale pour une charge d'admittance  $g$  et de facteur de puissance  $\cos(\varphi)$ . La tension correspondante à ce point représente la tension critique. Cette puissance maximale est dite puissance maximale théoriquement transmissible ou Limite théorique de transfert de puissance. Cette limite est de  $0.5 pu$  pour un facteur de puissance unitaire, mais elle augmente pour des facteurs de puissance capacitifs, cependant pour des facteurs de puissances inductifs, cette limite est inférieure à  $0.5 pu$ .

A partir du point de fonctionnement à puissance maximale, si là l'admittance augmente, on remarque que la puissance diminue et la tension chute considérablement et le tout tend vers zéro. On verra plus tard dans ce chapitre que le système devient instable à partir de ce point. Ainsi, la courbe  $pv$  peut être divisée en une partie stable c'est-à-dire la partie supérieure, et une partie instable, la partie inférieure.

Pour une charge active la tension critique est égale à  $1/\sqrt{2} \approx 0.71 pu$  qui n'est pas acceptable de point.

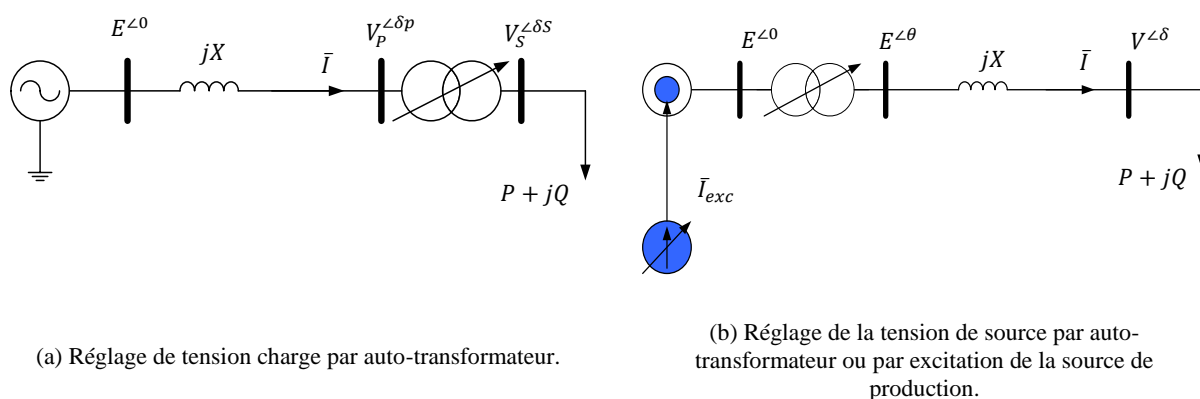


Figure II. 124 : Réglage directe de la tension.

De vue pratique. En effet la tension de charge doit être comprise autour de la valeur nominale, typiquement  $\pm 5\%$ . Par conséquent, la limite de transfert réelle ou pratique se situe à peu près à  $0.31 pu$ , soit  $31\%$  de la puissance de court-circuit. Cette limite est plus basse encore pour des charges ayant un facteur de puissance inductif, mais elle est plus élevée pour des facteurs de puissance capacitifs. Ainsi, à première vue, on peut dire qu'il est possible de repousser la limite de transfert réelle de puissance en faisant en sorte que le facteur de puissance apparent (vu par le réseau) de la charge soit capacitif.

#### 7.4. Réglage de la tension :

Le réglage de la tension consiste à maintenir un niveau de tension acceptable aux niveaux de tous les Jeux de barres du réseau. L'équation (II-16) montre que le niveau de tension à un jeu de barres donné dépend de la tension de source qui l'alimente, de la réactance de ligne qui le sépare de cette source et des puissances active et réactive à son niveau. Ainsi, si la tension au jeu de barres en question n'est pas dans une limite acceptable, des modifications sur un ou plusieurs de ces paramètres sont alors nécessaires.

##### 7.4.1. Méthodes et moyens de réglage de la tension :

Les méthodes de réglage de la tension peuvent être divisées en deux catégories :

- **Réglage direct** : Il consiste à agir directement sur la tension elle-même figure II.14. Dans cette catégorie, le réglage de la tension de charge  $V$  est réalisé soit par la modification de la tension  $V$  elle-même, soit par la modification de la tension de source  $E$ . Parmi les solutions qu'on peut trouver dans cette catégorie, il y a :
  1. La correction du niveau de la tension  $V$ , qui fait appel à un auto- transformateur (Tap-load changer) aux niveaux des postes de distribution.
  2. La correction du niveau de la tension  $E$ , soit par auto-transformateur s'il s'agit d'une tension à la sortie d'un poste source, soit par modification de l'excitation s'il s'agit de la tension à la sortie d'un alternateur.

- **Réglage indirecte** : Dans cette catégorie on trouve un ensemble de solutions pour modifier la chute de tension en modifiant les caractéristiques des charges ou du réseau. Principalement, ces solutions consistent à utiliser des compensateurs pour modifier l'écoulement de puissance réactive. Les solutions qu'on peut trouver dans cette catégorie sont :
  1. La compensation de puissance réactive ; D'après l'équation **(II.16)**, la puissance réactive est en grande partie responsable des chutes de tension. Ainsi, la compensation d'une partie de la puissance réactive demandée par la charge permet de réduire ces chutes de tensions. Les compensateurs de puissance réactive peuvent être statiques comme les batteries de condensateurs, les FACTs (Flexible Alternating Current Transmission systems), et parfois même des inductances. Le moteur synchrone peut être utilisé comme compensateur dynamique de puissance réactive. En effet, ce type de moteur produit de la puissance réactive quand il est surexcité et en consomme lorsqu'il est sous-excité.
  2. Modification de la réactance de la ligne ; Toujours d'après l'équation (2.5), on peut remarquer qu'il est possible de modifier les chutes de tension en modifiant la réactance de la ligne  $X$ .

### **Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons mené une étude paramétrique de la stabilité et le principe de réglage de la tension. Pour ce faire, nous avons utilisé comme système d'application, un réseau simple à deux nœuds. Un modèle mathématique est élaboré pour décrire la variation de la tension du nœud en fonction des autres paramètres du réseau. Nous avons démontré que la puissance appelée est un paramètre essentiel dans l'étude de la régulation de la tension, ainsi que divers paramètres comme le transformateur régleur en charge, le facteur de puissance et enfin la réactance de la ligne,

Après avoir introduit le transformateur régleur, nous avons montré que ce dernier influe directement sur la valeur critique de la tension. Cette dernière tend à augmenter avec l'augmentation du rapport de transformation. D'autre part, le transformateur régleur n'induit aucune influence sur la puissance maximale transmise (marge de stabilité de tension).

On a essayé dans ce chapitre de traiter le problème du réglage de la tension de manière exhaustive. Cependant les points importants à noter sont : D'abord, il y a un lien très fort entre le niveau de la tension et la demande en puissance réactive, celle-ci n'est pas la seule mais la principale cause des variations de tension. Ensuite, Le réglage de la tension est réalisé par différents méthodes directs et indirects qui agissent principalement sur la puissance réactive. Chaque méthode de réglage a des avantages et des inconvénients. En pratique, le réglage de la tension est une tâche complexe qui nécessite le concours des différents moyens selon un plan bien défini.

Le choix de réglage de tension est tellement complexe ce qui rends la tache sensible. D'après l'étude effectuée, nous allons opter tout au long de ce mémoire pour la méthode de réglage direct de la tension comme approche, qui consiste à agir directement sur la tension elle-même. Cette catégorie comporte deux techniques de réglages, soit par correction du niveau de tension  $V$  qui fait appel a un transformateur régleur au niveaux des postes de distribution, ou une correction du niveau de tension de la source  $E$  par un auto transformateur qui vient après la source ou bien en agissant simplement sur l'excitation de la génératrice, ce qui nous ramène à utiliser un dispositif qui modifie cette grandeur automatiquement (*AVR*).

---

# *Chapitre III :*

**Modélisation des éléments de puissances  
d'un réseau électrique**

---

## Introduction :

Un réseau d'énergie électrique est composé d'éléments variés et complexes tels que les machines synchrones ou générateurs, transformateur de liaison, réseau de lignes de transport d'énergie haute tension, bancs de réglage de la tension, charges etc...

Lorsqu'on veut analyser et commander un système électrique de puissance, la première étape consiste à trouver un "bon" modèle mathématique. Généralement, dans l'analyse des systèmes un modèle est un ensemble d'équations ou de relations, qui décrit convenablement les interactions entre les différentes variables étudiées, dans la gamme de temps considérée et avec la précision désirée, pour un élément ou un système. Par conséquent selon le but de l'analyse, un élément ou un même système physique, peut donner lieu à des modèles différents.

Dans de nombreux cas, le choix du modèle correct est souvent la partie la plus difficile de l'étude. Le point essentiel est de trouver le "bon modèle" qui réalise un compromis entre la fidélité du comportement qualitatif et quantitatif et la simplicité de mise en œuvre de cette étude à des fins d'analyse et de synthèse. Les modèles complexes ont généralement besoin d'un nombre important de paramètres dont l'obtention de valeurs fiables pour ces paramètres exige un travail important. Enfin si des méthodes trop complexes sont utilisées, l'analyse et les calculs sont inutilement "volumineux" et l'interprétation des résultats est fastidieuse.

Dans ce chapitre, nous allons traiter la modélisation mathématique de tous les éléments de puissances d'une ligne d'un réseau électrique. Nous allons entamer par le plus important des éléments, qui s'agit de la génératrice car notre travail d'automatisation final sera implémenté à ce niveau. La deuxième partie de modélisation comporte les correcteurs, ils s'agissent de deux types de régulateurs, le régulateur automatique de tension (**AVR**) et le stabilisateur de puissance (**PSS**). Pour une simulation proche de la réalité, on prendra en compte de tous les éléments du réseau étudié (Transformateurs, charges, ..).



## 1. Modélisation d'un Système de Puissance :

Dans cette section, nous développons les bases mathématiques de la modélisation et l'analyse d'un système de puissance. Nous commençons par présenter le modèle d'une machine connectée à un réseau électrique par un transformateur triphasé et doté de deux régulateurs *AVR* et *PSS* illustré par le schéma donné en figure III.1. [13]

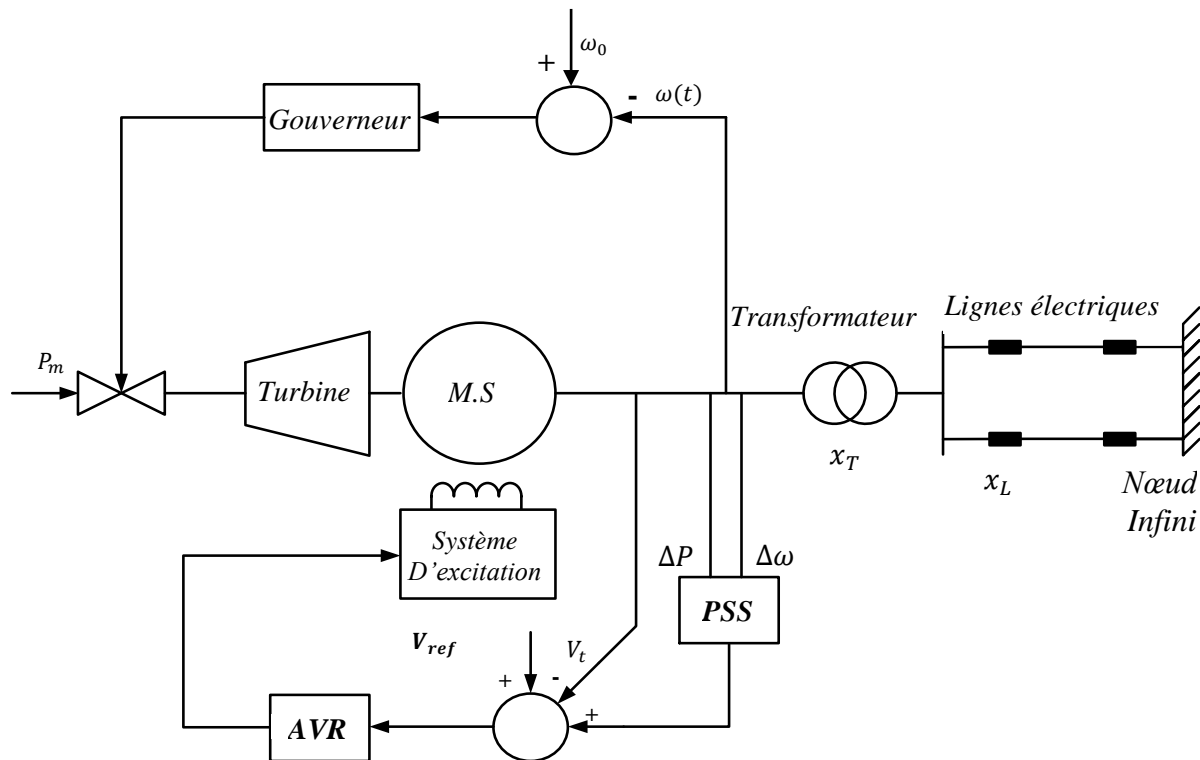


Figure III. 1: Représentation d'un système mono-machine avec AVR et PSS

Les deux principaux régulateurs du générateur sont indiqués le régulateur de tension AVR, et le stabilisateur supplémentaire PSS. Le comportement de la machine synchrone est modélisé à l'aide d'équations non linéaires, un tel système de puissance a naturellement un comportement non linéaire. Si la perturbation affectant le système est suffisamment petite, on peut utiliser une approche dite "petits signaux" [13,16], consistant à développer un modèle linéarisé du système autour d'un point de fonctionnement.

### 1.1. Modélisation d'une Machine connectée à un nœud infini (Modèle SMIB) :

Une machine synchrone est une machine à courant alternatif, dans laquelle la fréquence de la tension induite engendrée et la vitesse sont en rapport constant. Elle est composée : d'un inductif fixe, un inducteur tournant. On appelle une machine synchrone toutes les machines qui tournent exactement à la vitesse correspondant à la fréquence des courants et des tensions à ses bornes.

Les machines de faible vitesse angulaire sont à pôles saillants. Pour les grandes machines à grande vitesse (3000 tr/min, dans les centrales à fuel ou charbon), (1500 tr/min dans les centrales nucléaires), on utilise des rotors lisses à entrefer constant. Le schéma équivalent est représenté par la figure III.2.

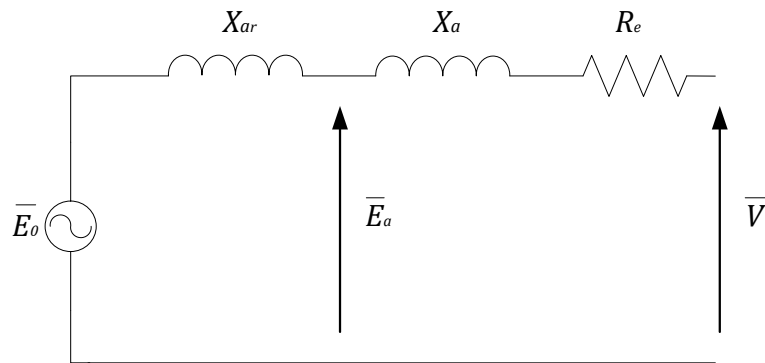


Figure III. 2 : Le modèle de la génératrice



Figure III. 3 : Une source de Tension

$S_{i=P_i+jQ_i}$  : La puissance apparente délivré par le générateur.

$V_i = |V_i|e^{j\delta_i}$  : La tension simple.

$E_o$  : La F.e.m en charge.

$V$  : Tension de sortie.

$X_{ar}$  : Réactance de réaction d'induit.

$X_a$  : Réactance de fuite.

$X_s: X_a + X_{ar}$  Réactance synchrone.

$R_e$  : Résistance d'enroulement.

À cause de la complexité des systèmes de puissance, on adopte souvent une modélisation sous forme d'une machine connectée à un nœud infini. La modélisation d'un système de puissance vu d'une machine particulière, peut ainsi se faire soit, avec un modèle complet comprenant tous les éléments, soit uniquement avec les équations décrivant le comportement d'un seul générateur connecté à un nœud. Ce deuxième modèle est basé sur le

principe d'une modélisation plus ou moins précise de la machine, suivant le niveau d'étude désiré. Le modèle du système consiste ainsi ici uniquement en un générateur connecté par l'intermédiaire deux lignes de transport parallèles à réseaux infini [14]. La figure III.4 montre schématiquement les enroulements et les sens des courants dans une machine synchrone. La figure III.5 donne le modèle équivalent dans le repère de *Park* ( $d - q$ ). [13]

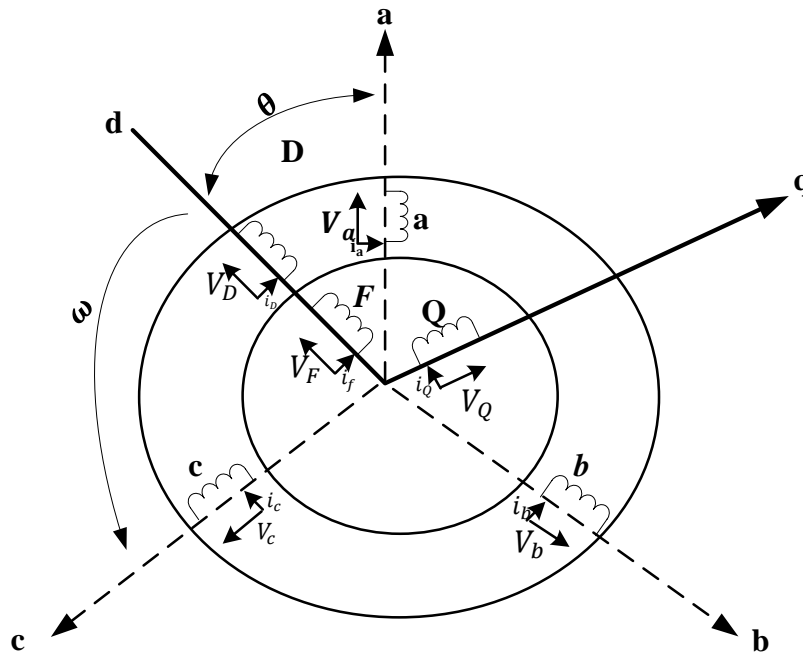


Figure III. 4: Représentation schématique d'une machine synchrone

Les différents enroulements dans les deux représentations sont les suivants :

- Les enroulements statorique noté  $a, b$  et  $c$ , et leurs enroulements équivalents noté  $d$  et  $q$ .
- L'axe direct ( $d$ ) comporte l'enroulement d'excitation  $f$ , et un enroulement amortisseur noté  $D$ . L'axe en quadrature comporte un enroulement amortisseur noté  $Q$ .
- Si l'enroulement d'excitation est soumis à une tension  $V_f$ , d'où les enroulements amortisseurs  $d'$  et  $q'$  sont court-circuités en permanence.

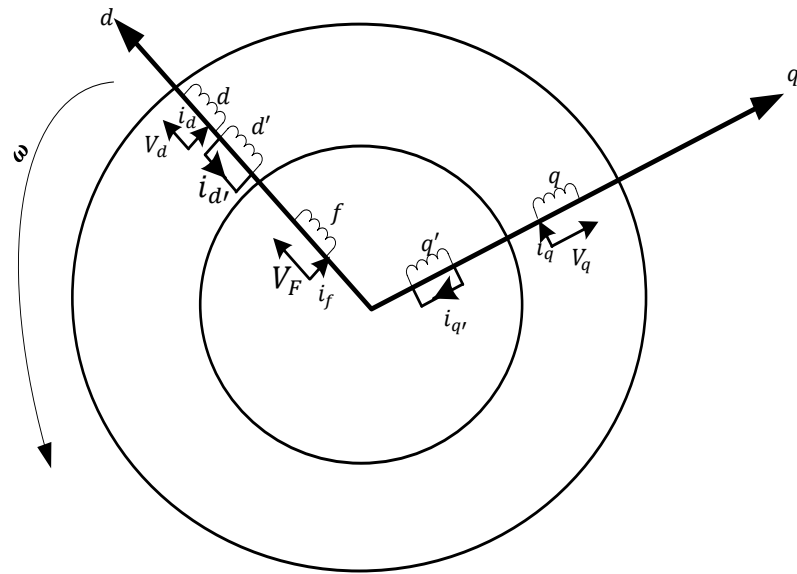


Figure III. 5: Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

Les équations de *Park* expriment le comportement dynamique de la machine synchrone. On obtient ces équations à l'aide de la transformation de Park qui transforme les enroulements triphasés de la machine en deux enroulements sur les axes direct ( $d$ ) et en quadrature ( $q$ ). À partir du modèle complet, plusieurs degrés de simplification sont possibles afin d'obtenir un modèle qui nécessite moins de puissance de calcul lors des simulations numériques, tout en préservant les caractéristiques dominantes exigées par le niveau d'analyse considéré. Avec les enroulements amortisseurs supprimés, on obtient le modèle dit « à un axe », où la partie électrique de la machine est représentée par une seule équation différentielle, décrivant la dynamique du à l'enroulement d'excitation : [13]

$$\dot{E}'_q(t) = \frac{1}{T'_{d0}} [E_{fd}(t) - E'_q(t) - I_d(t)(x_d - x'_d)] \quad (\text{II.1})$$

La dynamique mécanique de la machine est décrite en termes de l'écart de vitesse angulaire  $\Delta\omega$  par rapport à la vitesse angulaire nominale  $\omega_0$  et de l'angle de charge  $\delta$  :

$$\dot{\delta}(t) = \omega_0 \Delta\omega(t) \quad (\text{II.2})$$

$$\Delta\dot{\omega}(t) = -\frac{K_D}{2H} \omega(t) + \frac{1}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \quad (\text{II.3})$$

À l'exception de la pulsation nominale  $\omega_0$ , exprimée en radians par seconde, de la constante de temps  $T'_{d0}$ , exprimée en secondes et de l'angle de charge  $\delta$ , exprimé en radians, toutes les variables sont exprimées en grandeurs relatives (per unit).

Considérons une machine synchrone qui fait partie d'un réseau électrique de grande dimension, la configuration générale est présentée dans la figure III.4, où le reste du réseau électrique a été remplacé par une réactance équivalente  $x_s$  et une source de tension équivalente  $V_s$ .

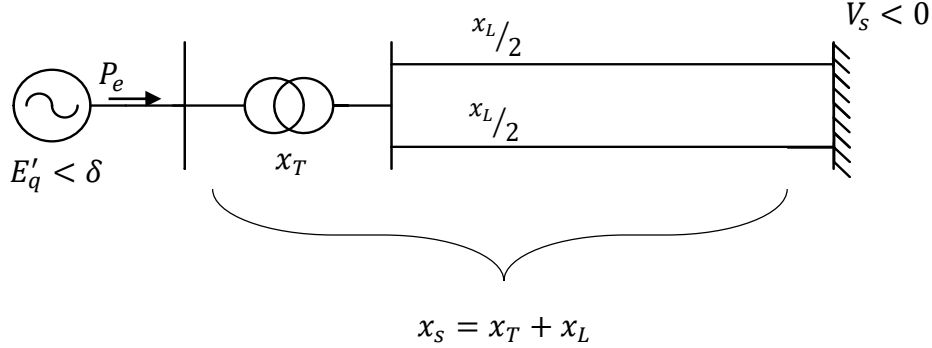


Figure III. 6: Représentation schématique d'une machine synchrone connectée à un nœud infini

Vu que la machine est connectée à un système de taille importante, nous pouvons considérer que ses dynamiques n'influent pas sur la valeur, de la fréquence ou de la tension  $V_s$  ; pour cette raison, on appelle la source  $V_s$  un bus infini. Dans le but d'établir les équations algébriques du système, on définit dans un premier temps les réactances suivantes : [13]

$$\begin{aligned} x_{ds} &= x_d + x_s \\ x'_{ds} &= x'_d + x_s \\ x_{qs} &= x_q + x_s \end{aligned} \quad (\text{III.4})$$

Si les résistances des enroulements statorique et celles de la ligne sont négligées, les composantes du courant statorique s'écrivent comme suit :

$$I_d(t) = \frac{E'_q(t) - V_s \cos(\delta(t))}{x'_{ds}} \quad (\text{III.5})$$

$$I_q(t) = \frac{V_s \sin(\delta(t))}{x_{qs}} \quad (\text{III.6})$$

La puissance électrique de sortie de bus infini est donnée par :

$$P_e = V_s \sin(\delta(t)) \cdot I_d(t) + V_s \cos(\delta(t)) \cdot I_q(t) \quad (\text{III.7})$$

En appliquant (II.5) et (II.6) dans (II.7), on obtient :

$$P_e = \frac{V_s E'_q(t)}{x'_{ds}} \sin(\delta(t)) - \frac{x_q - x'_d}{x_{qs} x'_{ds}} V_s^2 \sin(\delta(t)) \cos(\delta(t)) \quad (\text{III.8})$$

Nous pouvons également écrire l'équation de la tension de sortie (tension terminale) sous la forme :

$$V_t^2 = V_d^2 + V_q^2 \quad (\text{III.9})$$

Ou :

$$V_d = x'_q I_q \quad (\text{III.10})$$

$$V_q = E'_q - x'_d I_d \quad (\text{III.11})$$

Les définitions des paramètres sont données en début du mémoire.

Dans ce travail il ne sera pas tenu compte de la variation de puissance mécanique après l'avènement d'une perturbation notre étude le modèle de la turbine qui entraîne la machine est négligé. En effet, la turbine et son régulateur de vitesse possèdent des constantes de temps relativement élevées en comparaison avec les constantes de temps électriques de la machine et du système d'excitation. Par conséquent, la variation du couple mécanique est relativement lente devant celle du couple électrique. Et de ce fait, le modèle de la turbine n'est pas inclut dans le modèle de la machine synchrone dans cette thèse. Les principaux correcteurs classiques utilisés dans les systèmes de puissance seront maintenant abordés.

## 1.2. Les Correcteurs :

Nombre de correcteurs sont utilisés dans les réseaux de transport, entre autres pour améliorer la stabilité, et augmenter les marges de sécurité et donc la puissance transitant sur les lignes. Nous décrivons maintenant les principaux correcteurs.

### 1.2.1. Les Régulateurs de Tension :

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu, mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le système [13]. Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés régulateurs de tension *AVR*. Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie où absorbée selon les besoins des charges. Ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système de puissance. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et donc la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. La figure III.7 montre un modèle schématique du régulateur de tension utilisé dans notre étude. [13]

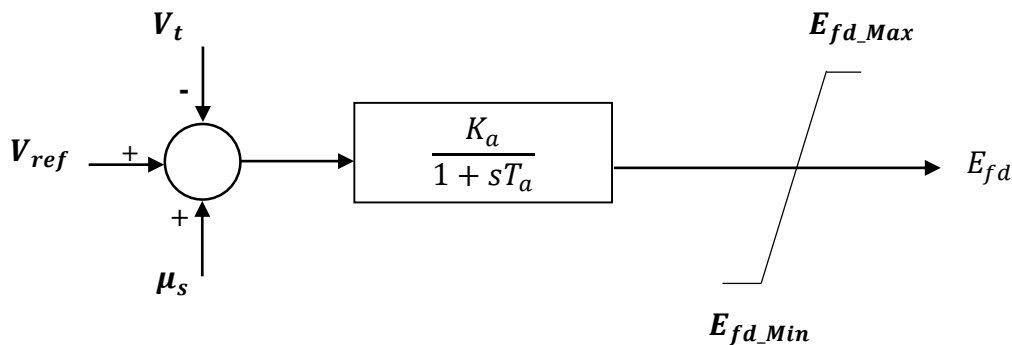


Figure III. 7: Modèle schématique d'un régulateur de tension AVR

La grandeur  $V_{ref}$ , est la consigne de tension déterminée pour satisfaire les conditions de l'état équilibrée. Le régulateur de tension compare le signal  $V_t$  à la tension de consigne  $V_{ref}$ . Un signal complémentaire  $\mu_s$  peut-être ajouté au nœud de sommation : il s'agit d'un signal issu de certains dispositifs spécifiques de commande comme les stabilisateurs de puissance (*PSS*). Ensuite, le signal d'erreur est amplifié pour donner la tension d'excitation demandée  $E_{fd}$ . La constante de temps et le gain de l'amplificateur sont respectivement  $T_a$  et  $K_a$ . Les valeurs extrémales de la tension d'excitation ( $E_{fd\_Max}$  et  $E_{fd\_Min}$ ) sont fixées par un système de limitation. La relation suivante décrit le fonctionnement dynamique du modèle : [13]

$$\dot{E}_{fd}(t) = \frac{1}{T_a} (K_a (V_{ref} - V_t(t) + \mu_s(t)) - E_{fd}(t)) \quad (\text{II.12})$$

La relation entre la tension d'excitation  $E_{fd}$  et la tension interne du générateur  $E'_q$  est donnée par l'équation (III.1).

### 1.2.2. Les Régulateurs de Puissance :

Un **PSS** (Power System Stabilizer) permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor à l'entrée du régulateur de tension (**AVR**) du générateur. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur. Par conséquent, avec un système d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé [14-15, 19]. Le **PSS** va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus vite et au bon moment.

Le type de **PSSs** le plus utilisé est connu sous le nom de **CPSS** conventionnel (ou **PSS** avance/retard). Ce dernier a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce **PSS** utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs (figure III.8) : [13]

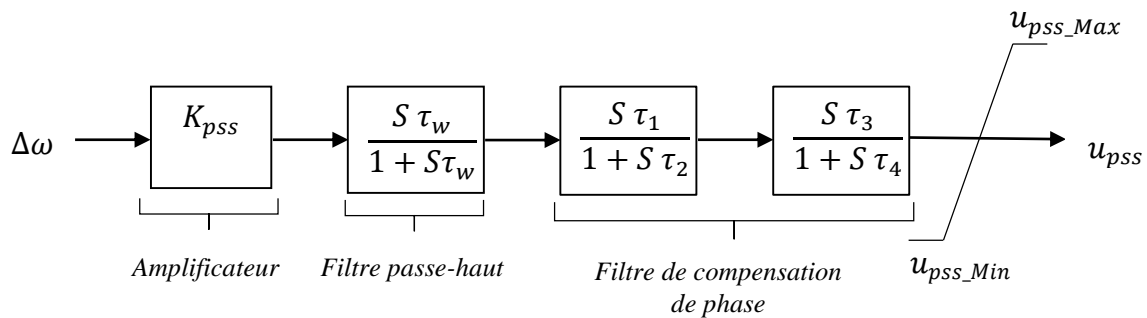


Figure III. 8 : Modèle schématique d'un PSS avance/retard

- **L'amplificateur** : Il détermine la valeur de l'amortissement introduit par le **PSS**. La valeur du gain ( $K_{pss}$ ) variée généralement de 0.01 à 50 [20-21].
- **Le filtre passe-haut "filtre washout"** : il élimine les oscillations de très basse fréquence présentes dans le signal d'entrée. La constante de temps de ce filtre  $\tau_w$ , varie en général de 1 à 20 secondes [19]. Une amélioration remarquable sur la stabilité dès la première oscillation est observée pour une valeur  $\tau_w$  fixée à 10 secondes [22].
- **Le filtre de compensation de phase** L'origine de l'amortissement négatif est associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur et l'entrée du système d'excitation. Par conséquent, le PSS fournit l'avance de phase nécessaire pour compenser le retard de phase de la fonction de transfert entre l'entrée du système d'excitation et le couple électrique du générateur. Pratiquement, un bloc d'avance pure ne suffit pas pour réaliser la compensation de phase nécessaire ; ainsi, un bloc d'avance/retard de phase est souvent utilisé. Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages de compensation de phase sont nécessaires. La fonction de transfert de chaque étage est une simple combinaison de pole-zéro, les constantes de temps d'avance ( $\tau_1, \tau_3$ ) et de retard ( $\tau_2, \tau_4$ ) étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6 secondes [23].



- **Le limiteur :** Le PSS doit être équipé d'un limiteur [20-21]. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de  $\pm 0.02$  à  $0.1$  per unit [20-21].

### 1.3. Modélisation de la Ligne :

Une ligne peut être considérée comme une succession de circuits, dont les paramètres sont uniformément repartis sur toute sa longueur. Ces circuits se composent d'une infinité d'éléments identiques tels que les résistances, les réactances linéiques dans le sens longitudinal qui provoquent des chutes de tension, des conductances et des capacités linéiques dans le sens transversal qui produisent une perte de courant [24].

La capacité de la ligne peut être ignorée quand celle-ci ne dépasse pas les 80 kilomètres ou si le niveau de tension ne dépasse pas les 66 kV, ainsi les courants de dérivation peuvent être négligés. Il s'ensuit que l'intensité du courant peut être considérée comme constante tout au long de la ligne et en particulier identique aux générateur et au récepteur. Le modèle de la ligne par phase est illustré sur la figure III.9.

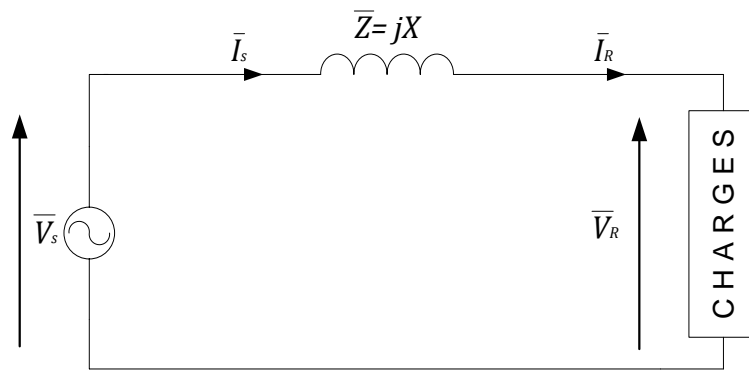


Figure III. 9: Modèle d'une ligne courte

Le rapport entre les courants et les tensions de chaque extrémité de la ligne (entre la source et la charge) peut être écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_s \\ \bar{I}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \bar{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (\text{III.13})$$

**1.4. Modélisation des Transformateurs :**

Les transformateurs de puissance sont des éléments importants du réseau et ont contribué au développement des capacités de transport des réseaux électriques. Les différentes parties du réseau électrique requièrent différents niveaux de tension. Pour tirer profit du meilleur rendement, Il parait impératif de disposer d'un outil capable de changer le niveau de tension (et l'intensité du courant) et cela à des niveaux de puissances élevés.

Le transformateur de puissance (figure III.10), tel qu'il est connu actuellement, répond à ce besoin avec des rendements approchant l'unité [25].

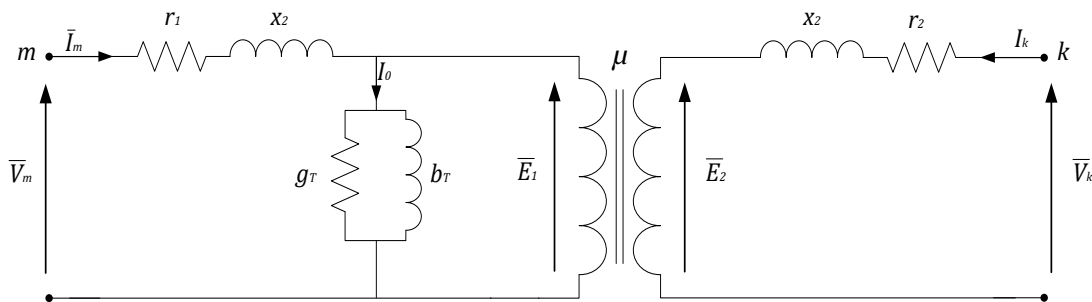


Figure III. 10 : Modèle général d'un transformateur

Tel que :

$Z_1 = r_1 + jx_1$  : Impédance de l'enroulement primaire.

$Z_2 = r_2 + jx_2$  : Impédance de l'enroulement secondaire.

$Y_T = g_T + jb_T$  : Admittance shunt.

$V_m, I_m$  : Tension et courant au primaire du transformateur.

$V_k, I_k$  : Tension et courant au secondaire du transformateur.

$E_1, E_2$  : F.e.m primaire et secondaire.

$I_0$  : Courant qui traverse la branche magnétisante.

$\mu$  : Rapport de transformation.

Si on néglige l'effet de la branche magnétisante, ce qui est admis par rapport à la puissance transitée, et en ramenant l'impédance du primaire au secondaire, on obtient le nouveau modèle de la figure (III.11) :

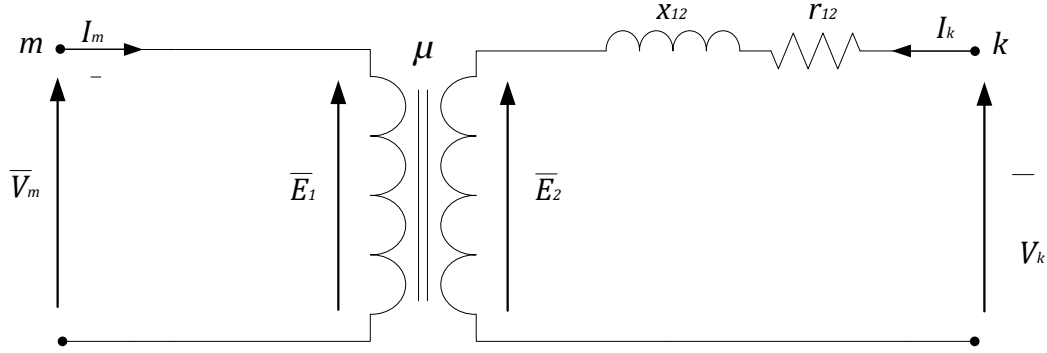


Figure III. 11: Le modèle approximatif du Transformateur

Avec :

$r_{12}, x_{12}$  : Résistance et réactance respectivement du transformateur équivalentes ramenée au secondaire.

Donc on aura :

$$\mu = \frac{\bar{E}_1}{\bar{E}_2} = -\frac{\bar{I}_k}{\bar{I}_m} \quad (\text{III.14})$$

$$\bar{V}_m = \bar{E}_1 \quad (\text{III.15})$$

$$\bar{V}_k = \bar{E}_2 + (r_{mk} + jx_{mk}) \cdot \bar{I}_k \quad (\text{III.16})$$

D'après ces équations (III.14), (III.15) et (III.16) on déduit :

$$\begin{cases} \bar{I}_m = \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} \bar{V}_m + \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_k \\ \bar{I}_k = \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \bar{V}_m + \bar{y}_{mk} \bar{V}_k \end{cases} \quad (\text{III.17})$$

Tel que :

$$\bar{y}_{mk} = \frac{1}{r_{12} + jx_{12}} \quad (\text{III.18})$$

La matrice admittance nodale du transformateur est donnée par :

$$\bar{Y}_{Trans} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{y}_{mk}}{\mu^2} & \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} \\ \frac{-\bar{y}_{mk}}{\mu} & \bar{y}_{mk} \end{bmatrix} \quad (\text{III.19})$$

### 1.5. Modélisation de la Charge :

Le fonctionnement stable du réseau électrique est assuré par la capacité d'alimenter des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique. [15]

Les caractéristiques des charges sont très diverses et leur participation à la dynamique du réseau varie également en fonction des périodes de temps, du changement du climat, etc. Par conséquent, il est difficile d'avoir un modèle général pour toutes les études. En fonction de l'objet de chaque étude, les charges sont modélisées avec des simplifications en s'assurant que l'erreur due au modèle de charge est acceptable. [26]

Les modèles des charges électriques sont généralement divisés en modèle statique et modèle dynamique. Une charge statique est une charge dont la caractéristique ne dépend pas du temps. Les relations entre la puissance active et réactive en fonction de la tension et de la fréquence sont uniques à tout instant. Par contre, le modèle dynamique de charge exprime cette relation pour chaque instant. Parmi les charges dynamiques, les moteurs asynchrones occupent une grande partie. Les moteurs jouent donc un rôle plus significatif sur les caractéristiques dynamiques des charges dans le système. Pour cette raison, le modèle du moteur asynchrone est considéré comme le type de charge dynamique le plus caractéristique. [26]

#### 1.5.1. Le modèle dynamique :

Dans certaines études, les modèles statiques ne sont pas suffisamment précis pour représenter le comportement de la charge. Les modèles dynamiques de charge sont donc nécessaires. La construction de ce modèle de charge peut-être basée sur des mesures expérimentales ou sur l'agrégation de modèles dynamiques des composants élémentaires de charge [26].

#### 1.5.2. Le modèle statique :

Le modèle statique d'une charge exprime la puissance active et réactive comme une fonction polynomiale ou exponentielle de la tension et parfois de la fréquence [26]. La puissance active et la puissance réactive sont considérées de façon séparée.

Dans notre cas, le modèle exponentiel est mieux adapté avec notre système. La caractéristique de la charge en fonction de la tension est donnée par : [26]

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (\text{III.20})$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (\text{III.21})$$

Où  $P_0$  et  $Q_0$  sont les puissances active et réactive de la charge pour la tension nominale  $V_0$ . Les paramètres de ce modèle sont les exposants  $n_p$  et  $n_q$ . Ces valeurs dépendent des

caractéristiques agrégées des composants de la charge. Les valeurs communes des exposants du modèle pour différents composants de la charge sont données dans le tableau ci-dessous :

**Tableau III.1.** Les valeurs des exposants  $n_p$  et  $n_q$  pour différents types de charge [27]

Composant de la charge	$n_p$	$n_q$
Climatiseur	0.5	2.5
Chauffage résistant	2	0
Eclairage fluorescent	1	3
Pompe, ventilateur	0.08	1.6
Grand moteur industriel	0.05	0.5
Petit moteur industriel	0.1	0.6

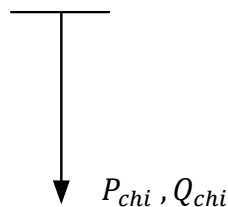
Avec les valeurs particulières,  $n_p = n_q = 0, 1$  et  $2$ , le modèle représente respectivement des charges à puissance constante, à courant constant et à impédance constante.

La charge à puissance constante est un modèle statique de charge dont la puissance ne varie pas lorsque la tension varie.

La charge à courant constant est un modèle statique de charge dont la puissance varie proportionnellement avec la tension.

La charge à impédance constante ou admittance constante est un modèle statique de charge dont la puissance varie proportionnellement avec le carré de la tension.

Nœud i



**Figure III. 12 :** Modèle de la charge

## 2. Equation d'état d'un système de puissance :

Avec les relations établies dans les paragraphes précédents et en considérant les variables d'état  $\delta$ ,  $\omega$ ,  $E'_q$  et  $E_{fd}$  nous obtenons les équations d'état suivantes pour une machine connectée à un nœud infini (**SMIB**) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\delta}(t) = \omega_0 \Delta\omega(t) \\ \Delta\dot{\omega}(t) = -\frac{K_D}{2H} \omega(t) + \frac{1}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \\ \dot{E}'_q(t) = \frac{1}{T'_{d0}} [E_{fd}(t) - E'_q(t) - I_d(t)(x_d - x'_d)] \\ \dot{E}_{fd}(t) = \frac{1}{T_a} (K_a (V_{ref} - V_t(t) + \mu_s(t)) - E_{fd}(t)) \\ P_e = \frac{V_s E'_q(t)}{x'_{ds}} \sin(\delta(t)) - \frac{x_q - x'_d}{x_{qs} x'_{ds}} V_s^2 \sin(\delta(t)) \cos(\delta(t)) \\ I_d(t) = \frac{E'_q(t) - V_s \cos(\delta(t))}{x'_{ds}} \quad , \quad I_q(t) = \frac{V_s \sin(\delta(t))}{x_{qs}} \\ V_t^2 = V_d^2 + V_q^2 \quad , \quad V_d = x'_d I_q \quad , \quad V_q = E'_q - x'_d I_d \end{array} \right.$$

### **Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le modèle mathématique du système de puissance qui accompagnera l'étude de notre mémoire sur le réglage et la stabilité de la tension. Dans un premier temps, on a élaboré le model d'une machine connectée à un nœud infini **SMIB** insérée avec le régulateur de tension **AVR** et le stabilisateur de puissance **PSS**. Ensuite, on a présenté un modèle de chaque constituante d'un réseau électrique, comme les transformateurs, les lignes de transmissions ainsi que la charge

---

# *Chapitre IV :*

## **Résultats de la Simulation**

---



**Introduction :**

La tension dans les systèmes de puissance se détériore en présence des perturbations, les chutes de tension ainsi que différentes oscillations apparaissent sur les réseaux de puissance électrique. Par conséquent, pour tester efficacement les performances d'un régulateur de tension *AVR* et d'un stabilisateur de puissance *PSS*, il est primordial d'utiliser un réseau test qui permet de reproduire les différents phénomènes qui apparaissent dans les réseaux.

Dans cette partie du mémoire, nous allons concevoir en premier lieu les deux correcteurs ensuite valider par simulation leurs efficacités. À cet effet, nous allons simuler une série de 5 scénarios, qui sont les suivants :

- Scenario 1 : Test sans perturbations.
- Scenario 2 : Court-circuit monophasé.
- Scenario 3 : Court-circuit biphasé.
- Scenario 4 : Court-circuit triphasé.
- Scenario 5 : Surcharge avec une chute de tension assez importante.

### 1. Présentation du réseau d'étudié :

Comme nous l'avons introduit dans les chapitres précédents (Chapitre II et III), le réseau TEST va nous permettre de tester l'efficacité des régulateurs sur le rétablissement de la tension du générateur suite à une perturbation. Dans cette étude nous avons considéré un réseau standard composé d'une génératrice de type machine synchrone standard, raccordée à un nœud infini via un transformateur triphasé et deux lignes parallèles, Figure IV.1. Pour l'étude de la chute de tension nous allons prendre une charge de type :  $S_{charge} = P + jQ$  (RL)

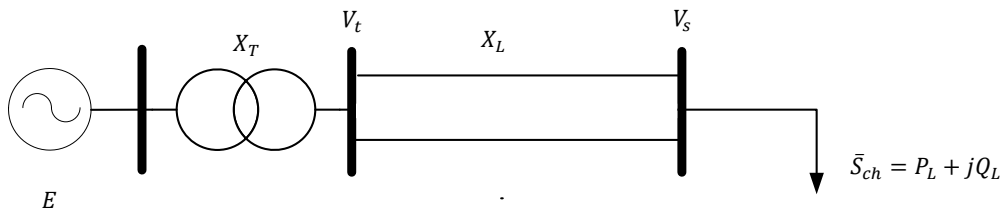


Figure IV. 1: Schéma du réseau étudié

### 2. Conception des correcteurs :

Le régulateur de tension ainsi que le stabilisateur de puissance, doivent être conçus et tester avant de les implémenter dans SIMPOWER SIMULINK.

#### 2.1. Conception du Régulateur de Tension (AVR) :

D'après l'équation (III.12), le schéma bloc de l'AVR est le suivant :

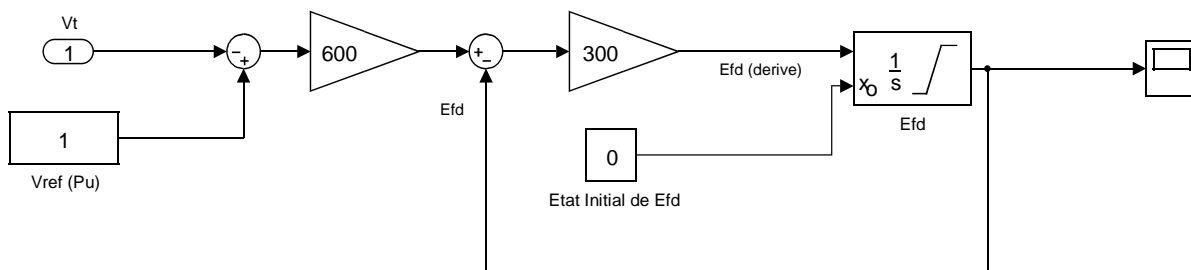


Figure IV. 2: Schéma bloc de l'AVR sous MATLAB SIMULINK

**2.1.1. Test du Régulateur de Tension (AVR) :**

Après avoir conçu le régulateur, nous allons devoir le tester sur une machine synchrone connectée à un nœud infini *SMIB*. D'abord, on doit implémenter le modèle de la génératrice sur SIMULINK donné à la figure IV.3. Ensuite, nous allons connecter le système d'excitation de cette dernière avec l'*AVR* qui est illustré sur la figure IV.4.

D'après les équations III. (1, 5, 6, 9, 10, 11) le schéma bloc du modèle *SMIB* est le suivant :

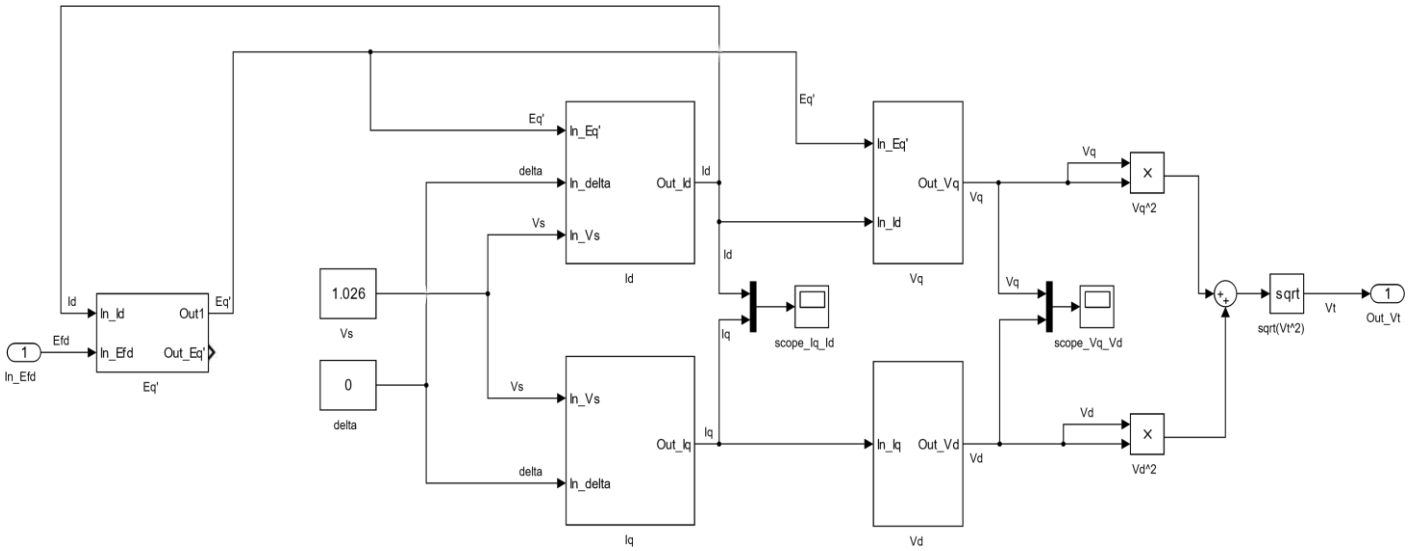


Figure IV. 3: Model de la génératrice raccordée à un nœud infini SMIB sous MATLAB SIMULINK

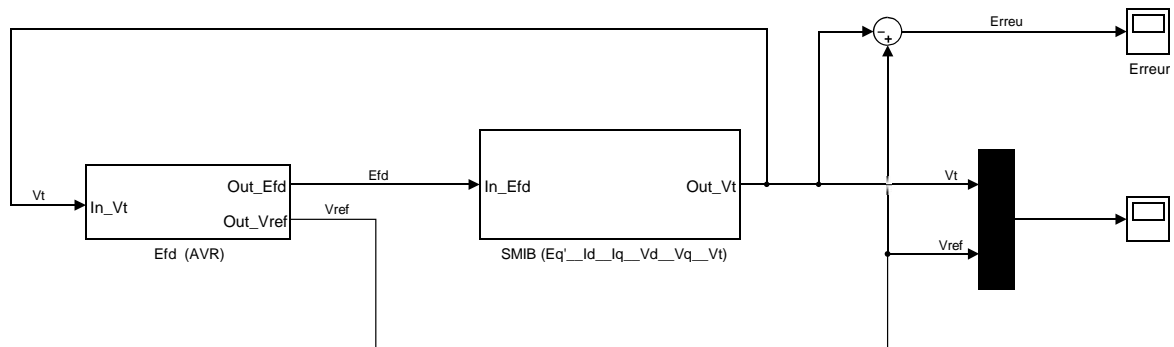


Figure IV. 4: Model final SMIB raccordée avec un AVR

Dans le but de tester l'efficacité de l'AVR, nous allons prendre en considération deux cas de scénarios pour le test, le premier monté à la figure IV.5.(a), il s'agit d'un fonctionnement de la génératrice sans AVR, pour le deuxième cas, fonctionnement avec intégration de l'AVR, figure IV.6.(b)

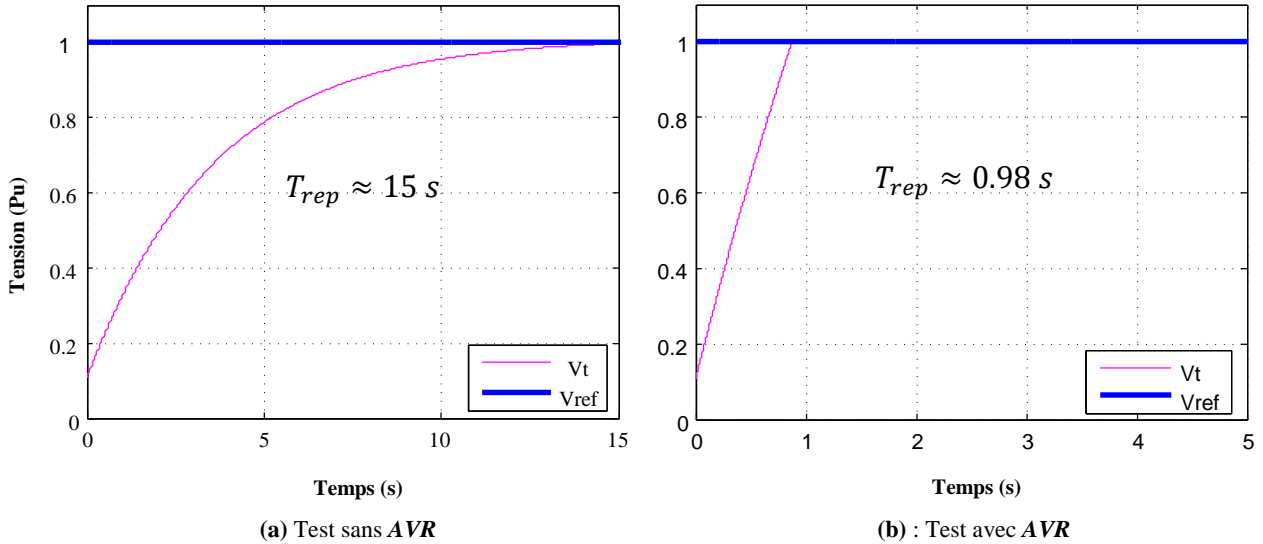


Figure IV. 5: Test de l'AVR

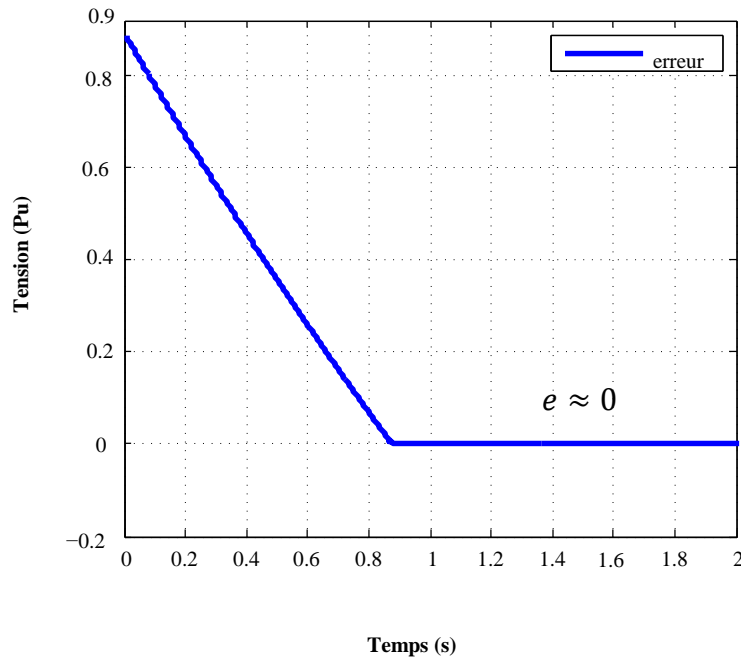


Figure IV. 6 : Evolution de l'erreur entre  $V_{ref}$  et  $V_t$

### 2.1.1. Discussions des résultats :

A partir des résultats de la simulation donnés sur les Figures IV (5 et 6), on peut remarquer que le régulateur proposé est capable de réajuster la tension en réduisant le temps de montée avec une erreur statique acceptable.

### 2.2. Conception du Stabilisateur de Puissance (PSS) :

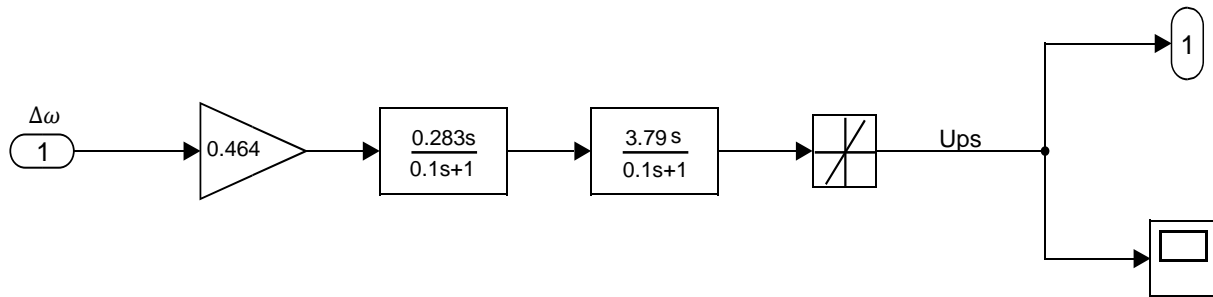


Figure IV. 7: Model du PSS  $\Delta\omega$

### 3. Implémentation du model globale étudié sous SIMPOWER SIMULINK MATLAB :

Après la synthèse des deux correcteurs, on peut passer à l'étape suivante qui consiste en l'implémentation sur SIMPOWER du schéma global du système (figure IV.8). La suite du déroulement de la simulation va se porter sur 5 scénarios (cas) différents, bien-sûre qui s'agissent de différentes perturbations sur le réseau.

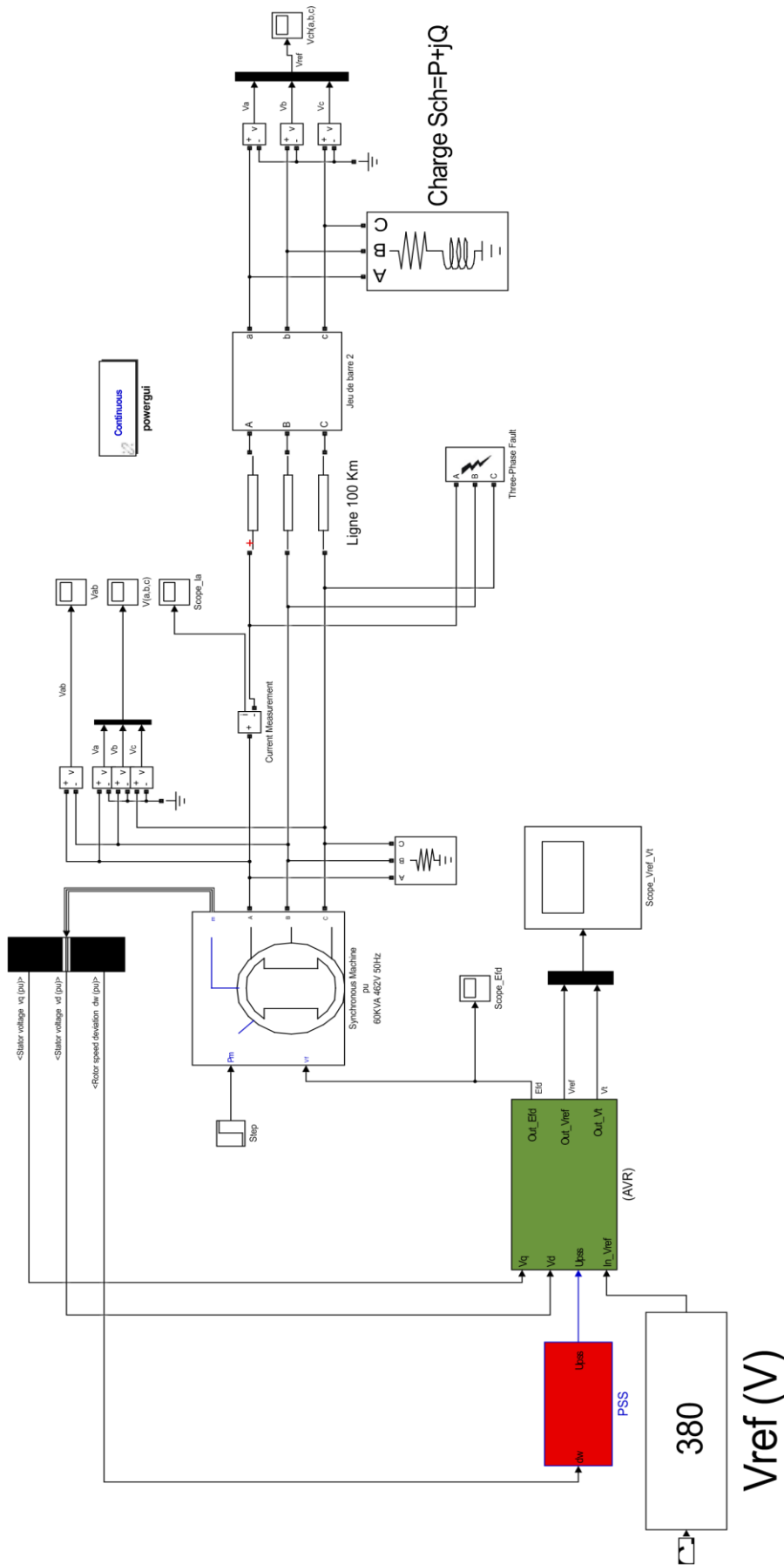


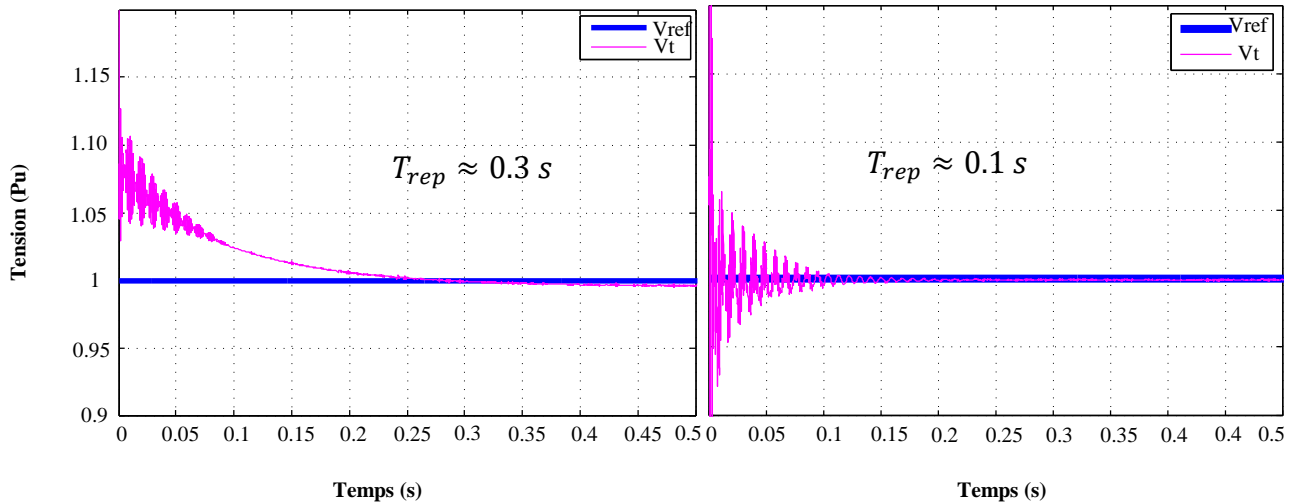
Figure IV. 8: Model globale du réseau électrique étudié

## 4. Résultats de la simulation :

### 4.1. Scenario 1 :

Aucune perturbation n'est appliquée au système, on prend  $V_{ref} = 1 p.u$

- **Cas 1** : Fonctionnement sans (*AVR et PSS*).
- **Cas 2** : Fonctionnement avec (*AVR et PSS*).



(a) : Cas 1 (sans *AVR et PSS*)

(b) : Cas 2 (avec *AVR et PSS*)

Figure IV. 9 : Evolution de la tension terminale  
(Scenario 1)

A partir des résultats obtenus du premier scénario qui sont données sur la figure IV.9, on peut conclure que le régulateur de tension proposé est de ramener rapidement la tension de sortie de notre génératrice vers celle désirée.

### 4.2. Scenario 2 :

Un court-circuit monophasé est appliqué au système à l'instant  $t = 1(s)$  d'une durée de  $t_{sc} = 1(s)$  à un point donné de la ligne, on prend  $V_{ref} = 1 p.u$

- **Cas 1** : Fonctionnement sans (*AVR et PSS*).
- **Cas 2** : Fonctionnement avec (*AVR et PSS*).

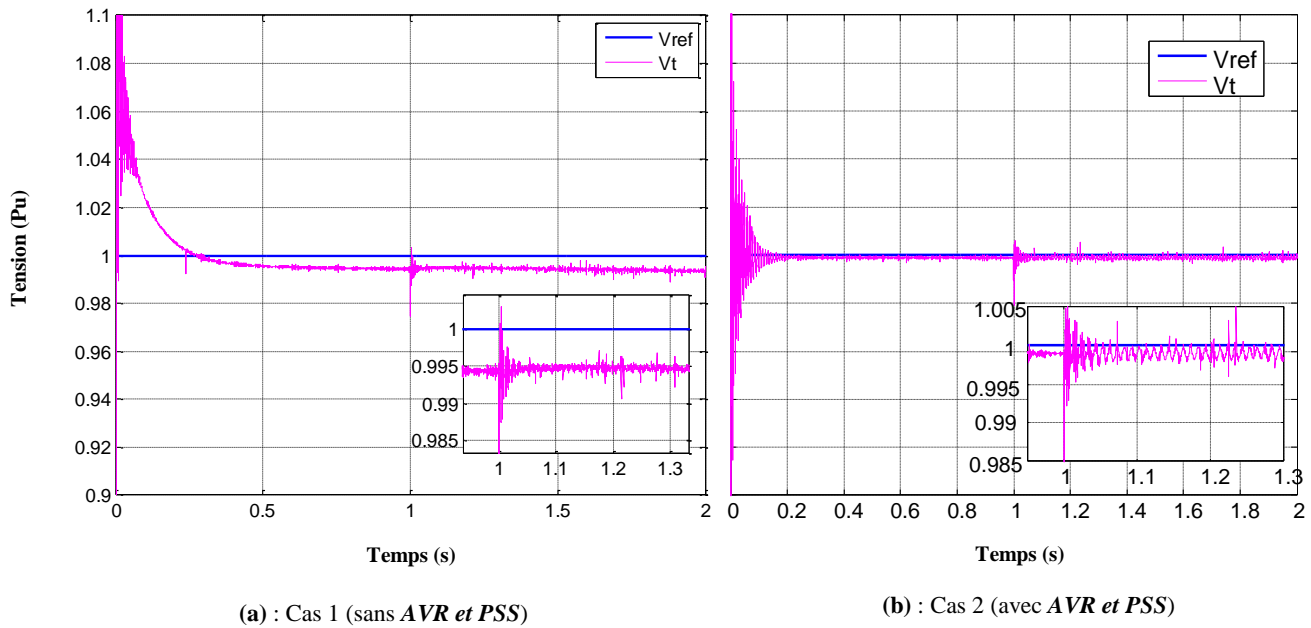


Figure IV. 10: Evolution de la tension terminale (Scenario 2)

4.3. Scenario 3 :

Un court-circuit biphasé est appliqué au système à l'instant  $t = 1(s)$  d'une durée de  $t_{sc} = 0.2(s)$  au niveau de la ligne, on prend  $V_{ref} = 1 p.u$

- **Cas 1** : Fonctionnement sans (AVR et PSS).
- **Cas 2** : Fonctionnement avec (AVR et PSS).

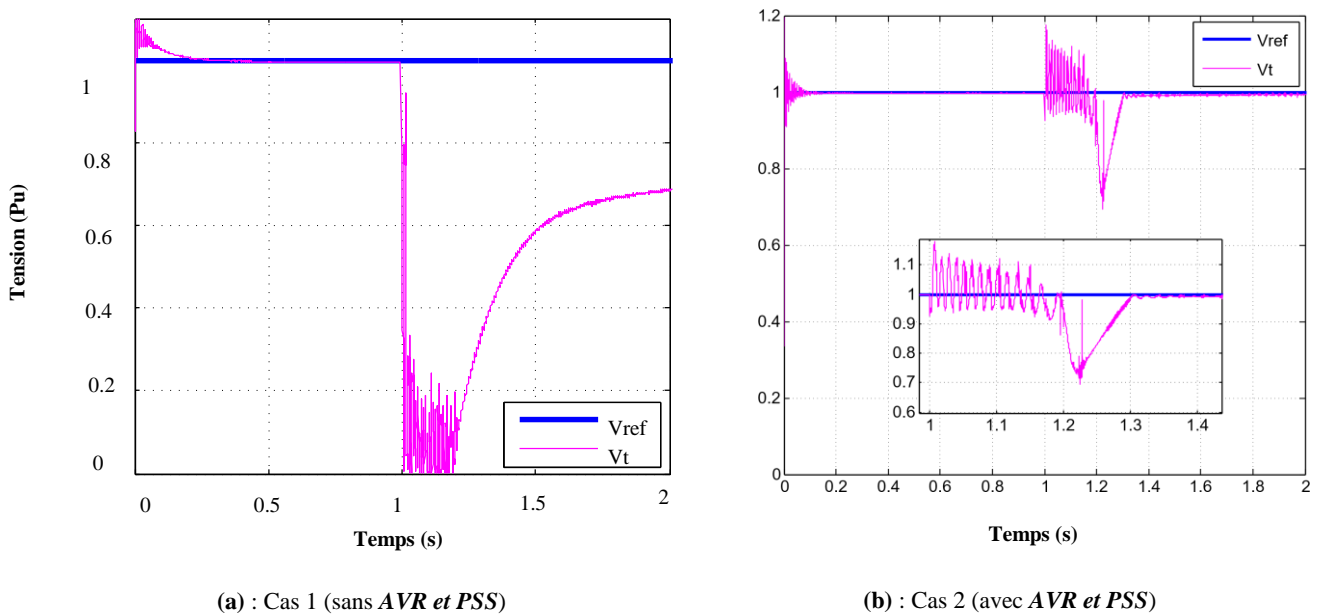


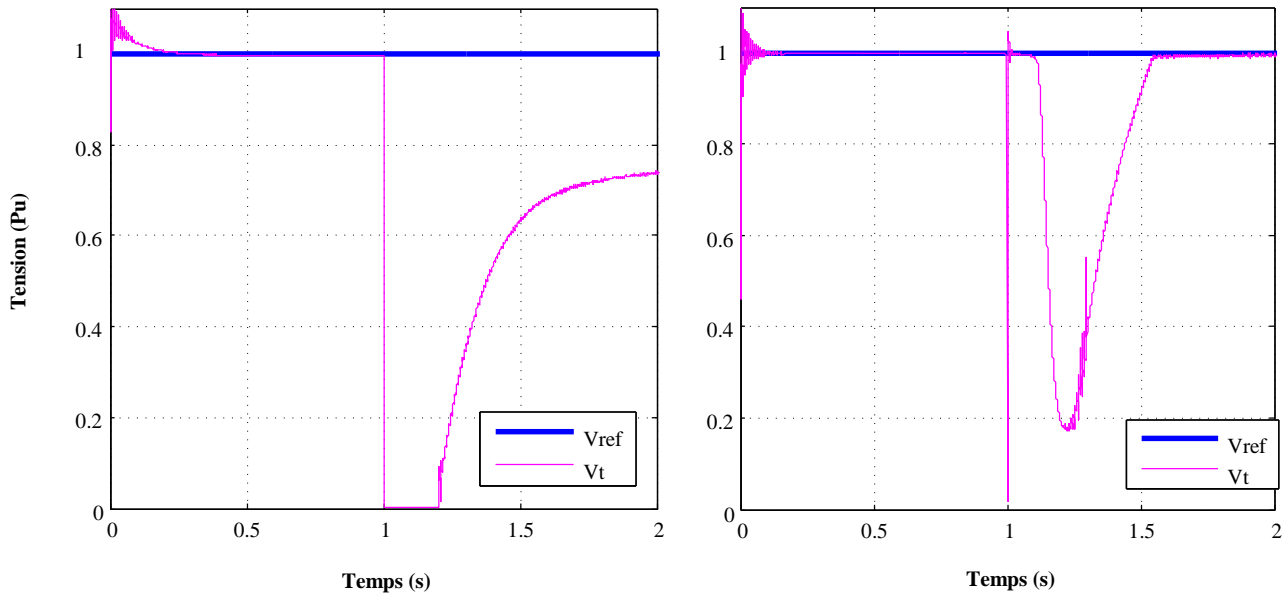
Figure IV. 11: Evolution de la tension terminale (Scenario 3)



#### 4.4. Scenario 4 :

Un court-circuit triphasé est appliqué au système à l'instant  $t = 1(s)$  d'une durée de  $t_{sc} = 0.02(s)$  au niveau de la ligne, on prend  $V_{ref} = 1 p.u$

- **Cas 1** : Fonctionnement sans (*AVR et PSS*).
- **Cas 2** : Fonctionnement avec (*AVR et PSS*).



(a) : Cas 1 (sans *AVR et PSS*)

(b) : Cas 2 (avec *AVR et PSS*)

*Figure IV. 12: Evolution de la tension terminale  
(Scenario 4)*

#### 4.5. Scenario 5 :

Une augmentation brutale de la charge de 35% à l'instant  $t = 0 (s)$  (initialement) causant une chute de tension, on prend  $V_{ref} = 1 p.u$

- **Cas 1** : Fonctionnement sans (*AVR et PSS*).
- **Cas 2** : Fonctionnement avec (*AVR et PSS*).

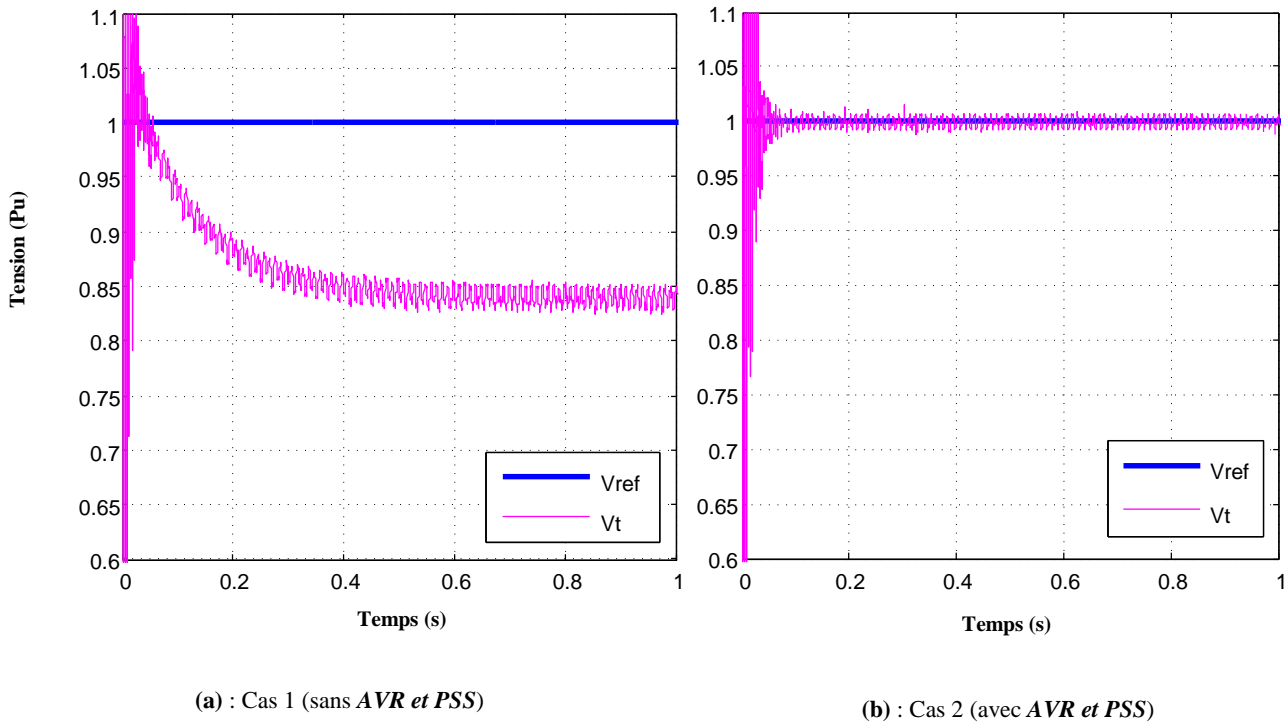


Figure IV. 133 : Evolution de la tension terminale (Scenario 5)

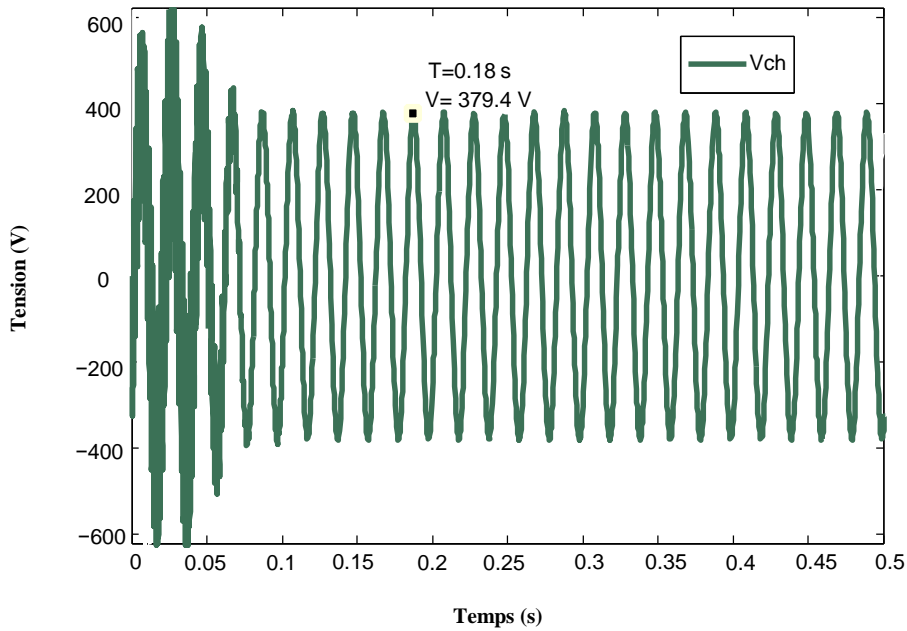


Figure IV.14: Evolution de la tension au niveau de la charge

### 1.1. Interprétation des résultats :

Les figures de IV.10 à IV.12 montrent bien que le correcteur proposé réagit d'une manière convaincante face aux perturbations appliquées au système. Ce dernier nous garantit un très bon temps de réponse. Les Figures IV.13 et IV.14 soulignent parfaitement l'évolution des deux tensions (terminale et celle de la charge) lors d'une augmentation de la puissance absorbée l'*AVR* et le *PSS* permettent à la génératrice de générer la tension qu'il faut au bon moment, d'ailleurs au niveau de la charge on remarque bien qu'il n'y a aucune chute de tension.

Il est visible sur les courbes, que la perturbation est très prononcée lors du court-circuit biphasé et triphasé, respectivement représentées par les figures IV.11 (a) et IV.12 (a). L'insertion des deux correcteur *AVR* et *PSS* dans ces deux cas (scenario figures IV.11 (b) et IV.12 (b)) montre leur efficacité à la fois en termes de temps de réponse initial et après l'apparition du défaut (perturbation).

La figure IV.13 (a), montre l'effet de la chute de tension lors du cinquième scenario. L'implémentation des deux correcteurs pour ce genre de perturbation montre sa non-vulnérabilité pour l'élévation de la puissance demandée en termes de stabilité comme illustrée sur la figure IV.13 (b).

L'évolution de la tension au niveau de la charge est décrite par la figure IV.14. L'enveloppe de la tension souligne clairement la convergence de cette dernière vers un régime stable en amplitude.

**Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons fait une étude comparative pour montrer l'influence de l'association d'un **AVR** avec un **PSS** sur le réglage et la stabilité de la tension. Ces derniers ont été appliqués et examinés sur un système d'alimentation, les résultats non-linéaires de la simulation montrent l'efficacité et la robustesse de ces deux dispositifs et leurs capacités de fournir la bonne atténuation des oscillations ainsi de minimiser en permanence la chute de tension, et d'améliorer considérablement la conduite du réseau électrique.

---

# *Conclusion Générale*

---

Nous avons présenté dans ce mémoire une contribution sur la connaissance et l'amélioration au système d'excitation des générateurs synchrones autonomes. Le but était d'obtenir de meilleures performances en termes de stabilité, chute/d'dépassement de tension et temps de réponse.

Ces contrôleurs d'excitation sont capables de maintenir de meilleures performances dynamiques et garantissent la stabilité du système étudié et sa robustesse, face à des perturbations en présence des incertitudes sur le système, sous différents régimes de fonctionnements et configurations des réseaux. Le but final est de maintenir la production de l'énergie électrique sans interruption et la continuité de service pour les consommateurs.

Dans un premier temps, une méthodologie détaillée de la modélisation avec son identification paramétrique associée a été développée pour simuler la génératrice principale. Un simulateur a été réalisé sous SIMULIK MATLAB de façon qu'il permette de simuler le comportement le plus réaliste possible de la machine durant les impacts et les délestages de charge.

Au final, nous avons fait une étude comparative pour montrer l'influence de l'association d'un *AVR* avec un *PSS* sur le réglage et la stabilité de la tension. Ces derniers ont été appliqués et examinés sur un système d'alimentation, les résultats non-linéaires de la simulation montrent l'efficacité et la robustesse de ces deux dispositifs et leurs capacités de fournir la bonne atténuation des oscillations ainsi de minimiser en permanence la chute de tension, et d'améliorer considérablement la conduite du réseau électrique.

---

*Annexes :*

---

**1. Paramètres de générateur :**

$\theta$ (degré)	0
$X_d$ (pu)	2.24
$X'_d$ (pu)	0.17
$X_q$ (pu)	1.02
$X'_q$ (pu)	0.13
$T'_{d_0}$ (s)	4.4849
$T'_{q_0}$ (s)	0.1
$f$ (hz)	50
$\omega_r$ (rad/s)	314
$S_{base}$ (KVA)	60
$P_e$ (pu)	1.63
$E_{q'}$ (pu)	1.025
$V_s$ (pu)	1.026
$D$	2.56



**2. Paramètres de transformateur :**

$R_T(pu)$	0
$X_T(pu)$	0.1

**3. Paramètres de transformateur :**

$R_L(pu)$	0
$X_L(pu)$	0.1

**4. Paramètres de (AVR) :**

$K_A$	600
$T_A (s)$	0.1
$E_{fd\_Max}$	7
$E_{fd\_Min}$	-2

**5. Paramètres de régulateur PSS :**

$K_{PSS}$	0.464
$T_1$	0.283
$T_2$	0.1
$T_3$	3.79
$T_4$	0.1

---

*Références*  
*Bibliographiques :*

---

- [1] : **Guillaume RAMI** « contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution » Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [2] : **Benoît De METZ-NOBLAT** et **Gérard JEANJEAN**, cahier technique n° 185 « Stab dynamique des réseaux électriques industriels », AXESS-Saint-Péray (07) CLERC Fontaine 2000.
- [3] : **Boris Berseneff**, « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du Futur », Sciences de l'ingénieur [physics], Thèse de doctorat Université de Grenoble, 2010.
- [4] : **J.L. LILIEN**, « Transport et Distribution de l'Energie Electrique », Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore, Université de Liège, 2013.
- [5] : **Olivier RICHARDOT** « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [6] : **RTE** (Réseau de transport et d'électricité), « Mémento de la sûreté du système électrique », [www.rte-France.com](http://www.rte-France.com), 2013.
- [7] : **Miguel Angel FONTELA GARCIA**, HAL, « Interaction des réseaux de transport et de distribution en présence de production décentralisée », Thèse de doctorat, Institut Polytechnique De Grenoble, Saint Martin d'Hères, 2008.
- [8] : **BOUZIDI Athmane**, « Réseaux Electriques Industriels », cours de réseaux électriques, Université de Bejaia, 2017.
- [9] : **Mathilde Lepage**, « Les infrastructures du réseau électrique : quelles sont-elles ? », <https://www.killmybill.be/fr/infrastructures-reseau-electrique/>, septembre 2015.
- [10] : **TransEnergie**, « caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro Québec », une division d'Hydro-Québec, juin 1999.
- [11] : **Mania Pavella, Damien Ernst, Daniel Ruiz-Vega**, « Transient Stability of Power Systems, A Unified Approach to Assessment and Control », Kluwer's Power Electronics and Power Systems Series, M.A. Pai, Germany, 2000.
- [12] : Hamoudi Farid, Cours intitulé : « RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE », Université de Bejaia.
- [13] : **Ziyad Bouchama**, « Stabilisateurs synergétiques des Systèmes de Puissance », Thèse doctorale, Université Ferhat Abbas - Sétif 1, SETIF, Décembre 2013.
- [14] : **P.M. Anderson and A.A. Fouad**, « Power system control and stability, IEEE Press », New York, 1993.
- [15] : **P. Kundur**, « Power System Stability and Control », Electric Power Recherche Institute (EPRI), McGraw-Hill, USA 1994.

- [16] : **P. W. Sauer** and **M. A. Pai**, « Power System Dynamics and Stability », New Jersey, Prentice-Hall Inc., 1998.
- [17] : **J. Machowski**, **J. W. Bialek** and **J. R. Bumby**, « Power system dynamics Stability », John Wiley & Sons Ltd, 1997.
- [18] : **J. A. Mornoh** and **M. El-Hawary**, « Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial Intelligence Applications », New York, Marcel Dekker Inc., 2000
- [19] : **IEEE Task Force on Power System Stabilizers**, « Overview of power system stability concepts », IEEE Trans. On Power Syst., 3 (2003)1762-1768.
- [20] : **E.V. Larsen** and **D.A. Swann**, « Applying power system stabilizers part-II : Performance Objectives and Tuning Concepts », IEEE Trans. Power App. Sys., 100 (6) (1981) 3025-3033.
- [21] : **IEEE Standard 421.2-1990**, IEEE Guide for Identification, « Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems », 1990.
- [22] : **B. Pal** and **B. Chaudhuri**, « Robust control in power systems », Springer Science + Business Media, Inc., 2005.
- [23] : **M.J. Basler** and **R.C. Schaefer**, « Understanding power system stability », Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, (2005) 46-67.
- [24] : **M.Medjana** et **M.Mahmoudi**, « Calcul d'écoulement de puissance dans un réseau électrique avec la présence de l'UPFC », Mémoire de fin de cycle, Université de Bejaia, 2007.
- [25] : **N.Aouzellag**, « Contribution à l'amélioration de la flexibilité dans le réseau électrique liée à l'intégration des générateurs éoliens », Thèse de doctorat, Université de Bejaia, 2011.
- [26] : **Diana Iuliana CRACIUN**, HAL « Modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques », Université de Grenoble (Institut Polytechnique de Grenoble), These de doctorale, GRENOBLE, Décembre 2010.
- [27] : **T. L. LE**, « Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Grenoble-INP, 2008