

### III.1 Introduction

Le comportement d'un réseau face aux problèmes de stabilité dépend du lieu, de la nature et de l'ampleur de la perturbation. Cette dernière peut être de nature graduelle ou brusque (variations lentes de la charge, du plan de tension, court-circuit sévère, perte d'ouvrages de production ou de transport ...etc.). Dans ce chapitre, nous nous intéressons à l'étude de la stabilité de tension d'un smart grid. Or, le comportement de la tension dans un réseau électrique en cas de perturbation n'est pas dissocié des comportements des autres paramètres du réseau tels que la position angulaire rotorique des alternateurs ou leur fréquence. C'est pour cela qu'en plus de l'étude de la tension en régime transitoire, nous avons considéré le comportement du système du point de vue angle rotorique et fréquence de chaque machine durant et après la perturbation.

### III.2 Stabilité transitoire

Le réseau peut être déséquilibré soit par une action en amont de l'alternateur (modification de  $P_m$ ) soit par une action en aval de l'alternateur (modification de  $P_e$ ).

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude à assurer un fonctionnement synchrone de ses générateurs lorsqu'il est soumis à des perturbations importantes. L'apparition des perturbations pareilles peut conduire à de larges excursions des angles rotoriques de certains générateurs voire, à la rupture de synchronisme qui, généralement, se développe en très peu de secondes]. La stabilité transitoire dépend de plusieurs facteurs, à savoir [3]:

- ✓ Le type de perturbation;
- ✓ La durée de perturbation ;
- ✓ Le lieu de perturbation ;
- ✓ La performance des systèmes de protection ;
- ✓ Le point de fonctionnement avant défaut, niveau de charge, topologie du réseau et le degré d'excitation des machines ;
- ✓ Les caractéristiques dynamiques des ouvrages de réseau

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor. Pour expliquer cette approche, nous prenons un système

de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres à puissance infini via une ligne de transmission comme le montre la figure III.1 [4].

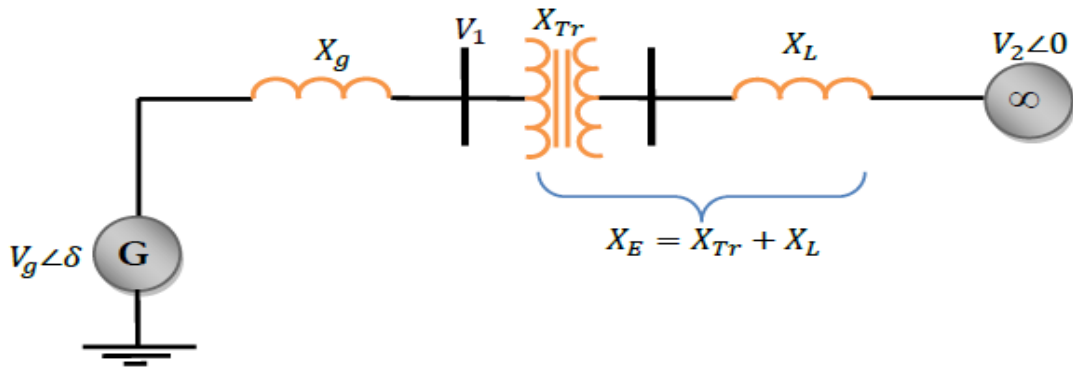


Figure III.1 : Générateur synchrone connecte à un jeu de barres infini

A l'état équilibré, la puissance produite par le générateur est donnée par la relation suivante :

$$P_E = \frac{V_g V_2}{X_g + X_E} \sin \delta \quad (\text{III.1})$$

L'équation (III.1) peut être écrite comme suit :

$$P_e = P_{\max} \cdot \sin \delta \quad (\text{III.2})$$

L'équation (III.10) est représentée graphiquement par la figure III.2.

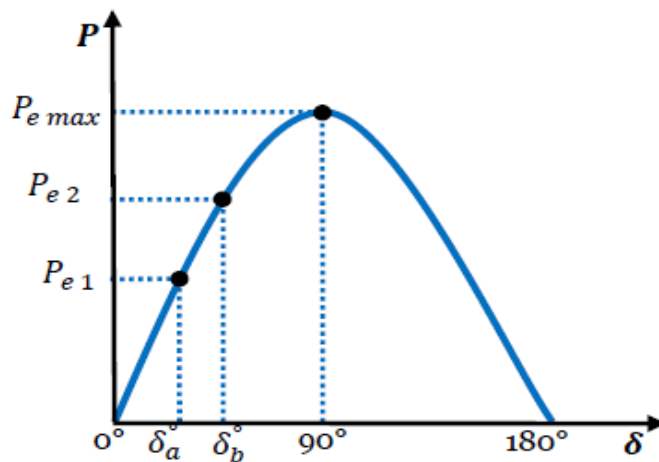


Figure III.2 : Courbe  $P = f(\delta)$

Le mouvement du rotor obéit à la deuxième loi de Newton qui est décrit par l'équation différentielle suivante :

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{III.3})$$

Avec  $J$  : Moment d'inertie totale de la machine synchrone [ $\text{kg.m}^2$ ]

$\theta_m$  : Angle mécanique du rotor en [rad]

$C_m$  : Couple mécanique de la turbine ou la charge [N.m]

$C_e$  : Couple électrique du rotor [N.m].

Si l'équation (III.2) est multipliée par le terme de la pulsation angulaire mécanique  $\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt}$

, on obtient :

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.4})$$

$P_m = C_m \omega_m$  : est la puissance d'entraînement en watts

$P_e = C_e \omega_m$  : est la puissance électromagnétique en watts

Si l'accélération angulaire est exprimée en angle électrique, au lieu de l'équation (III.4) on aura :

$$\frac{2}{p} w_m J \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.5})$$

Où  $P$  est le nombre de pôles. Avec un réarrangement de la partie gauche de l'équation (III.5) on aura :

$$2 \frac{2}{p} \left( \frac{1}{2} w_m^2 \cdot J \right) \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.6})$$

L'utilisation de la relation  $w_m = \frac{w_e}{p/2}$  nous donne:

$$\frac{2}{w_e} \left( \frac{1}{2} \cdot w_m^2 \cdot J \right) \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.7})$$

Or :

$$H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot w_m^2 \quad (\text{III.8})$$

On obtient alors :

$$2 \frac{H}{w_{e0}} \cdot \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.9})$$

Donc l'équation du mouvement est décrite comme suit :

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (\text{III.10})$$

Avec :

$P_a$  : Puissance d'accélération [Pu];

$P_e$  : Puissance électrique [Pu];

$P_m$  : Puissance mécanique [Pu];

$\delta$  : Angle interne de la machine [rad];

$H$  : Constante d'inertie [Sec];

$\omega_0$  : Pulsation de référence.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent, de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$ , figure III.2. Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle  $\delta_b$  soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle  $\delta_b$  jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. La figure III.3 montre les deux comportements possibles du système : soit stable (cas 1) soit instable (cas 2).

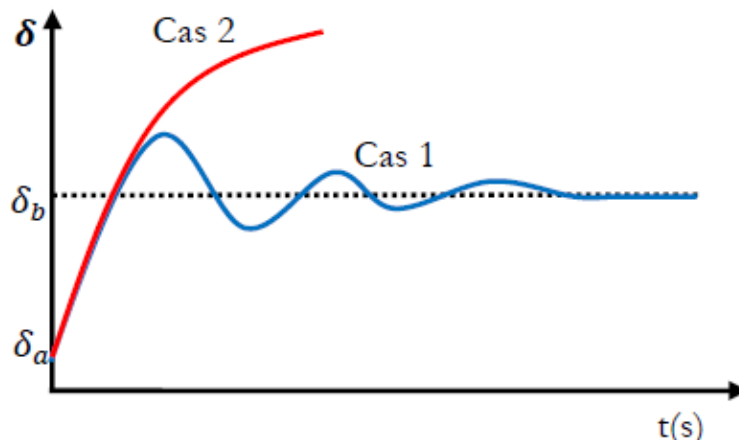


Figure III.3. Variation temporelle d'angle rotorique

### III.3 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

A cause de la forte non-linéarité des équations régissant les systèmes électrique, il est fait appel à des différentes méthodes de résolution. Elles peuvent être classées en trois familles [16]:

- Méthodes d'intégration numériques
- Méthodes directes
- Méthodes hybrides

Les méthodes numériques évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis des perturbations en déterminant son évolution temporelle par la résolution des équations non linéaires gouvernant le système et permettant d'avoir l'évolution des angles de rotor, de la fréquence et de la tension.

Les inconvénients des méthodes temporelles précités ont motivé le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov. Ces méthodes évaluent la stabilité transitoire en évitant d'avoir recours à la résolution des équations différentielles. La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un système mono-machine [16].

Les méthodes hybrides surmontent les deux limitations des méthodes directes comme suit :

L'estimation du problème de stabilité peut être abordée en considérant un système mono machine ou un système à deux machines équivalent du système multi machines.

Le problème de modélisation peut être résolu en incluant la fonction de Lyapunov calculée par les méthodes d'intégration numériques.

### III.4 Stabilisation

Au vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, la stabilisation de ces derniers reste un défi majeur pour les ingénieurs. Afin d'éviter tout événement pouvant conduire vers un black-out (effondrement total du réseau), des solutions de stabilisation des réseaux sont mises au point en faisant appel à différentes méthodes et différents outils [16].

Des moyens classiques de conduite des réseaux tels que l'utilisation des transformateurs à prises réglables en charge ou des transformateurs déphaseurs, la mise en œuvre de compensateurs de type série, parallèle ou hybride, la modification des consignes d'exploitation des réseaux (changement de topologie, action sur la production par excitation

des groupes ou sur la demande par délestage de la consommation, etc...) sont souvent sollicités.

Des moyens plus performants que ceux cités ci-dessus peuvent aussi contribuer à la stabilisation des réseaux tels que les stabilisateurs de puissance (PSS : Power System Stabilizer) ou les FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Le PSS détecte les variations de vitesse du rotor lié à la puissance active du générateur. Il applique alors un signal, adapté à cette variation pour la corriger à l'entrée du régulateur de tension (AVR : Automatic Voltage Regulator). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif des oscillations de puissance. Sa structure consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. C'est un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité d'un système électrique. Cependant, le choix des paramètres du PSS doit être adéquat afin d'obtenir un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations du réseau. Les FACTS sont des dispositifs de commande basés sur l'électronique de puissance qui fait d'eux des outils très rapides car ayant un temps de réponse très court par rapport aux moyens de régulation conventionnels basés sur la technologie électromécanique de temps relativement élevé. Les FACTS permettent donc aux réseaux électriques de fonctionner près de leurs limites d'exploitation sans craindre un effondrement rapide en cas de perturbation [14].

#### **III.5 Etude de la stabilité**

Le réseau test utilisé est le même que celui utilisé dans l'étude du comportement de la tension en régime permanent.

Les tableaux III.1 et III.2 donnent les caractéristiques du réseau. Le nœud 1 est pris comme nœud bilan et les nœuds 2 et 3 sont des nœuds PV.

**Tableau III.1 : Caractéristiques nodales**

Nœud	PG(MW)	QG <sub>min</sub> (MVar)	QG <sub>max</sub> (MVar)	PD(MW)	QD(MVar)	V (pu)
1	NS	NS	NS	0	0	1.04+j0
2	160	-20	+30	0	0	1.02+j0.178
3	100	-20	+20	0	0	1.02+j0.118
4	0	0	0	0	0	1.023-j0.032
5	0	0	0	125	50	0.99-j0.0604
6	0	0	0	90	30	1.01-j0.050
7	0	0	0	0	0	1.021+j0.082
8	0	0	0	100	35	1.01+j0.034
9	0	0	0	0	0	1.028+j0.062

**Tableau III.2 : Caractéristiques de liaisons**

Liaison	R (p.u)	X (p.u)	B/2 (p.u)
1-4	0.0000	0.0576	0.0000
2-7	0.0000	0.0625	0.0000
3-9	0.0000	0.0586	0.0000
4-5	0.0100	0.0850	0.0880
4-6	0.0170	0.0920	0.0790
5-7	0.0320	0.1610	0.1530
6-9	0.0390	0.1700	0.1790
7-8	0.0085	0.0720	0.0745
8-9	0.0119	0.1008	0.1045

Les conditions initiales des machines G1, G2 et G3 avant perturbation sont données ci-dessous. Elles ont été déterminées sur la base du plan de tension et de la circulation de puissance à l'état permanent du réseau c'est-à-dire avant tout incident.

**Alternateur G1**

**Alternateur G2**

**Alternateur G3**

$$\begin{cases} S_{G1} = 0.60162 + j0.31284(Pu) \\ V_1 = 1.04 \angle 0^{rd} (Pu) \\ \delta_1 = 0.0332^{rd} = 1.90^\circ \end{cases} \begin{cases} S_{G2} = 1.6 + j0.06093(Pu) \\ V_2 = 1.02 \angle 0.17775^{rd} (Pu) \\ \delta_2 = 0.3587^{rd} = 20.55^\circ \end{cases} \begin{cases} S_{G3} = 1 - j0.10767(Pu) \\ V_3 = 1.02 \angle 0.11826^{rd} (Pu) \\ \delta_3 = 0.2940^{rd} = 16.84^\circ \end{cases}$$

Un court-circuit triphasé équilibré en liaison avec la terre est simulé sur la ligne 5-7 du réseau. Il est situé à une distance égale au dixième de la longueur de la ligne par rapport au nœud 7 comme montré dans la figure III.4. Ce défaut est proche du générateur G2. Il a une durée de 0.35s et son élimination n'entraîne pas de changement de topologie du réseau. On applique le défaut à l'instant 1s.

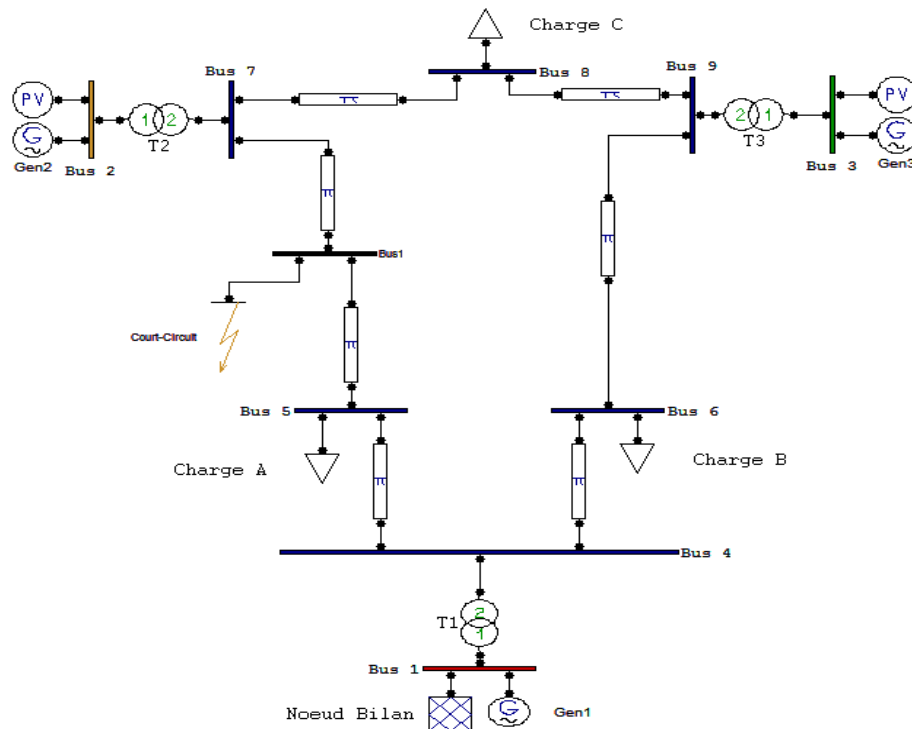


Figure. III.4 : Réseau test perturbé



### III.5.1 Système non régulé

Les angles rotoriques de toutes les machines augmentent et la stabilité angulaire est perdue même après élimination du défaut c'est au-delà de 1.35s Comme le montre la figure III.5 ci-dessous. La figure III.6 montre le comportement des fréquences (vitesses) des 3 machines qui augmentent indiquant une perte de synchronisme du système même après élimination du défaut. On observe cependant une variation plus grande de la pulsation au niveau de la machine 2 (Figure III.6, (b)) et une plus grande chute de tension durant le défaut aux bornes de la machine 2 (Figure III.7, (b)) qui atteint 0.45pu par rapport aux deux autres machines. Ceci s'explique par la proximité de la machine 2 du défaut.

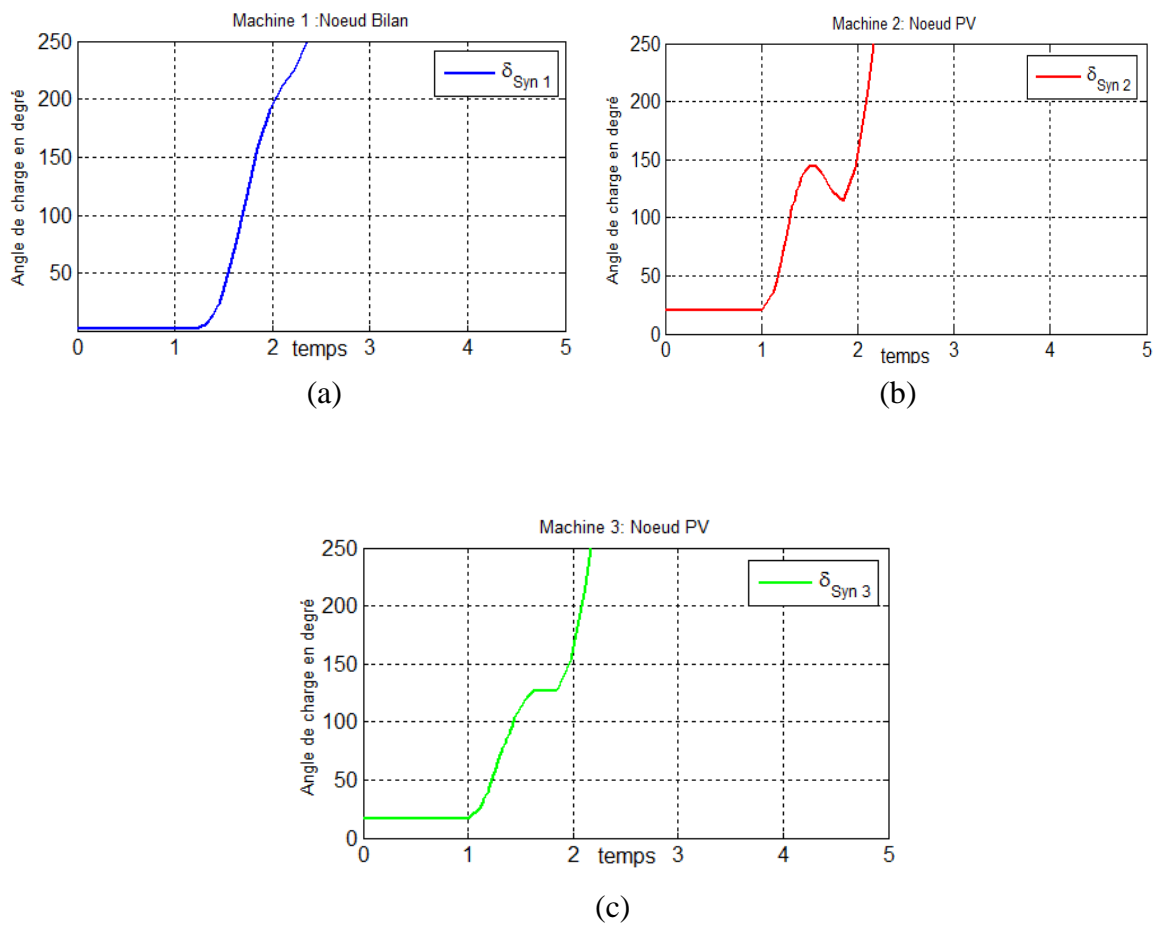


Figure III.5 : Variation de l'angle de charge

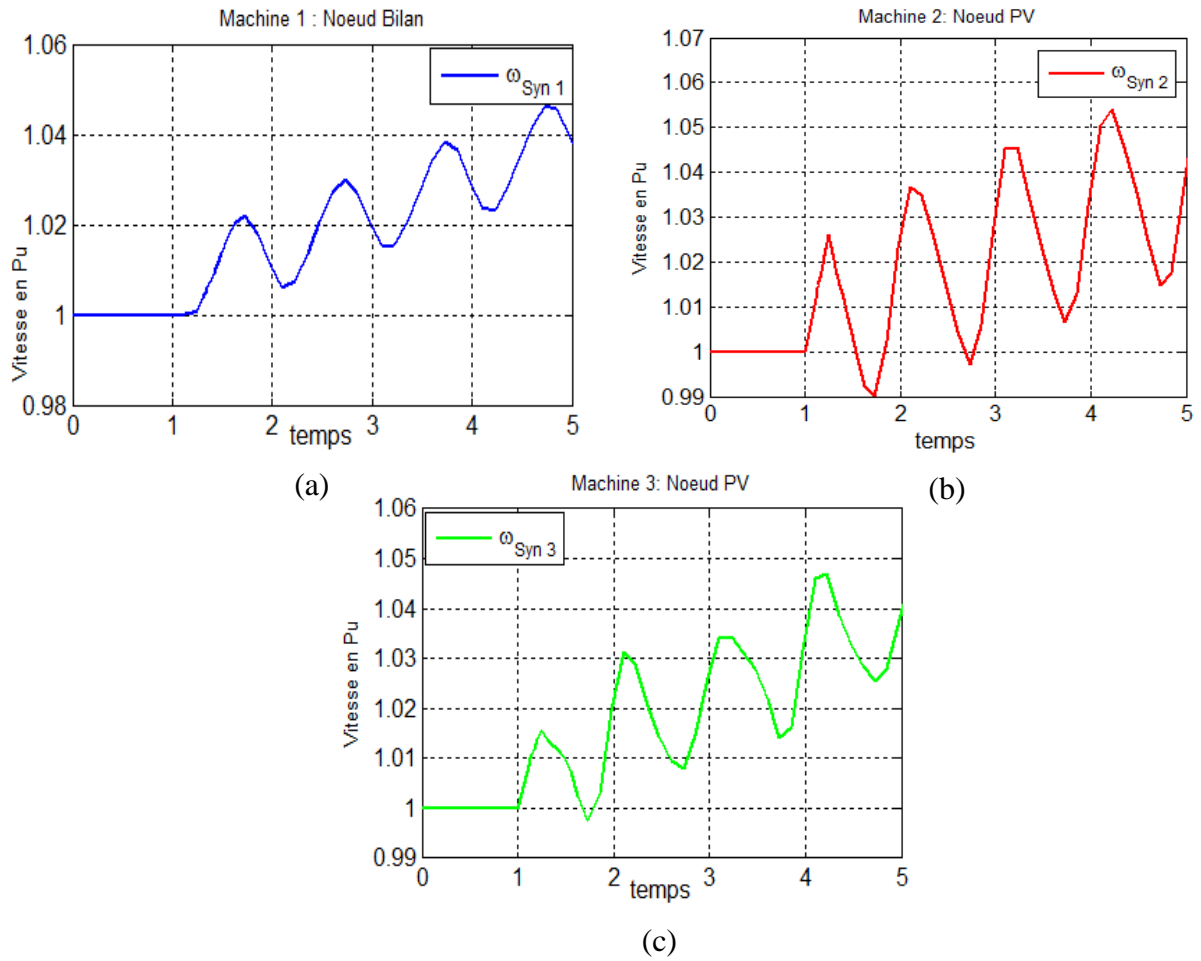
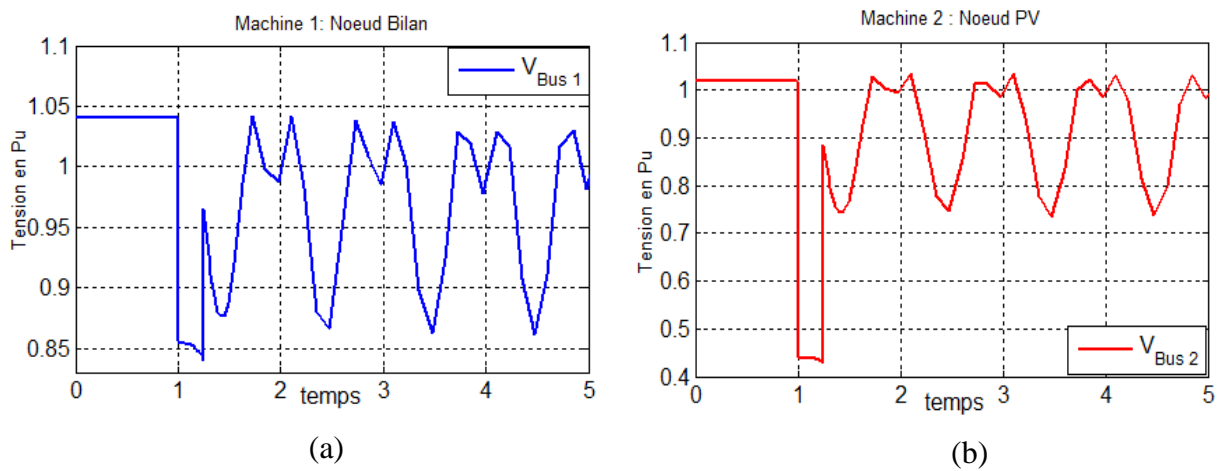
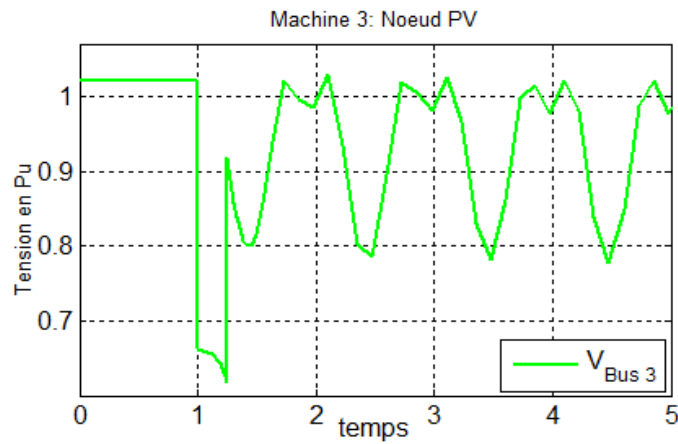


Figure III.6 : Variation de la fréquence





(c)

Figure III.7 : Variation de tension

### III.5.2 Système régulé

#### III.5.2.1 Système de régulation

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 réseau. Le système d'excitation est équipé de régulateur de tension AVR (Automatic Voltage Regulator). Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. La figure III.8 montre une structure générale de réseau équipé d'un régulateur de tension [16].

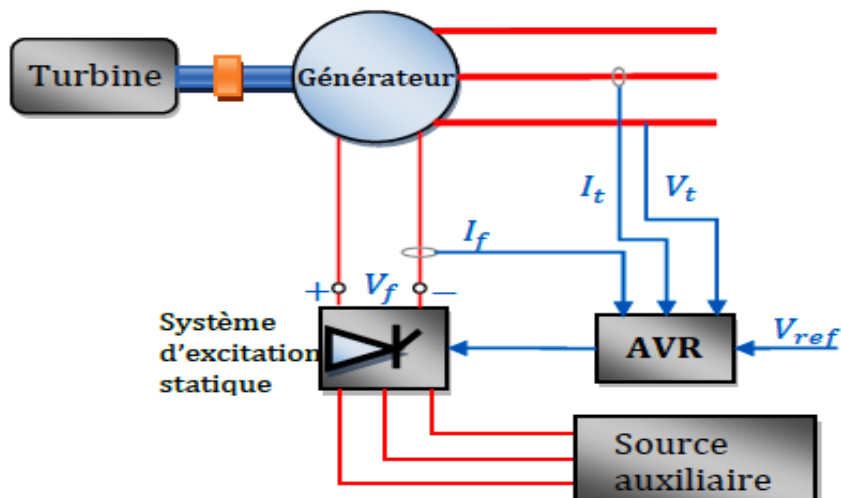


Figure.III.8 : Structure générale d'un système équipé d'un AVR

La figure III.9 montre un système de force motrice composé de la source d'énergie primaire, d'une turbine équipée d'un servomoteur et du régulateur de fréquence (gouverneur)

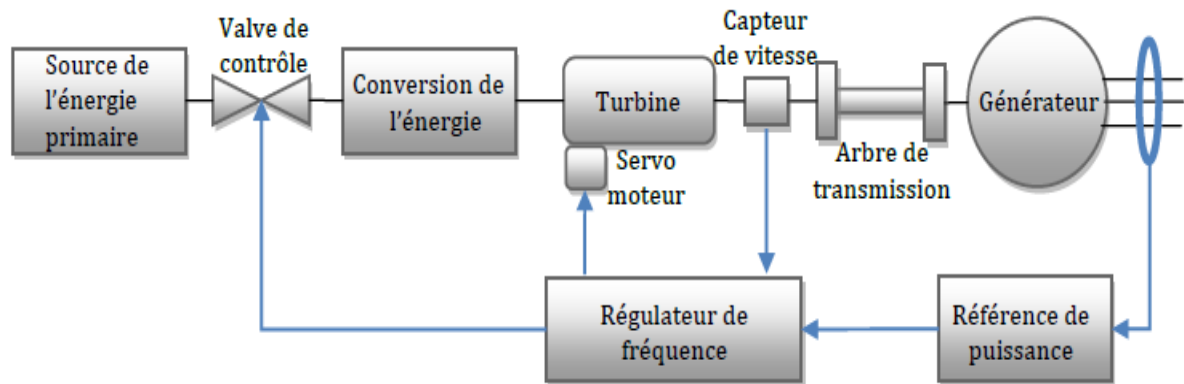


Figure III.9 : Structure générale d'un système équipé d'un gouverneur

La turbine transforme l'énergie potentielle de la source en énergie de rotation de l'arbre (rotor) sur lequel est placé l'alternateur. L'alternateur convertit la puissance mécanique fournie par la turbine en puissance électrique à la sortie. La vitesse de l'arbre de la turbine est mesurée précisément et comparée à la vitesse de référence. Le régulateur de fréquence (vitesse) agit ensuite sur le servomoteur pour ouvrir et fermer les vannes de contrôle et modifier par conséquent la vitesse du générateur. Ainsi, le rôle de la turbine est d'entraîner le rotor du générateur à la vitesse synchrone correspondant à la fréquence du système de puissance [16].

### III.5.2.2 Système régulé en tension

La régulation de tension introduite telle que montré par la figure III.10 et dans les conditions de perturbations énoncées précédemment permet d'avoir les résultats du comportement du système tels qu'indiqué par la figure III.11

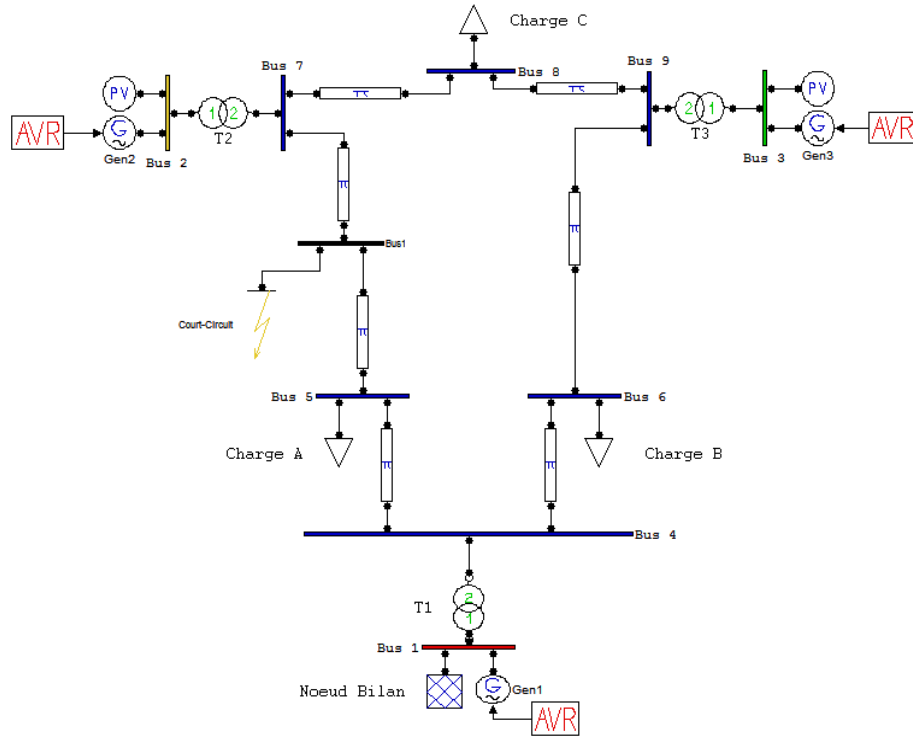


Figure III.10: Application de régulateur de tension sur le réseau test

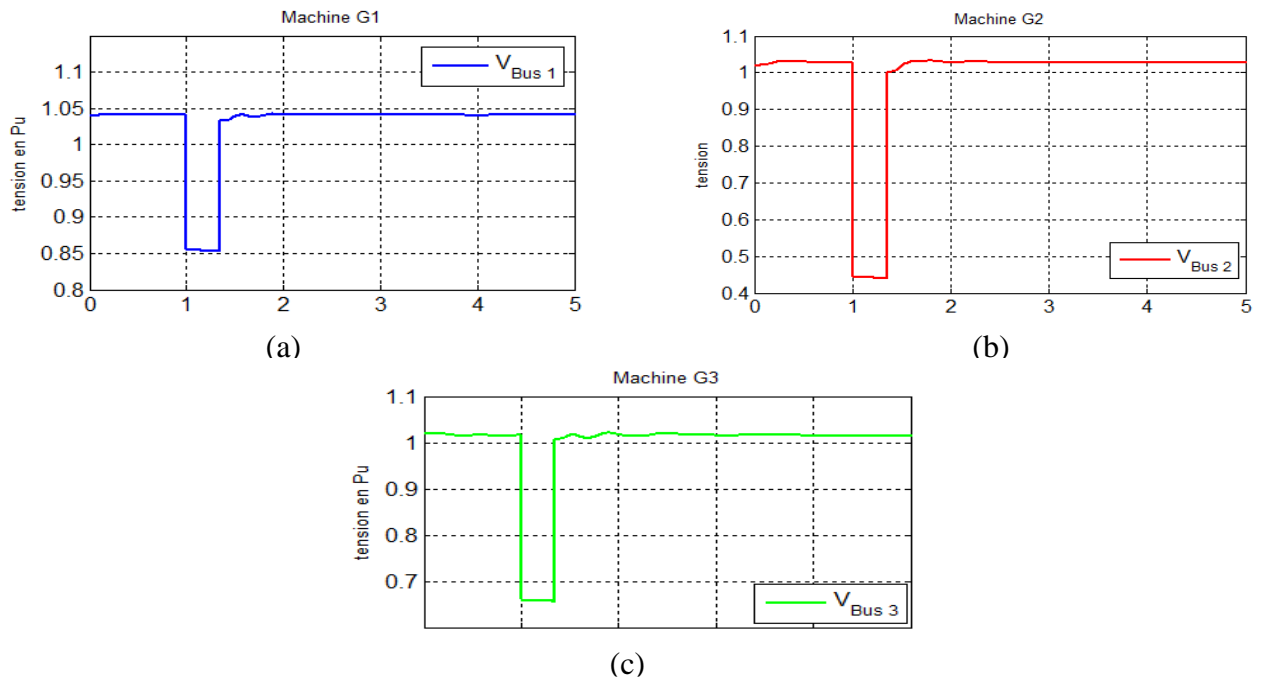


Figure III.11 : Variation de tension

L'insertion de l'AVR permet de stabiliser la tension aux bornes de chaque machine comme le montre la figure III.11

### III.5.2.3 Système régulé en vitesse

En introduisant un régulateur de vitesse dans le système perturbé, la variation de tension aux bornes de chaque machine est indiquée dans la figure III.12

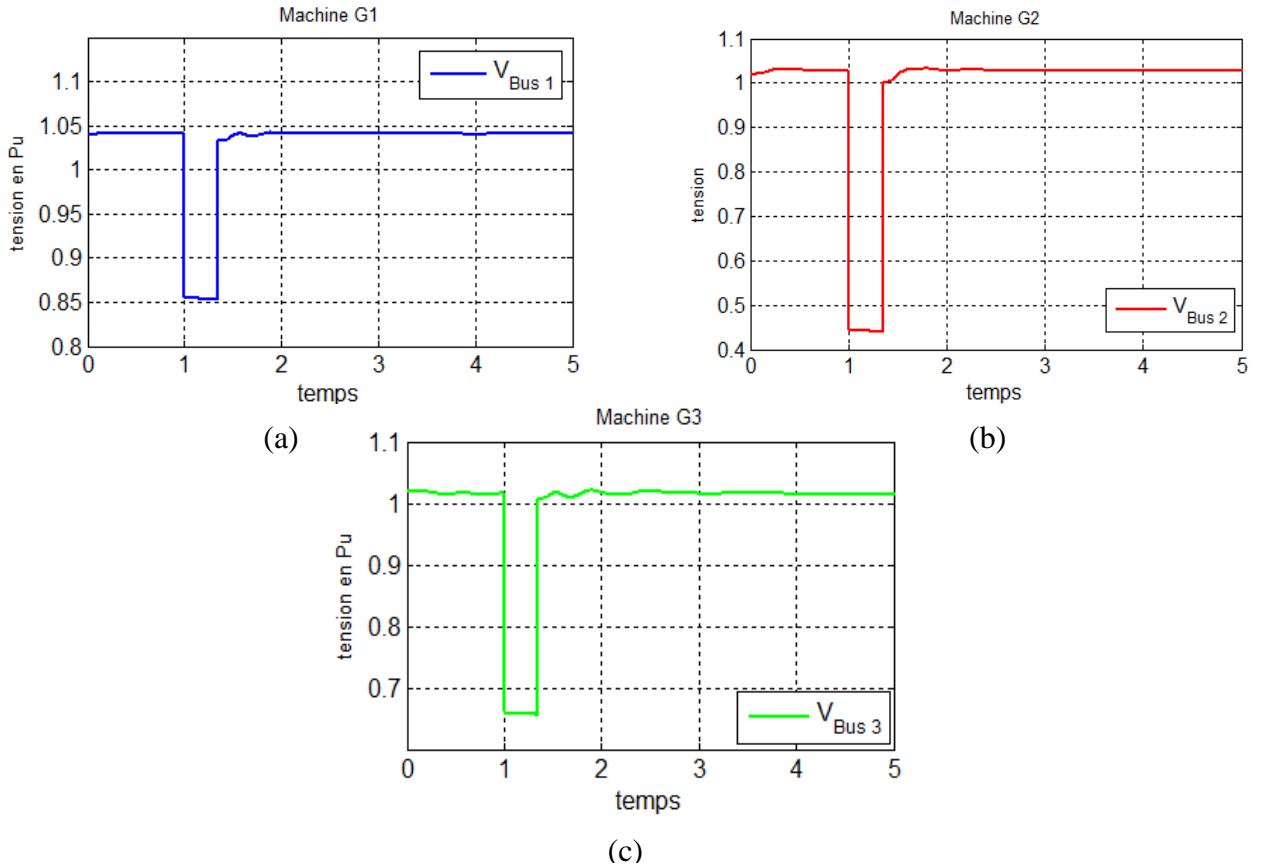


Figure III.12 : Variation de la tension

Les résultats montrent que le gouverneur (ou régulateur de vitesse) a un effet bénéfique sur la tension puisqu'après élimination du défaut, celle-ci retrouve une valeur proche de la valeur nominale de chaque machine.

### III.5.2.4 Association des deux types de régulations

Le réseau équipé d'une association des deux régulateurs de tension et de vitesse permet un renforcement net de la stabilité de tension où aucune oscillation n'est observée après élimination du défaut. Les trois machines retrouvent leur état initial de tension à leurs bornes comme le montre la figure III.13

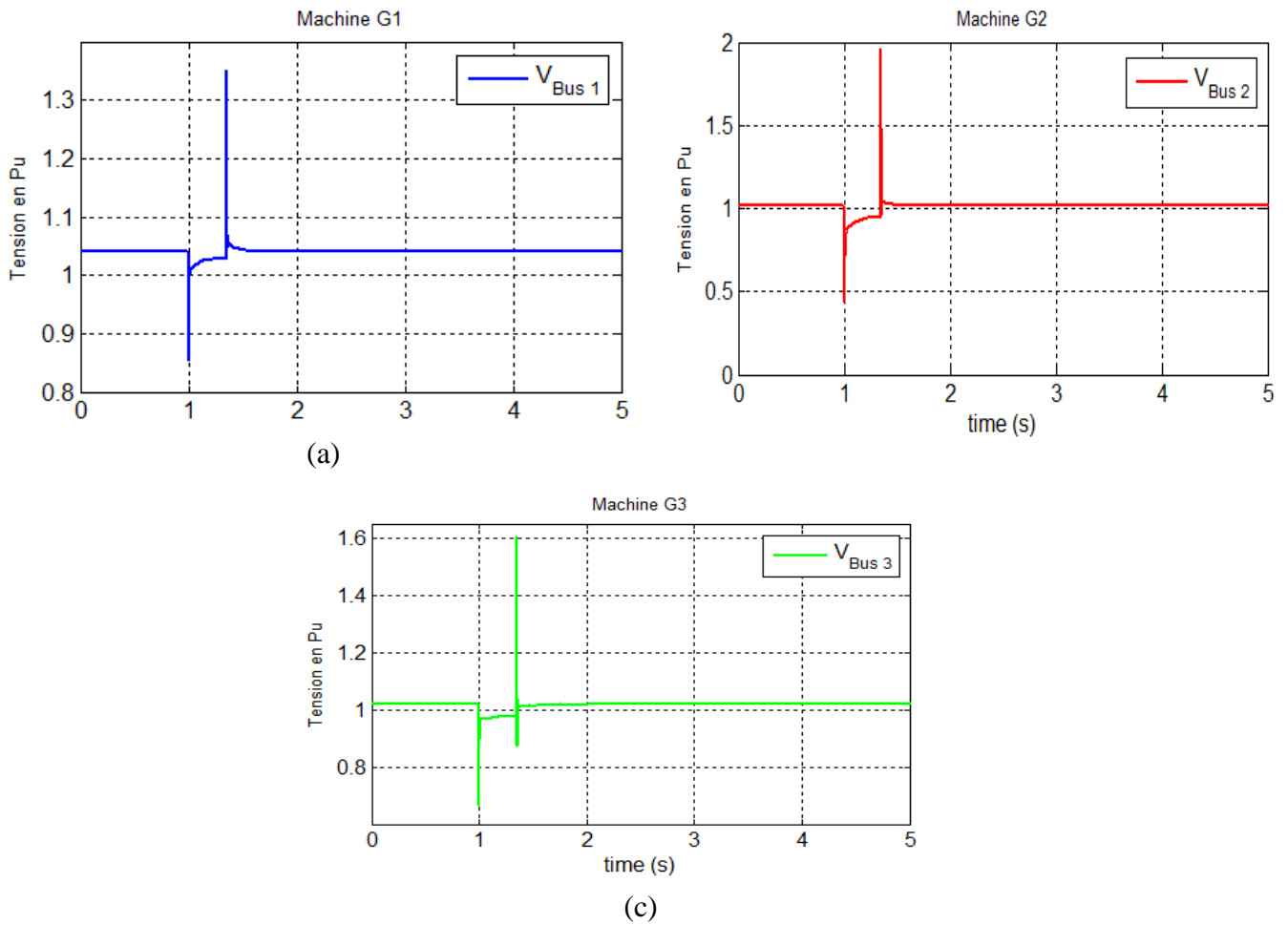


Figure III.13 : Variation de la tension

### III.6 Conclusion

L'étude de la stabilité transitoire est une étape primordiale dans la conception, la planification et l'exploitation des systèmes électriques. Grâce à cette étude, on peut porter un jugement sur la capacité du réseau à résister contre les incidents majeurs qui peuvent surgir à tout moment. Le système équipé de régulateurs garde sa stabilité de tension. Ceci était prévisible avec un régulateur de tension, ce qui l'était moins avec le régulateur de vitesse. En effet, cette régulation a une forte influence sur le paramètre fréquence mais ici on remarque bien que cette dernière a aussi un effet bénéfique sur la tension du réseau. La combinaison du régulateur de tension-régulateur de vitesse est très intéressante quant au maintien de la stabilité de tension.

Sommaire

**Chapitre III : Etude de la stabilité de tension en régime transitoire**

III.1 Introduction .....	46
III.2 Stabilité transitoire .....	46
III.3 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....	50
III.4 Stabilisation.....	50
III.5 Etude de la stabilité .....	51
III.5.1 Système non régulé.....	54
III.5.2 Système régulé.....	56
III.5.2.1 Système de régulation .....	56
III.5.2.2 Système régulé en tension.....	57
III.5.2.3 Système régulé en vitesse .....	59
III.5.2.4 Association des deux types de régulations.....	59
III.6 Conclusion.....	60

: