

Effet des régulateurs pour la stabilité transitoire d'un réseau électrique multimachines

**Télesphore RANDRIAMAITSO^{1*}, Jean Marie RAZAFIMAHENINA¹, Ruffin MANASINA²
et Yvon Dieudonné ANDRIANAHARISON³**

¹ *Université d'Antsiranana, Ecole Doctorale Thématique Energies Renouvelables et Environnement (EDT ENRE),
BP 0, Antsiranana 201, Madagascar*

² *Université de Mahajanga, Institut Supérieur des Sciences et Technologies, Bâtiment Ex-LOLO Mahajanga-be,
Madagascar*

³ *Université d'Antananarivo, Ecole Supérieure Polytechnique, Centre d'Etude de Réseaux et Systèmes
Associés(CERESA), Madagascar*

* Correspondance, courriel : rmaitsotelesphore@gmail.com

Résumé

L'objectif de cet article est de mettre en évidence l'apport des régulateurs de tension AVR et de vitesse GOV des génératrices à l'amélioration de la marge de la stabilité transitoire d'un réseau électrique. En utilisant des modèles des génératrices et du réseau pour différents régimes de fonctionnement, nous avons analysé son comportement suite à un court-circuit triphasé-terre, dans les cas des génératrices équipées des régulateurs et non équipées. L'état électrique du réseau avant le défaut a été déterminé par la méthode de Newton-Raphson. Les résultats obtenus ont été utilisés comme conditions initiales pour les intégrations numériques des équations dynamiques des génératrices durant le défaut par la méthode d'Euler modifiée. Les résultats à la fin du défaut étaient les conditions initiales des intégrations post perturbation. En les appliquant au réseau IEEE- 5 nœuds, sans régulateur, pour les durées du défaut de 0.185 s et de 0,200 s, les génératrices perdent le synchronisme. En présence des régulateurs, le réseau est stable. Ces résultats sont en accord avec ceux dans la littérature. Il est indispensable de considérer les régulateurs des génératrices, dans l'étude de stabilité transitoire d'un réseau.

Mots-clés : *réseau électrique, stabilité transitoire, AVR, GOV.*

Abstract

Effect of the regulators for the transient stability of a multi-machine power system

The purpose of this article is to highlight the contribution of AVR voltage and GOV speed regulators of generators to improve the margin of transient stability of electrical power system. Using generator and power system models for different operating regimes, we analyzed its behavior following a three-phase-to-ground short circuit, in the case of generators equipped with regulators and not equipped. The electrical state of the power system before the fault was determined by the Newton-Raphson method. The results obtained were used as initial conditions for integrations of the dynamic equations of the generators during the defect by the modified Euler method. The end-of-fault results were the initial conditions of the post-disturbance

integrations. By applying them to the IEEE-5-node power system, without a regulator, for the fault of the 0.185 s and 0.200 s durations, the generators lose synchronism. In the presence of the regulators, the power system is stable. These results are in agreement with those in the literature. It is essential to consider generator regulators in the transient stability study of power system.

Keywords : *power system, transient stability, AVR, GOV.*

1. Introduction

A l'heure actuelle, la demande en énergie électrique ne cesse d'augmenter en raison de la croissance démographique et l'industrialisation. Par conséquent, les réseaux deviennent de plus en plus maillés et interconnectés ; ce qui entraîne l'affaiblissement des capacités du réseau à retrouver un état de marche synchrone suite à un régime dynamique notamment court-circuit triphasé [1]. L'étude de la stabilité transitoire doit être alors envisagée [2]. En effet, elle fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles internes, des vitesses rotoriques, etc. avant, pendant et après la perturbation. Cette analyse permet, d'une part, de juger, suite à l'élimination d'un défaut, si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées à éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique d'effacement du défaut [1 - 3]. Il y a plusieurs méthodes pour analyser la stabilité transitoire d'un réseau [1 - 4]. Dans cet article, nous allons déterminer le comportement du réseau suite d'un court-circuit triphasé-terre par résolution, utilisant la méthode d'Euler améliorée, des équations d'oscillations des génératrices [5 - 8]. Les génératrices sont équipées des régulateurs AVR et GOV [9 - 12]. Notre objectif est d'analyser l'apport de ces régulateurs sur la marge de stabilité. Pour cela, nous allons simuler, en comparant le comportement du réseau suite d'un défaut dans les cas sans et avec de ces régulateurs pour des différentes durées du défaut afin de bien observer leurs effets. La détermination du comportement du réseau nécessite des modèles des génératrices, des régulateurs et du réseau. Les modèles du réseau dans les étapes pré perturbation, pendant la perturbation et post perturbation sont représentés par les matrices d'admittances et ceux des génératrices par les équations d'oscillations et d'état équilibre [6, 13 - 15]. L'état initial du réseau est donné par le calcul de répartition de puissance pré perturbation utilisant la méthode de Newton-Raphson [16, 17]. Pour résoudre des équations dynamiques des génératrices, nous utilisons la méthode numérique d'Euler améliorée [6]. Les conditions initiales pour les intégrations des équations différentielles des génératrices pendant et post perturbation sont respectivement les résultats de calcul de répartition de puissance pré perturbation et les résultats de fin de calcul pendant la perturbation [6, 9].

2. Méthodologie

2-1. Modélisations

2-1-1. Angle interne

Un régime de fonctionnement des génératrices est stable lorsque leurs roues polaires prennent une position fixe par rapport au champ tournant. Cette position s'appelle l'angle de la roue polaire ou l'angle interne δ (**Figure 1**). L'angle δ est le déplacement de l'axe q par rapport à un axe tournant à la vitesse de synchronisme ω_s [18]. L'angle mécanique δ_m est lié avec l'angle électrique δ par la relation $\delta = p\delta_m$, où p est le nombre des paires de pôle de la génératrice.

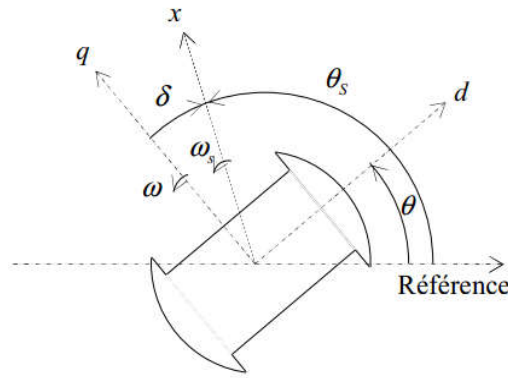


Figure 1 : Repérage des divers axes et angles

où, ω la vitesse angulaire électrique du système d-q lié au rotor et ω_s celle d'un axe x lié au champ tournant statorique. Les angles θ et θ_s désignent respectivement les décalages angulaires respectifs des axes d et x par rapport à l'axe fixe comme référence en radians électriques.

Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de l'angle interne δ . Les oscillations de l'angle de rotor peuvent s'amortir, et la machine restera stable, ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système [8].

2-1-2. Équations à l'état d'équilibre d'une génératrice

Le diagramme de phase d'une machine synchrone permet d'obtenir les équations de la génératrice suivantes [13, 19] :

$$\underline{E}_q = \underline{V} + r\underline{I} + jx_q\underline{I} \quad (1)$$

$$\underline{E}_I = \underline{V} + r\underline{I} + jx_d I_d + jx_q I_q \quad (2)$$

$$\underline{E}'_q = \underline{E}_q - j(x_q - x'_d)I_d \quad (3)$$

$\underline{V}$ étant la tension aux bornes de la machine en V , $\underline{I}$ le courant débité par la machine en A , I_d la composante du courant suivant l'axe direct d en A , I_q la composante du courant suivant l'axe transversal q en A , r la résistance du stator de la machine en Ω , x_d la réactance suivant l'axe direct d en Ω , x_q la réactance suivant l'axe transversal q en Ω , x'_d la réactance transitoire suivant l'axe direct d en Ω , $\underline{E}_q$ la Fém. suivant l'axe en quadrature en V , $\underline{E}_I$ la Fém. proportionnelle au courant en V et $\underline{E}'_q$ la tension proportionnelle à la composante directe du flux rotorique en V .

2-1-3. Modèle dynamique d'une génératrice

En prenant des hypothèses simplificatrices sur la machine synchrone, on obtient les équations de la machine en régime transitoire [6, 20] :

- **L'Équation** d'oscillation

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} [P_m(t) - P_e(t)] \quad (4)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega(t) - \omega_s \quad (5)$$

H étant la constante d'inertie qui définit le rapport de l'énergie cinétique stockée à la vitesse de synchronisme sur la puissance de base en s , ω_s la vitesse angulaire électrique en rd/s , ω_s la vitesse angulaire synchrone électrique en rd/s , P_m la puissance mécanique en pu , P_e la puissance électrique en pu .

- L'Équation électrique

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} [E_{fd} - E'_q - (x_d - x'_d)I_d] \quad (6)$$

avec, E'_q est la Fém. proportionnelle au flux en V , T'_{do} la constante de temps de l'excitation enroulements axe d en s et E_{fd} la tension proportionnelle à la tension d'excitation directe en V .

2-1-4. Matrice des admittances

Les trois régimes de fonctionnement du réseau tels que régime avant court-circuit, pendant défaut et après le défaut sont modélisés par les matrices d'admittance [6, 14, 15, 21].

- *Avant du défaut* : Le régime est caractérisé par la matrice d'admittance $[Y]$ vue des nœuds des réseaux et celle réduite en $[Y]_{red.av}$ en introduisant les admittances équivalentes des génératrices et des charges.
- *Pendant le court-circuit* : La matrice d'admittance du réseau qui caractérise le régime est la matrice réduite $[Y]_{red.cc}$ où tous les éléments de la ligne et de la colonne de la matrice $[Y]_{red.av}$ qui correspondent au jeu de barres de défaut sont éliminés.
- *Après le défaut* : Le régime est modélisé par la matrice d'admittance réduite $[Y]_{red.ap}$ suite de l'élimination de la ligne ouverte après le défaut.

2-1-5. Régulation

La fonction fondamentale de la régulation est d'adapter la production d'énergie électrique à la consommation. L'énergie doit être délivrée avec une certaine qualité définie par la tension et la fréquence. La tension est réglée au moyen de la régulation de tension de l'alternateur et la fréquence par les régulateurs de vitesse [9]. Au cours de ce travail, la régulation de l'amplitude de la tension est considérée indépendante de la régulation de fréquence. Nous n'avons pas tenu compte dans la modélisation de l'alternateur les effets de la saturation et de la modification des paramètres avec la fréquence. La tension aux bornes de la génératrice est contrôlée par un régulateur de tension AVR (Automatic Voltage Regulator) qui agit indirectement sur la tension d'excitation E_{fo} . En première approximation [10], la régulation peut être schématisée selon la **Figure 2**.

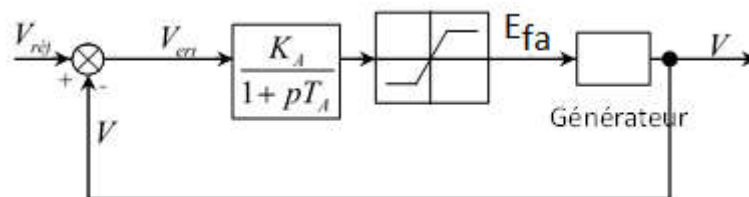


Figure 2 : Schémas blocs de régulation de tension

Sur la **Figure 2**, $V_{\text{réf}}$ est la tension de référence en pu ; K_A - Gain de l'amplificateur et T_A - Constante de temps de l'amplificateur. La **Figure 3** représente le régulateur de vitesse GOV d'une centrale hydroélectrique composée de l'alternateur synchrone entraîné par la turbine et du système de commande d'une vanne permettant d'augmenter ou de diminuer le débit de l'eau à l'entrée de la turbine [9, 22].

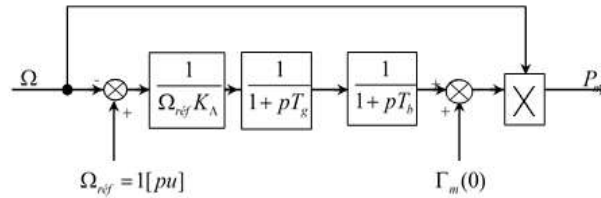


Figure 3 : Schémas blocs de régulation de vitesse

où, T_b et T_g sont des constantes de temps du système de régulations et K_A - le statisme de régulateur.

2-2. Méthode d'approche pour étudier la stabilité des réseaux multimachines soumis à un court-circuit

2-2-1. Équations à intégrer à l'aide de la méthode d'Euler améliorée

Pour un réseau électrique multimachines, les **Équations différentielles (4), (5) et (6)** de chaque génératrice sont à intégrer par la méthode d'Euler améliorée [6].

2-2-2. Algorithme de détermination de comportement dynamique du réseau

🚩 Début

✓ Etape 1 : Saisie des données

- Architecture du réseau
- Nombre de génératrices synchrones et leurs caractéristiques
- Charges
- Paramètres des lignes
- Vitesse de synchronisme
- Paramètres des régulateurs

✓ Etape 2 : Calculs avant le défaut

- Formation de la matrice des admittances $[Y]$
- Détermination des grandeurs initiales $\underline{V}$, $\underline{I}$, $\underline{E}_q$, E'_q , P_e , δ et ω par la résolution du load flow par la méthode Newton-Raphson.

✓ Etape 3 : Calculs pendant court-circuit

- Formation de la matrice des admittances en défaut $[Y]_{\text{réd1}}$

Tant que $t < T_d$ (durée du défaut)

- Détermination des grandeurs $\underline{I}$, E'_q et P_e
- Intégration des **Équations (4), (5) et (6)**
- Régulation Pm et Efd ou sans régulation

Fin tant que

✓ *Etape 4 : Calculs après le défaut*

- Formation de la matrice des admittances après le défaut $[\underline{Y}]_{red2}$

Tant que $t < T_{max}$ (durée de simulation)

- Détermination des grandeurs $\underline{I}$, E'_q et P_e
- Résolution des **Équations (4), (5) et (6)**
- Régulation Pm et Efd ou sans régulation

Fin tant que

✓ *Etape 5 : Impression des résultats*

Allures des angles internes, des tensions et des vitesses des génératrices

Fin

2-3. Réseau test

2-3-1. Description

Nous avons choisi le réseau IEEE- 5 nœuds présenté sur la **Figure 4**. Un défaut triphasé - terre se produit près du jeu de barres n°2.

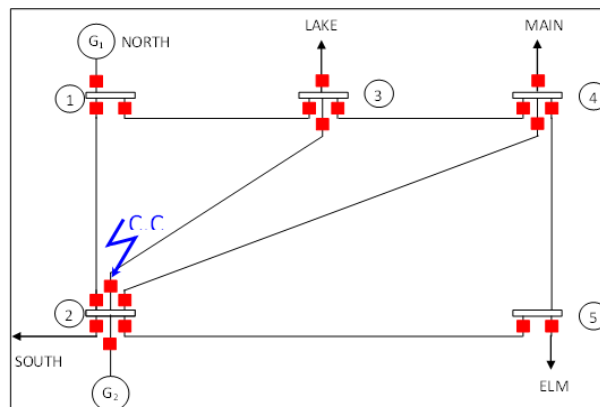


Figure 4 : Schéma unifilaire du réseau IEEE-5 nœuds

2-3-2. Données

Les caractéristiques du réseau (valeurs des impédances, des admittances shunts et des tensions nodales estimées), les valeurs planifiées des puissances générées et consommées et les valeurs relatives des paramètres (H et x'_d) des génératrices G_1 et G_2 sont prises de la référence [3]. Les valeurs des paramètres T'_{do} , x_d et x_q des génératrices et les paramètres des régulateurs sont donnés dans les **Tableaux** ci-dessous.

Tableau 1 : Paramètres des génératrices

Génératrice	T'_{do}	x_d [pu]	x_q [pu]
G1	4	0.8	0.5
G2	10	2.5	1.8

Tableau 2 : Paramètres des régulateurs

Régulateur de tension			Régulateur de vitesse		
Paramètre	Valeur	Unité	Paramètre	Valeur	Unité
K_A	100	-	$\Omega_{réf}$	1.000	Pu
T_A	0.025	s	K_Δ	0.005	
$E_{fd_{min}}$	-4.5	pu	T_g	0.100	s
$E_{fd_{max}}$	4.5	pu	T_b	0.020	s

3. Résultats et discussion

La simulation se déroule comme suit : le réseau fonctionnant normalement en régime établi, nous supposons qu'à l'instant $t = 0,2$ s, un court-circuit triphasé symétrique se produit pendant une durée du défaut T_d , au voisinage du jeu de barre N°2 selon la **Figure 4**; puis on élimine la ligne (2-3).

3-1. Simulation sans régulateur

Pour la durée défaut T_d est égale à $0,2$ s, les courbes de variation des angles internes des génératrices G1 et G2 sont présentées par la **Figure 5** ci-dessous.

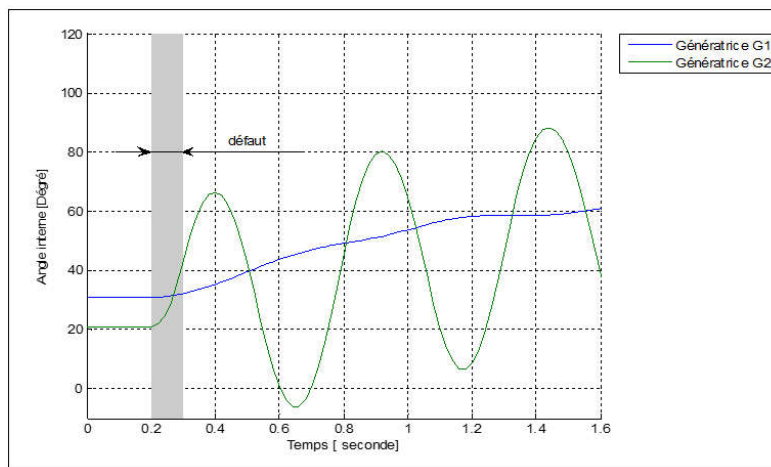


Figure 5 : Variation des angles internes des génératrices G_1 et G_2 pour $T_d = 0.1$ s

Nous observons que les angles rotoriques évoluent ensemble et se rencontrent en plusieurs points. Ceci montre un retour au synchronisme [15]. La courbe représentative de l'angle interne de la génératrice G2 présente un caractère oscillatoire non amorti car nous avons négligé le coefficient d'amortissement dans l'**Équation** d'oscillation (4) [20, 23].

Avec la durée du défaut T_d de 0.185 s, les résultats sont montrés par la **Figure 6**.

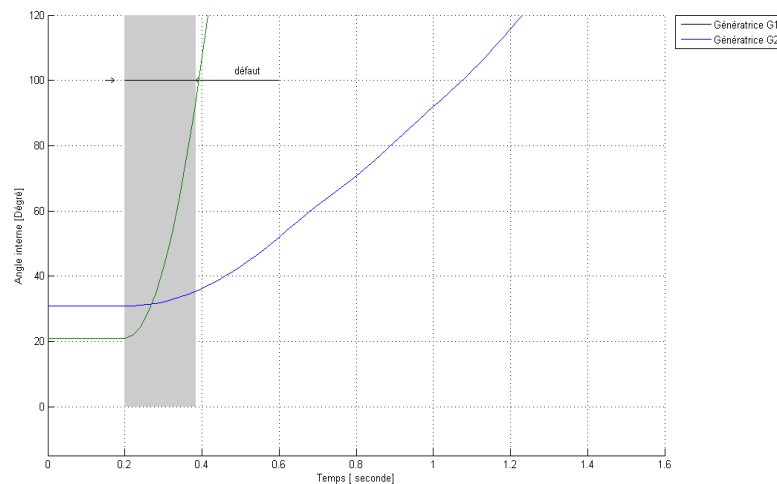


Figure 6 : Variation des angles internes des G_1 et G_2 pour $T_d = 0.185$ s

Pour la durée du défaut est égale à 0.185 s, le réseau perd définitivement la stabilité (**Figure 6**). Les angles de charges (NORTH) et (SOUTH) augmentent indéfiniment en s'écartant l'un de l'autre. Après avoir comparé nos résultats de simulation avec les résultats obtenus dans les références [3] à propos de l'effet de l'ordre de grandeur de la durée de défaut, nous constatons que nos résultats sont acceptables.

3-2. Simulation avec régulateurs de vitesse GOV et de tension AVR

Nous appliquons une durée de défaut T_d supérieure à 0.185 s et prenons la durée de 0.2 s. Certainement, sans régulateur, les génératrices perdent le synchronisme selon les résultats de la **Figure 6**.

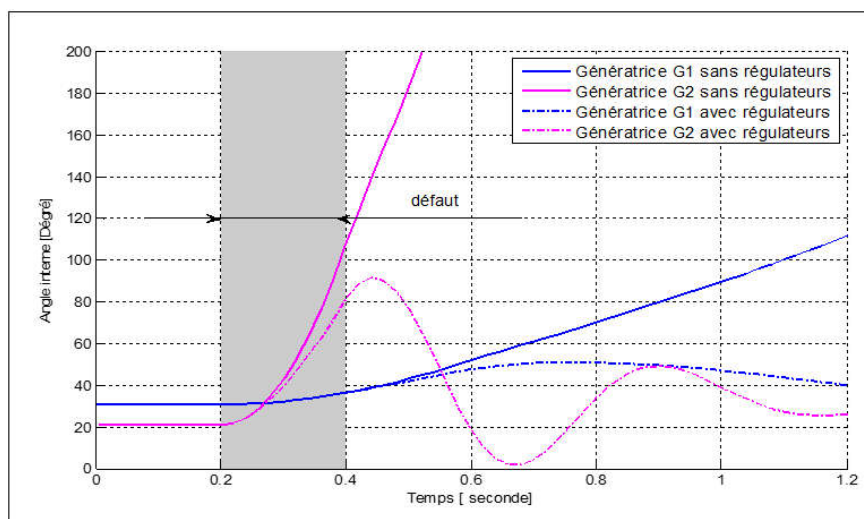


Figure 7 : Variation des angles internes G_1 et G_2

Nous constatons que, avant le défaut, les valeurs des angles internes des génératrices G_1 et G_2 sont respectivement 30.81 [degré] et 20.93 [degré] électriques. Dès l'apparition du défaut, les angles internes des alternateurs augmentent, elles continuent à accroître pendant du défaut. Pour la durée de défaut T_d de 0.2 s, selon les courbes des angles internes des G_1 et G_2 sans régulateurs de la **Figure 7**, ces génératrices perdent du synchronisme. Alors qu'avec des régulateurs, elles retrouvent des états stables. Tout cela montre l'apport des régulateurs AVR et GOV à l'amélioration de la marge de stabilité. Et nous avons la même constatation que dans [4].

3-3. Effets de chaque régulateur

Les effets de chacun de régulateur sur la variation des angles internes sont illustrés par les **Figure 8** et **Figure 9** ci-dessous :

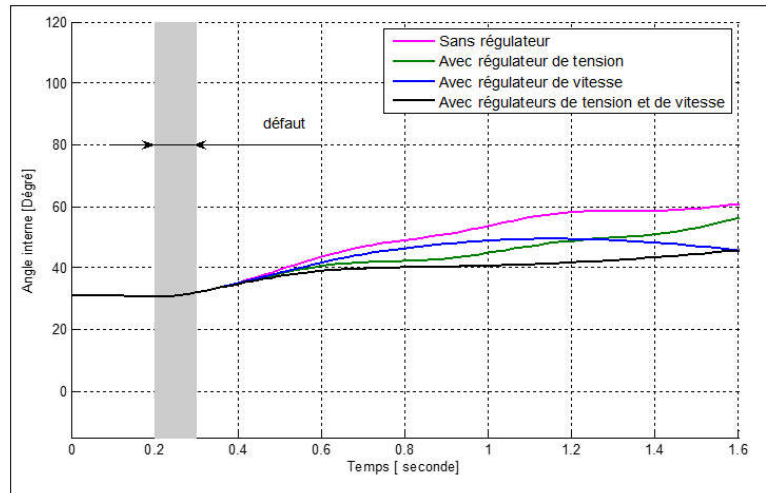


Figure 8 : Variation de l'angle interne de G_1 pour $T_d = 0.1$ s

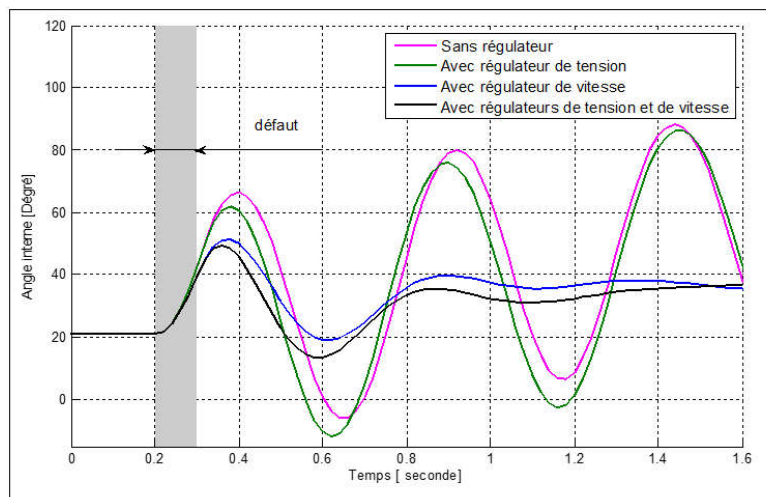


Figure 9 : Variation de l'angle interne de G_2 pour $T_d = 0.1$ s

Les résultats ci-dessus (**Figure 8** et **Figure 9**) montrent que le régulateur de vitesse permet d'amortir rapidement les oscillations des angles internes. Mais la stabilité est plus performante lorsque les deux régulateurs (régulateurs de vitesse et de tension) sont présents. Les variations de vitesse et de tension pour les deux alternateurs G_1 et G_2 sont reportées sur les **Figures** ci-après.

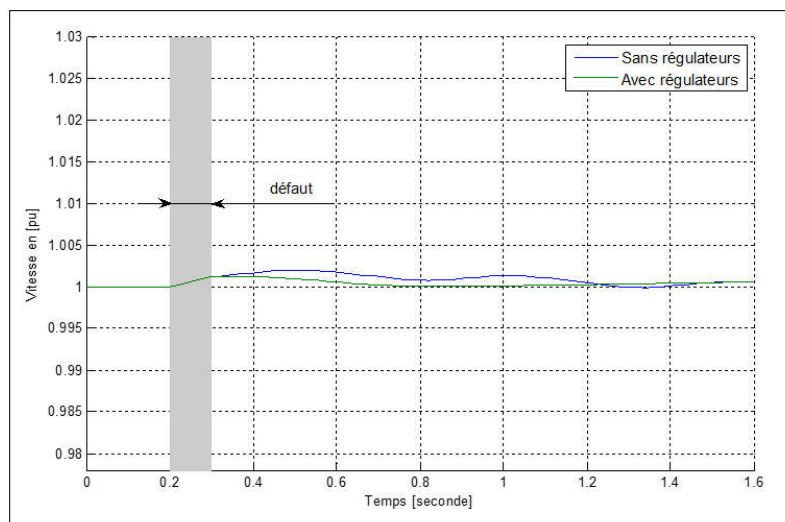


Figure 10 : Évolution de la vitesse de G1 pour $T_d = 0.1$ s

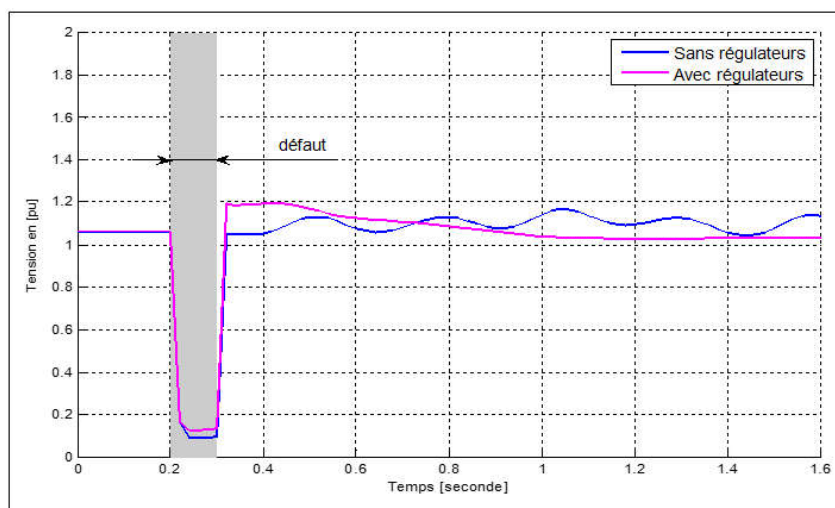


Figure 11 : Évolution de la tension aux bornes de G1 pour $T_d = 0.1$ s

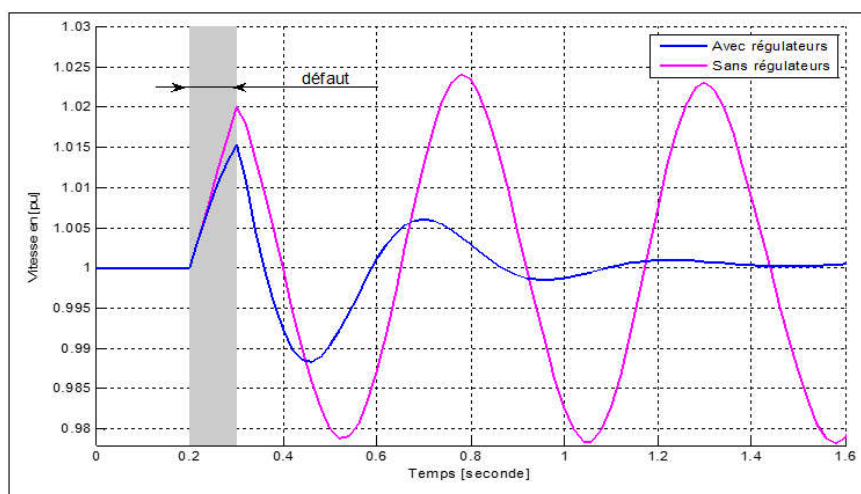


Figure 12 : Évolution de la vitesse de G2 pour $T_d = 0.1$ s

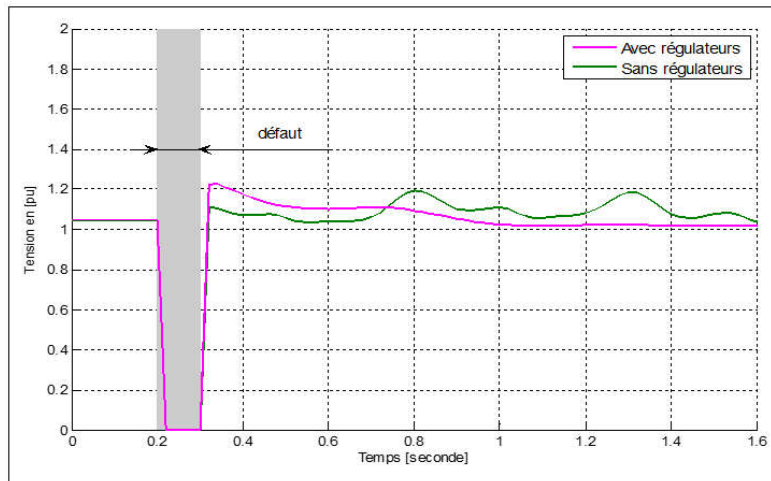


Figure 13 : Évolution de la tension aux bornes de G2 pour $T_d = 0.1$ s

L'effet d'un défaut sur une génératrice dépend de la position de cette dernière par rapport au point où se produit court-circuit [20, 23]. De ce fait, comme le court-circuit est appliqué au nœud South où la machine G2 est connectée, elle est la plus perturbée en comparant les courbes de G1 et G2 de l'évolution des angle internes, des vitesses et des tensions respectivement présentées par **Figure 8** et **Figure 9**, **Figure 10** et **Figure 12** et **Figure 11** et **Figure 13**. De plus, la machine du nœud North a une constante d'inertie H (représentant l'inertie de la machine) beaucoup plus grande que celle de la machine du nœud South. Alors, la machine du nœud North est nettement moins affectée que celle du nœud South.

4. Conclusion

Nous avons analysé la performance apportée par les régulateurs GOV et AVR sur la marge de stabilité transitoire d'un réseau électrique multimachines. Afin de simuler le comportement d'un réseau suite à un court-circuit, nous avons utilisé la méthode de Newton-Raphson pour déterminer son état initial et celle d'Euler améliorée pour la résolution des équations d'oscillations des génératrices. En les appliquant sur le réseau IEEE-cinq nœuds suite d'un court-circuit triphasé - terre au jeu de barres du nœud South sur la ligne South-Lake, pour les durées du défaut de 0,185 s et 0,200s, nous avons observé que sans AVR et GOV aux génératrices, ce réseau est instable et stable si elles sont équipées. Ensuite, la présence de ces régulateurs simultanément permet plus rapidement d'amortir les oscillations que par rapport à un seul régulateur ; mais le régulateur GOV est plus efficace que celui AVR. Enfin, la génératrice faible d'inertie et plus proche du défaut est la plus perturbée.

Références

- [1] - L. BENASLA, A. BELMADANI and M. RAHLI, *Annals. Computer Science Series*. 12th Tome 2nd Fasc, (2014)
- [2] - S. RAJ and P. JAIN, *International Journal of Novel Research in Electrical and Mechanical Engineering*, Vol. 3, Issue 1, (2016) 1 - 6 p., www.noveltyjournals.com
- [3] - W. RAHMOUNI and L. BENASLA, *Annals. Computer Science Series*. Vol. XV, 15th Tome 1st Fasc., (2017)
- [4] - E. EMINI, *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, Vol. 5, (2018)
- [5] - T. WECKESSER, H. JÓHANSSON and J. ØSTERGAARD, «Impact of Model Detail of Synchronous Machines on Real-time Transient Stability Assessment» Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control-IX (IREP), Rethymnon, Greece, (2013)

- [6] - C. APRAEZ, « Etude comparative de méthodes de simulation de stabilité transitoire ». Mémoire de Maitrise, Ecole de Technologie Supérieure, Université Québec, (2012)
- [7] - A. Y. ABDELAZIZ, A. M. IBRAHIM and Z. G. HASAN, *International Journal of Engineering, Science and Technology*, Vol. 5, N°1 (2013) 1 - 17 p.
- [8] - F. SELWA, L. DJAMEL, *International Journal of Scientific & Engineering Research*, Vol. 5, Issue 8 (2014)
- [9] - S. MESSALTI, « analyse de la stabilité transitoire des réseaux de transport à courant continu en haute Tension (HVDC-FACTS) », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas - Sétif UFAS, Algérie, (2011)
- [10] - D. E. GHOURAF and A. NACERI, *Acta Electrotechnica*, Vol. 54, N°1 (2013)
- [11] - E. TAVUKCU and B. E. TÜRKAY, «Transient Stability Analysis of the Transmission System Considering the Initial Steady State Results» the 10th international symposium on advanced topics in electrical engineering, Bucharest, Romania, (2017)
- [12] - D. ZHAO, L. ZHU, D. JIANG, M. QIAN, L. ZHAO and L. ZHANG, *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, Vol. 5, No. 2 (2013)
- [13] - H. J. LEE, *International Journal of Engineering and Technology(IJET)*, Vol. 8, N°2 (2016)
- [14] - R. KAMDAR, M. KUMAR and G. AGNIHOTRI, *Electrical & Computer Engineering : An International Journal (ECIJ)*, Vol. 3, N°2 (2014)
- [15] - S. K. SETHY and B. PAUL, *Int. J. of Intelligent Computing and Applied Sciences*, Vol. 4, Issue 1 (2016)
- [16] - D. K. MANDER and GS VIRDI, *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering (IJAREEIE)*, Vol. 6, (2017)
- [17] - DHARAMJIT and D. K. TANTI, *International Journal of Scientific and Research Publications*, Vol. 2, Issue 11 (2012)
- [18] - T. Z. MON and Y. A. OO, *International Journal of Science and Engineering Applications*, Vol. 3, (2014)
- [19] - N. ABU-TABAK, « Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation », Thèse de doctorat, Ecole doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique de Lyon, (2008)
- [20] - I. A. CALLE, P. LEDESMA, E. D. CASTRONUOVO, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 9, (13) (2015) 1765 - 1772 p.
- [21] - S. R. SALKUTI, *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, Vol. 10, N°3 (2018)
- [22] - L. M. PERES, M. L. R. CHAVES, G. C. GUIMARÃES and F. A. M. MOURA, «A Computational Contribution to Analyse the Connection of an Independent Power Producer to the Grid » International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'13) Bilbao (Spain), (2013)
- [23] - J. U. AGBER, P. E. ODABA and C. O. ONAH, *American Journal of Engineering Research (AJER)*, Vol. 4, Issue-2 (2015) 87 - 94 p.