

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد حطاب البلدية
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Mention Électrotechnique
Spécialité Machines Électriques

présenté par

MAZIGHI SIDALI

&

HOCINE MOHAMED

Etude et Simulation des défauts d'excitation d'un groupe turbine-alternateur 32 MVA

Proposé par : Mr. BELAZZOUG MESSAOUD

Année Universitaire 2017-2018

Remerciements

En premier lieu nous remercions Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donnés la force et la patience d'accomplir ce travail.

En second lieu, nous tenons à remercier Mr BELAZZOUG qui a eu l'amabilité de nous encadrer pour la réalisation de ce travail et pour toute l'aide et les conseils qu'ils nous ont prodigués pour l'achèvement de ce mémoire de master et les enseignants de notre département qui ont énormément contribué à notre formation.

Et l'équipe Sonelgaz de central Boufarik 1 surtout le parrain Mr AZZIAZ HAMZA pour l'aide qu'il nous a donnée.

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

ملخص : يقدم هذا العمل دراسة و محاكاة عيوب الإثارة المولد التوربيني 32 MVA . ركزنا على الجزء المثير في المولد التوربيني ; عرض القيم الفيزيائية الخارجة من المولد في العملية بدون ومع وجود عيب في الجزء المثير. ثم المقارنة مع النتائج التي تم الحصول عليها في التجارب التي قام بها المصنع على ارض الواقع. تنظيم الكميات الخارجة من المولد المنجزة والمتأكد منها بالمحاكات.

كلمات المفاتيح : المولد التوربيني , المثير , المحاكي مارك 6

Résumé : Ce travail porte l'étude et Simulation des défauts d'excitation d'un groupe turbine-alternateur 32 MVA. Nous avons focalisé sur la partie excitatrice dans le groupe turbo-alternateur ; la visualisation des grandeurs de sortie de la génératrice en fonctionnement sans et avec défaut d'excitatrice, puis la comparaison avec les résultats obtenus par l'essai réel du constructeur. La régulation des grandeurs de sortie de l'alternateur est réalisée et vérifiée par simulation.

Mots clés : turbo-alternateur, excitatrice, simulateur mark IV

Abstract : This work is about the study and simulation of excitation faults of a 32 MVA turbine-generator group. We focused on the excitatory part in the turbo-alternator group; the display of the output quantities of the generator in operation without and with exciter defect, then the comparison with the results obtained by the real manufacturer test. The regulation of the output quantities of the alternator is performed and verified by simulation.

Keywords: turbo-alternator, exciter, mark IV simulator

Listes des acronymes et abréviations :

Indices s, r : Grandeurs statoriques et rotoriques.

Indices d, q : Grandeurs d'axes « d » et « q » du repère de Park.

Indices a, b, c : Grandeurs des trois phases statoriques.

Indices f : Grandeurs d'excitation.

Indices kd, kq : Grandeurs des amortisseurs d'axes d, q.

Indices e, m : Grandeurs électrique, mécanique.

Pp : Nombre de paire de pôles de la machine.

ω : Pulsation électrique.

θ : Angle rotorique.

Cem : couple électromécanique

Φ : Le flux d'induction.

L : Inductance.

R : Résistance.

[V]: matrice des tensions.

[I]: matrice des courants .

J : Le moment d'inertie.

fv : Le coefficient de frottement visqueux.

P : La puissance active.

Q : La puissance réactive.

AVR:Automatic Voltage Regulator (régulateur automatique de tension).

AC : alternatif current ,DC : direct current

PSS : Power System Stabiliser (amortisseur d'oscillations de puissance : correcteur compensant les oscillations électromécaniques d'une machine).

K : est une constante de la machine appelée coefficient de Kapp

N : le nombre de conducteur d'une phase

P : nombre de pole
Kd : Facteur de distribution.
Kf : Facteur de forme.
 ω_r : la vitesse angulaire de rotor
J : moment d'inertiel
Cr : couple résistant
Pm : puissance mécanique
Pe : puissance électrique
Kf :Gain de compensation de 1' excitatrice
Tf :Constante de temps du compensateur
KA :Gain de l'amplificateur de l'excitatrice
TA :Constante de temps de l'amplificateur
Vf :Tension de champ
If :Courant de champ
At :Gain de la turbine
g :vanne
TA :Constante de temps du servomoteur
KA :Gain du servomoteur
Kc :Facteur de rectification de tension
KE :Gain de l'excitation
TE :Constante de temps de 1' excitatrice
VFD :tention de l'excitation
Vref :Tension génératrice de référence
Vc :Tension corrigée
PID : Régulateur classique
Kp : Gain proportionnel du PID
KI : Gain intégral du PID
KD :Gain dérivée du PID
Kr : Gain du capteur
Tr :Constante de temps capteur
KG :Gain duGénérateur

TG : Constante de temps du Générateur

Rp : Statisme

\dot{m}_o : le débit de masse d'air.

\dot{m}_f : Le débit de masse de gaz.

k: le gain.

\dot{m}_c : Le débit de masse d'air à la sortie du compresseur.

τ_c : le temp de retard.

$P_{th,c}$: La puissance thermique générée dans le compresseur.

C_p : le coefficient de puissance thermique.

T_c : la température ambiante du compresseur.

T_a : la température en sortie de compresseur.

$P_{m,c}$: la puissance mécanique du compresseur.

\dot{m}_{cc} : Le débit de masse d'air du compresseur et le débit de masse de fuel injectés dans chambre de combustion.

$P_{th,cc}$: La puissance thermique de cogénération dans la chambre de combustion.

T_{cc} : la température en sortie de la chambre de combustion.

\dot{m}_T : le débit de masse d'air de la turbine.

$P_{th,T}$: La puissance thermique générée dans la turbine.

T_T : la température en sortie de la turbine.

$P_{m,T}$: La puissance mécanique de la turbine.

P_{sma} : La puissance mécanique en sortie de la turbine.

C_{tur} : le couple de la turbine.

Ω_{arb} : la vitesse de la turbine.

f_{vis} : le frottement visqueux du transfert mécanique.

Table des matières :

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre 1 : Etat de l'art sur la production d'électricité en Algérie

1.1 INTRODUCTION.....	3
1.2 Historique de la Société SPE. Spa (société de production d'électricité).....	3
1.3 La Production d'Electricité	5
1.3.1 Parc de Production National.....	5
a) Puissance installée de production d'électricité.....	6
b) Energie Electrique Produite.....	8
1.3.2 Evolution de la puissance maximale appelée (PMA).....	8
a) Le réseau interconnecté du nord « R.I.N ».....	8
b) Les Réseaux Isolés du Sud « RIS ».....	9
1.4 Conclusion.....	10

Chapitre 2 :Groupe turbine à gaz

2.1 INTRODUCTION.....	11
2.2 Turbine à gaz.....	12
2-1--Principe de fonctionnement.....	13

2.2-Système contrôle commande turbine à gaz MARK VI	14
2-2.1-module de protection.....	16
2-1.2-redondance modulaire	17
2-1.3- Interface opérateur –machine	17
2-1.4- Outils de configuration.....	18
2-1.5- Outils de programmation	19
2-2-Alternateur de 32MVA.....	18
2-2-1- Principe de fonctionnement.....	21
2-2-2- Caractéristique du générateur à vide.....	22
Générateur couplé avec le réseau	23
2.2.4 Diagramme de fonctionnement alternateur.....	25
2.3 Excitatrice synchrone à diodes tournantes « type brushless)».....	26
2.4 Protection Alternateur	28
2.4.1 Protection surintensité	28
2.4.2 Protection du déséquilibre.....	28
2.4.3 Protection masse stator	28
2.4.4 Protection retour d'énergie	29
2.4.5 Protection max de tension	29
2.4.6 Protection différentielle	29
2.4.7 Protection défaillance système d'excitation	29
2.5 Conclusion	30

Chapitre 3 Modélisation turbine alternateur

3. 1 Introduction	30
--------------------------------	-----------

3.2 Modèle de la turbine.....	30
3.3- Modèle Alternateur.....	33
3.3.1 les équations électriques.....	34
3.3.2 Les équations magnétiques	35
a) Inductances propres statoriques	35
b) Inductance propre rotorique.....	35
c) Inductances mutuelles statoriques	35
d) Inductances mutuelles rotoriques.....	36
e) Inductances mutuelles rotoriques – statoriques	36
f) Inductances mutuelles stator – amortisseur	36
3.4 Transformation de Park.....	37
3.5 Conclusion.....	40
 Chapitre 4 : Régulation et control des grandeurs de sortie d'un groupe turbine alternateur	 41
4.1 Introduction.....	42
4.2 Éléments d'un système d'excitation.....	43
4.3 -Schémas blocs simplifiés.....	43
4.3.1-Régulation et stabilisation de la tension d'excitation	44
4.3.2 Régulation de la tension de sortie de la génératrice synchrone.....	46
4.3.3 Régulation de la vitesse.....	48
4.4-Conclusion	
 Chapitre 5: Tests et simulation	 49
5.1 Introduction	49

5.2-Essai fonctionnement sans défaut	49
5.3 Essai fonctionnement avec défaut.....	52
5.3.1 Essai perte d'excitation	53
5.3.2 Essai survitesse.....	55
5.4 Simulation à l'aide d'un programme sous MATLAB.....	56
5.4.1 Simulation sans défaut.....	58
5.4.2 Simulation avec défaut de perte d'excitation.....	64
5.4.3-Simulation avec défaut surexcitation.....	69
5.4.4-Simulation avec défaut sur fréquence.....	74
5.5 Conclusion.....	77
Conclusion générale.....	78
Bibliographie.....	79
Annexe	81

Liste des figures :

Figure1.1. Puissance installée par producteur.

Figure1.2. Puissance installée par type d'équipement.

Figure-2.1- groupe turbine à gaz

Figure-2-2- Eléments turbine à gaz

Figure2.3 architecture MARK VI

Figure2.4- module protection

Figure2.5 interface opérateur – machine

Figure 2-6- outils des configurations E/S

Figure 2-7-outils de programmation [12]

Figure-2-8- outils pour tracer

Figure 2-9-Alternateur a vide

Figure –2.10- Caractéristique à vide Générateur [MARK VI]

Figure 2-11 diagramme Behn-Eschenburg

Figure 2-12 diagramme Behn-Eschenburg générateur surcharge

Figure-2.13- diagramme de fonctionnement alternateur

Figure 2.14 pont des diodes tournantes

Figure 2.15- Schéma globale de régulation excitation-générateur

Figure 3.1. Description schématique de système de combustion .

Figure 4-1 excitation alternateur

Figure 4-2 excitation brushless

Figure 4.3. Représentation simplifiée du système d'excitation du redresseur rotatif.

Figure 4.4. Tension sortie excitatrice

Figure 4.5. Régulation de la tension de sortie de la génératrice.

Figure 4.6. régulation tension finale sortie alternateur en pu

Figure 4.7. Schéma bloc régulation de la vitesse.

Figure 4.8. Régulation du système d'excitation du redresseur rotatif avec stabilisateur de puissance.

Figure 4.9. Régulation de vitesse

Figure 5.1 diagramme de capability génératrice

Figure 5.2. Paramètres sortie générateur.

Figure 5-3 générateur sur réseau

Figure 5-4 excitation générateur

Figure 5.5. Résultat de l'essai « perte d'excitation ».

Figure 5.6. Essai survitesse

Figure 5.7. Schéma fonctionnel du système d'excitation d'une génératrice synchrone

Figure 5.8 Diagramme de capability générateur

Figure 5.9. Courant d'excitation.

Figure 5.10. Tensions stator.

Figure 5.11. Tension de sortie de chaque phase.

Figure 5.12. Puissance réactive.

Figure 5.13. Couple alternateur.

Figure 5.14. Puissance active.

Figure 5.15. Courants de sortie générateur de chaque phase.

Figure 5-16 diagramme de capability limitation de l'excitation

Figure 5.17. Courant d'excitation. (Perte excitation)

Figure 5.18. Tensions défaut perte d'excitation.

Figure 5.19 Tension de chaque phase. (Perte d'excitation).

Figure 5.20. Puissance réactive (perte d'excitation).

Figure 5.21. Puissance active. (Perte d'excitation)

Figure 5.22. Puissance apparente.

Figure 5.23. Courant de chaque phase.

Figure 5.24. Courant d'excitation. (Surexcitation).

Figure 5.25. Tension sortie générateur. (Surexcitation).

Figure 5.26 Tensions de sortie génératrice de chaque phase. (Surexcitation)

Figure 5.27. Puissance réactive.

Figure 5.28 Couple alternateur (surexcitation).

Figure 5.29. Puissance active (surexcitation).

Figure 5.30. puissance active (surexcitation).

Figure 5.31. Tensions sortie alternateur chaque phase (sur fréquence).

Figure 5.32. Tension sortie alternateur (sur fréquence).



Figure 5.33. Puissance réactive défaut sur fréquence

Liste des tableaux

Tableau 1 : Evolution de la puissance installée 1980-2015 par producteur.

Tableau 2 : Evolution de l'énergie électrique produite 1980-2015.

Tableau 3 : Evolution de l'énergie électrique produite sur le RIN 1980-2015.

Tableau 4 : Evolution de l'énergie électrique produite sur le RIS 2011-2015.

Tableau 5 :caractéristique alternateur

Dès son indépendance, en 1962, l'Algérie avait opté pour le développement du secteur de l'énergie, dans le cadre d'une politique nationale visant le développement des infrastructures électriques et gazières. Cette politique prévoit l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel comme une priorité absolue pour l'amélioration de la qualité de vie du citoyen et de la situation économique du pays.

Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie. Mais la préoccupation environnementale exige aussi de développer d'autres énergies dites propres et renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, dont les gisements sont disponibles et abondants au sud du pays.

Le producteur (S.P.E) et La société de transport d'électricité (G.R.T.E) doivent collaborer ensemble pour conduire les études de performance. Pour le producteur, les essais doivent être conduits avant l'exploitation commerciale des groupes, Cette réglementation contraignante vise à améliorer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité et à éviter des problèmes majeurs sur le réseau ,les générateur synchrones sont les machines les plus utilisées pour la régénération de l'énergie électrique aussi bien pour des réseaux de grandes puissance interconnectés, le producteur en exigeant sur les performances dynamiques lors des variation de charge , pour ce là , les constructeurs ne cessent d'améliorer les paramètres de conception et aussi le système d'excitation .

Les travaux de cette thèse se sont concentrés sur un alternateur tri phase, la principale structure d'excitation utilisée 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

Le projet intitulé : « Etude et Simulation des défauts d'excitation d'un groupe turbine-alternateur 32 MVA» dans le but de savoir la qualité des grandeurs électriques de

sortie alternateur, d'obtenir le Minimum d'influence des perturbations de charge sur la tension délivrée par l'alternateur et détection défaut interne de la machine.

Notre travail est structuré suivant quatre parties principales comme suit :

- Un état de l'art sur la production d'électricité de l'Algérie
- Modélisation Turbine-alternateur
- Régulation et contrôle des grandeurs de sortie d'un groupe turbine-alternateur
- Tests et simulation

Les résultats obtenus sont alors présentés dans le dernier chapitre avant de finir par une conclusion générale.

1.1 INTRODUCTION :

Ces dernières années, la demande en électricité a connu une évolution importante et particulièrement en périodes estivale, atteignant des pics de consommation importants. Cette forte augmentation de la demande est une conséquence directe du changement des habitudes du consommateur et l'amélioration de sa qualité de vie, ainsi que la pulsion donnée au secteur économique et industriel.

Conscient de cet enjeu et de l'importance de l'accès à l'électricité pour les citoyens, le secteur S'est fixé comme priorité de développer tous les axes permettant de garantir la couverture à long terme, des besoins en électricité et en gaz du pays, notamment par la diversification des sources d'énergie, le développement du parc de production électrique et des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité et du gaz.

1.2 Historique de la Société SPE. Spa (société de production d'électricité) :

1910 : La mise en service de la première centrale hydraulique d'une puissance de 4.2MW au fil de l'eau dans les gorges du Rhumele à Constantine.

1913 : Intégration de la filière thermique vapeur - TV dans le parc de production par la mise en service de la première centrale thermique à vapeur fonctionnant au charbon d'une puissance installée de 22MW à Mers El Kebir, Oran.

1914 – 1920 : Développement important de la filière TV fonctionnant au charbon avec la mise en services de 3 ouvrages :

- Centrale El Hamma d'une puissance installée de 64MW.
- Centrale d'Alger port d'une puissance installée de 34MW.

Centrale d'Annaba d'une puissance installée de 58MW.

1950-1963 : Développement important de la filière Hydraulique TH avec la mise en service de 9 ouvrages totalisant une puissance globale de 208MW.

1960 : Intégration de la filière Turbine à Gaz par la mise en service de la première turbine à gaz TG en Algérie (Haoud El Hamra) d'une puissance installée de 22MW.

1962 : La production de l'Electricité était assurée par la compagnie de l'Electricité Gaz d'Algérie, la puissance installée était de 548MW.

1969 : Création de la Sonelgaz par l'ordonnance N°6959 juillet 1969, l'activité de la production de l'Electricité été intégrée dans cette dernière.

1970-1979 : Développement important du parc de production avec une production à base de turbines à vapeur.

1980-1995 : Introduction des paliers 100MW pour les TG et paliers 169-196MW pour les TV.

1995 : Introduction des paliers TG supérieur à 100MW jusqu'à 215MW.

2002 : Promulgation de la loi sur l'électricité N°02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation

Janvier 2004 : La direction de la production de l'électricité(DPE), Direction au sein de la société Sonelgaz devient la Société de Production de l'Electricité SPE.spe, filiale issue de la restructuration de Sonelgaz, aux capitaux de 35 milliards de dinars, dont le siège social est sis, immeuble des 700 bureaux, route nationale n°38 Gué de Constantine, Alger

2009 : Changement de dénomination : Société Algérienne de Production de l'Electricité dénommée par abréviation SPE. Spa.

2010-2013 : Un rajeunissement du parc de production avec la mise en service successives, de six (06) nouvelles centrales Turbine à Gaz d'une capacité totale de 2000MW.

SPE a donné naissance en avril 2013 à une autre filiale de production d'électricité par scission dénommée SKTM.

2014 Horizons 2017 : Introduction du cycle combiné dans le parc de production de SPE, Une technologie aux normes d'efficacité énergétique et du respect de l'environnement. [1]

1.3 La Production d'Electricité :

1.3.1 Parc de Production National :

Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie.

Mais la préoccupation environnementale exige aussi de développer d'autres énergies dites propres et renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, dont les gisements sont disponibles et abondants au sud du pays.

Les perspectives de relance de l'économie se traduiront également par un impact certain sur le plan socio-économique et par conséquent, une augmentation notable de la consommation d'électricité, notamment en saison estivale.

Aussi, pour répondre à ce besoin en électricité sans cesse croissant, un programme ambitieux a été engagé pour le dédoublement des capacités de production conventionnelle à l'horizon 2018.

La stratégie d'exécution de ce programme de production de l'électricité conventionnelle consiste en la mise en œuvre d'une série de projets industriels en partenariat basés sur la valorisation des ressources locales et des avantages comparatifs dont jouit notre pays. Il s'agit avant tout de développer une industrie nationale chargée d'assurer la fourniture des équipements destinés au secteur de l'énergie électrique.

Les programmes indicatifs décennaux des besoins en moyens de production de l'électricité sont élaborés par la C.R.E.G chaque deux ans et sont approuvés par Monsieur le Ministre de l'Energie. Ces programmes prévoient les capacités de production à mettre en place sur une période décennale par région (Est, Ouest, Centre et Sud) et par filières selon deux scénarios d'évolution de la demande (moyen et fort). Le dernier programme approuvé par Monsieur le Ministre et celui de la décennie 2014-2023.

a) Puissance installée de production d'électricité :

Beaucoup d'efforts ont été fournis par Sonelgaz et ses sociétés filiales pour le renforcement des capacités de production, qui a connu ces dernières années une évolution conséquente de la puissance de production d'électricité installée. Celle-ci est passée de 7 492 MW en 2005 à 17 238,6 MW en 2015, soit près de 10 000 MW additionnelle mise en service en dix ans. La répartition de la puissance installée par filière et par producteur pour l'année 2015 est illustrée dans les graphiques ci-après :

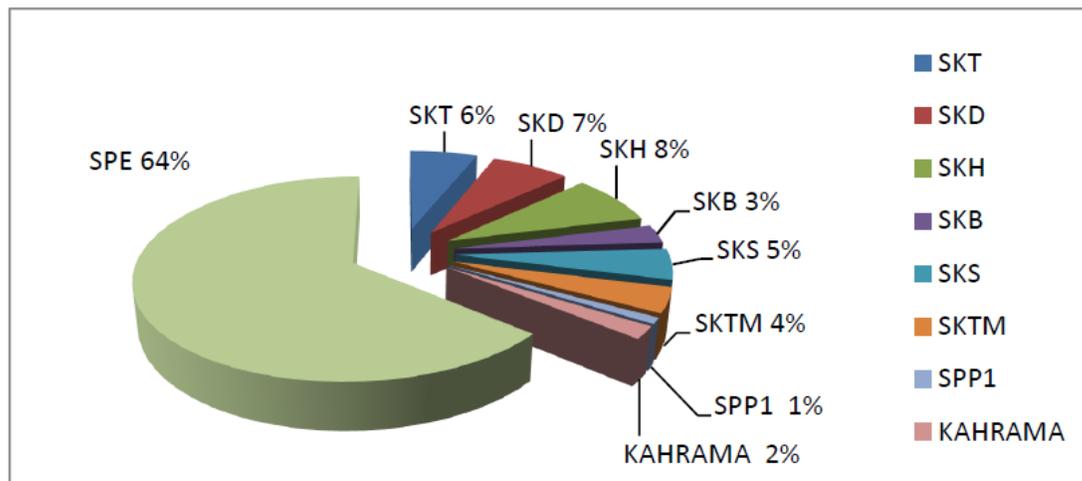


Figure1.1. Puissance installée par producteur

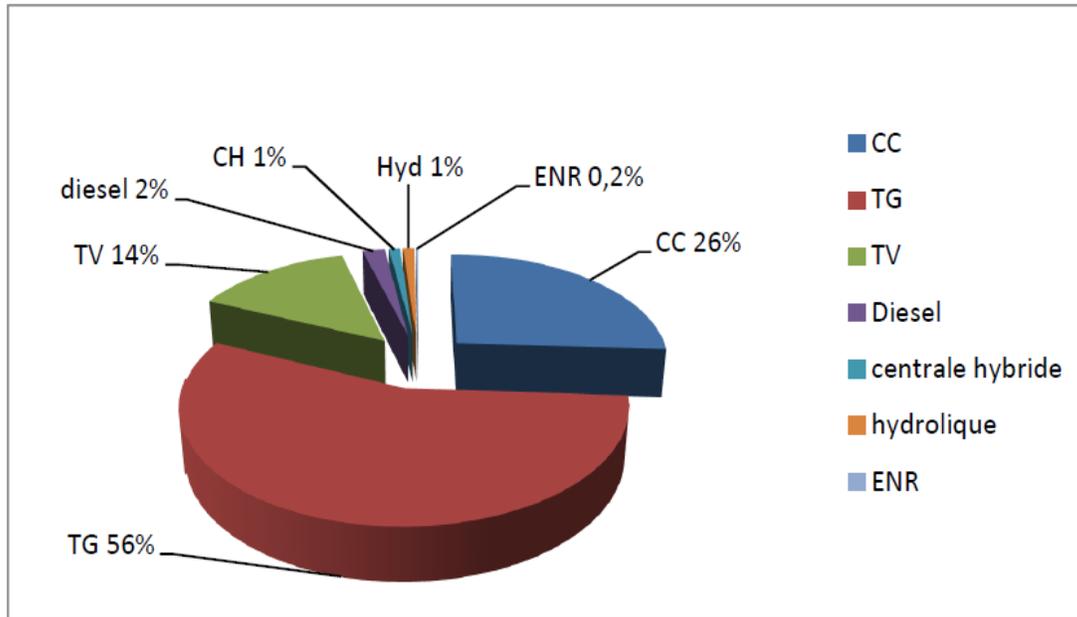


Figure1.2. Puissance installée par type d'équipement.

	1980	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
SPE	1852	4567	6762	6736	6752	6844	8439	8446	8506	8845	9351	10131	11258.7
SKTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	448	528	681.8
Kahrma	-	-	230	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
SKS	-	-	500	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825
SKB	-	-	-	-	489	489	489	489	489	489	489	489	489
SKH	-	-	-	-	--	-	1227	1227	1227	1227	1227	1227	1227
SPP1	-	-	-	-	-	-	-	150	150	150	150	150	150
SKT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1122	1122	1122	1122
SKD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1140	1140	1140
Total	1852	4567	7492	7906	8411	8503	11325	11482	11542	13003	15097	15957	17238.6

Tableau 1. Evolution de la puissance installée 1980-2015 par producteur.

Le parc de production national est constitué des centrales électriques de la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE) et de Shariket Kahraba waTaket, Moutadjadida (SKTM), ainsi que des sociétés en partenariat, à savoir

- Kahrama Arzew mise en service en 2005 ;

Chapitre 1 : Etat de l'art sur la production d'électricité en Algérie

- Shariket Kahraba Skikda « SKS » mise en service en 2006 ;
- Shariket Kahraba Berrouaghia « SKB » (Médéa) mise en service en 2007 ;
- Shariket Kahraba HadjretEnnouch « SKH » mise en service en 2009 ;
- SPP1 mise en service en 2010 ;
- Shariket Kahraba Terga « SKT » mise en service en 2012 ;
- Shariket Kahraba de KoudietEdraouch « SKD » mise en service en 2013.

b) Energie Electrique Produite :

	MW												
Type d'équipement	1980	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Vapeur	3621	8397	16624	14558	14142	13384	11857	9692	9654	9422	9582	10221	10227
Gaz	2223	6704	15679	16463	17011	29339	19940	19564	22055	24075	17400	20211	26970
Cycle combiné	-	-	386	3419	5321	5704	10318	15341	15701	18623	27685	28444	26122
hydraulique	251	135	555	218	226	277	342	173	378	389	98	193	145
Diesel	125	216	281	264	250	283	313	403	464	416	227	248	276
Hybride	-	-	-	-	-	-	-	1	619	1159	1155	1181	889
Eolien												1	19
photovoltaïque												1	14
Total	6220												

Tableau 2. Evolution de l'énergie électrique produite 1980-2015

1.3.2 Evolution de la puissance maximale appelée (PMA) :

a) Le réseau interconnecté du nord « R.I.N » :

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

Chapitre 1 : Etat de l'art sur la production d'électricité en Algérie

Durant les dix dernières années, la puissance maximale appelée du réseau interconnecté du nord est passée de 5 921 MW en 2005 à 12 380 MW en 2015, soit une évolution moyenne annuelle de 7.2%.

	1980	1990	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PMA enregistrée	1088	2724	5921	6057	6411	6925	7280	7718	8606	10363	10464	10927	12380
Taux D'évolution annuel (%)	-	-	6.9	2.3	5.8	8.0	5.1	6.0	11.5	16.9	1	4.2	11.7

Tableau 3. Evolution de l'énergie électrique produite sur le RIN 1980-2015

b) Les Réseaux Isolés du Sud « RIS » :

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

	2011	2012	2013	2014	2015
MA enregistrée MW	139.7	175.7	208.4	214	226
Taux d'évolution annuel (%)	9	26	19	2.6	5.6

Tableau 4. Evolution de l'énergie électrique produite sur le RIS 2011-2015

Pour faire face à l'évolution importante de la demande électrique des localités isolées du sud Plusieurs centrales turbines à gaz et groupes diesel ont été installés entre 2012 et 2015. Ces capacités de production ont été implantées au niveau des différents sites isolés fortement. à la sécurisation de l'alimentation de l'énergie électrique des régions isolées du sud, au développement local et l'amélioration des conditions de vie de ces régions désenclavées.[2]

1.4 Conclusion :

Jusque-là, l'entreprise Sonelgaz détenait le monopole sur la production, le transport, la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz. Les installations du parc national assure la production de base de l'électricité, en effet ,leurs temps de réponse face aux variations de puissance ne permettent pas de subvenir directement à la demande. Par conséquent, les variations très rapides de puissance sont assurées par les centrales à gaz .Des générateurs électriques des centrales à gaz sont capables de fournir de la puissance réactive et de répondre à des variations quotidiennes de charge, Ils sont très bien surveillés mécaniquement, chimiquement et thermiquement Cependant , l'analyse de la tension d'excitation et d'autres grandeurs électriques ,alternateur en "service, peut apporter une aide précieuse pour diagnostiquer des défauts difficilement détectables ou localisables par les surveillances conventionnelles .Notre étude concerne l'analyse des tensions d'excitation ainsi que d'autres grandeurs magnétiques ainsi que d'autres grandeurs magnétiques et électriques d'une machine synchrone .pour but de mieux diagnostiquer des défauts déjà observés par des systèmes de surveillance déjà existants, afin de réduire les oscillations électromécaniques de machine dus aux variations de charge consistante et donc de favoriser la stabilité du groupe et du réseau

Introduction :

Un Groupe turbo-alternateur comprend tous les accessoires et équipements nécessaires à son fonctionnement, Ce chapitre traite les différents équipements d'un groupe turbina à gaz sont utilisés afin d'assurer le bon fonctionnement du groupe. On distingue la turbine, le système contrôle commande turbine MARK VI, générateur, l'excitatrice et le système de protection alternateur.

le compartiment contrôle comprend les principaux équipements suivants :

- régulateurs conventionnels L'armoire de contrôle turbine MARK VI et contrôle centralisé des moteurs auxiliaires
- L'armoire de contrôle alternateur EX2100
- L'armoire de contrôle et commande protection Générateur GPP
- Système1 : contrôle des vibrations les quatre paliers , figure2.1

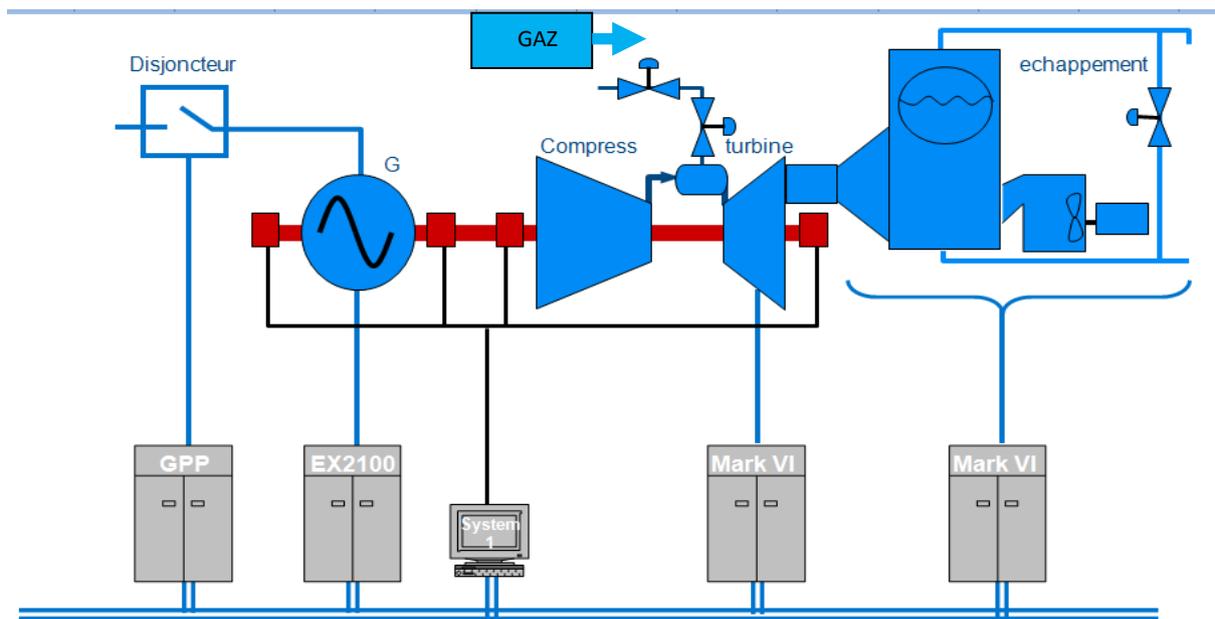


Figure-2.1- groupe turbine à gaz

2-1- turbine à gaz :

La turbine à combustion interne plus connue sous le nom de turbine à gaz est une machine motrice comprenant essentiellement trois principaux composants : figure 2-2

- Section compresseur
- Section combustion
- Section turbine

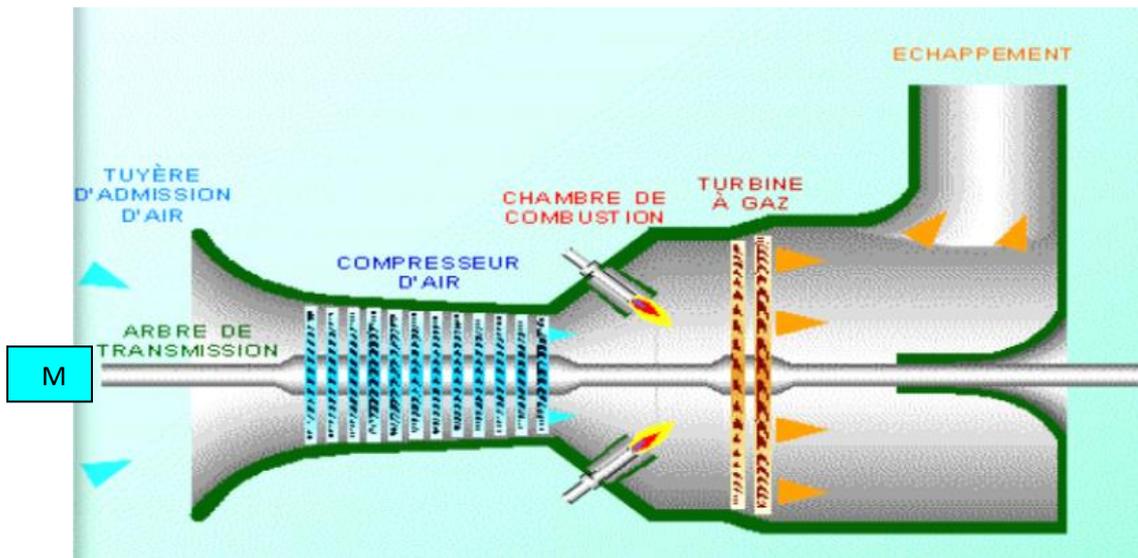


Figure-2-2- Eléments turbine à gaz

2-1-2-Principe de fonctionnement :

La transformation de l'énergie primaire en énergie électrique comporte trois sous transformations fondamentales qui sont la transformation du combustible dans les chambres de la combustion en énergie calorifique la transformation de l'énergie calorifique en énergie cinétique via la turbine et la transformation de l'énergie cinétique en énergie électrique dans l'alternateur.

Le système est entraîné d'abord par un moteur jusqu'à une certaine vitesse (60% de la vitesse nominale) , ensuite c'est la turbine qui continue l'entraînement de l'ensemble des éléments. figure 2.2

1 – Le compresseur à flux axial de grande efficacité qui aspire l'air de l'atmosphère à travers une chambre de filtration et élève sa pression à 10 bars. L'air fournit par le compresseur est utilisé dans le système de combustion de la turbine.

2 – Le système de combustion où le carburant est injecté et brûlé avec l'air fournit par le compresseur.

3 – La turbine à travers laquelle se détendent les gaz de combustion comprimés chauds, pour produire l'énergie mécanique en bout d'arbre de la turbine.

2.1-Système contrôle commande turbine à gaz MARK VI :

Est un système complet de commande et de surveillance des turbines à gaz élaboré par la firme Américaine GENERAL ELECTRIC - GE –

Ce système a initialement débuté par une technologie basée sur les relais et quelques cartes électroniques telles que les portes logiques, les amplificateurs et les Compteurs Binaires, formant la -MARK I-, et puis vient le Mark II basé essentiellement sur des circuits électroniques avec les différents circuits intégrés.

Actuellement ce système a évolué en MARK VI basé sur les micros processeurs.

(figure -2.3).

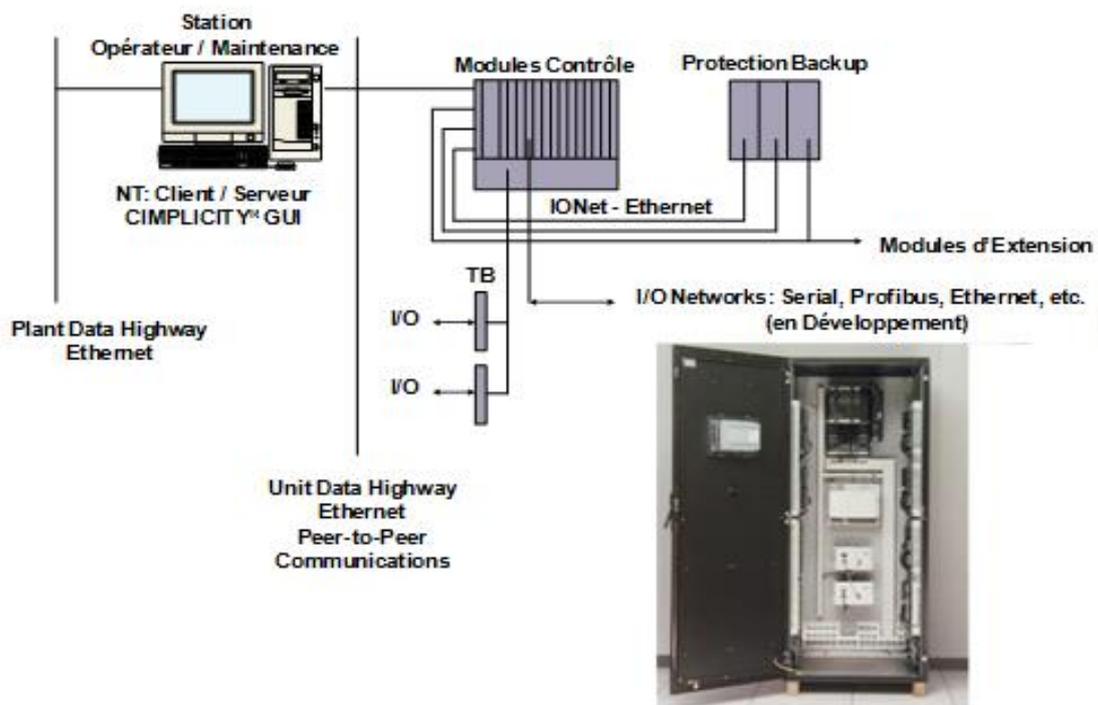
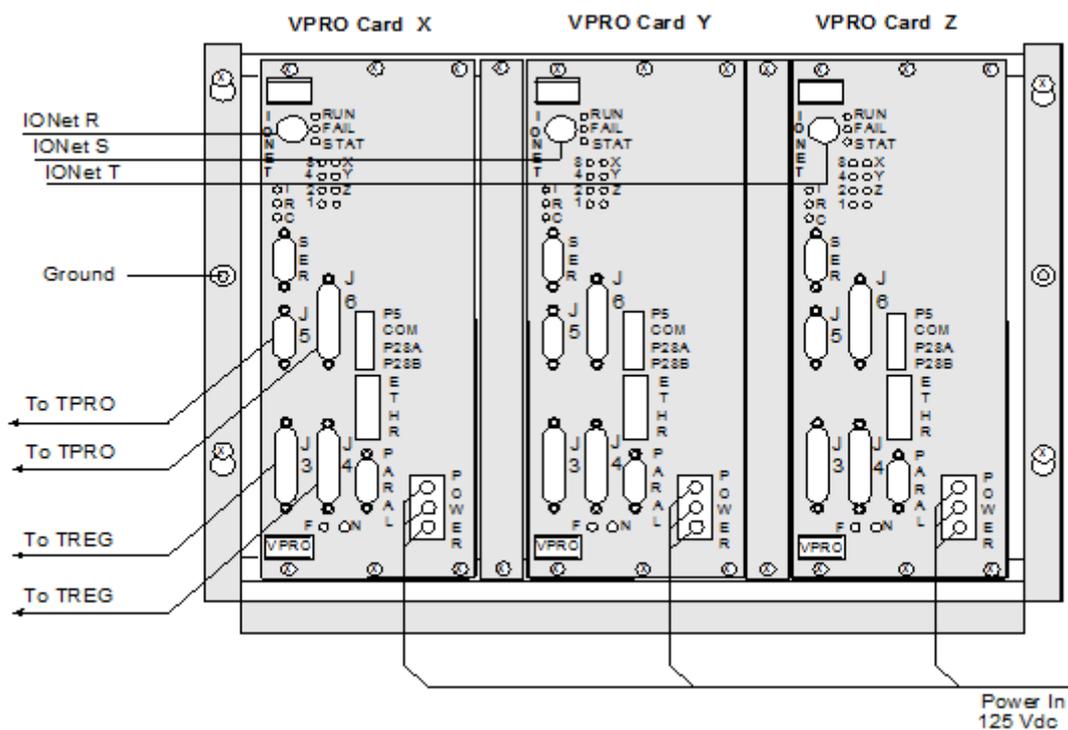


Figure2.3 architecture MARK VI

2-1.1-module de protection : figure- 2.4

- **fonctionnalité et caractéristique :**

- ✓ Contrôle survitesse
- ✓ Vérifié synchronisation
- ✓ Redondance tripe
- ✓ Alimentation CPU, E/S séparées
- ✓ Réparation online
- ✓ Exécution en 10 ms
- ✓ Sensibilité de 2 TR/MIN (détection rotation turbine)
- ✓ Diagnostic sur réseau



figurex4- module protection

2-1.2-redondance modulaire

- ✓ 3 Modules de Contrôle Indépendants

- ✓ Exécution a 40ms ou 20ms
- ✓ Toutes les E/S Critiques sont temporisés
- Capteurs peuvent être Triple, Double, ou Singulier
- ✓ Sélection-Max des 3 Sources d’Alimentation au Capteurs
- ✓ Distinction entre Défauts Interne & Externe
- ✓ Réparation On-line des Cartes VME
- Nul Besoin de “Forcer” Les Points Durant
 - ✓ le Changement des Cartes

2-1.3- Interface opérateur –machine

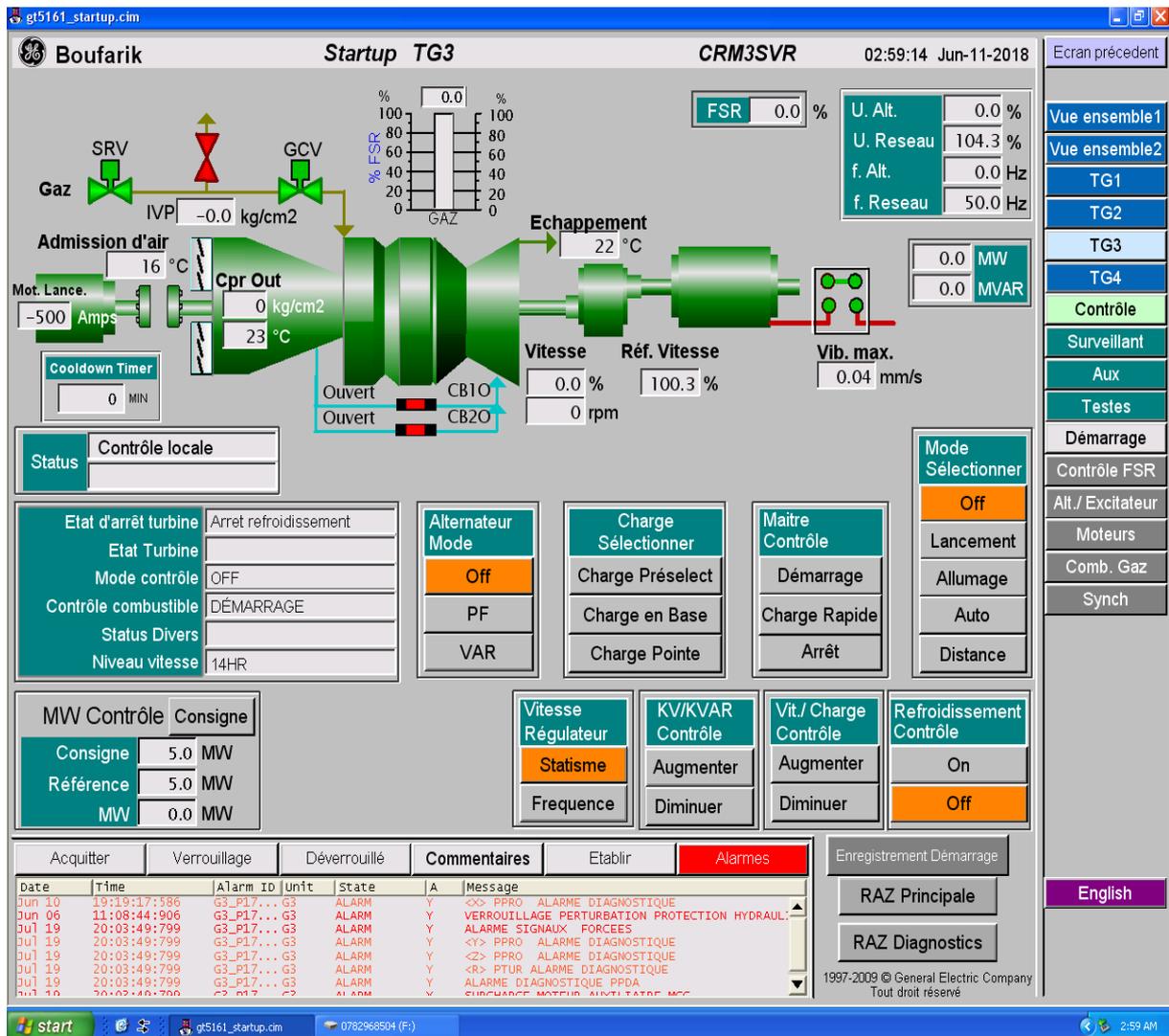


Figure 2.5 interface opérateur – machine

➤ Fonctionnalités :

- ✓ Système d'Exploitation Windows®
- ✓ Écrans Graphiques CIMPLICITY®
- ✓ 'GE Control System Toolbox' pour la maintenance & troubleshooting online
- ✓ Gestion des Alarmes
- ✓ Balises temporelles pour alarmes, évènements, historique SOE, et journaux d'arrêt

- ✓ Diagnostique des réseaux de communication
- ✓ Courbes & Analyses temps-réel
- ✓ diagnostics Process
- ✓ interface Software pour d'autres systèmes (ex. GE PLCs)
- ✓ Variété de protocoles de communication

2-1.4- Outils de configuration :

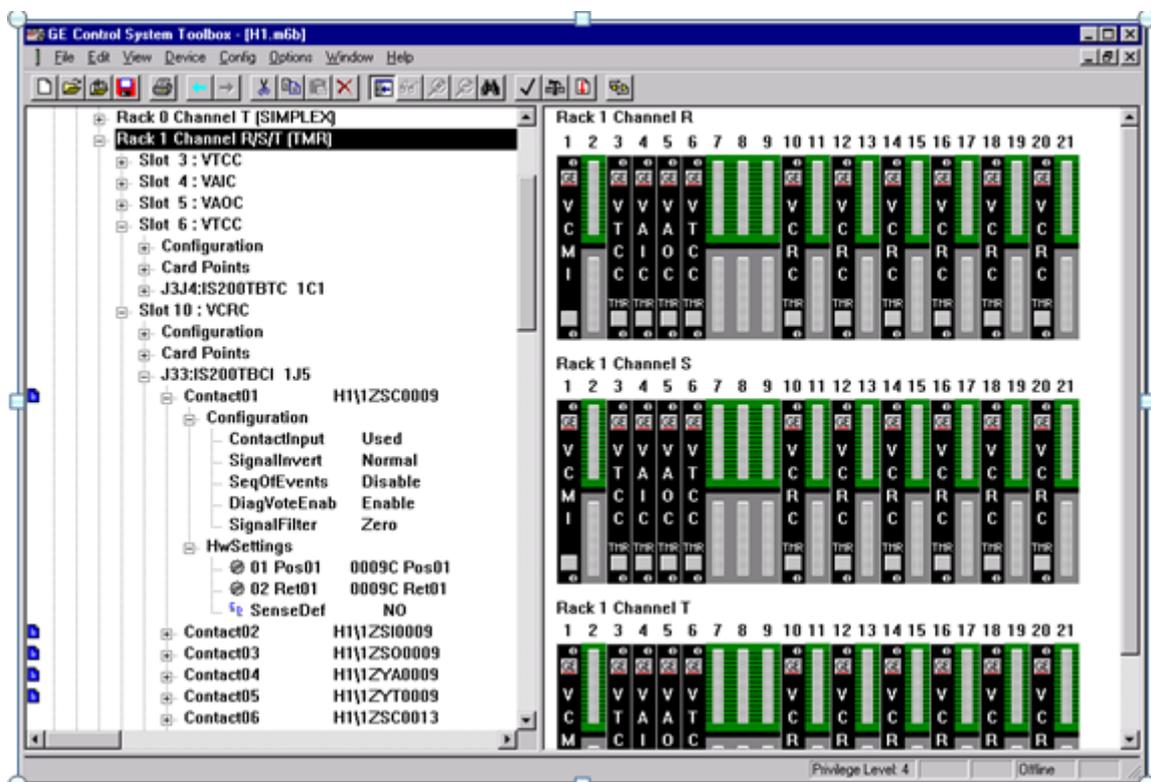


Figure 2-6- outils des configurations E/S

- Fonctionnalités :
 - ✓ Ajouter / Supprimer modules
 - Redondant & non-redondant
 - ✓ Ajouter / Supprimer Cartes

- Graphique de l'assignement des cartes
- Menu des cartes compatibles
- ✓ Assigner points E/S / cartes

2-1.5- Outils de programmation :

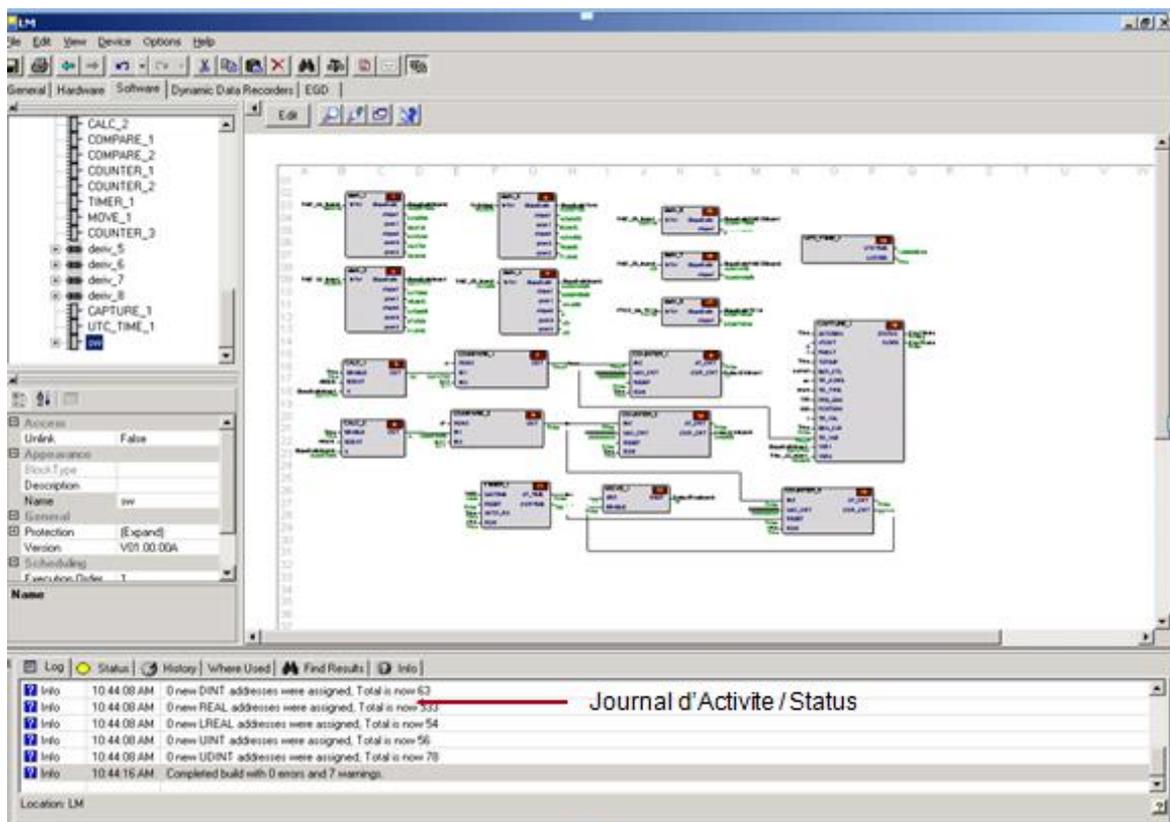


Figure 2-7-outils de programmation [12]

- Fonctionnalités :
- ✓ Programmable sur site
- ✓ Points avec Virgule Flottante
- ✓ Écrans de données Dynamiques
- ✓ Fonctions Glisser & Lâcher
- ✓ Blocs Mathématiques

Chapitre 2 : Groupe Turbine à gaz

- ✓ Macros (Blocs)
- ✓ Blocs de Fonctions & Ladder
- ✓ Multiple Librairies de Blocs
- ✓ Éditeurs Pour:
 - Software d'Application
 - Assignment des E/S
 - Ajustement des Constantes
- ✓ Protection par mot de passe
- ✓ Forçage Booléen & Analogique

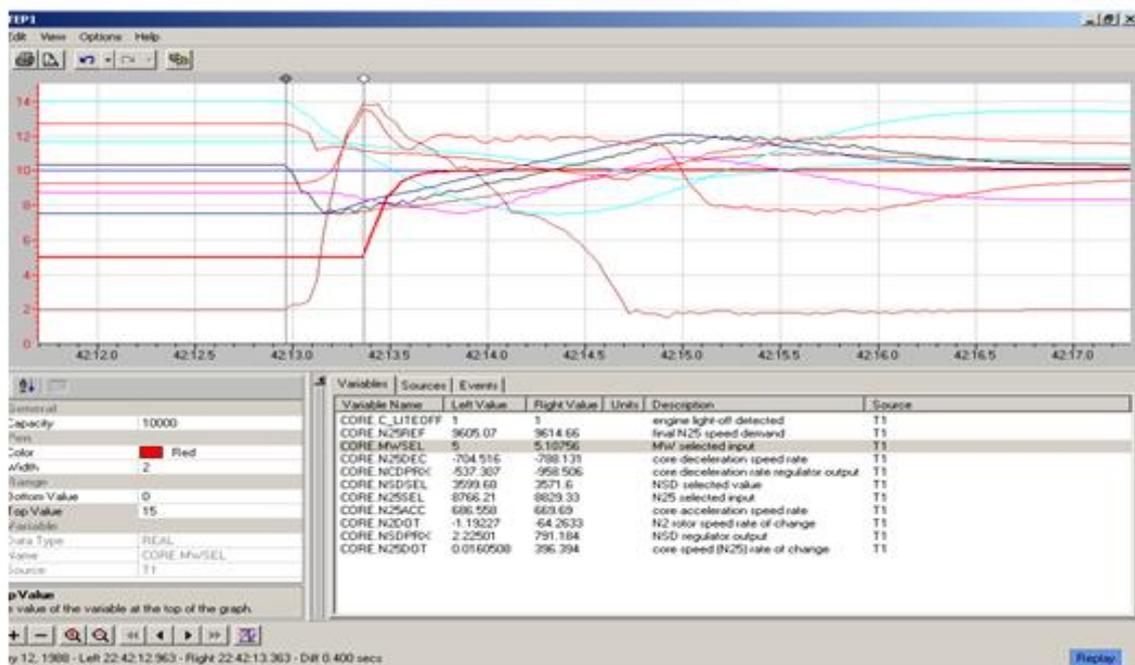


Figure-2-8- outils pour tracer

➤ Fonctionnalités :

- ✓ Chargement Auto des Blocs de Capture
- ✓ Résolution en Micro-second
- ✓ Glisser & Lâcher les Variables pour Tracer
- ✓ Parcourir pour Sélection de Variables
- ✓ Centaines de signaux par tracé
 - Masquer & faire apparaître les Variables Sélectionnées
- ✓ Type Vidéo
- ✓ Axes des Temps Gauche/Droite
- ✓ Double Curseur (Delta, Min, Max, Moy)
- ✓ Tracés Empilés
- ✓ Messages d'Alarme sur Trip Trend
- ✓ Journal d'Évènements lié au tracé

2-2-Alternateur de 32MVA :

2-2-1- Principe de fonctionnement :

L'alternateur est un générateur à courant alternatif, synchrone, refroidi à l'air, muni d'un inducteur tournant à l'intérieur d'un induit fixe et entraîné par la turbine à gaz par l'intermédiaire du réducteur. Le rotor ou l'inducteur parcouru par un courant continu fournit par le système d'excitation (régulateur de tension) qui produit dans l'inducteur un électro-aimant à une paire de pôle. Le rotor tourne à une vitesse de 3000 t/min, le champ tournant de celui-ci crée une variation de flux dans les bobines du stator. Cette variation de flux donne naissance à une f.é.m. induite dans les bobines du stator alternateur. Cette énergie électrique est disponible aux bornes de sortie de l'alternateur. La force électromotrice est proportionnelle à la fois en nombre de spires

de la bobine et à la vitesse de variation du flux, donc à la vitesse de rotation du rotor. L'excitation est assurée par un exciteur à diode tournante placé à l'arrière en bout d'arbre. Cet organe est constitué principalement par un petit alternateur inversé délivrant un courant penta phase qui après redressement est dirigé directement sur le bobinage inducteur de l'alternateur principale. La force électromotrice est proportionnelle à la fois en nombre de spires de la bobine et à la vitesse de variation du flux, donc à la vitesse de rotation du rotor.

$$E = k N_s \Phi(I_e) \dots\dots\dots 1.1$$

2-2-2- Caractéristique du générateur à vide :

lorsque le courant statorique est nul ,la tension (V) mesurée aux bornes du stator est égale à la force électromotrice (E) de l'alternateur .

la force magnétomotrice provient uniquement de l'inducteur (rotor).l'amplitude dépend du courant d'excitation I_f traversant le circuit inducteur (rotor). Figure2-9-

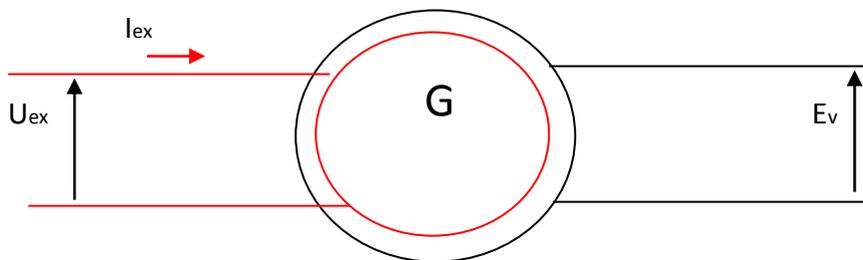


Figure 2-9-

Dans la partie 1 non utilisée : une faible variation de I_f entraine une variation importante de V

Dans la partie 2 non utilisée : une faible variation de I_f entraine une faible variation de V

Dans la partie 3 non utilisée : une faible variation de I_f entraine une faible variation de V mais, courant important I_f donc sur dimensionnement du rotor. Figure (xx-10).

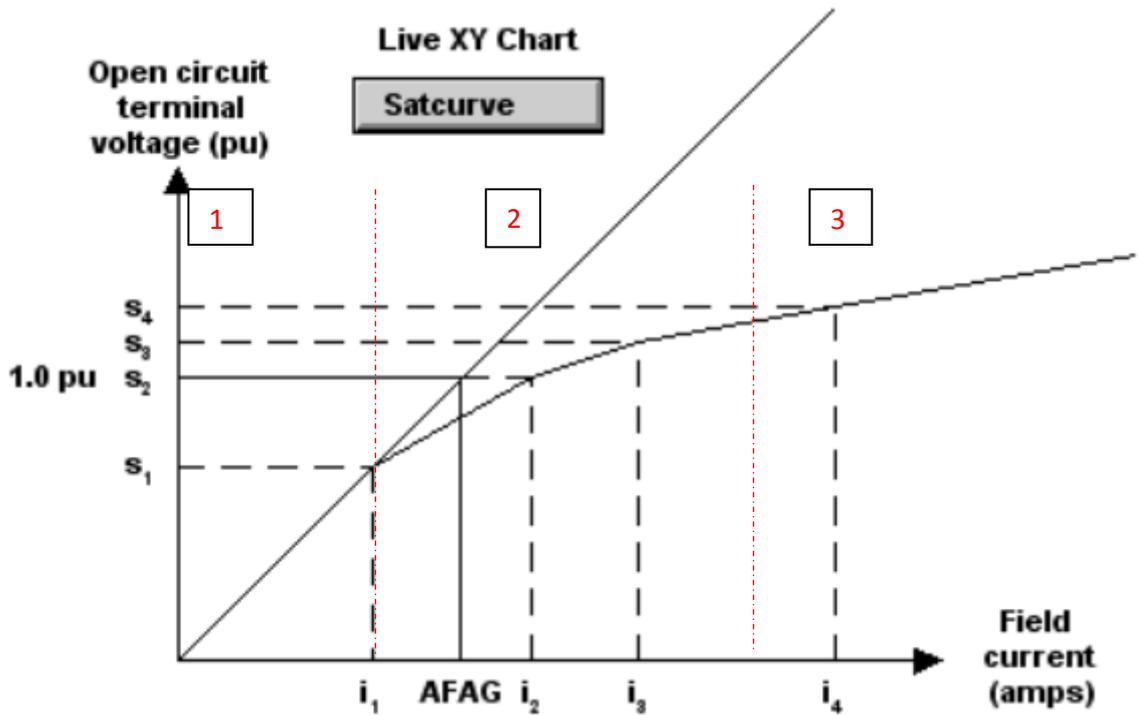


Figure -2.10- Caractéristique à vide Générateur [MARK VI]

2-2-3- Générateur couplé avec le réseau :

La force électromotrice E délivrée par la machine est égale à la somme de la tension V aux bornes du stator majorée de la chute de tension RI_c (résistance du stator de la machine parcourue par le courant de charge I_c) et majorée de la chute de tension $X_d I_c$ (réactance synchrone longitudinale de la machine parcourue par le courant de charge I_c)

$$E = V + RI_c + jX_d I_c. \text{ Figure xx-11}$$

La tension V , aux bornes du stator, est imposée par le réseau.

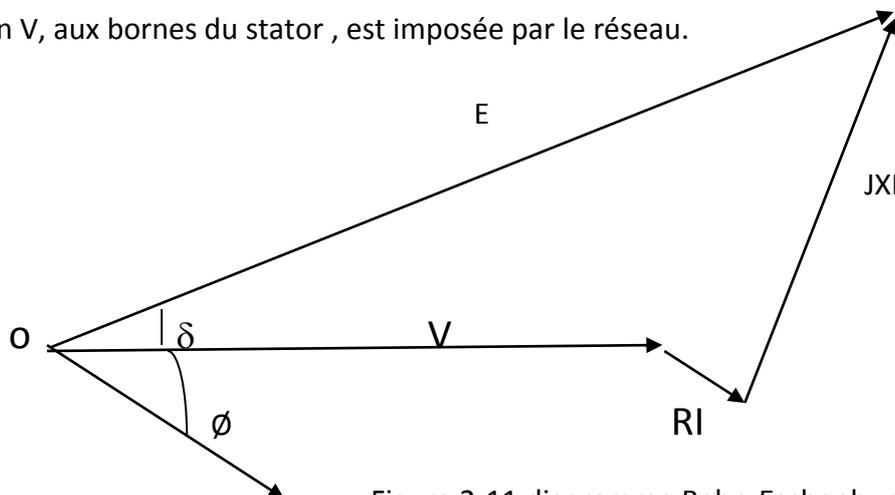


Figure 2-11 diagramme Behn-Eschenburg

\emptyset : déphasage entre V et I_c

δ : déphasage entre V et E angle interne de la machine .

si l'alternateur est raccordé à un réseau dont la puissance est très importante devant celle de l'alternateur, la tension et la fréquence aux bornes de l'alternateur seront imposées par le réseau et le diagramme de Behn-Eschenburg pourra être réalisé en fonction des puissances fournies par l'alternateur figure 2.12

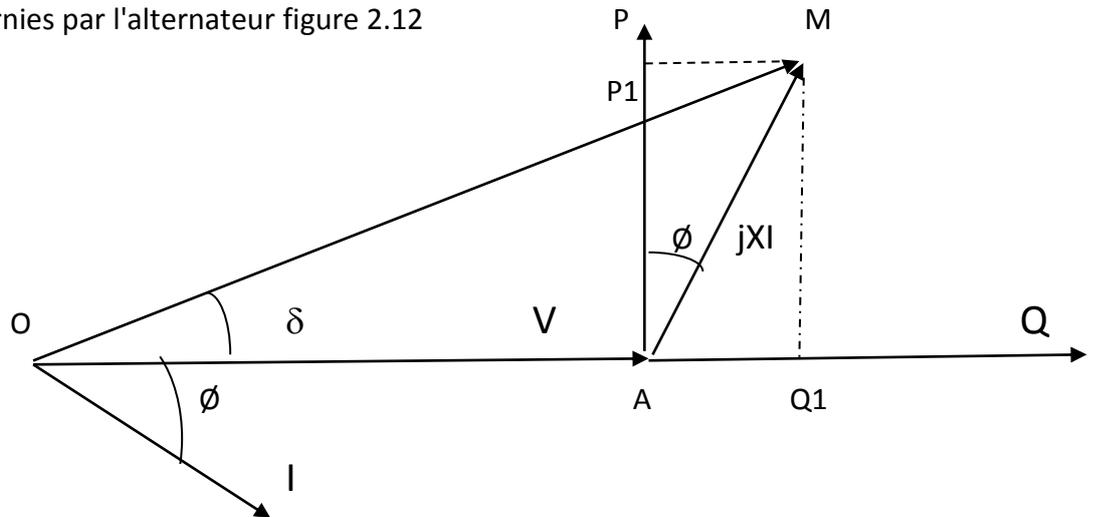


Figure 2-12 diagramme Behn-Eschenburg générateur surcharge

Les puissances triphasées sont respectivement :

Puissance active (provenant de la puissance mécanique fournie au rotor)

- $P = 3 V I \cos (\varphi) \dots\dots\dots 1.2$

Puissance réactive (provenant de l'alternateur en fonction de l'excitation due au rotor) :

- $Q = 3 V I \sin (\varphi) \dots\dots\dots 1.3$

2.2.4 Diagramme de fonctionnement alternateur

Les génératrices synchrones sont évaluées en fonction de la sortie MVA maximale à une tension et un facteur de puissance spécifiés qu'elles peuvent supporter en continu sans surchauffe. la sortie de puissance active est limitée par la capacité du moteur principal à une valeur comprise dans la valeur MVA. la capacité de sortie de puissance de réaction continue est limitée par trois considérations: limite de courant d'induit, limite de courant de champ

et limite de chauffage de zone d'extrémité. Figure 2-13

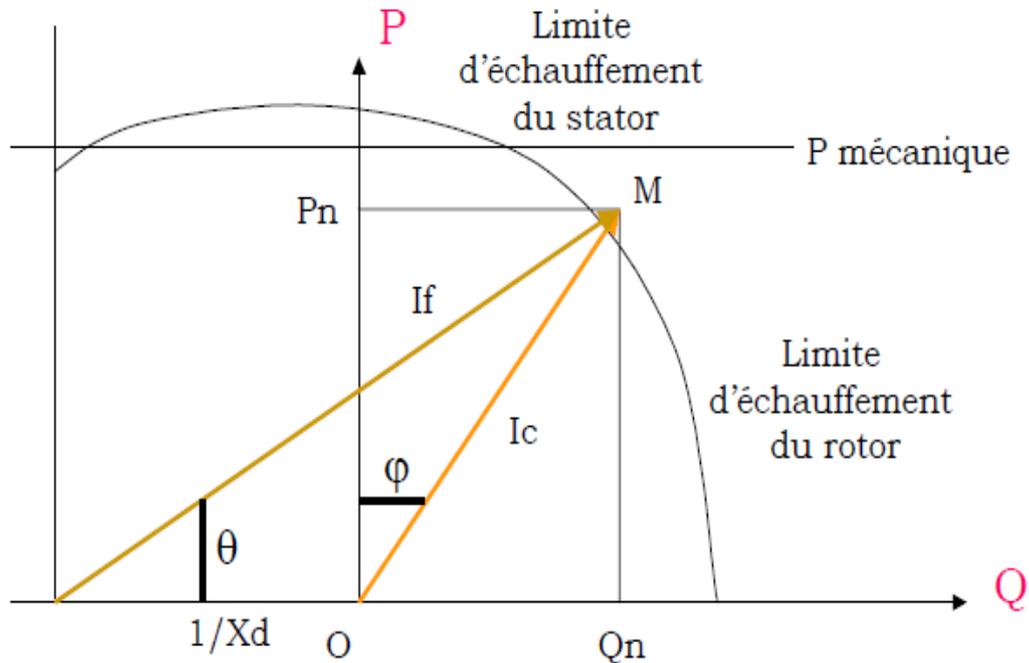


figure-2.13- diagramme de fonctionnement alternateur

2.3 Excitatrice synchrone à diodes tournantes « type brushless » :

Les systèmes d'excitation « brushless » offrent une grande fiabilité grâce à l'élimination des balais et du collecteur tournant et par conséquent des poussières de carbone. Ce dernier point entraîne une réduction significative des coûts d'inspection et de maintenance [1]. Ce système d'excitation est composé de trois éléments principaux : une excitatrice AC, un redresseur à ponts de diodes tournants et, dans ce cas particulier, d'une excitatrice pilote. Comme le montre la figure 2.14

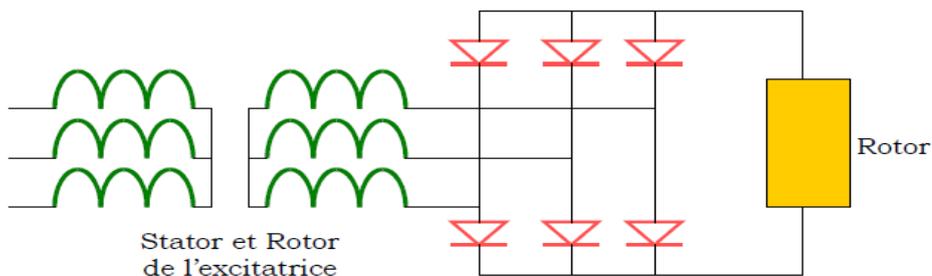


Figure 2.14 pont des diodes tournantes

Chapitre 2 : Groupe Turbine à gaz

L'excitatrice AC et le redresseur à ponts de diodes tournent avec l'inducteur de la génératrice principale et fournissent un courant continu à l'enroulement d'induction de cette dernière. Le régulateur automatique de tension (AVR) contrôle le champ (d'induction) de l'excitatrice AC, qui commande à son tour celui de la génératrice principale. Figure-2.15-

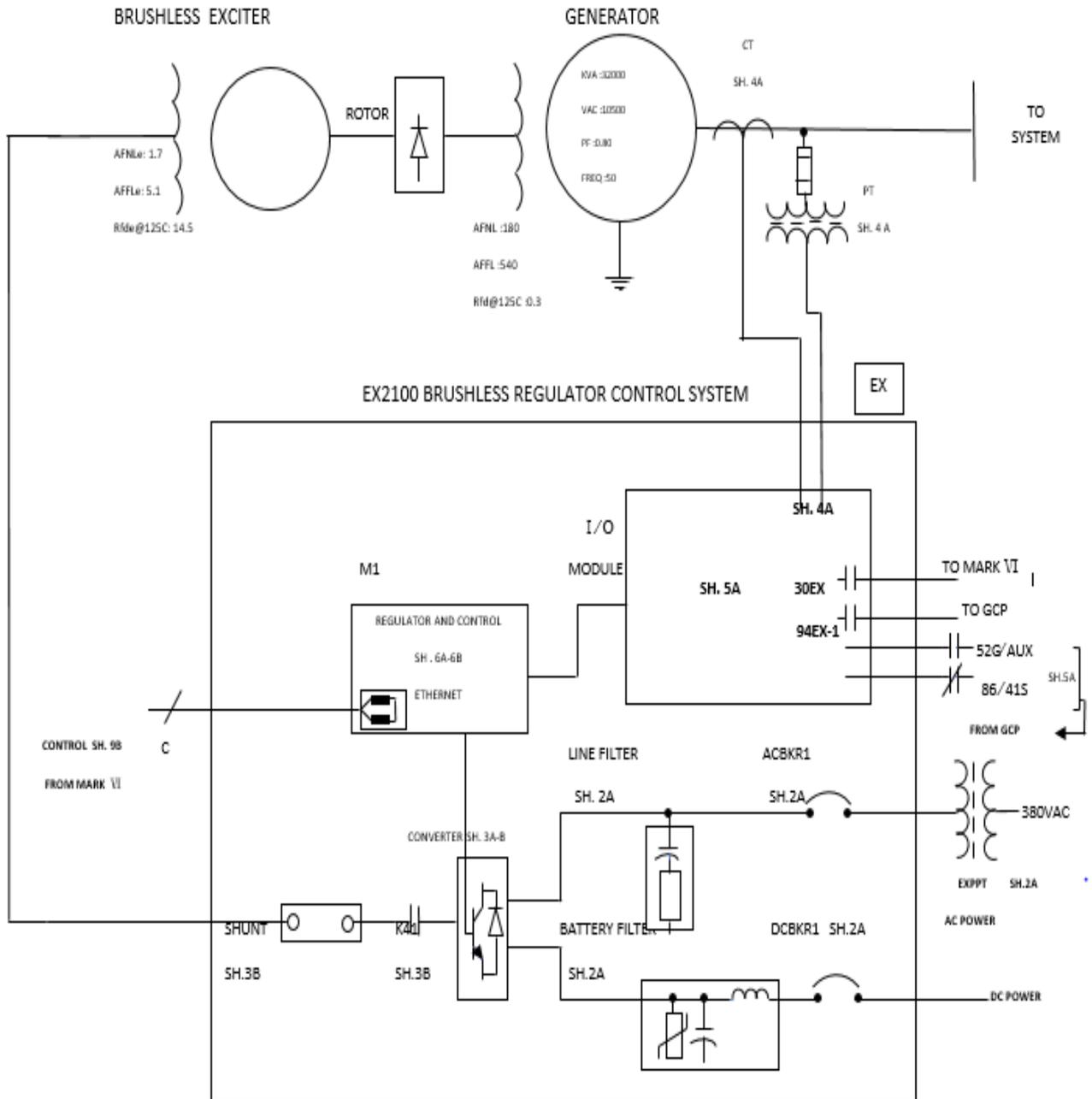


Figure –2.15- Schéma globale de régulation excitation-générateur [12].

2.4 Protection Alternateur :

Un tel défaut provoqué de sérieux dommages dans le générateur, Les dangers qui menacent les enroulements à courant alternatif des alternateurs, peuvent provenir des causes internes ou externes .

La protection suivante s'applique à une machine de grande puissance, il est évident que les protections dépendront de la taille de la machine.

2.4.1 Protection surintensité :

Surcharge thermique qui entraîne un vieillissement prématuré des isolants donc une diminution de la durée de vie de la machine sans toutefois être un défaut. L'analyse peut alors être traitée par actions à réaliser pour éliminer cette surcharge.

Délestage ou fin de cycle de processus où l'on admettra une surcharge passagère ou déclenchement avec ilotage pour laisser le temps à la machine de se refroidir. [9]

2.4.2 Protection du déséquilibre :

La protection de déséquilibre sert à protéger l'alternateur contre des charges asymétriques, la protection consiste à faire la somme géométrique des trois courants normalement déphasés entre elles de 120° . Quand les trois courants sont bien équilibrés, la somme géométrique de ces courants est nulle. Le relais de protection est équipé d'une unité de mesure servant à la détection quantitative d'un déséquilibre qui apparaît dans le point neutre. Si la grandeur de ce déséquilibre est importante, la protection agit sur la commande d'ouverture du disjoncteur afin de séparer l'alternateur du défaut de déséquilibre. [8]

2.4.3 Protection masse stator :

La protection sert à protéger l'alternateur contre les défauts de masse qui créent le courant de fuites qui circulent de l'alternateur vers la terre. La grandeur de ces courants de fuite dépend essentiellement de l'isolement du bobinage du générateur. [8]

2.4.4 Protection retour d'énergie :

Retour de puissance où la machine fonctionne en moteur, le déclenchement sera alors nécessaire pour trouver la cause de cette rupture d'organe d'entraînement.

Perte d'excitation, l'alternateur synchrone continue à fonctionner en asynchrone, elle emprunte l'énergie réactive dont elle a besoin au réseau, le déclenchement sera alors nécessaire pour trouver la cause de cette rupture d'excitation. [9]

2.4.5 Protection max de tension :

En fonctionnement normal, la tension de sortie de l'alternateur est réglée à 10500 volts par un régulateur de tension. Lorsque ce régulateur présente une défaillance, la tension de sortie alternateur augmente et peut atteindre des valeurs dangereuses pour l'alternateur et les installations électriques. La tension de l'alternateur est mesurée avec un transformateur de tension (10500/100 v) est comparée dans le relais de protection par rapport un seuil de réglage. Lorsque la tension mesurée dépasse le point de réglage, la protection agit sur la commande d'ouverture du disjoncteur et l'arrêt de l'excitation afin de protéger et isoler les installations électriques. [10]

2.4.6 Protection différentielle :

La protection différentielle sert protéger l'alternateur contre les courants différentiels de la même phase qui peuvent se créer entre l'amont et l'aval du bobinage alternateur. Ce courant différentiel est créé suite à un défaut d'isolement ou masse. La protection agit sur la commande d'ouverture du disjoncteur et l'arrêt de la turbine. [10]

2.4.7 Protection défaillance système d'excitation :

La protection contre les défauts sur les diodes du système d'excitation est réalisée par des fusibles situés à la borne de sortie de l'excitateur AC, en série avec les diodes. Les machines électriques polyphasées sont utilisées comme excitatrice AC pour fournir un courant aussi continu que possible et pour assurer une redondance au système par rapport aux défauts sur les diodes.

Lors d'une défaillance, une diode peut se transformer soit en circuit ouvert soit en court-circuit. Pour un défaut en circuit ouvert, on s'attend à ce que la capacité de production de l'excitateur diminue. Bien que la capacité transitoire soit légèrement affectée, la génératrice principale est capable de fournir la puissance nominale avec une diode en circuit ouvert avec cependant comme conséquence une circulation de courant plus élevée dans les autres diodes. Dans le cas d'une défaillance de diode en court-circuit, la sortie de l'excitatrice AC est sévèrement affectée et la génératrice principale n'est pas en mesure de fournir la tension nominale sans surcharger l'excitatrice. Le fusible protégeant la diode défectueuse opère alors pour supprimer le défaut entraînant la perte totale du pont associé et donc la perte d'une diode supplémentaire. Le défaut en court-circuit se transforme alors en un défaut en circuit ouvert. [11]

Conclusion :

L'étude théorique que nous avons présentée dans ce chapitre les différents organes d'un groupe turbine à gaz, le premier élément c'est la turbine et leur système de contrôle commande MARK VI, d'autre élément principale, alternateur synchrone et son système d'excitation qui nous intéressons dans notre travail.

Les paramètres sortis alternateur, puissance active, puissance réactive et $\cos\phi$ sont vraie référence pour la taille de turbine et alternateur.

Ses MVA déterminent la taille du stator tandis que la taille du rotor est basée sur le courant d'excitation que lui correspond.

3.1 Introduction :

Ce chapitre présente la première tâche importante est d'établir le modèle mathématique des composants du groupe (turbine, excitatrice-alternateur) par ses équations proportionnelles électrique, mécanique, Cela permettra par la suite, d'effectuer différents essais et tests au niveau du système global après assemblage des trois modèles.

3.2 Modèle de la turbine :

C'est au niveau de la section turbine que les gaz à haute température issus des chambres de combustion viennent se détendre produisant la puissance mécanique nécessaire pour entraîner le compresseur axial et l'alternateur.

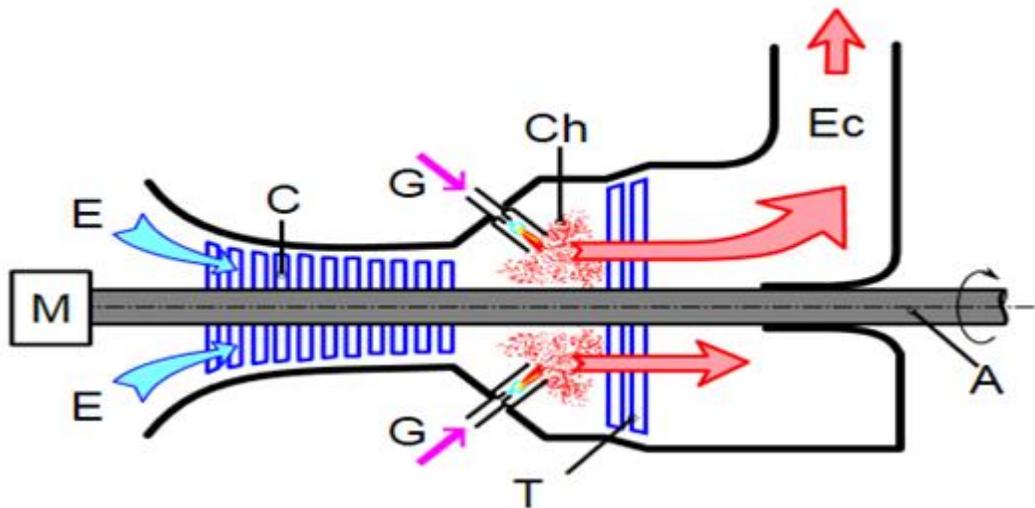


Figure 2.1. Description schématique de système de combustion [3] .

T= turbine à deux étages (transformation énergie thermique en énergie mécanique)

C= compresseur.

Ch= gaz brûlés générés par le système de combustion.

E= air de combustion fournit par le compresseur.

Ec= échappement des gaz à l'atmosphère

G= carburant (gaz naturel)

Le débit de masse de gaz $\dot{m}_f(t)$ et le débit de masse d'air $\dot{m}_o(t)$ peuvent être considérés comme proportionnels avec le gain k : [4]

$$\dot{m}_o(t) = k \dot{m}_f(t) \dots\dots\dots (1)$$

Un compresseur est utilisé pour pressuriser le débit de masse d'air en entrée, et pour augmenter la température de l'air en entrée de la chambre de combustion. Le débit de masse d'air à la sortie du compresseur est le même qu'à l'entrée avec un temps de retard :

$$\dot{m}_c(t) = \dot{m}_o(t - \tau_c) \dots\dots\dots (2)$$

Le retard τ_c (1,3 ms) dépend de la vitesse du gaz et de la longueur du compresseur. La puissance thermique générée dans le compresseur : [5]

$$P_{th,c} = 1,19 \cdot 10^{-3} Cp(\dot{m}_o(t) + \dot{m}_c(t)) \frac{[T_c - T_a]}{2} \dots\dots\dots (3)$$

* Cp est le coefficient de puissance thermique ; * T_a (210 °C) et T_c (25 °C) sont la température ambiante du compresseur et la température en sortie.

L'évolution de la puissance mécanique du compresseur $P_{m,c}$ est assimilable à la réponse d'une équation différentielle du 1er ordre avec une constante de temps de τ : [6]

$$\tau \frac{dP_{m,c}}{dt} = P_{th,c} - P_{m,c} \dots\dots\dots (4)$$

Le débit de masse d'air du compresseur et le débit de masse de fuel sont injectés dans l'entrée de la chambre de combustion. L'air et le gaz sont mélangés et brûlent dans la chambre de combustion. Le temps de retard associé à ce processus est τ_{cc} :

$$\dot{m}_{cc}(t) = \dot{m}_c(t - \tau_{cc}) + \dot{m}_f(t - \tau_{cc}) \dots \dots \dots (5)$$

La puissance thermique de cogénération dans la chambre de combustion, ne participant pas à la puissance mécanique, est exprimée par :

$$P_{th,cc} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p \dot{m}_{cc}(t) [T_{cc} - T_c] \dots \dots \dots (6)$$

où T_{cc} (982 °C) est la température en sortie de la chambre de combustion.

Le débit de masse de gaz à la sortie \dot{m}_{cc} de la chambre de combustion est une grandeur d'entrée de la turbine. Le temps de retard associé avec ce processus est τ_T (0,294 ms), et le débit de masse d'air de la turbine est donné par : [7]

$$\dot{m}_T(t) = \dot{m}_{cc}(t - \tau_T) \dots \dots \dots (7)$$

La puissance thermique générée dans cette étape est exprimée par :

$$P_{th,T} = 1,19 \cdot 10^{-3} C_p (\dot{m}_T(t) + \dot{m}_{cc}(t)) \frac{[T_{cc} - T_T]}{2} \dots \dots \dots (8)$$

La puissance mécanique de la turbine $P_{m,T}$ est régie par l'équation différentielle suivante :

$$\tau_T \frac{dP_{m,T}}{dt} = P_{th,T} - P_{m,T} \dots \dots \dots (9)$$

La puissance mécanique en sortie de la turbine est obtenue à partir de la puissance mécanique du compresseur et de la puissance mécanique de la turbine respectivement : [8]

$$P_{sma} = P_{m,T} - P_{m,c} \dots \dots \dots (10)$$

Alors, le couple est déduit en utilisant la vitesse de la turbine :

$$C_{tur} = \frac{P_{sma}}{\Omega_{arb}} \dots\dots\dots(11)$$

D'où Le modèle dynamique simplifié de la partie mécanique repose sur les équations suivantes :

$$\frac{d\Omega_{arb}}{dt} = \left(\frac{1}{J} C_{tur} - C_{em} - f_{vis} \Omega_{arb}\right) \dots\dots\dots(12) .$$

3.3- Modèle Alternateur :

La modélisation de la machine synchrone est la conception d'un modèle qui permet d'écrire son fonctionnement statique et dynamique. Parmi les objectifs de la modélisation, on peut citer la compréhension, l'identification la simulation, le diagnostic, la commande et la conception d'un prototype.

L'objectif choisi et les hypothèses simplificatrices prends-en compte ont une influence directe sur le choix de la méthode de modélisation, la complexité et la précision du modèle.

3.3.1 les équations électriques :

Les équations générales des tensions de la machine synchrone s'écrivent sous forme matricielle. [8]

$$\left. \begin{aligned} [V_S] &= [R_S] \cdot [I_S] + \frac{d}{dt} ([L_{SS}] \cdot [i_S] + [M_{SR}] \cdot [i_R]) \\ [V_R] &= [R_R] \cdot [I_R] + \frac{d}{dt} ([M_{RS}] \cdot [i_S] + [L_{RR}] \cdot [i_R]) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(13)$$

Avec :

$$[V_S] = \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} ; \quad [V_R] = \begin{pmatrix} V_f \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} ; \quad [I_S] = \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} ; \quad [I_R] = \begin{pmatrix} I_f \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} \dots\dots\dots(14)$$

$$[R_S] = \begin{pmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{pmatrix} ; \quad [R_R] = \begin{pmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_D & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{pmatrix} \dots\dots\dots(15)$$

$$[L_{SS}] = \begin{pmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{pmatrix} ; \quad [L_{RR}] = \begin{pmatrix} L_f & M_{FD} & M_{FQ} \\ M_{DF} & L_D & M_{DQ} \\ M_{QD} & M_{QF} & L_Q \end{pmatrix} \dots\dots\dots(16)$$

$$[L_{SS}] = \begin{pmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{pmatrix} \dots\dots\dots(17)$$

$$[M_{SR}] = \begin{pmatrix} M_{af} & M_{aD} & M_{aQ} \\ M_{bf} & M_{bD} & M_{bQ} \\ M_{cf} & M_{cD} & M_{cQ} \end{pmatrix} \dots\dots\dots(18) \quad ; \quad [M_{RS}] = [M_{SR}]^t$$

3.3.2 - Les équations magnétiques :

a) Inductances propres statoriques :

Les inductances propres statoriques sont données par les relation suivantes :

$$\left. \begin{aligned} L_a &= L_s + L_m \cos 2\theta \\ L_b &= L_s + L_m \cos 2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ L_c &= L_s + L_m \cos 2\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(19)$$

b) Inductance propre rotorique :

Si la saturation est négligée dans le circuit rotorique les inductances propres sont constantes et désignées par :

$$L_{ff} = L_f ; L_{DD} = L_d ; L_{QQ} = L_q \dots\dots\dots(20)$$

c) Inductances mutuelles statoriques :

Les inductances mutuelles phase à phase du circuit statorique sont données par

$$\left. \begin{aligned} M_{ab} &= M_s + L_m \cos 2\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ M_{bc} &= M_s + L_m \cos 2\theta \\ M_{ac} &= M_s + L_m \cos 2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(21)$$

La grandeur (L_m) est nul dans les rotors a pole lisse donc la matrice. [6]

d) Inductances mutuelles rotoriques :

L'inductance mutuelle entre le circuit inducteur f-f et l'amortisseur D-D est constante. Les coefficients de couplage entre le circuit Q-Q' et les deux circuits D-D' et f-f' sont nuls Car ils sont perpendiculaires. Donc :

$$L_{FD} = M_R ; L_{FQ} = 0 ; L_{DQ} = 0 \dots\dots\dots(22)$$

e) Inductances mutuelles rotoriques – statoriques :

Les Inductances mutuelles entre le circuit statorique et le circuit rotorique sont

$$\left. \begin{aligned} M_{aD} &= M_D \cos \theta \\ M_{bD} &= M_D \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ M_{cD} &= M_D \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(23)$$

f) Inductances mutuelles stator – amortisseur :

Les inductances mutuelles entre le circuit statorique et les circuits d'amortisseur D-D'sont :

$$\left. \begin{aligned} M_{aD} &= M_D \cos \theta \\ M_{bD} &= M_D \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ M_{cD} &= M_D \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(24)$$

Les inductances mutuelles entre le circuit statorique et les circuits d'amortisseur Q-Q' sont :

$$\left. \begin{aligned} M_{aQ} &= M_Q \cos \theta \\ M_{bQ} &= M_Q \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ M_{cQ} &= M_Q \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots25$$

3.5 Transformation de Park :

En utilisant la transformation de Park :

[P (θ)] la matrice de transformation de PARK

$$.P[(\theta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(26)$$

On obtient :

$$[V_{dqh}] = [P(\theta)]. [V_{abc}], \quad [I_{dqh}] = [P(\theta)]. [I_{abc}], \quad [\varphi_{dqh}] = [P(\theta)]. [\varphi_{abc}]$$

En premier lieu on présentera la relation entre les flux et les courants sous forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_f \\ \varphi_D \\ \varphi_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} L_d & 0 & KM_f & KM_D & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & KM_Q \\ KM_f & 0 & L_f & M_R & 0 \\ KM_D & 0 & M_R & L_D & 0 \\ 0 & KM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} \dots\dots\dots(27)$$

Avec : (K=3 /2)

$$[V_{dqh}]. [P(\theta)] = [R_S]. [P(\theta)]. [I_{dqh}] + d/dt ([L_{SS}]. [P(\theta)]). [i_{dqh}] + [M_{SR}]. [i_R] \dots\dots\dots(28)$$

$$[V_R] = [R_R] \cdot [I_R] + d/dt ([M_{RS}] \cdot [P(\theta)]) \cdot [i_{dqh}] + [L_{RR}] \cdot [i_R] \dots \dots \dots (29)$$

En multipliant par [P(θ)] -1 l'équation (27)

$$[V_{dqh}] = [R_S] \cdot [i_{dqh}] + [P(\theta)]^{-1} \cdot \frac{d}{dt} ([L_{SS}] \cdot [P(\theta)]) \cdot [i_{dqh}] + [M_{SR}] \cdot [i_R] \dots \dots \dots (30)$$

En tenant compte des expressions du flux le système d'équation des tensions peut s'écrire sous la forme :

$$\begin{pmatrix} V_d \\ V_q \\ V_f \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_s + sL_d & -L_q \omega_r & sM_f & sM_{KD} & -M_{KQ} \omega_r \\ L_d \omega_r & R_s + sL_q & M_f \omega_r & M_{KD} \omega_r & sM_{kQ} \\ sM_f & 0 & R_f + sL_f & sM_{FD} & 0 \\ sM_{KD} & 0 & sM_{FR} & R_{KD} + sL_{KD} & 0 \\ 0 & sM_{KQ} & 0 & 0 & R_{KD} + sL_{KQ} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_f \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} \dots (31)$$

Ainsi le système d'équation électrique de la machine est mis sous la forme suivante :

$$d/dt [I] = - [L]^{-1} [A][I] + [L]^{-1}[U] \dots \dots \dots 32$$

Avec:

$$[L] = \begin{pmatrix} L_d & 0 & 0 & M_{Kd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & M_{Kq} \\ M_f & 0 & L_f & M_{fd} & 0 \\ M_{Kd} & 0 & M_{fd} & L_{Kd} & 0 \\ 0 & M_{Kq} & 0 & 0 & L_{Kq} \end{pmatrix} \dots \dots \dots (32)$$

$$[A] = \begin{pmatrix} R_S & -\omega r L_q & 0 & 0 & -\omega r M_{Kq} \\ \omega r L_d & R_S & \omega r M_f & \omega r M_{Kd} & 0 \\ 0 & 0 & R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{Kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{Kq} \end{pmatrix} \dots\dots\dots(33)$$

Où

$$[Z]=[L]^{-1} \quad \text{et} \quad [A]=[A1]+\omega[A2] \quad \dots\dots\dots 35$$

$$[A1] = \begin{pmatrix} R_S & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_S & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{Kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{Kd} \end{pmatrix} \dots\dots\dots(34)$$

Et

$$[A2] = \begin{pmatrix} 0 & -L_q & 0 & 0 & -M_{Kq} \\ L_d & 0 & M_f & M_{Kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \dots\dots\dots(35)$$

$$[I] = [i_d \ i_q \ i_f \ i_{KD} \ i_{KQ}]^t; \quad [U] = [U_d \ U_q \ U_f \ 0 \ 0]^t \dots\dots\dots(36)$$

L'expression du couple électromagnétique est de la forme :

$$C_e = \frac{2}{3}P(L_d i_d i_q + M_F i_F i_q + M_{KD} i_{KD} i_q - L_q i_q i_d - M_{KQ} i_{KQ} i_d) \quad [6]$$

3.6 Conclusion :

Dans ce chapitre (2), nous avons développé le modèle d'un système de production électrique complexe reposant sur l'utilisation d'une turbine à gaz, d'une génératrice synchrone, Nous avons présenté toute la partie modélisation mathématique, et mise en équation de chaque élément constitutif d'un groupe turbine-alternateur ; compresseur, turbine à gaz, excitatrice-génératrice. Cependant, l'élément essentiel dans notre travail, comporte des parties de commande, régulation et stabilisation.

4.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous allons présenter les éléments essentiels qui constituent un système d'excitation du groupe turbine à gaz A.E.G .On distingue le régulateur automatique de tension AVR qui permet de contrôler la tension d'excitation , le régulateur PID de la tension terminale AVR qui permet de contrôler la tension d'excitation , le régulateur PID de la tension terminale génératrice ,le régulateur de vitesse qui lui contrôle la vitesse de rotation et enfin le stabilisateur de puissance qui intervient en principe dans l'amortissement des perturbations de puissance au niveau du réseau .

Quand le générateur est en parallèle, le réseau crée sur son stator un robuste champ tournant (rotorique) et ceci développe entre eux une attraction conséquente immédiate .Mais telle "connexion" magnétique est dépendante vivement de la valeur du flux électromagnétique dans l'entrefer qui est fort ou faible si l'intensité de courant dans le rotor est forte ou faible. L'énergie échangée entre le générateur et le réseau vient contrôlée par la régulation de tel flux Pour cette raison un aimant permanent ne peut pas régler le flux, et donc tels échanges d'énergie, pendant que la machine avec rotor excité par courant continu peut le faire .figure3-1 chaque générateur est pourvu de son système de régulation qu'il en permet le service correct. Tel système travaille de manière automatique pour garantir la meilleure performance et sécurisés mais la possibilité de travailler de manière manuelle est aussi. La principale régulation automatique est la tension sur les terminaux du stator qu'est maintenue, normalement, constante ou réglée avec des logiques utiles à l'installation. Autre régulation très utilisée est celle du $\cos\phi$ de machine. [Doc. MSL Rev.0 Mai 2009]

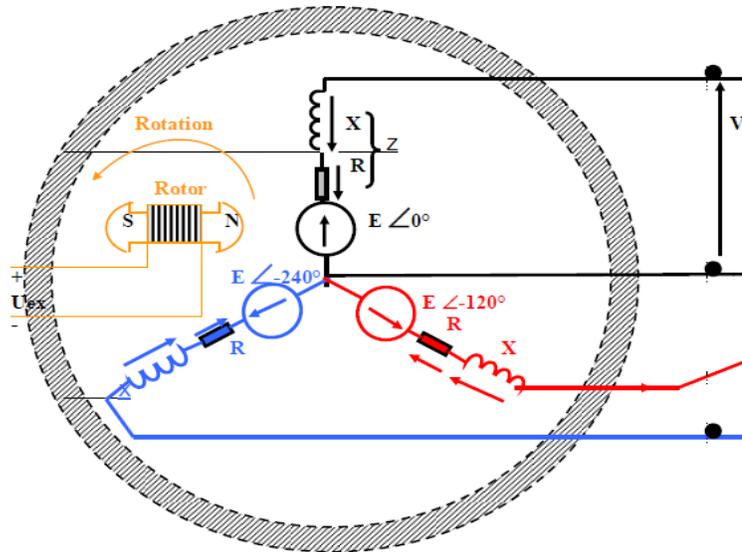


Figure 4-1 excitation alternateur

4.2 Éléments d'un système d'excitation :

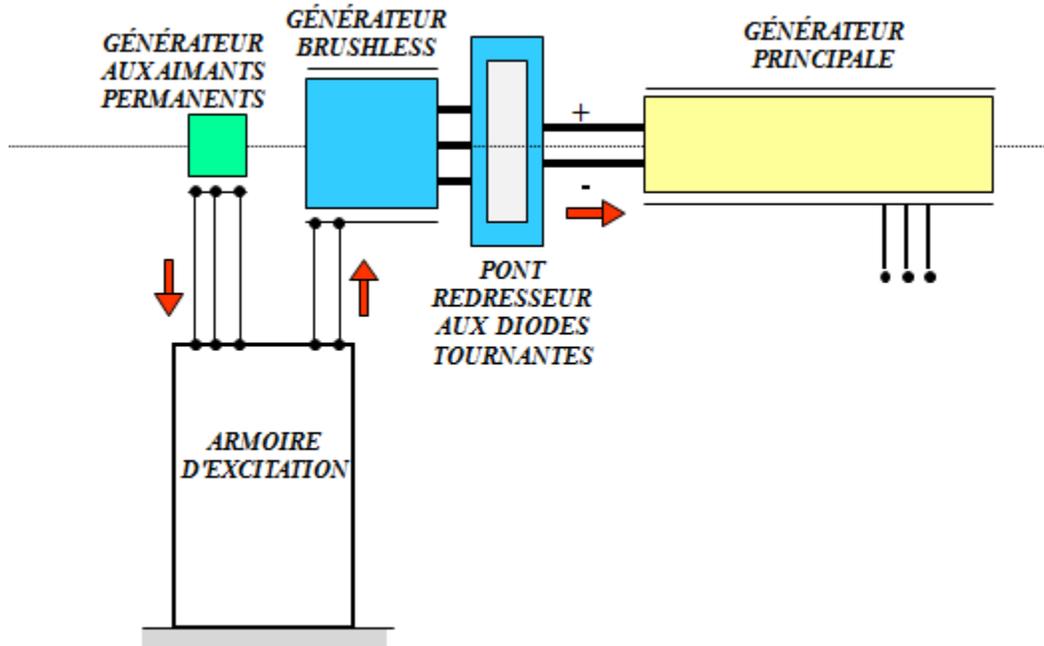


Figure 4-2 excitation brushless

4.3 -Schémas blocs simplifiés :

4.3.1-Régulation et stabilisation de la tension d'excitation :

L'excitation utilisée est une machine 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.

Les systèmes d'excitation comportent des circuits de stabilisation, qui interviennent souvent en cas d'instabilité du système causé par un important temps de réponse [13].

Lorsque le gain du régulateur de tension de sortie est très faible ,pour assurer le bon fonctionnement du système ,le bloc EXASP caractérisé par une compensation additionnelle à la boucle de régulation ,qui est définie par une fonction de transfert sous la forme $\frac{s K_F}{1+s T_F}$. [14]

Afin de contrôler la tension d'excitation, le système simplifié peut être représenté comme suite :

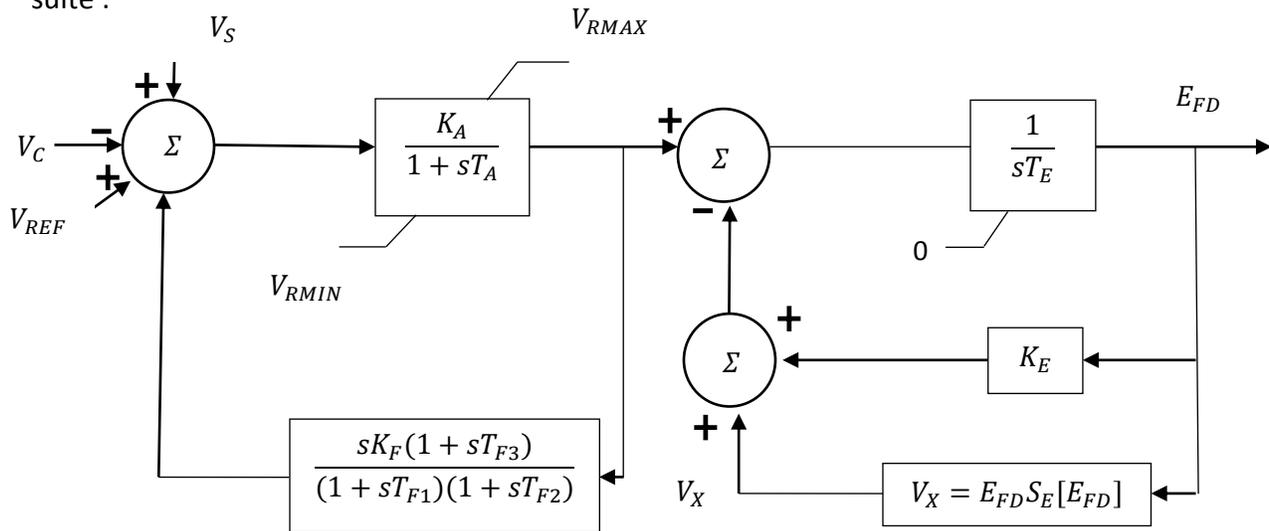


Figure 4.3. Représentation simplifiée du système d'excitation du redresseur rotatif. [13]

Avec :

$\frac{s K_F}{1+s T_F}$: fonction de transfert compensation [14]

$\frac{s K_A}{1+s T_A}$: fonction de transfert amplification [14]

$\frac{1}{S_{TE}}$: fonction de transfert excitation [14]

Régulateur automatique de la tension d'excitation comme suit :

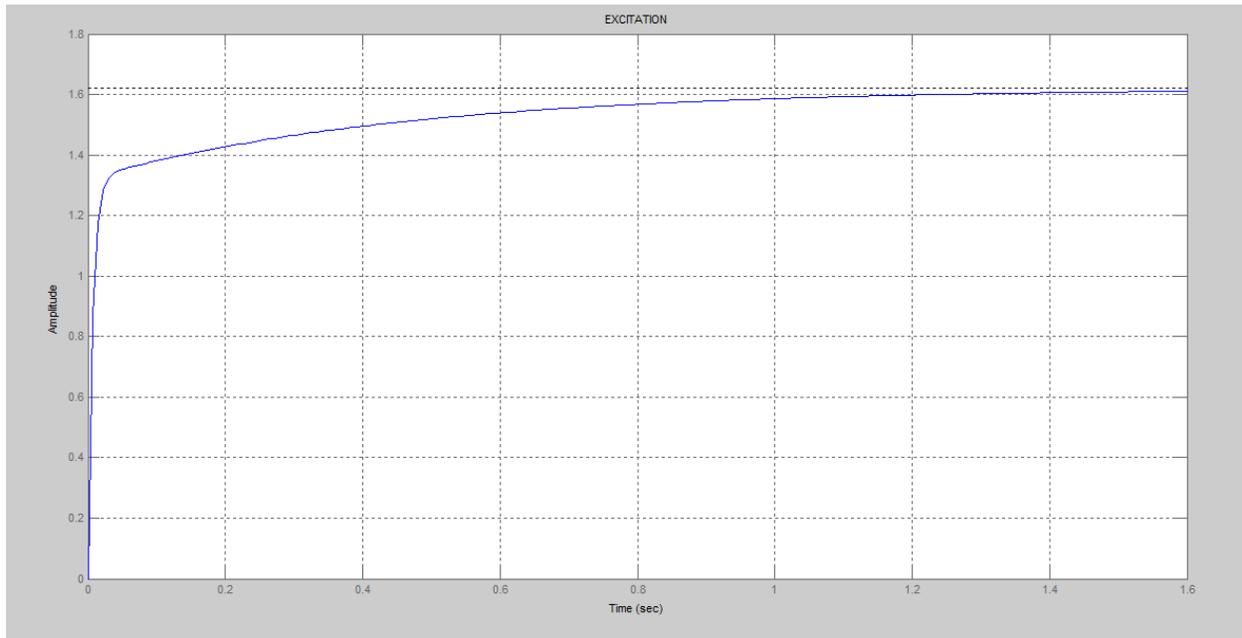


Figure 4.4. Tension sortie excitatrice

4.3.2 Régulation de la tension de sortie de la génératrice synchrone :

La sortie de l'AVR dépend uniquement de la tension terminale. Il agit sur l'excitatrice du générateur afin de maintenir la tension terminale constante [14]. Les génératrices synchrones sont évaluées en fonction de la sortie MVA maximale à une tension et un facteur de puissance spécifiés qu'elles peuvent supporter en continu sans surchauffe. La sortie de puissance active est limitée par la capacité du moteur principal à une valeur comprise dans la valeur MVA. La capacité de sortie de puissance de réaction continue est limitée par trois considérations : limite de courant d'induit, limite de courant de champ et limite de chauffage de zone d'extrémité. L'une des limitations de la puissance nominale de la génératrice est le courant maximum qui peut être transporté par l'induit sans dépasser les limites de chauffage. La puissance de sortie complexe par unité est : $S = P + jQ = E_t \cdot I_t \cdot (\cos\phi + j\sin\phi)$. [16]

Schéma bloc suivant représente régulation de la tension de sortie de la génératrice.

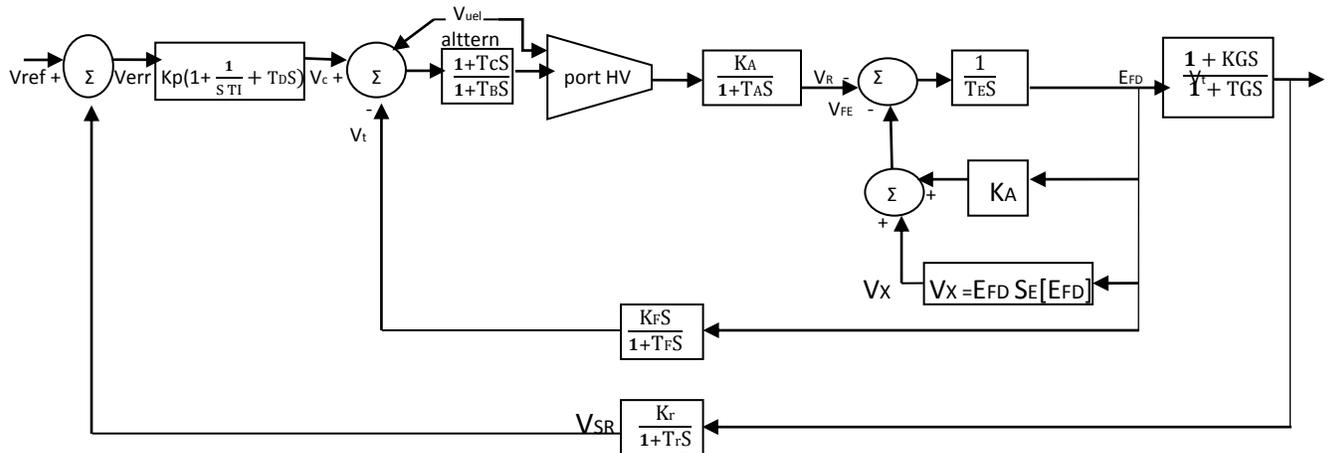


Figure 4.5. Régulation de la tension de sortie de la génératrice. [14] ,[15]

Avec :

$Kp(1 + \frac{1}{sTI} + TdS)$: fonction de transfert régulateur PID ,

$\frac{Kr}{1+TrS}$: fonction de transfert capteur.

$\frac{1+TcS}{1+TBS}$: fonction de transfert correcteur [14]

$\frac{1+KGS}{1+TGS}$: fonction de transfert Générateur [16]

Les variations des tensions de sortie V_{FD} et V_s sont données comme suit :

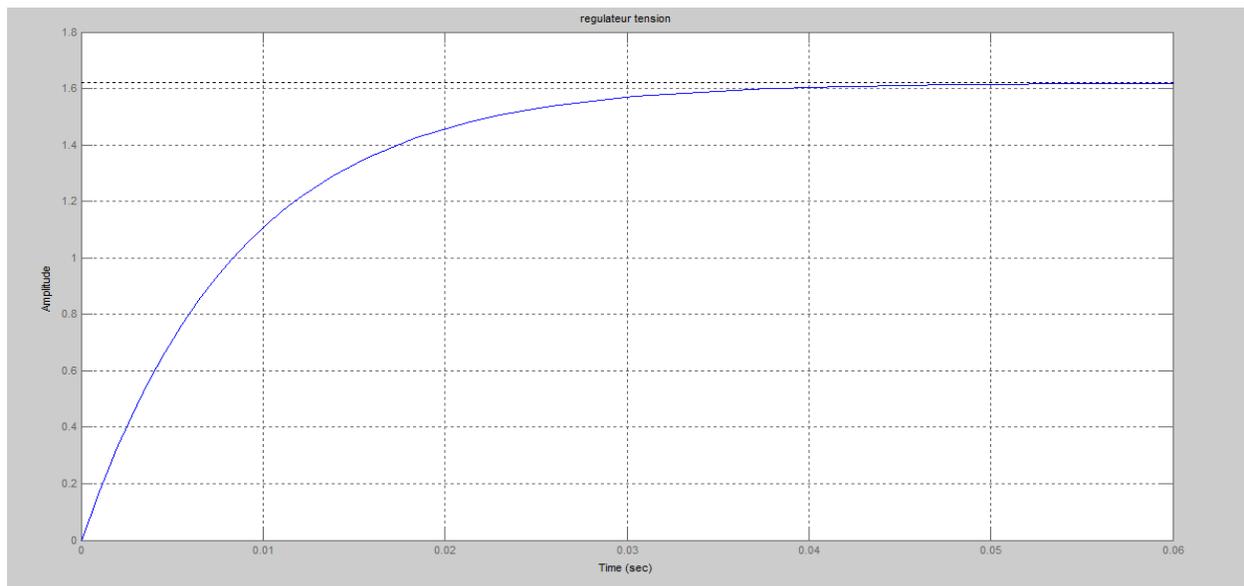


Figure 4.6. régulation tension finale sortie alternateur en pu.

4.3.3 Régulation de la vitesse :

Le PID agit sur la position du vannage de la turbine en fonction de la variation de la vitesse par rapport à sa valeur nominale. Le statisme a pour rôle le partage de la charge totale du réseau entre différents générateurs s'il y a lieu. Il permet aussi d'assurer le bon fonctionnement de plusieurs turbines dans un réseau électrique. [14]

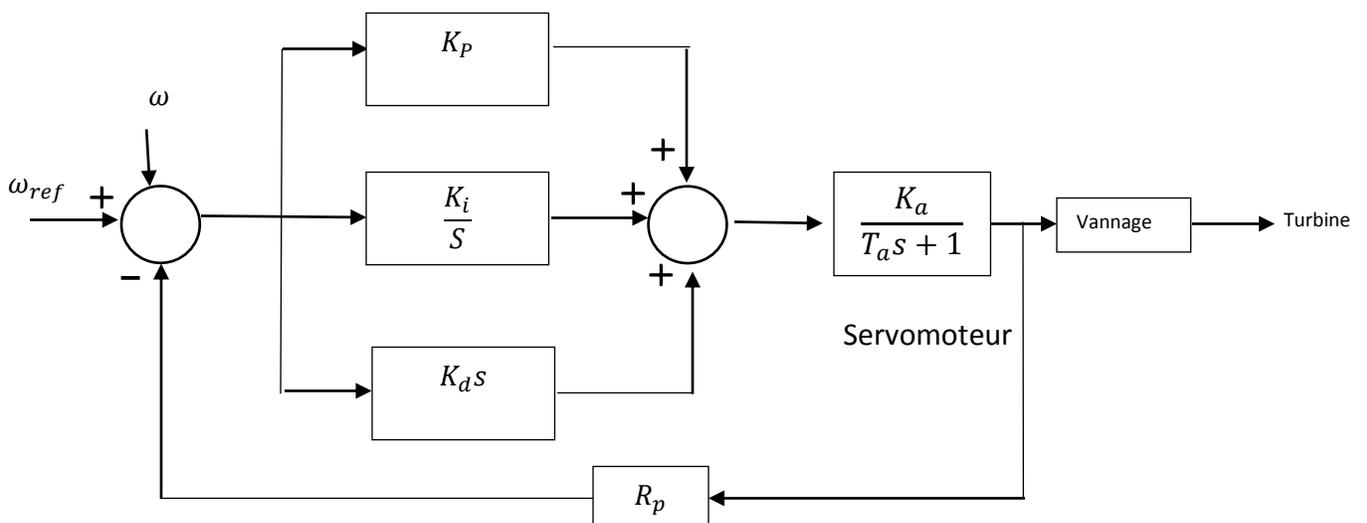


Figure 4.7. Schéma bloc régulation de la vitesse.

Avec : $K_p = 1/(K_a \cdot R_p \cdot \tau_c)$ et τ_c : constante de temps $K_i = K_a$ $K_d = T_a$, $T_a \sim 0$

[14]

Le modèle du servomoteur est décrit par une fonction de transfert simple du premier ordre $\frac{K_a}{1+T_a s}$ semblable à celle d'une électrovanne. Elle génère la vitesse de rotation de la turbine en commandant l'ouverture du vannage.

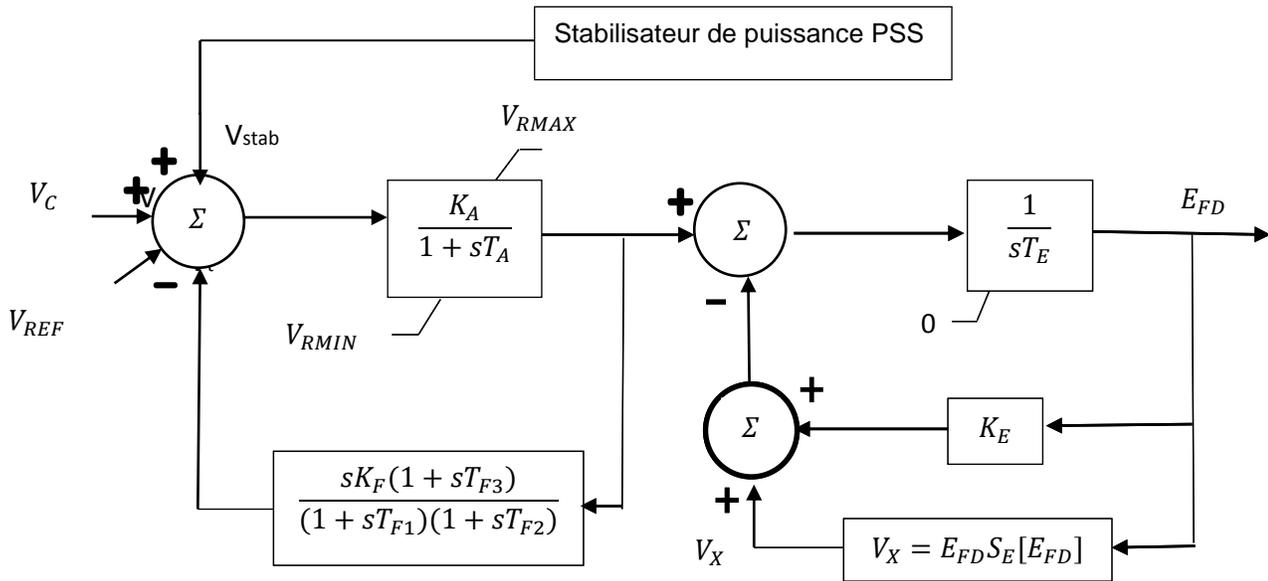


Figure 4.8. Régulation du système d'excitation du redresseur rotatif avec stabilisateur de puissance. [13] ,[14]

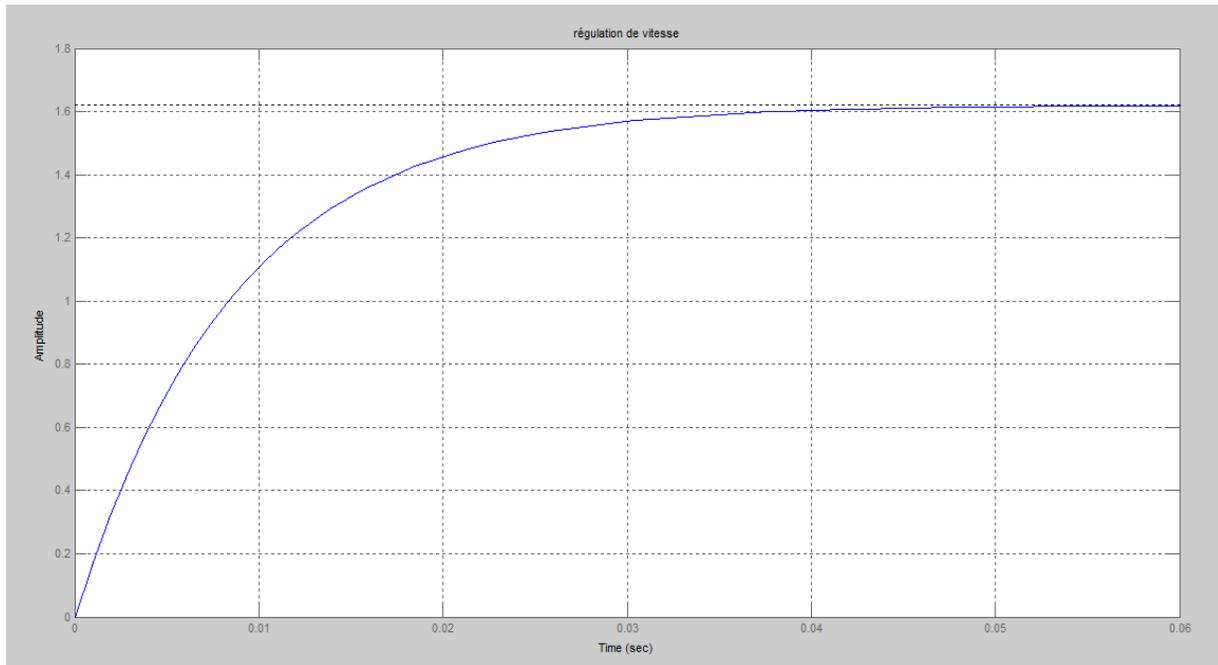


Figure 4.9. Régulation de vitesse

4.4-Conclusion :

Le contrôle des grandeurs de sortie d'un groupe turbine-alternateur est donc obtenue par deux niveaux de régulations principales, soit les régulateurs de tension et de vitesse. la régulation de tension se fait automatique, AVR qui agit sur l'excitation, et la régulation de vitesse se fait par l'action sur le servomoteur de la vanne gaz. Si le groupe raccordé sur le réseau, ajoutant régulateur de puissance au système d'excitation afin d'amortir les oscillations de puissances. D'après la figure 4.6- l'interaction entre le régulateur de tension AVR et le stabilisateur de puissance PSS qui opèrent simultanément au niveau du système d'excitation.

5.1 Introduction :

Ce chapitre fait un bilan de l'étude et montre les similitudes entre les essais et les simulations ces différents tests et résultats d'application qui valide notre travail, Nous verrons aussi les divergences entre les résultats et les simulations les paramètres essentielles du générateur à grande puissance couplé au réseau électrique, nous nous intéresserons spécifiquement au défaut excitation pouvant survenir au système d'excitation .Et cela nous amènera naturellement à définir les travaux qui restent à effectuer pour donner aux exploitants cet outil complémentaire de diagnostic.

Du point de vue de l'exercice de la machine, il est nécessaire de rappeler que chaque variation du point de travail sur le diagramme de "capability" est obtenue en agissant sur la régulation de charge de la turbine (vanne gaz) , sur la régulation de tension (AVR) de l'excitatrice.

En particulier, les variations des MW ont lieu seulement en agissant sur régulateur charge, pendant que les variations des MVAR les obtiennent en agissant seulement sur l'AVR de l'excitatrice.

5.2-Essai fonctionnement sans défaut :

Point de travail nominal" (MVA, MW, MVAR, cos) c'est la vraie référence pour la taille de turbine et alternateur.

Ses MVA déterminent la taille du stator tandis que la taille du rotor est basée sur le courant d'excitation que lui correspond.

La configuration finale du diagramme de "capability" d'un turbo-groupe devient ainsi celle de l'image qu'il suit.

Tous les points de travail stables consentis au turbo-groupe (en parallèle), ils sont ceux-là seulement à l'intérieur de la zone verte.

La taille (en MW) de la turbine constitue la protection intrinsèque qui ne permet pas d'atteindre zones aux MW excessifs (ordonnés supérieurs aux MW du point nominal).

Au contraire, les empiètements latéraux (à droite et à gauche dans le "capability") du turbo-groupe ils sont empêchés par les protections électroniques contenues dans le système d'excitation .figure 4-1 [Doc. MSL Rev.0 Mai 2009]

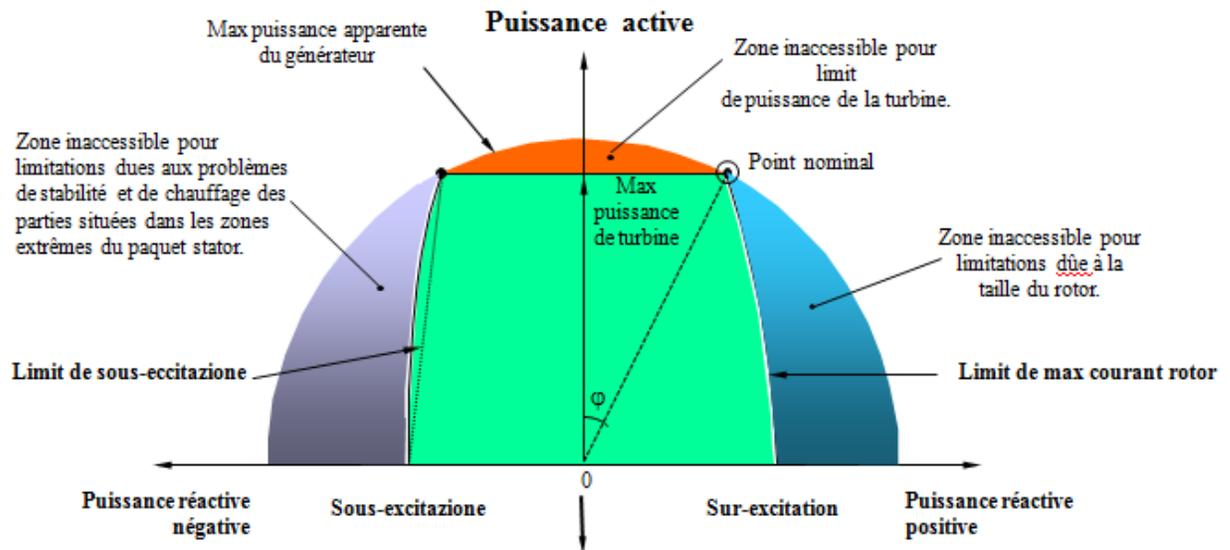
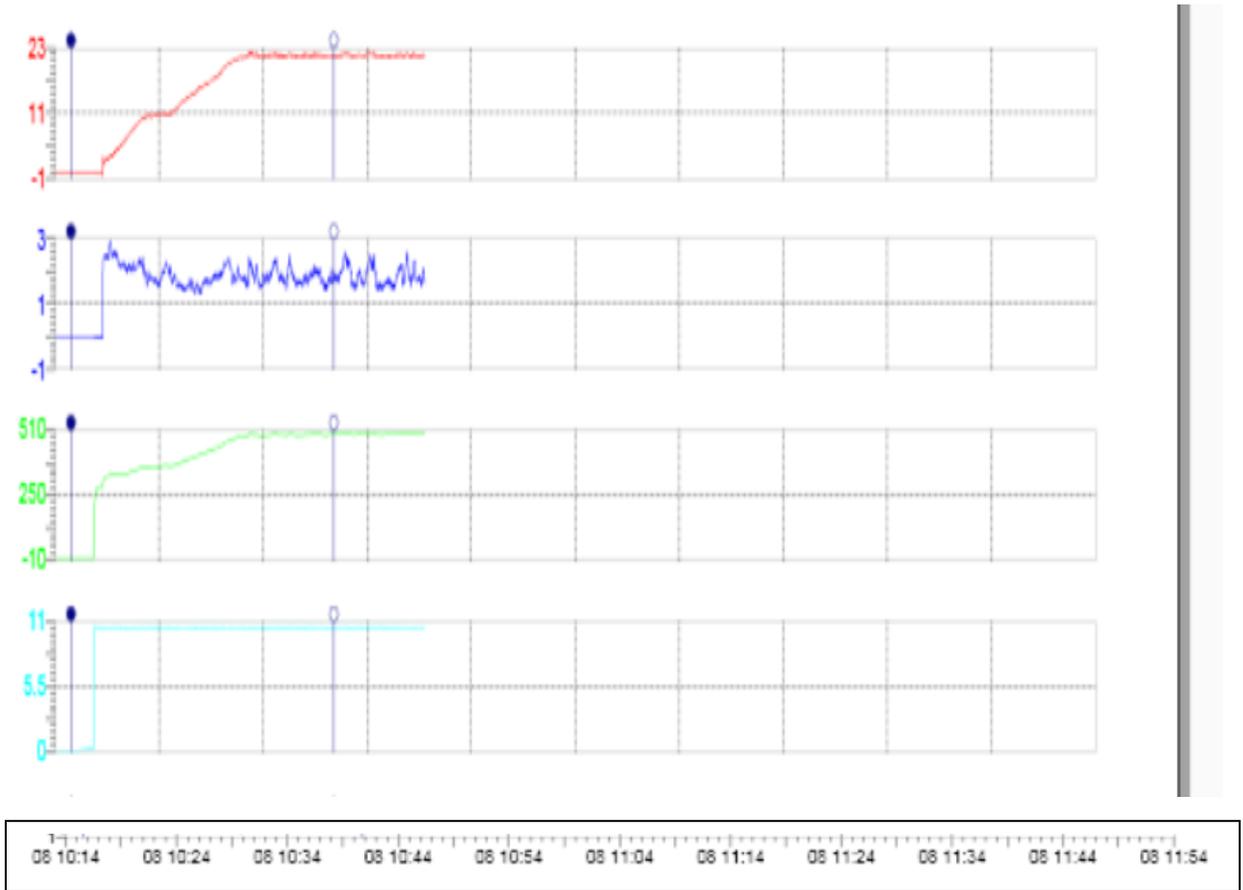


Figure 5.1 diagramme de capability générateur

La figure suivante présente l'image des paramètres essentiels de sortie alternateur, avant le couplage au réseau et après le couplage, durée de trente-cinq minutes, les paramètres sont : puissance active [MW], puissance réactive[MVAR], courant d'excitation(A), tension[KV]. Courant sortie [KA]

- Résultats des tests :



- PUISSANCE ACTIVE [MW]
- PUISSANCE REACTIVE [VAR]
- COURANT D'EXCITATION [A]
- TENSION GENERATEUR [V]

D'après les courbes de la figure 5.2 nous constatons que le moment du couplage groupe la charge (en rouge) s'augmente progressivement et lentement, (2.4 MW/min), mais la tension générateur (bleu claire) et le courant d'excitation augmentent rapidement, (5 sec) pour

atteindre la valeur 10.8 KV, finalement les grandeurs sont stables comme suit :la puissance active 23 MW, la puissance réactive entre 2 et 3 MVAR, courant d'excitation 510 A, la tension sortie générateur 11 KV.

5.3 Essai fonctionnement avec défaut :

L'illustration à côté représente, de manière simplifiée et du point de vue seul de la puissance réactive, le générateur G synchronisé avec le réseau national.

La réactance d'interconnexion X

permet l'échange de puissance

réactive entre le générateur et le réseau.

Dans l'instant du parallèle $V_a = V_r$ et il y n'a pas flux de courant réactif dans la réactance ($I = (V_a - V_r) / X \rightarrow I = 0 = Q$).

Si V_r reste constant et il change V_a , le courant réactif augmente.

Si $V_a > V_r$, I et Q vont de G vers le réseau (surexcitation).

Si $V_a < V_r$, I et Q vont du réseau vers le G (sous excitation).figure 5-3

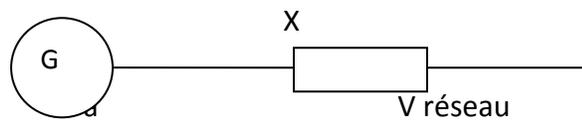


Figure 5-3 générateur sur réseau

- ✓ En surexcitation, donc, la v_a de G vers le réseau et il produit sur X une chute de tension avec signe + vers G.
- ✓ En sous excitation, par contre, la v_a du réseau vers G et il donne sur X une chute de tension avec le + vers le réseau.

Car i_a est toujours à 90° en retard sur ΔV_t , en surexcitation le diagramme vectoriel V_a - i_a dit que G "voit" une charge inductive, pendant qu'en sous excitation G "voit" par contre une charge de type capacitif (v. les images suivantes 1 et 2).figure 5-4

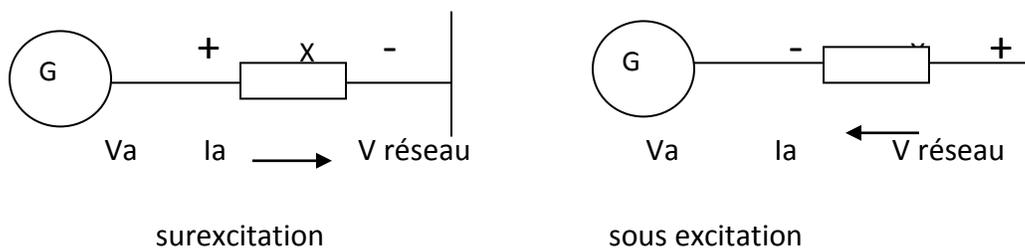


Figure 5-4 excitation générateur

5.3.1 Essai perte d'excitation :

Les résultats d'essai de perte d'excitation aux cours de fonctionnement du turbo-alternateur sont donnés sur la figure 5.5, à la charge de 5 MW.

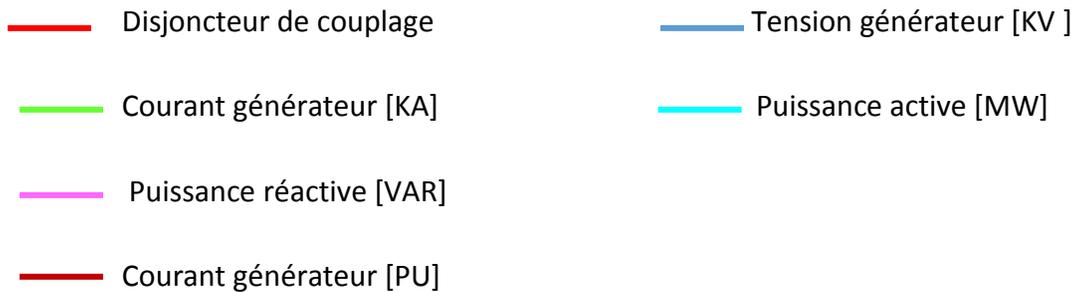
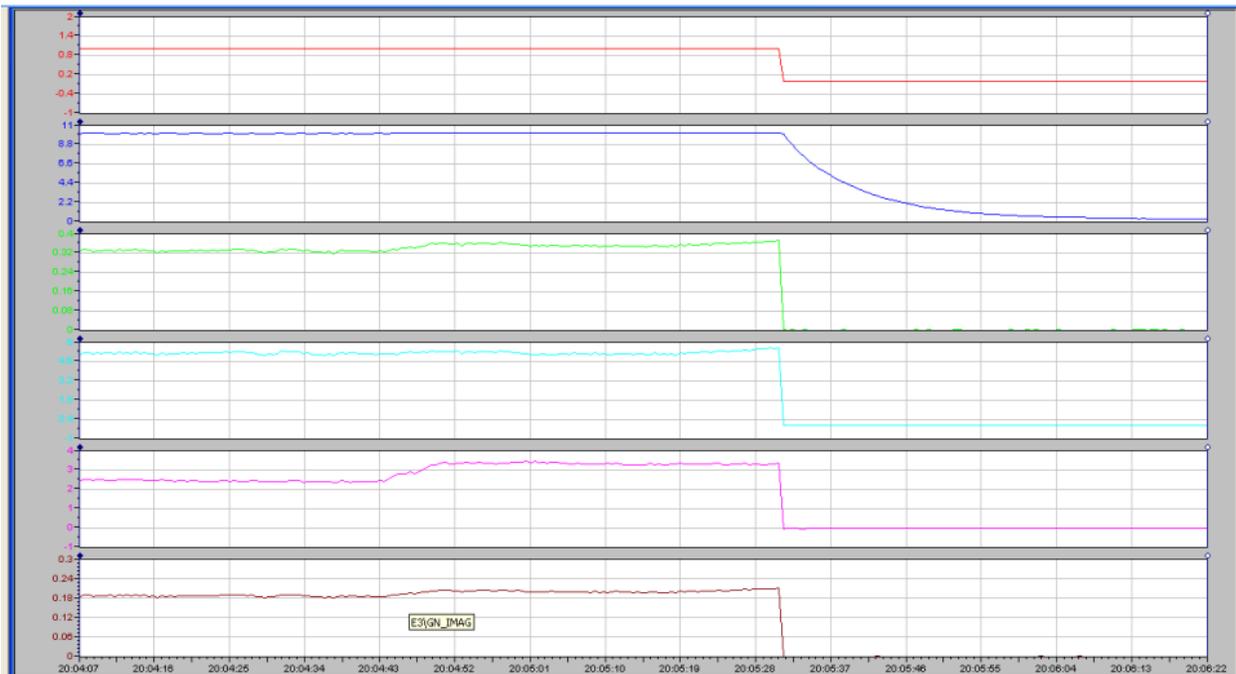


Figure 5.5. Résultat de l'essai « perte d'excitation ».

La désexcitation réduit la tension statorique du générateur à environ zéro (sauf l'effet du magnétisme restant).

Il a deux seuils d'amorçage, une plus haute comme protection contre les surtensions et une plus basse (environ à zéro) comme désexcitateur de champ.

En remarquant que le moment de perte d'excitation la protection intervient et ouvre le disjoncteur de couplage(en rouge), les puissances actives, réactives, la tension et le courant s'annulent. Nous pouvons dire que La protection est fonctionnelle.

5.3.2 Essai survitesse :

L'essai de survitesse est basé sur la réponse de régulation position vanne gaz GCV (vanne contrôle gaz) et la vanne régulatrice pression gaz SRV. Le système de contrôle contre la survitesse se compose par deux types de protection, système électronique (+10% de la vitesse nominale) et un système mécanique (+12% de la vitesse nominale).

donner des impulsions sur l'icône (augmenter, vitesse /charge) en suit la vitesse augmente progressivement et lentement en fonction des impulsions commandées, un paragraphe nous permet de suivre l'évolution de la vitesse et la comparer par apport au point de consigne de déclenchement .Lorsque la vitesse atteint le point de consigne de la turbine.

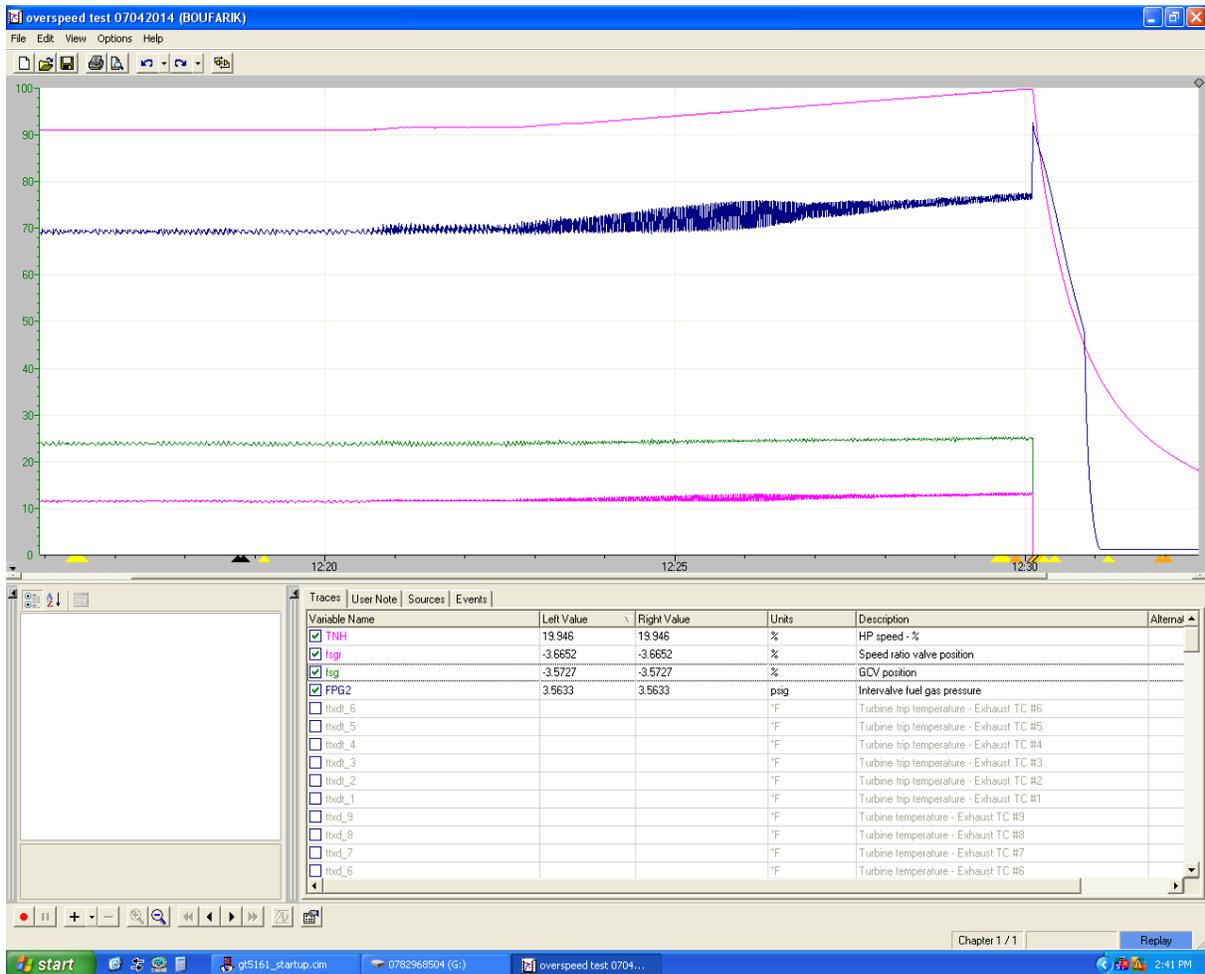


Figure5.6. Essai survitesse.

- le haut signal de la vitesse turbine.
- pression inter vanne gaz.
- bas signal de la vanne d'arrêt.
- position vanne gaz.

Les essais de survitesse ont été faites lorsque le groupe tourne à vide. Lorsque le groupe est couplé au réseau, sa vitesse suit la fréquence du réseau.

D'après la figure 5-7 si la pression de gaz augmente rapidement où la vitesse dépasse une certaine valeur (3300 tr/min), la protection donne l'ordre d'arrêter la turbine. D'après les différents tests, le système de protection donne les meilleurs résultats.

5.4 Simulation à l'aide d'un programme sous MATLAB :

- Les caractéristiques de l'alternateur utilisé en simulation :

GR	Pnom (Mva)	cosphi	Pn (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Vn (kv)	Ld		Lq	Lfd		Lfq	Lsd	Lsq	Tfdo (s)	Tsd0 (s)	Statisme Rp (%)
							unsat	sat		unsat	sat						
2	32	0.8	24.25	25.6	02	10.5	2.67	2.07	1.86 .3	0.22	0.16 5	1.86	11,5	12,6	13	0.027	4

Tableau.5 Les caractéristiques de l'alternateur

- Les valeurs de simulation :

```

U=10500;
s_base =32; % puissance de base (VA)
V_base= sqrt(2/3)*s_base ; % tension de base (V)
Z_base =U^2/s_base ; % impédance de base (Ohms )
I_base=V_base/U^2/s_base; % courant de base (A)
f=50 ; % fréquence de base (he rtz)
wn=2*pi*f ; % pulsation électrique de base
p=1 ; % Nombre de pa i res de pôl e
N=60*f/p; % vitesse de rotation
ws=2*pi*50 ;
g=0;
wr= 50*60
wm=1; % vitesse de synchronisme
% Paramètres de la machine (en pu )
r_a=0.003 %0.240058% résistance stratorique
    
```

```

r_D=0.0381987 ; % résistance de l ' amortisseur
r_Q=0.00175429 ; % résistance de l ' amortisseur
rh=1; %r a ; % résistance homopolaire
rf= 0.240058 ; % résistance de fuite
L_a=0.149; % réactance stratorique
LD=0.163013; % réactance de l ' amortisseur
LQ=0.00102778 ; % réactance de l ' amortisseur
Lh=1; réactance homopolaire
Ld=0.165;%réactance mutuel le à l'axe
Lq=0.165;% 1.714+0.149 réactance mutuelle à l'axe
Lkfl=-0.0081; % 0.069; %réactance
Lf=10500/(sqrt(3)*20000);%0.165%0.0295 ; % réactance
Lmd =2.311 ; % xd - x_a % réactance stratorique axe q
Lmq =1.714; %%%%%%%xq - x_a ;% réactances mutuelles
Lfd=0.173056;
    %mft le débit masse gaz
taux=0.1;
    gain=62.5;% le gain
    tauxc=1.3*10^-3;%le retard dépend de la vitesse du gaz
    Ta=210;%c°température compresseur
    Tc=25;%c° température ambiante
    Cp=470; %le coefficient de puissance thermique
    tauxcc=1.4*10^-3; %temps de retard compresseur
    Tcc=982;%C°température sortie chambre de combustion
    tauxT=0.294; %temps de retard combustion
    TT=315;%C° température sortie turbine
    omiga=3000*2*pi/60;%vitesse arbre rad/second
At= 1.8 ;
Tw = 0.1;
beta = 0.001;
Ka = 30; % teste gain statique du servomoteur
ta= 0.1; % teste de temps du servomoteur
gmin = 0.01 ;
gmax = 10 ;
Vgmin = 0.01 ;
Vgmax = 10;
Rp =0.8 ;
g0 =0.02 ;
G0 = At*g0;
H =0.05 ;
d = 1 ;
% Régulation de la vitesse
Wref= 1 ;
Pref= 0.6 ;
Pe =-0.35 ;
dref = 1 ; % mode de fonctionnement du régulateur
w0= 0.1;

```

Le schéma ci-dessous (Figure 5.7) représente les éléments d'un système d'excitation appliqué pour un alternateur turbine à gaz 32MVA.

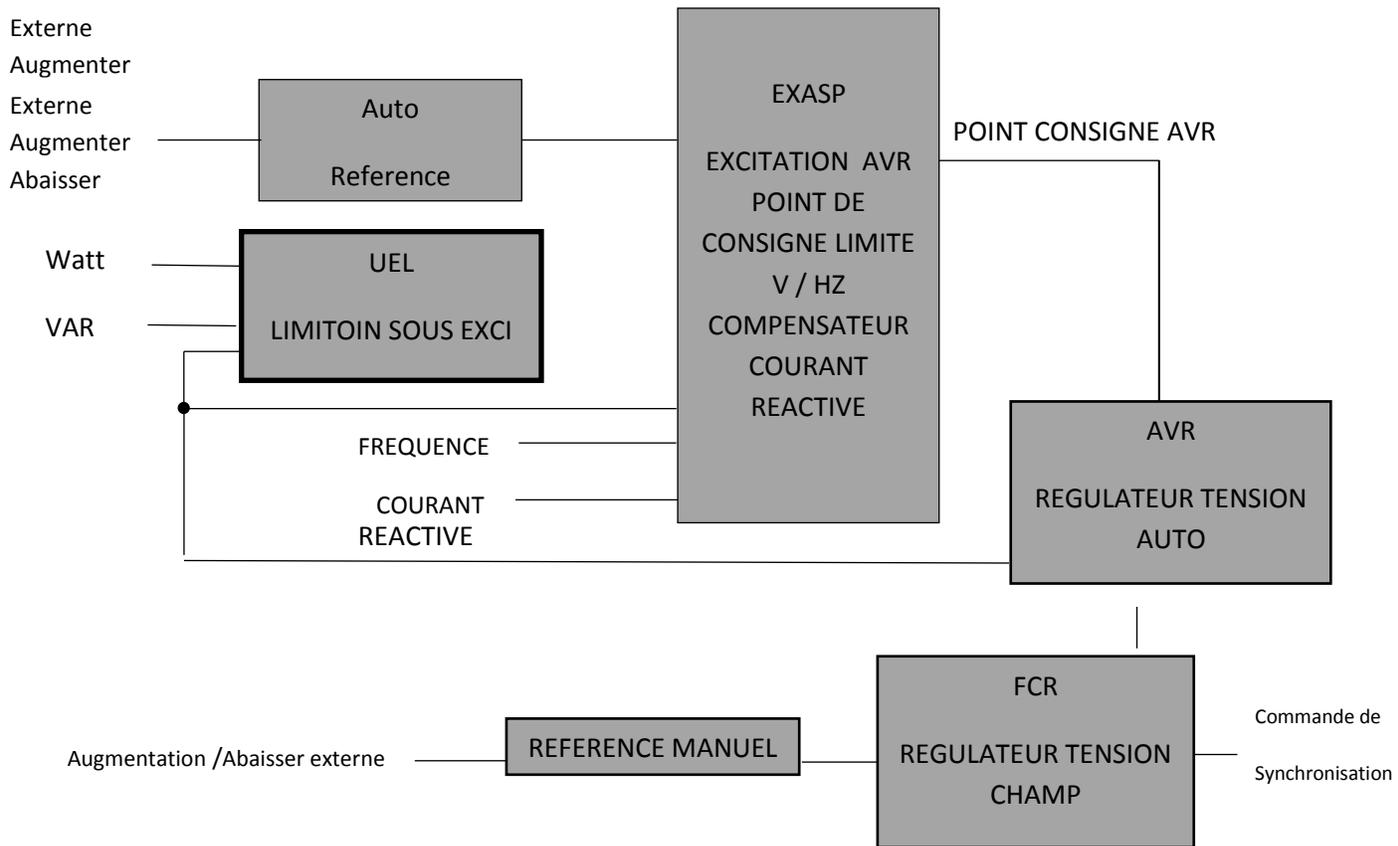


Figure 5.7. Schéma fonctionnel du système d'excitation d'une génératrice synchrone [12]

5.4.1 Simulation sans défaut :

Dans notre travail, il s'agit en partie de réaliser un contrôle des grandeurs de sortie de l'alternateur. Cela nous introduit à une étape importante dans notre travail, qui consiste en la simulation de fonctionnement en régime stable d'un turbo-alternateur et en régime perturbé.

les groupes TG être capables à délivrer plus MW que les MW nominaux (ex. pour les TG pour basses températures ambiances). Dans ces cas, pour maintenir le $\cos\phi$ nominal, on excède le "capability" (point B de l'illustration) et on risque de compromettre l'intégrité soit du rotor (on excède le point C) que du stator (on excède le point D).

La limite de max courant statorique a le but de réduire le courant d'excitation, et donc la puissance réactive échangée, jusqu'au point, en base à ces MW extras, que le groupe soit

reporté sur le point de travail D du "capability" (de cette manière ils viennent protégés soit le rotor que le stator). Figure 5-8

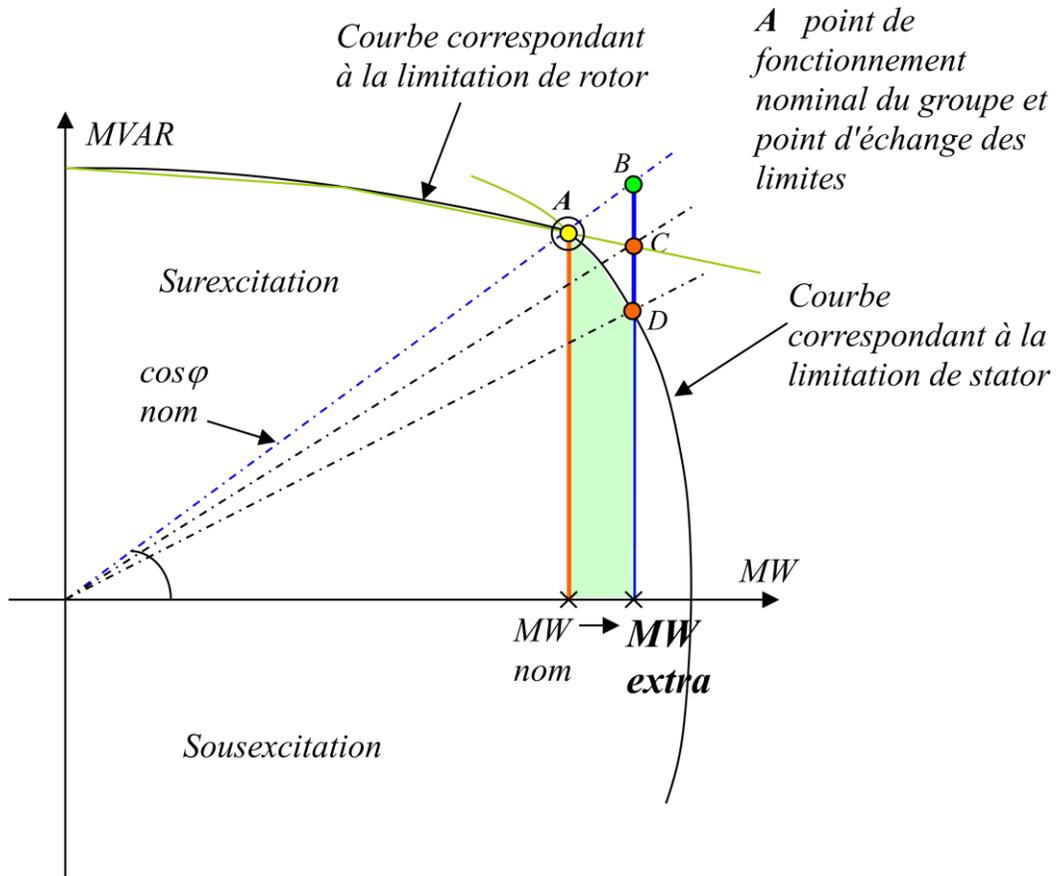


Figure 5.8 Diagramme de capability générateur TG [18]

- Résultats de simulation sous un programme MATLAB

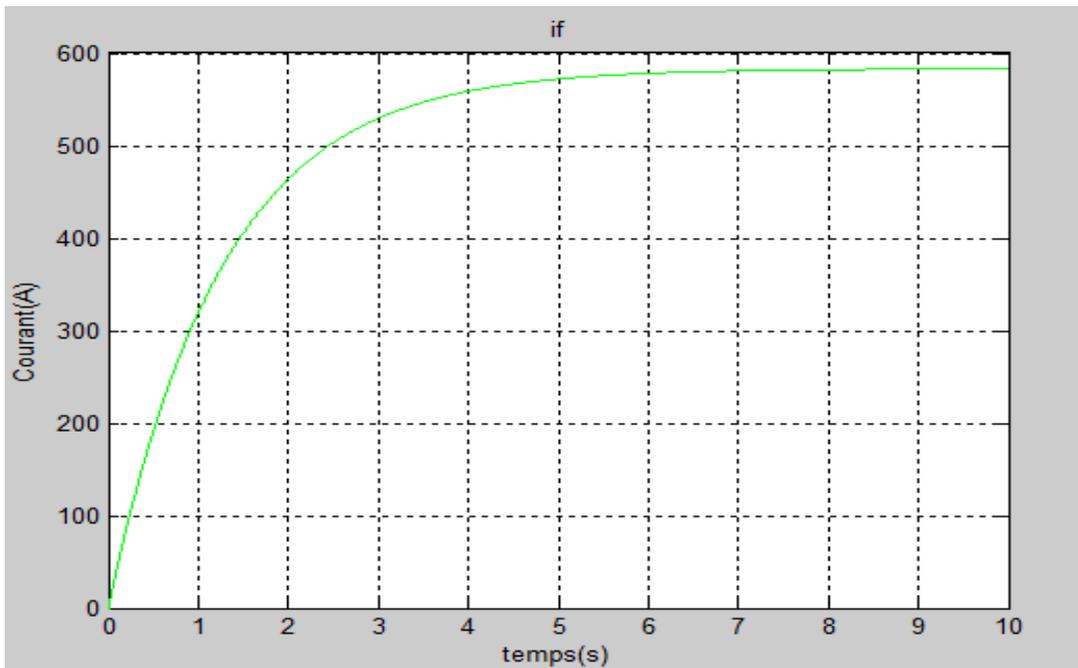


Figure 5.9. Courant d'excitation.

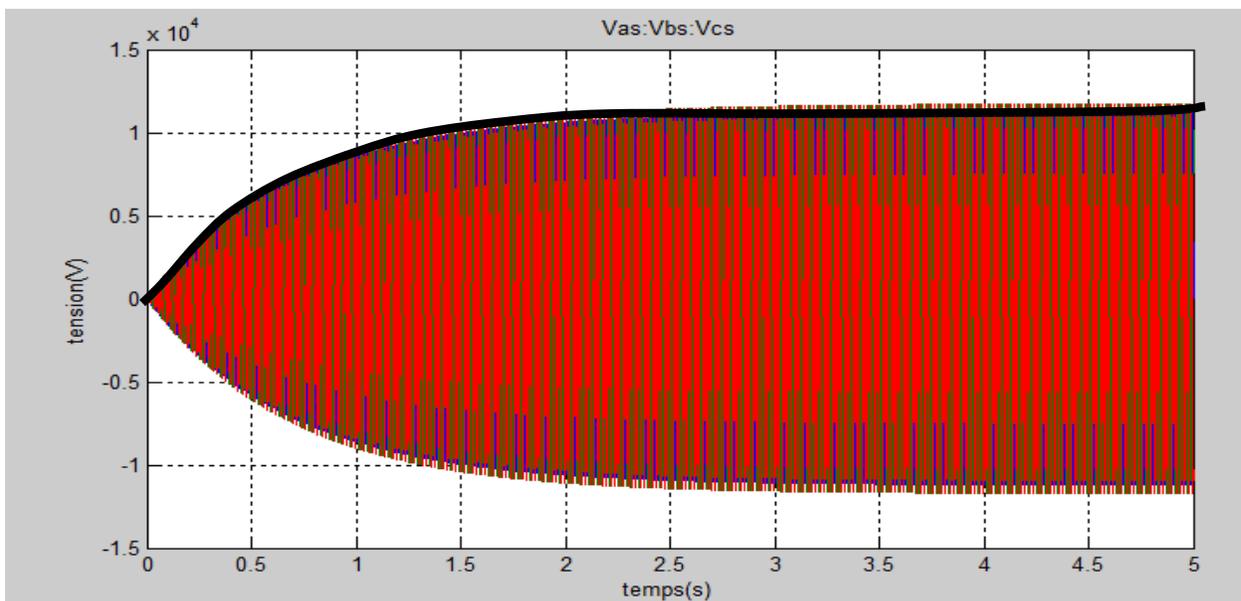


Figure 5.10. Tensions stator.

La figure 5.9 et la figure 5.10 présentent le courant d'excitation et l'amorçage de la tension.

Le paramètre courant d'excitation qui donne l'image de la réponse du régulateur automatique.

Nous constatons que l'augmentation et la stabilisation de tension suit l'augmentation et la stabilisation du courant d'excitation.

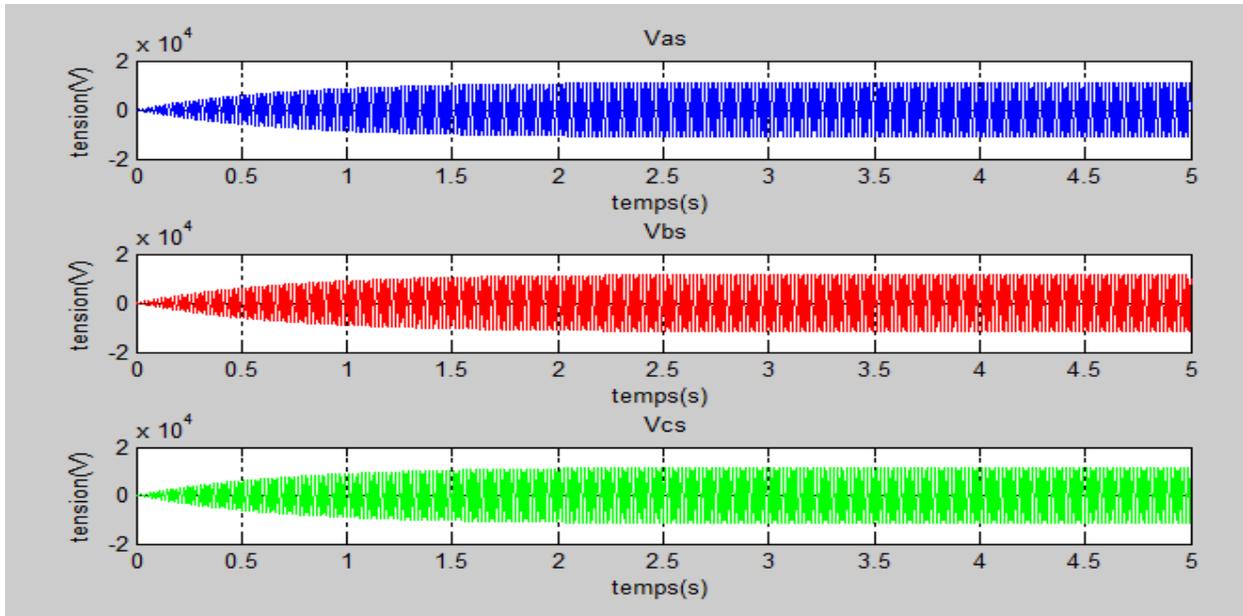


Figure 5.11. Tension de sortie de chaque phase.

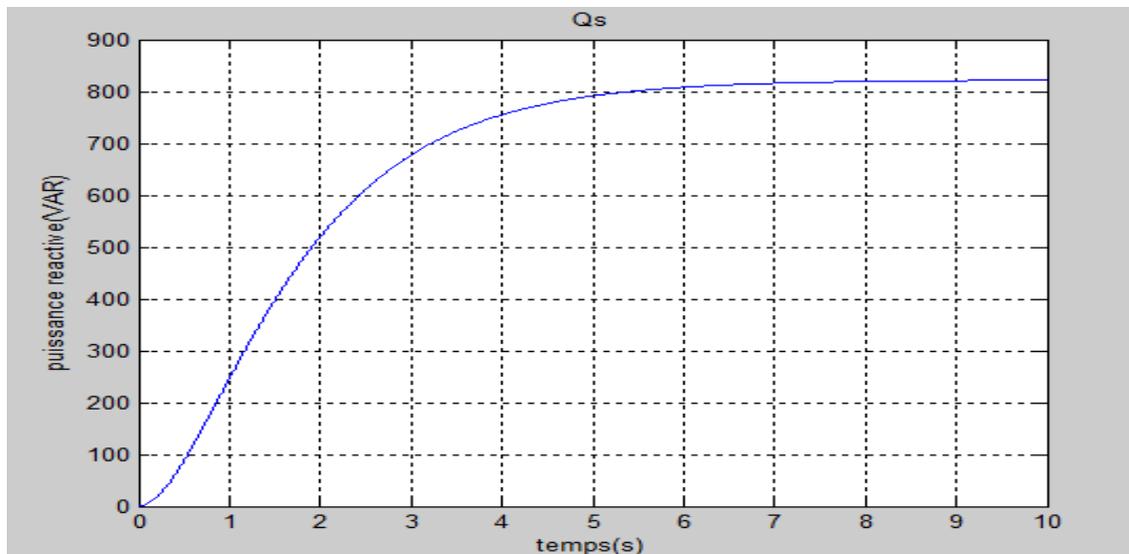


Figure 5.12. Puissance réactive.

Figure 5.12- présente l'image de la puissance réactive dans la durée de dix seconde après le couplage du groupe au réseau.

La régulation de la puissance réactive Q se réalise à travers l'anneau de régulation de la tension statorique, par qui, en contrôlant le courant d'excitation (et donc la tension intérieure de machine E_i), on va changer justement la puissance réactive qui le générateur échange avec la charge (comme déjà vu précédemment).

Avec ce type de régulation, elle est maintenue constante en maintenant constant la dénivellation entre la tension intérieure E_i et la tension de réseau $V_{\text{réseau}}$.

En pratique il se constitue un anneau de régulation en qui est comparé la référence de Q avec la puissance réactive réelle actuellement délivrée par la machine : l'erreur éventuelle corrige la référence de l'anneau de tension pour faire modifier l' E_i de manière à faire produire au générateur une $Q = E_i - V_{\text{réseau}}$ égale à la référence Q choisie.

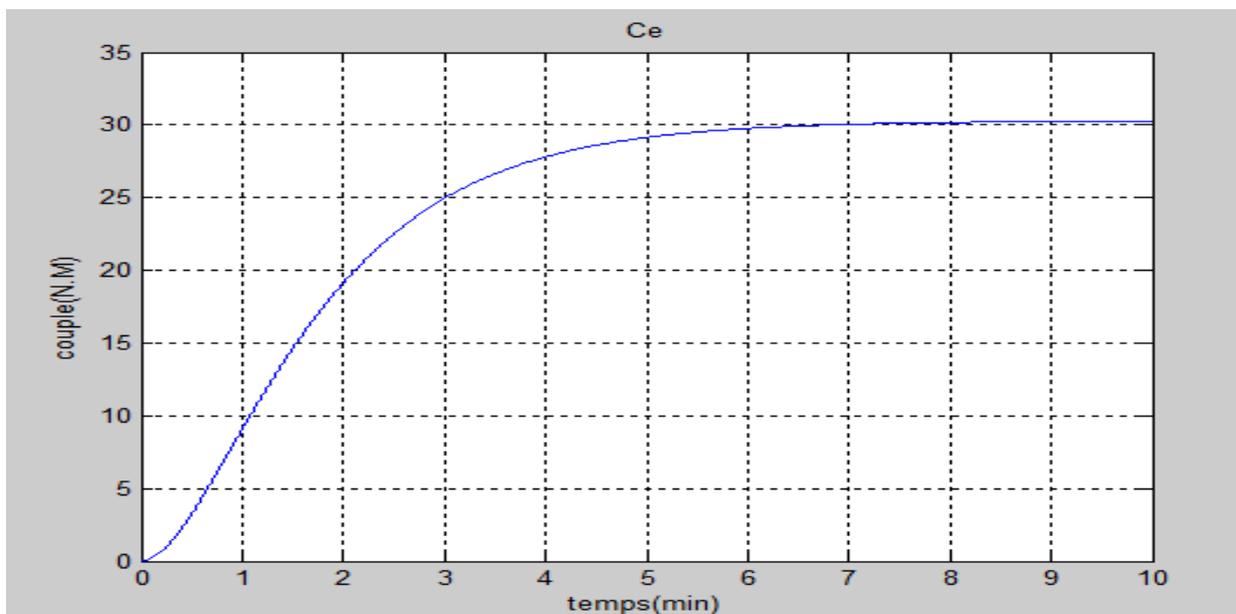


Figure 5.13. Couple alternateur.

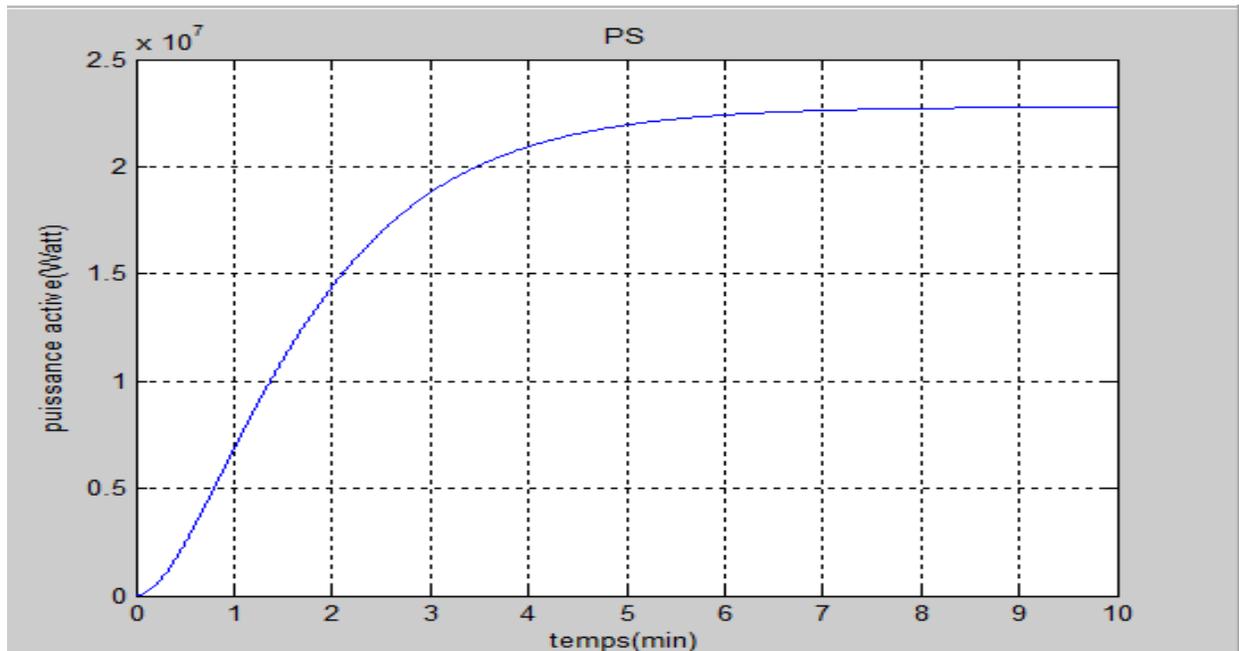


Figure 5.14. Puissance active.

D'après la figure 5.13 et figur5.14 Lorsque l'on fournit un couple mécanique au rotor d'une machine, le stator fournira au réseau auquel il est raccordé une énergie électrique Si le groupe doit fournir au réseau forts quantité d'énergie, la turbine doit produire hauts couples motrices à l'axe.

Mais ces hauts couples, appliqués au rotor, ils permettent de "traîner" l'aimant statorique seulement si le flux en machine est très "robuste" (la liaison entre rotor et stator doit être très "solide" pour ne pas être "arrachée").

Figure 5.14 présente de la puissance active dans les dix minutes après couplage groupe au réseau, se stabilise à la valeur de 20,5 MW.

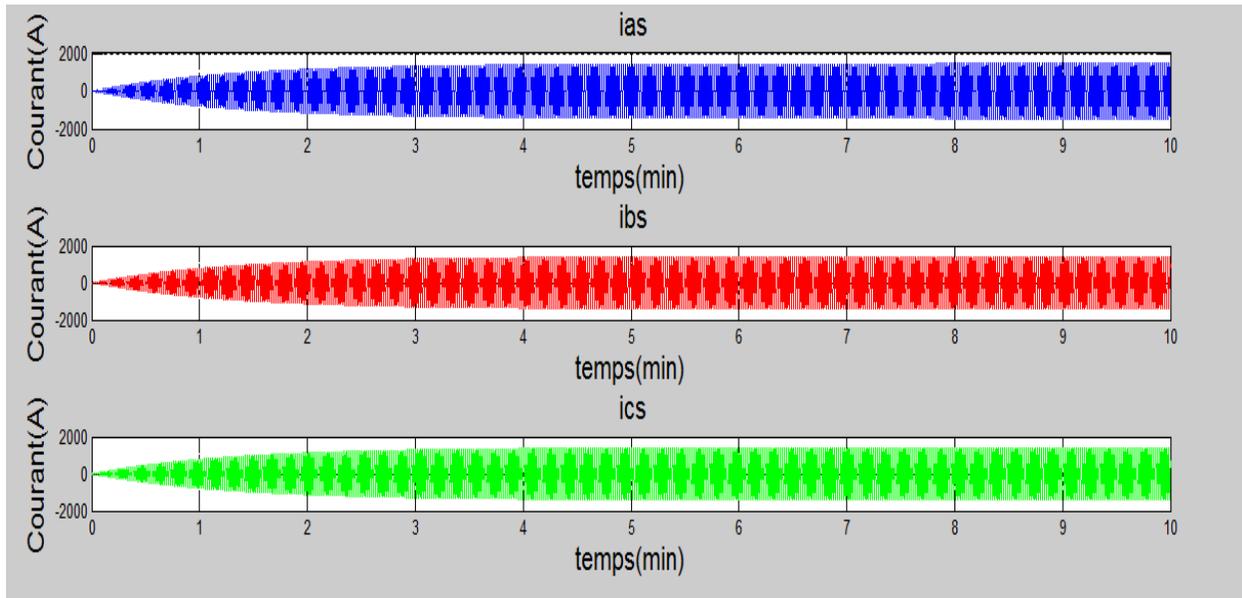


Figure 5.15. Courants de sortie générateur de chaque phase.

D'après les résultats des essais figure 5.2 et les résultats de simulation sans défaut figure5.9, figure5.10, figure5.11, figure5.12, figure5.13 figure-5.14, figure-5.15 nous déduisons :

Pour toutes les machines d'une même catégorie, l'observation des grandeurs sont des indicateurs de l'état de la machine : si nous observons une évolution de ces grandeurs, ou si elles sont différentes sur une seule machine de la catégorie, alors il s'est probablement produit un défaut.

5.4.2 Simulation avec défaut de perte d'excitation :

La simulation a pour but de tester la régulation et la réponse de la protection afin de stabiliser le réseau électrique et d'éviter les incidents du groupe.

en réduisant le courant d'excitation, la capacité de fournir énergie en réseau se réduit en correspondance car le flux en machine est faible.

Dans ces conditions il est dangereux d'avoir couples motrices forts sur l'arbre parce qu'il devient facile "arracher" la liaison magnétique entre rotor et stator (nous sommes en sous excitation). la limitation en sous excitation est pour protéger le générateur d'empiètements

de la zone du "capability" risqués pour la stabilité du groupe et pour l'intégrité de parties terminales du stator figure 5-17 [Doc. MSL Rev.0 Mai 2009]

Courbe d'intervention de la limite en sousexcitation

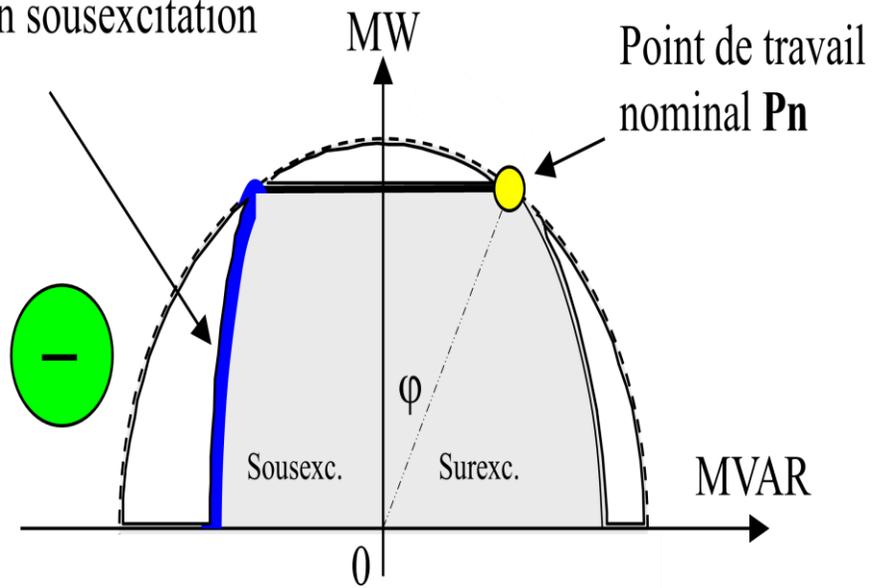


Figure 5-16 diagramme de capability limitation de l'excitation

- Résultats de simulation sous un programme MATLAB

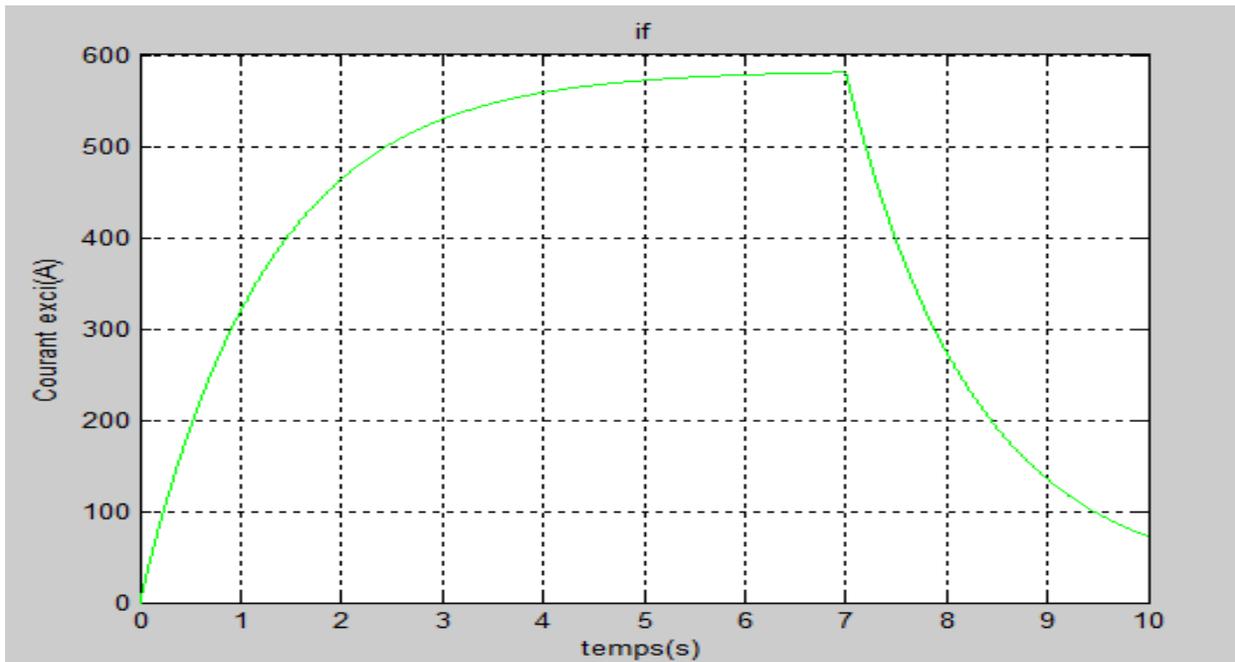


Figure 5.17. Courant d'excitation. (Perte excitation)

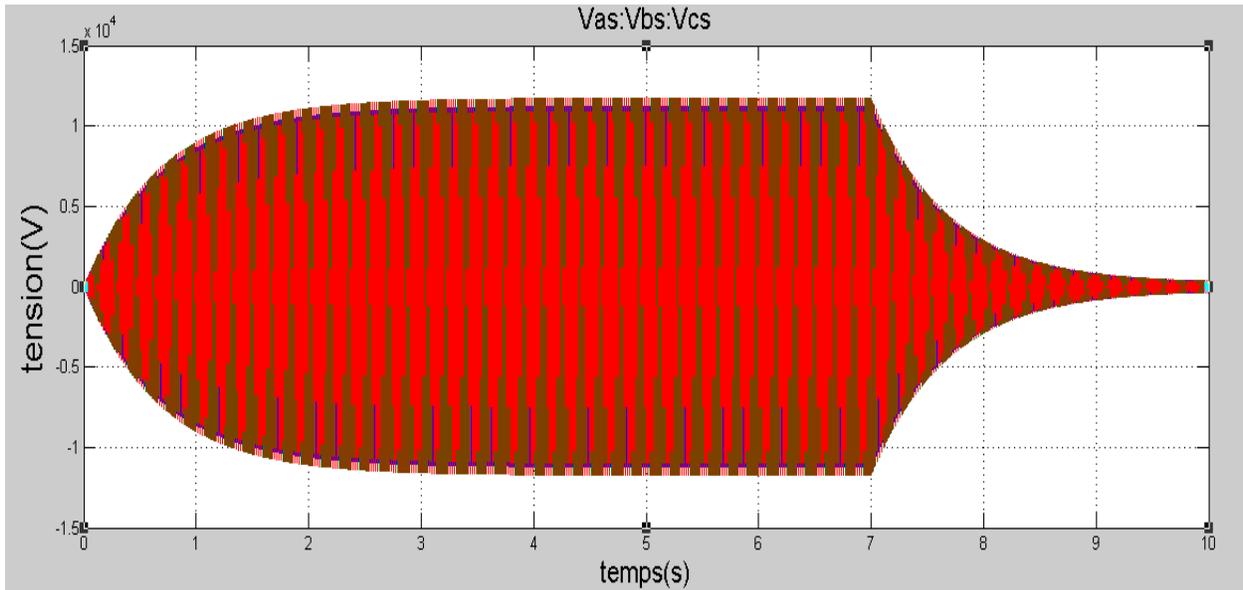


Figure 5.18. Tensions défaut perte d'excitation.

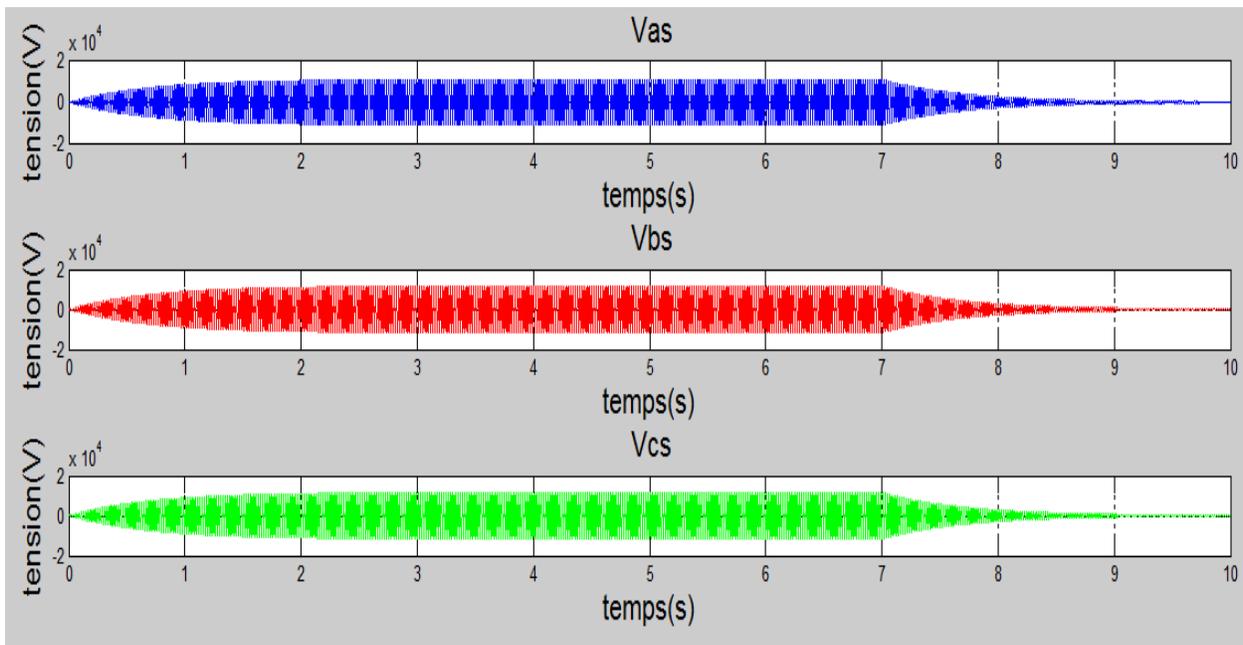


Figure 5.19 Tension de chaque phase. (Perte d'excitation).

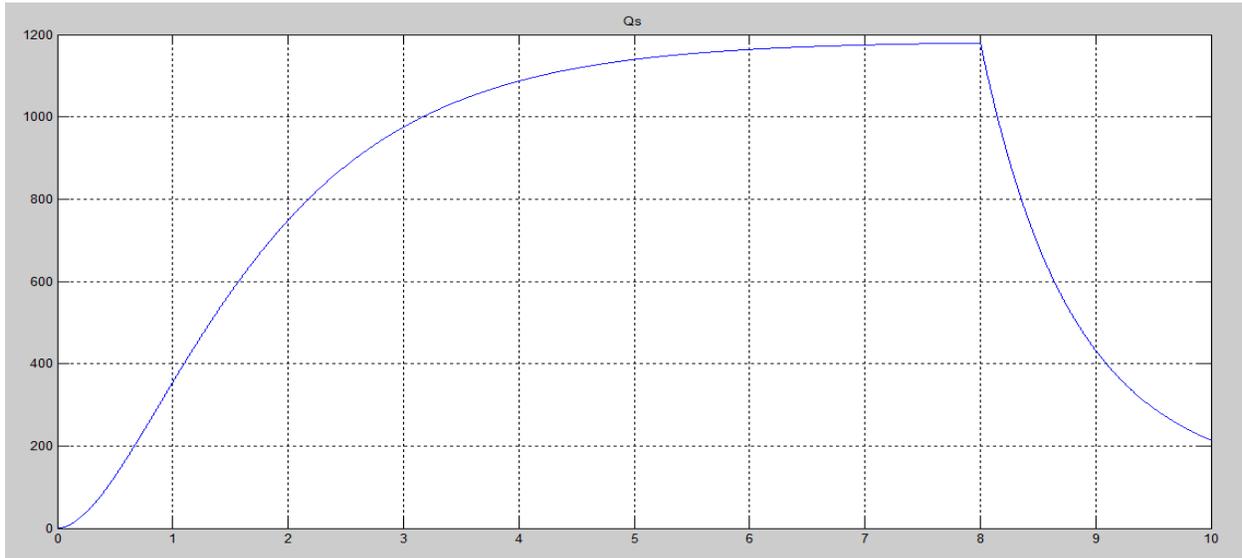


Figure 5.20. Puissance réactive (perte d'excitation).
La puissance réactive de chaque alternateur est fonction du courant d'excitation de l'alternateur,

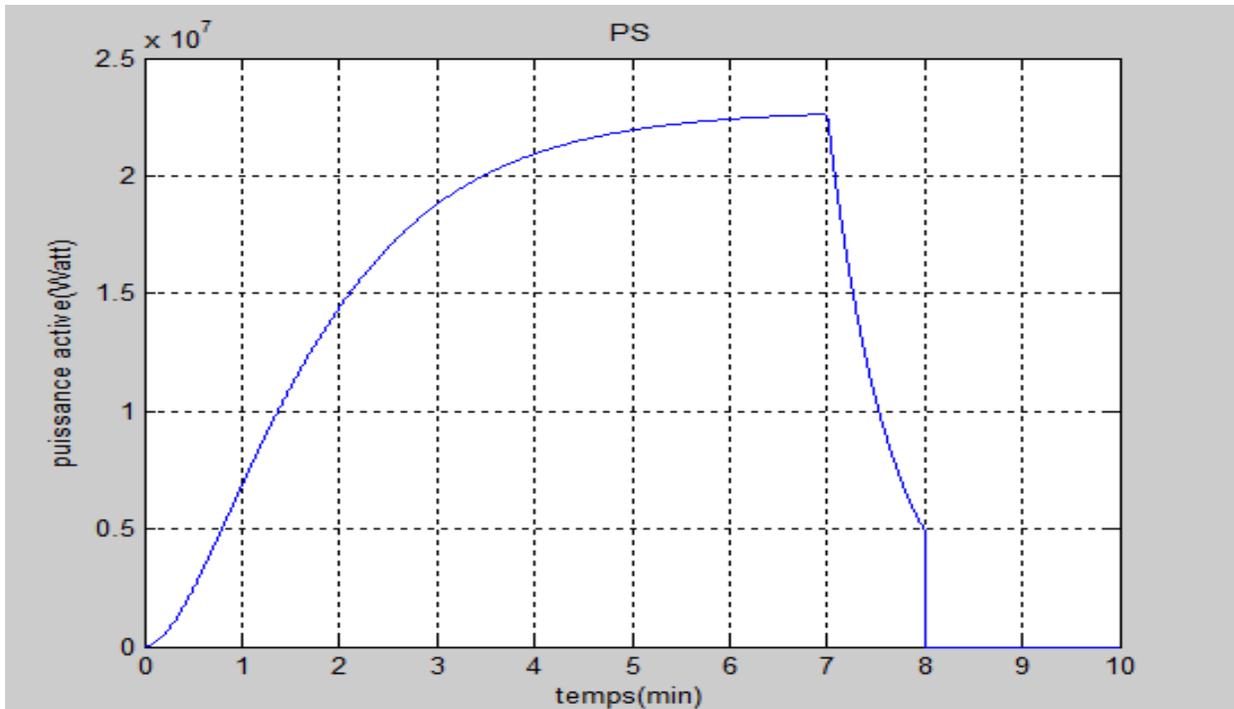


Figure 5.21. Puissance active. (Perte d'excitation)

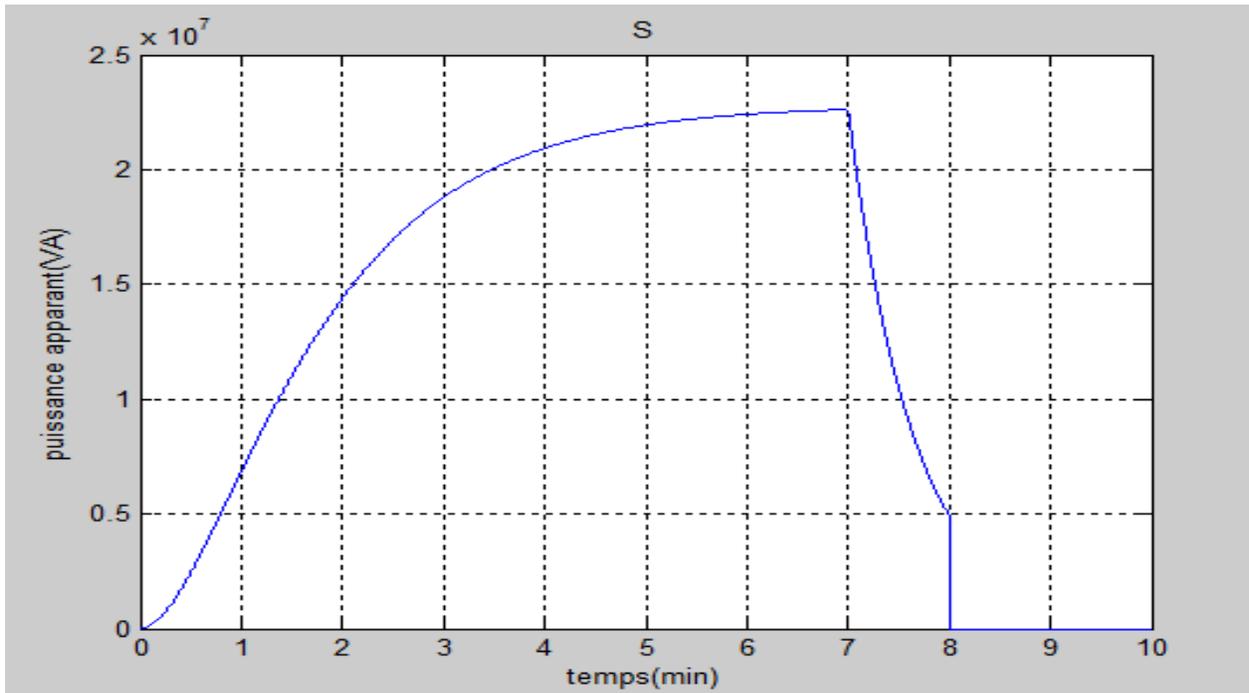


Figure 5.22. Puissance apparente.

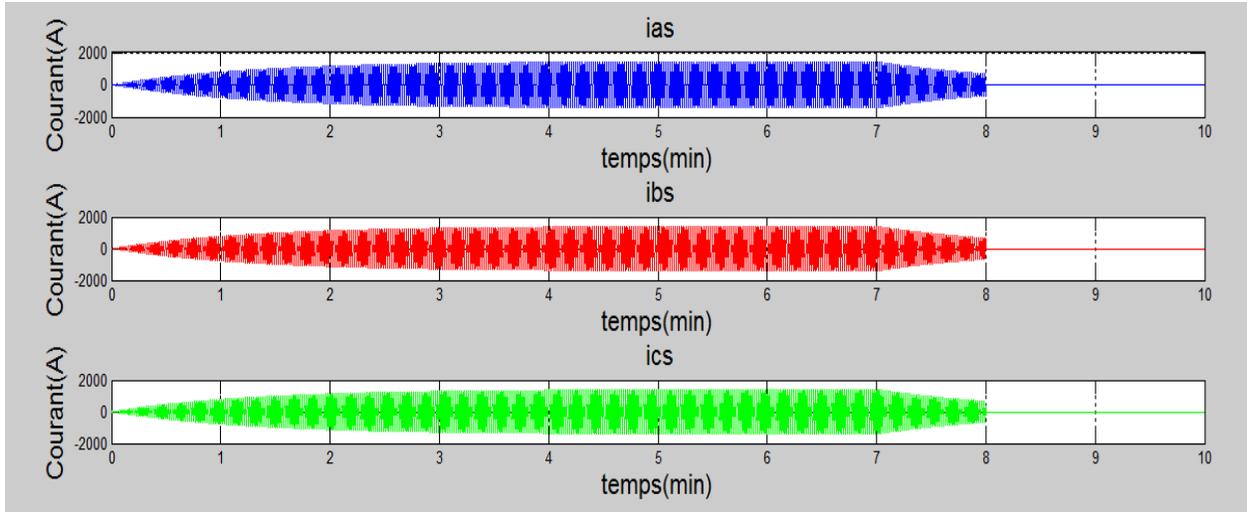


Figure 5.23. Courant de chaque phase.

5.4.3-Simulation avec défaut surexcitation :

La tension nominale du groupe est 10.5 KV, la protection déclenche le disjoncteur de couplage lorsque la tension atteint la valeur de 12.8 KV.

Si le groupe doit fournir au réseau forte quantité d'énergie, la turbine doit produire hauts couples motrices à l'axe.

Mais ces hauts couples, appliqués au rotor, ils permettent de "traîner" l'aimant statorique seulement si le flux en machine est très "robuste" (la liaison entre rotor et stator doit être très "solide" pour ne pas être "arrachée").

Flux forts signifient hautes intensités de courants d'excitation dans le rotor ; c'est la condition nommée de surexcitation.

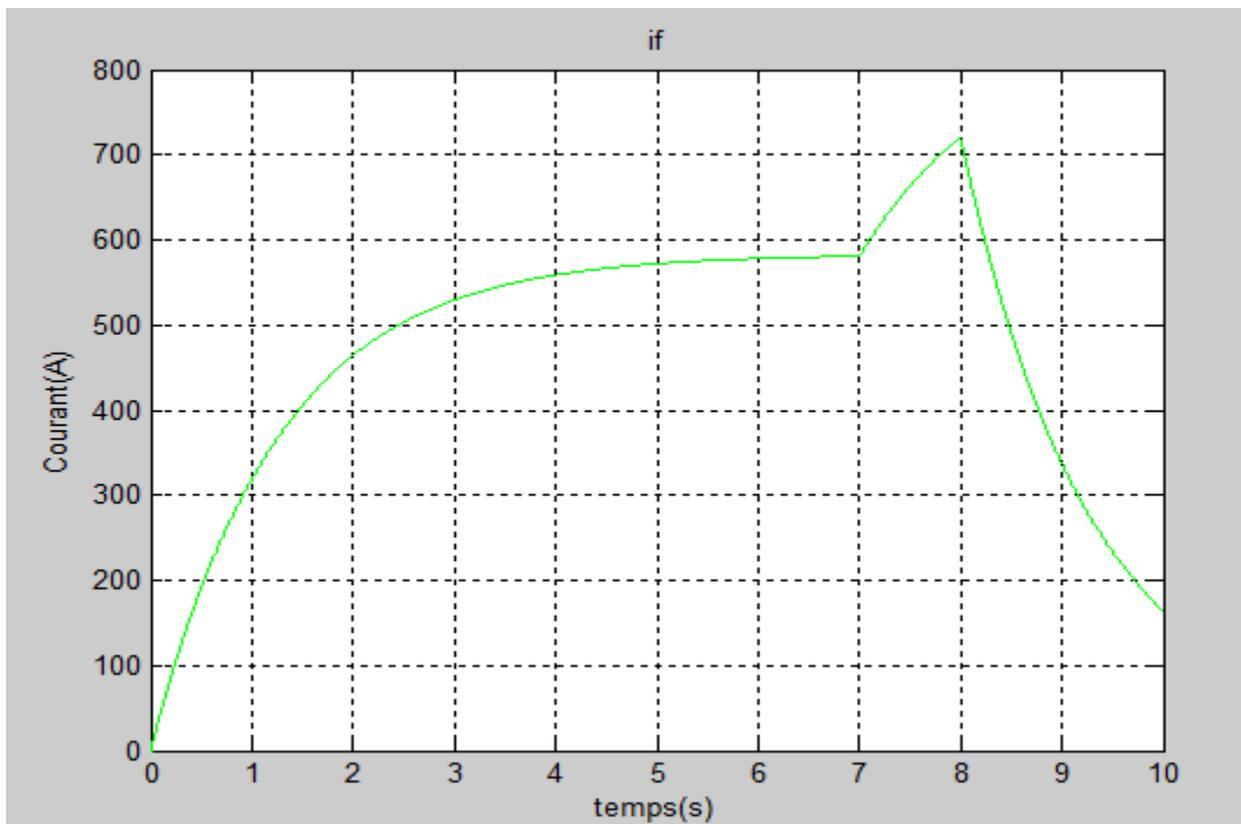


Figure 5.24. Courant d'excitation. (Surexcitation).

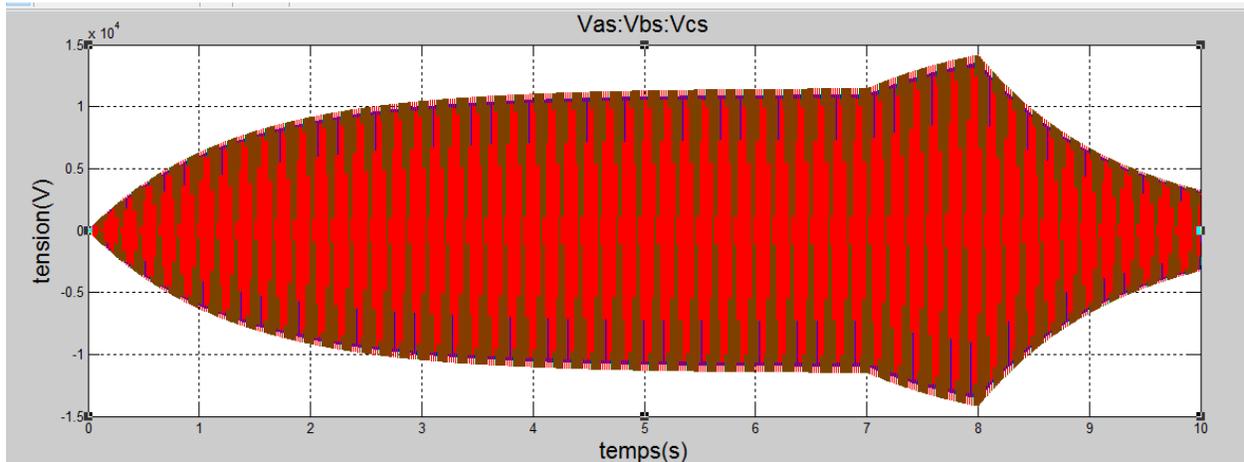


Figure 5.25. Tension sortie générateur. (Surexcitation).

Une augmentation de l'induction de travail de la machine provoquée par une surtension et/ou un minimum de fréquence entraîne une augmentation du courant magnétisant qui peut entraîner un échauffement préjudiciable. Aussi le constructeur de la machine définit les temps de surexcitation admissible en fonction de la valeur U / F en donnant une courbe pour l'état froid de la machine et une courbe pour la machine en charge. La tension nominale ne doit pas dépasser 12.8 KV figure(5.25)

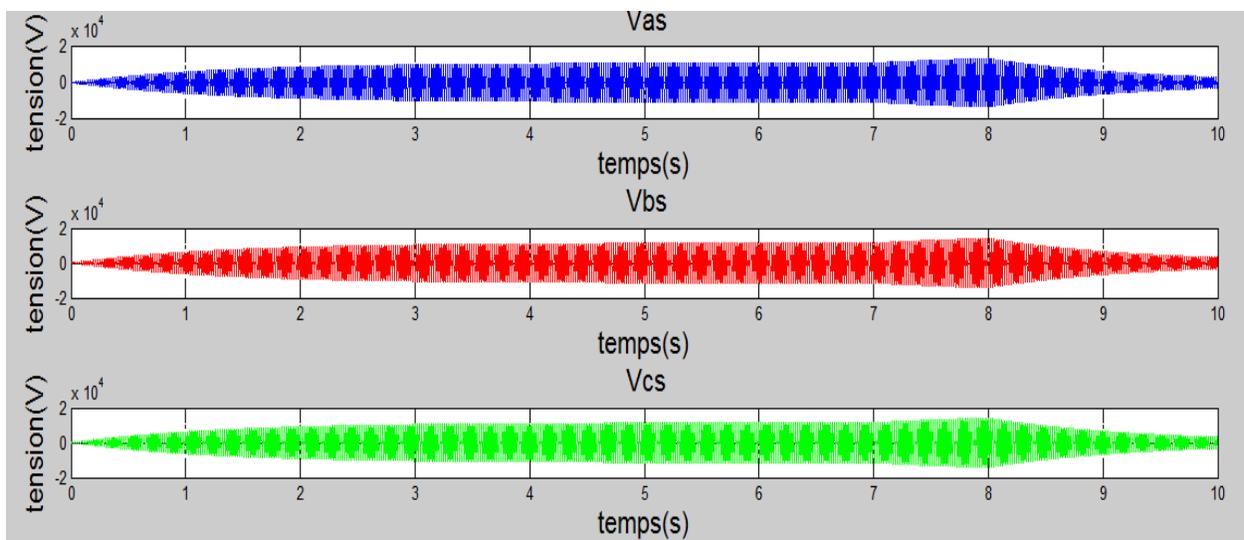


Figure 5.26 Tensions de sortie génératrice de chaque phase. (Surexcitation)

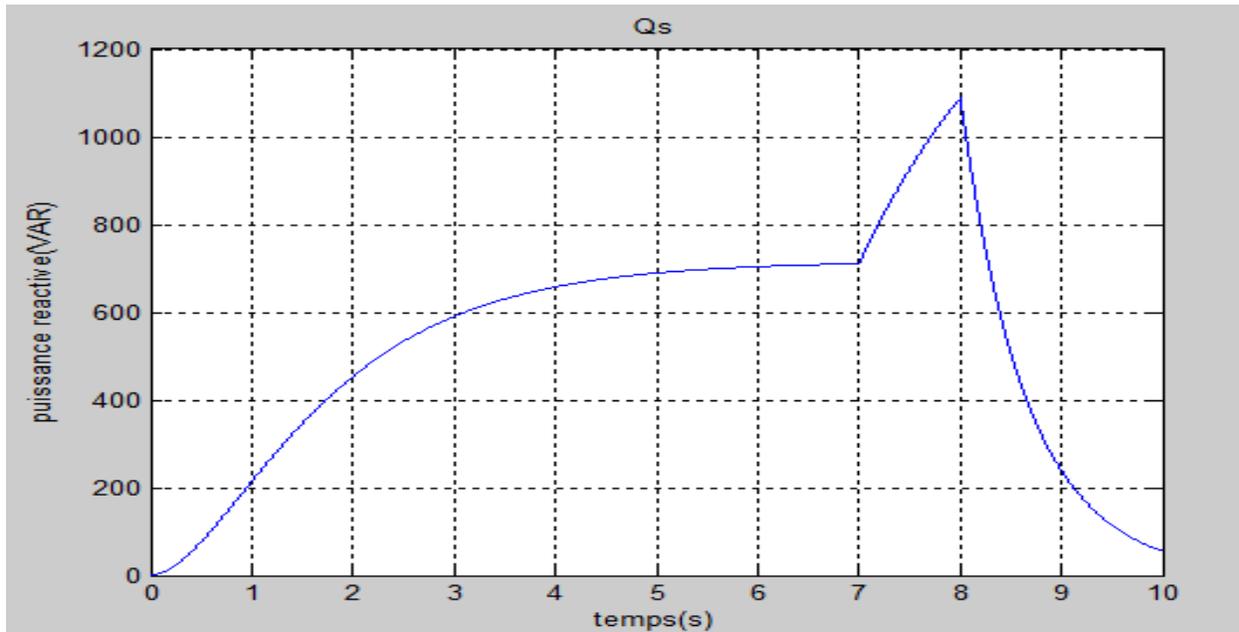


Figure 5.27. Puissance réactive.

La tension de sortie générateur ainsi que la puissance réactive suivent parfaitement le courant d'excitation.

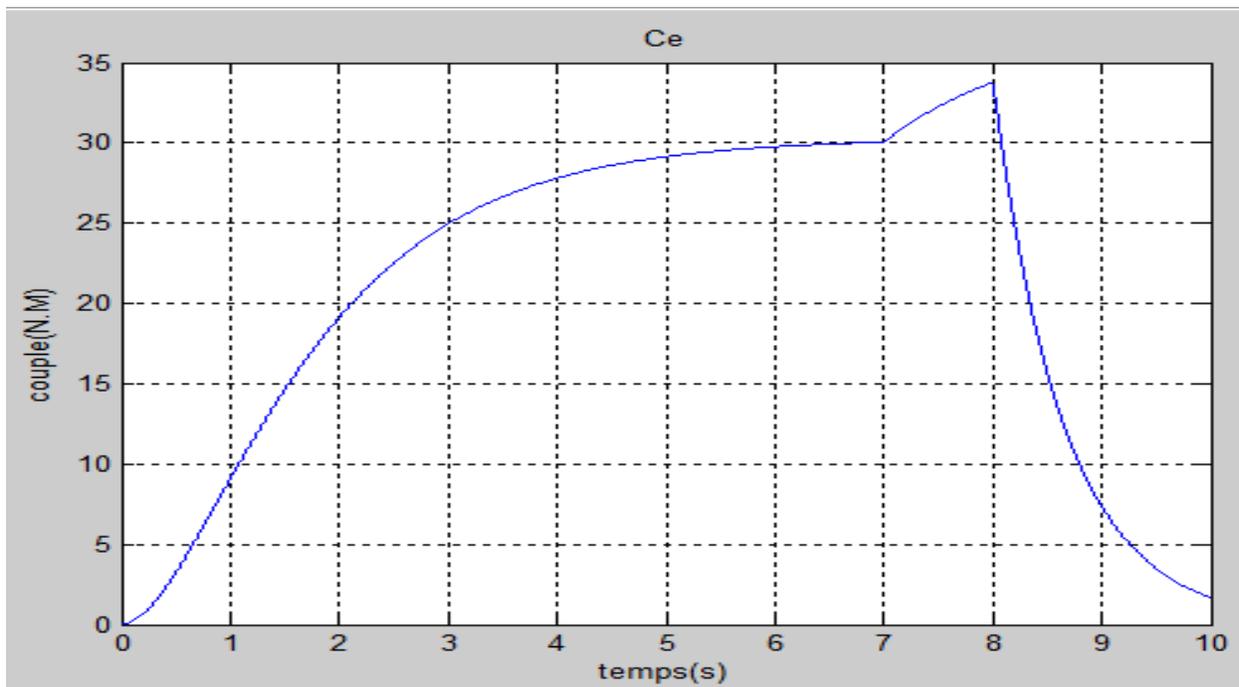


Figure 5.28 Couple alternateur (surexcitation).

Pendant un défaut robuste et voisin sur le réseau ,augmente en correspondance .Le flux électromagnétique en machine [\emptyset total = \emptyset rotor – \emptyset stator] se réduit beaucoup immédiatement ,donc la liaison entre rotor et stator devient très faible et le couple mécanique de la turbine, encore fort parce que plus lente à se réduire, il peut causer la "déchirure" de la connexion électromagnétique trop faible et il peut provoquer la soi-disant "perte de pas". Figure (5.28)

Parfois cette dernière est évitée, si le temps du court circuit est tant bref que la rapide augmentation du courant d'excitation

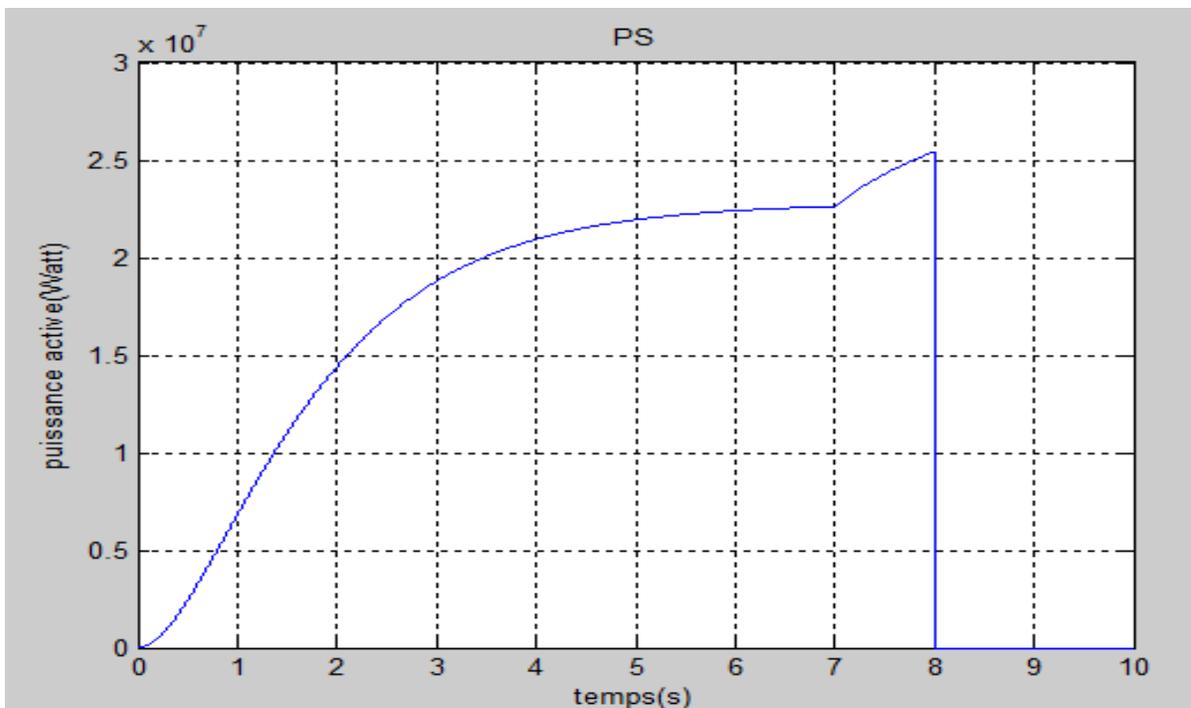


Figure5.29. Puissance active (surexcitation).

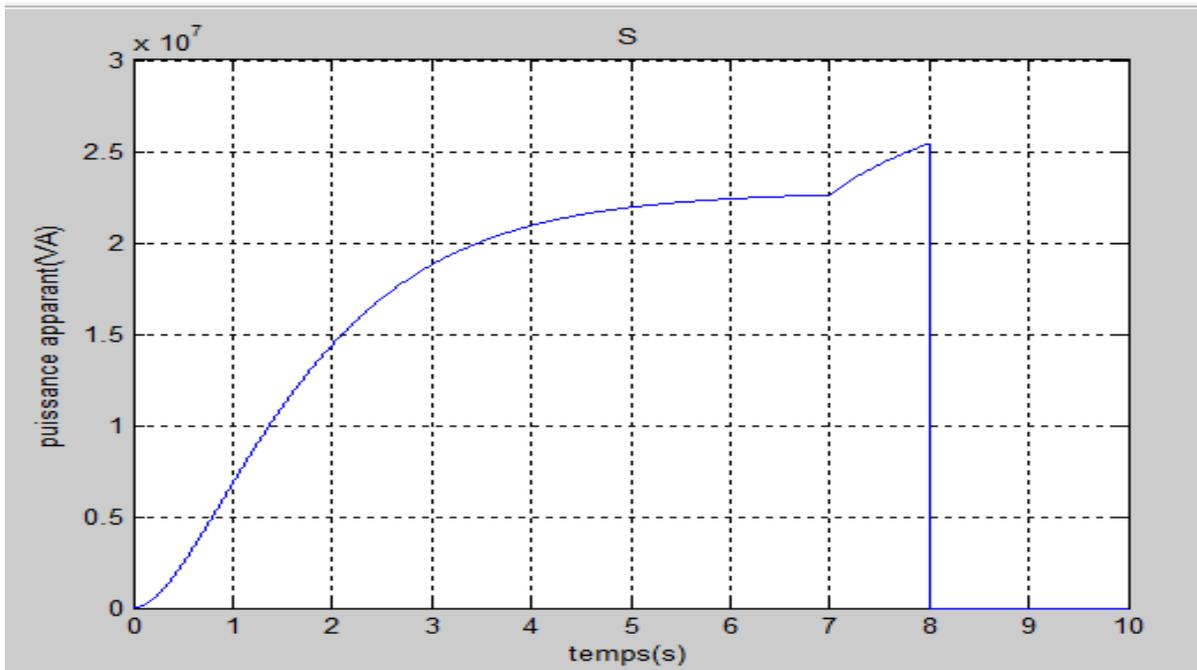


Figure 5.30. puissance active (surexcitation).

5.4.4-Simulation avec défaut sur fréquence :

- La fréquence est liée à la vitesse du turbo-alternateur par la relation :

$$f = PN/60 \dots\dots\dots(5.1)$$

f : fréquence en hertz (Hz)

P : nombre de paires de pôles du rotor

N : vitesse en tours minute

- En Algérie, la fréquence des réseaux est unifiée à 50 périodes par seconde Hz. Ainsi, un alternateur tournant à 3.000 tr/mn aura 2 pôles (1 paire).

•La fréquence étant proportionnelle à la vitesse, un réglage de fréquence conduit toujours à un réglage de vitesse. Ce réglage de vitesse est obtenu par action sur la turbine d'entraînement de l'alternateur par l'intermédiaire d'un régulateur.

- La puissance du turbo-alternateur, pour une pression et une température constante de la vapeur à l'admission de la turbine, dépend du débit de vapeur dans la turbine.

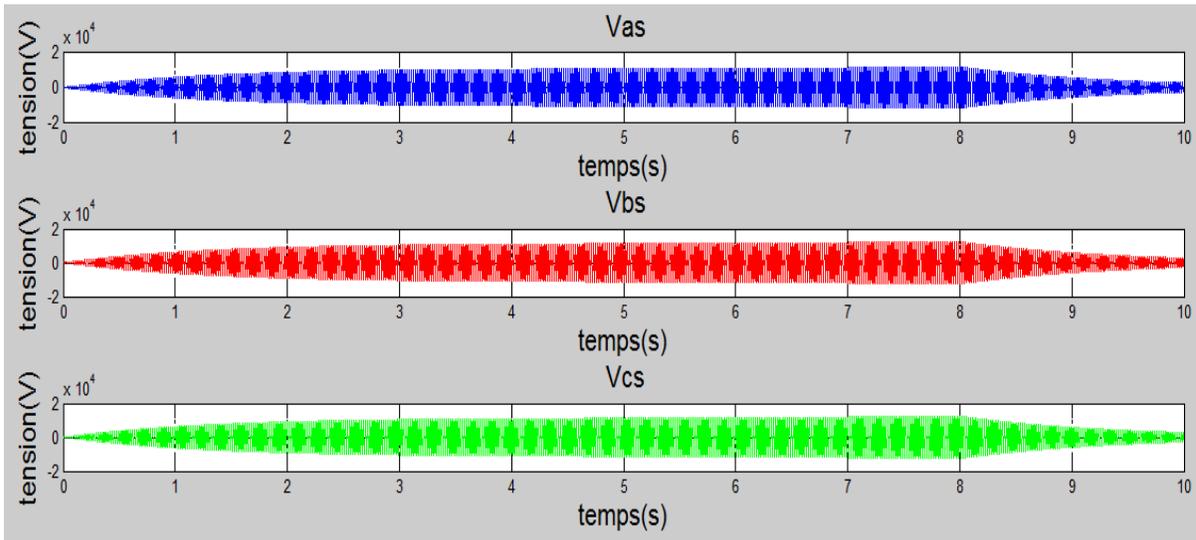


Figure 5.31. Tensions sortie alternateur chaque phase (sur fréquence).

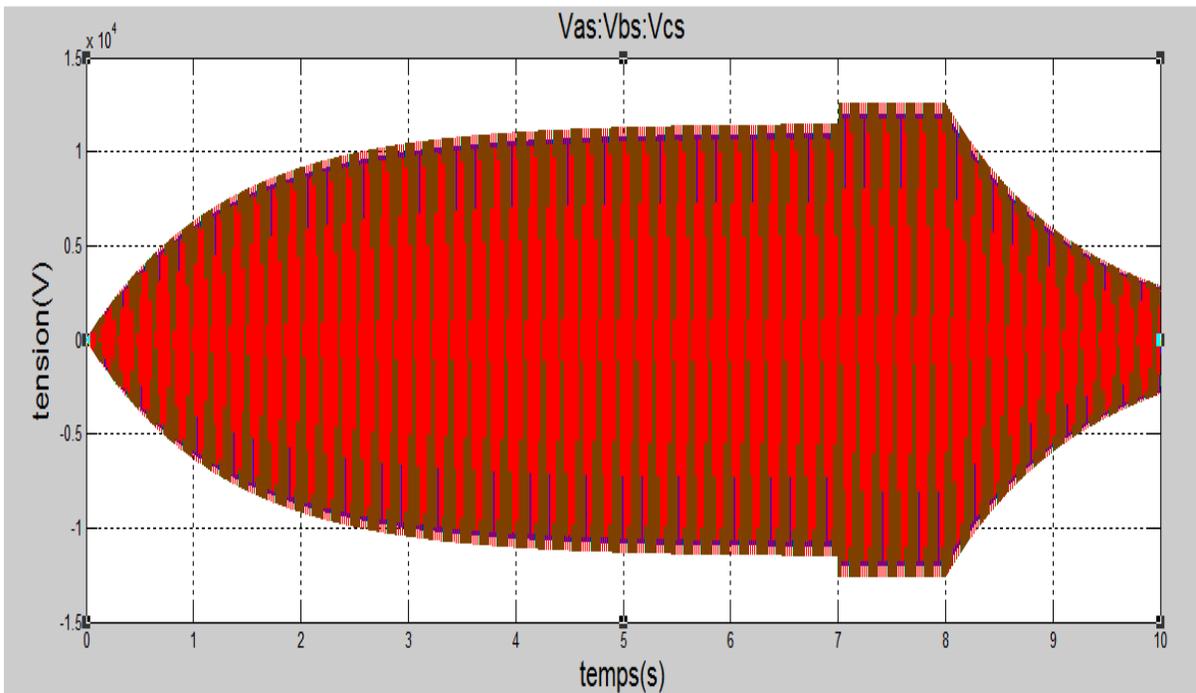


Figure 5.32. Tension sortie alternateur (sur fréquence).

L'induction d'une machine est égale à :

$$B = K \frac{E}{F} \dots\dots\dots (5.2)$$

L'induction est proportionnelle à la tension en sortie de machine et inversement proportionnelle à la fréquence.

D'où E/F donne une image de l'état du circuit magnétique de la machine.

La valeur de la tension induite dans un enroulement d'alternateur dépend de trois facteurs :

- la vitesse de rotation de l'alternateur, ω
- l'intensité du champ magnétique, B
- la longueur du conducteur placé dans le champ magnétique. L

$$E = B L \omega \dots\dots\dots(5.3)$$

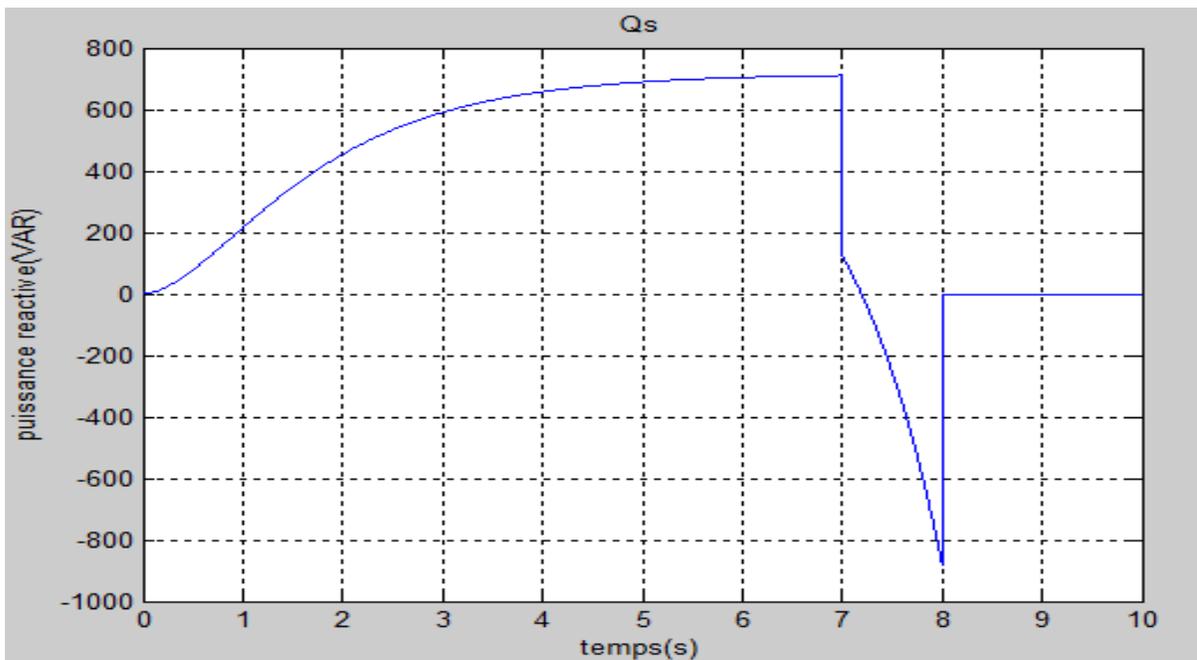


Figure 5.33. Puissance réactive défaut sur fréquence

Sur les machines synchrones à grande puissance, nous nous intéressons au courant d'excitation, grandeur qui est accessible sur ce type de machine.

Nous avons vu que les défauts d'excitation et la fréquence étaient très influents sur les grandeurs de sortie machine.

5.5 Conclusion :

Le travail présenté dans ce rapport a consisté à modéliser et à simuler le fonctionnement d'une turbine raccordée au réseau et à confronter les résultats de la simulation au comportement de la machine réelle. Nous avons traité l'essai et la simulation d'une machine synchrone rotor lisse, excitation « brushless » à puissance 32MVA couplé au réseau (en régime dynamique) dans le cas sain et dans le cas de défauts. Une comparaison des résultats obtenus a été faite, des essais pratiques et la simulation par un programme Matlab en régime dynamique. De ce fait, nous avons établi l'influence de l'excitation sur les grandeurs de sortie et sur le comportement de la machine, que ce soit dans le cas sain ou dans le cas de défauts.

D'après l'étude ci-dessus nous savons donc :

- Un alternateur étant couplé sur un réseau, si on augmente sa puissance active, sans modifier son excitation, sa puissance synchronisante diminue, sa stabilité est moins grande.
- Si le courant d'excitation est trop faible, l'alternateur au-delà d'une certaine puissance active, ne se maintient plus au synchronisme avec le réseau, on dit qu'il "décroche".

A ce moment, il absorbe un courant très important, il doit être séparé au plus tôt du réseau par ouverture de son disjoncteur.

- Si l'alternateur fournit de l'énergie réactive au réseau, son excitation est plus élevée, sa stabilité est augmentée.

Au contraire, si l'alternateur reçoit de l'énergie réactive du réseau, l'intensité de son courant d'excitation sera réduite. Si elle descend en-dessous d'une certaine valeur, l'alternateur décroche.

Nous savons aussi que les fonctionnements en défaut que nous avons réalisés ont une influence sur les grandeurs électriques de la machine. Pour détecter le défaut il reste à comparer les résultats des simulations et les mesures, puis à caractériser les variations brusques qui indiquent la présence d'un défaut.

Conclusion générale :

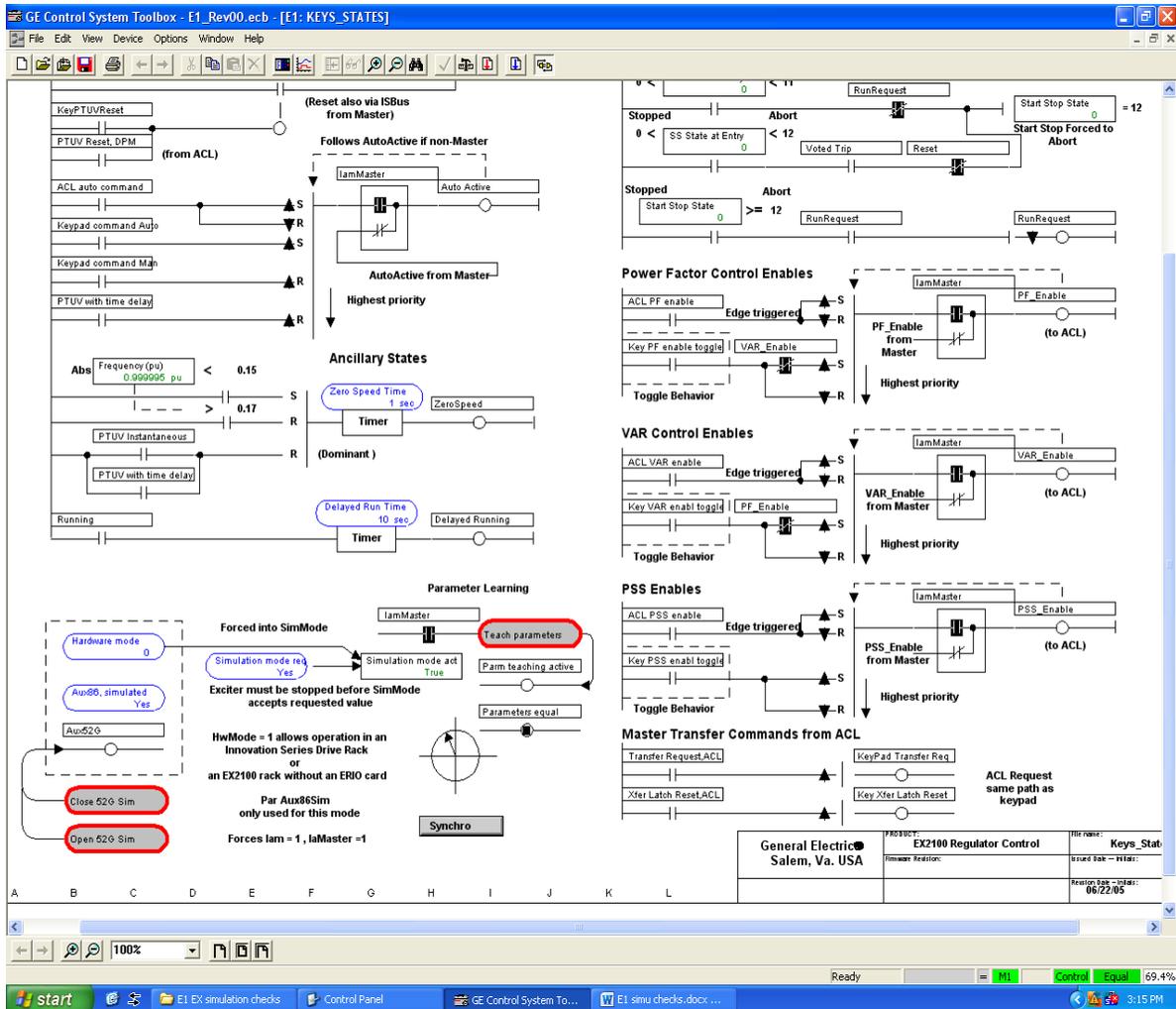
Nous avons présenté dans ce mémoire un simulateur d'un alternateur à grande puissance afin de garantir la protection groupe Turbo-alternateur et de maintenir la production de l'énergie électrique sans interruption et la continuité de service pour les consommateurs. Face à des perturbations en présence des incertitudes sur le système, sous différents régimes de fonctionnements et configurations du réseau.

Ce travail nous a permis de comprendre le fonctionnement d'un système électro-énergétique d'un turbo-alternateur, ses propriétés et de ses dispositifs de commande d'excitation, pour ensuite lui établir un modèle mathématique dans le deuxième chapitre, pour cela nous avons présenté une étude descriptive et relativement des régulateurs utilisés (AVR,PSS) d'un Turbo-alternateur. Les résultats que nous avons exposés au troisième chapitre justifient es hypothèses utilisées pour simuler ces grandeurs.

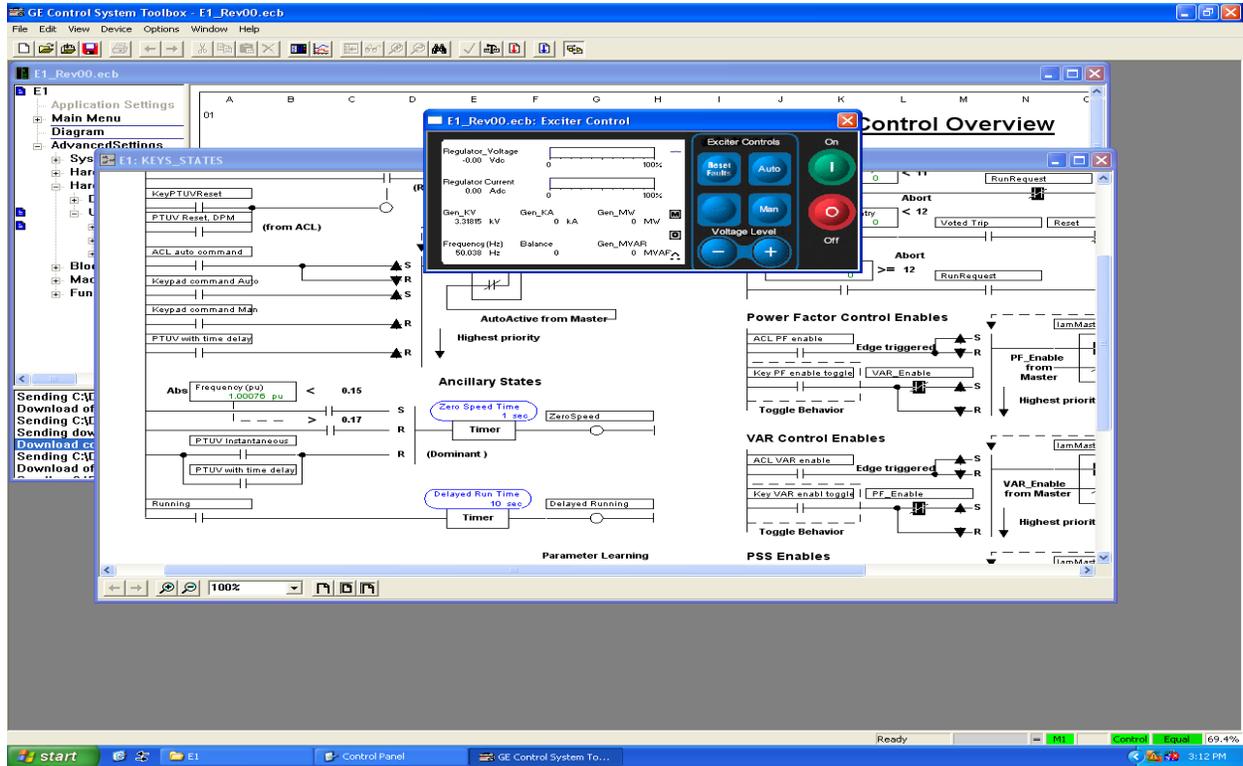
Les conditions de déroulement de notre mémoire nous ont permis de faire notre travail à une étude théorique à des résultats de simulation informatique et des essais pratiques. Nous avons appliqué ces éléments théoriques à l'étude du grand turbo-alternateur. À l'aide du programme sous MATLAB, nous avons simulé les défauts et analysé les grandeurs électriques. Les résultats exposés au quatrième chapitre prouvent que chaque défaut a sa propre signature. Finalement nous pouvons conclure que ce type d'étude peut être généralisé à d'autres alternateurs, les applications de surveillance des générateurs pourraient être intéressantes, et la comparaison des résultats de simulation et des essais effectués sur le groupe illustre que l'approche était justifiée.

Annexe :

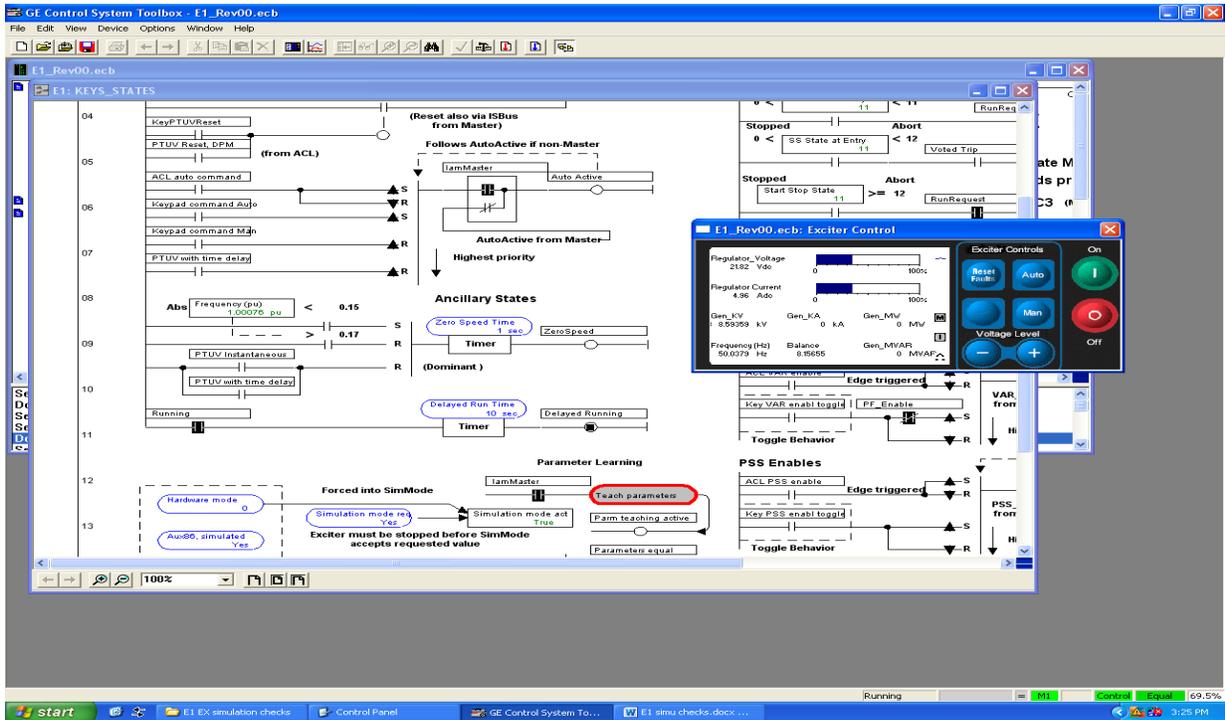
Guide des essais système d'excitation sur le contrôleur MARK VIe.



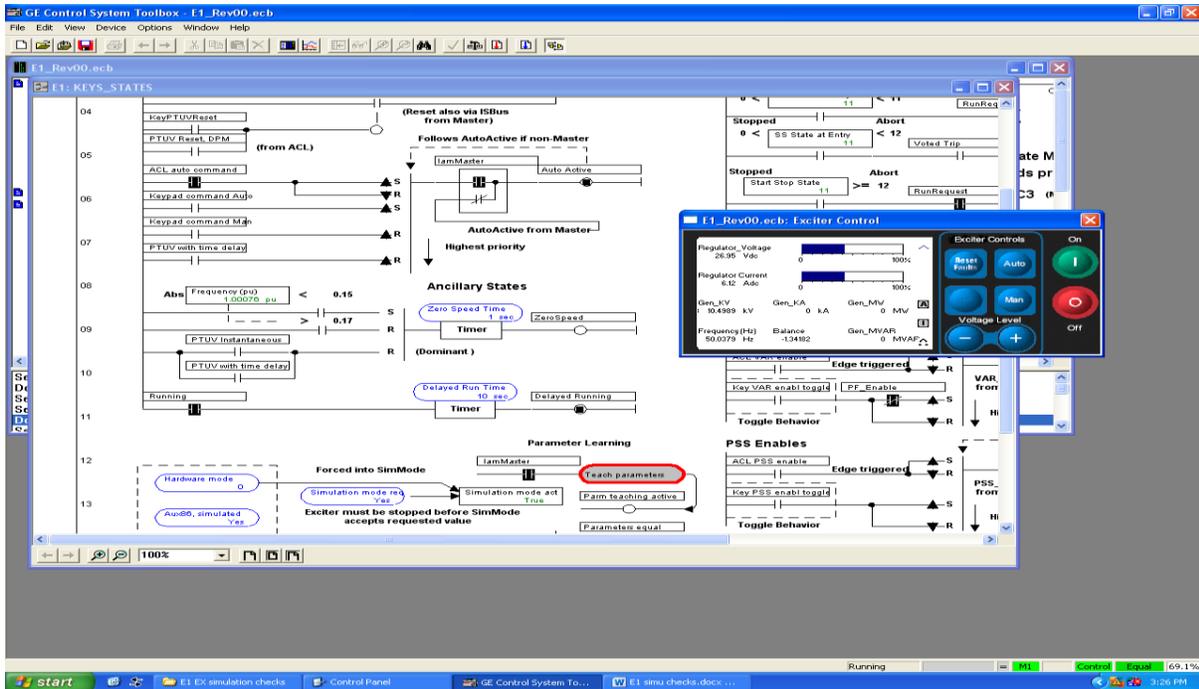
Controller off=0

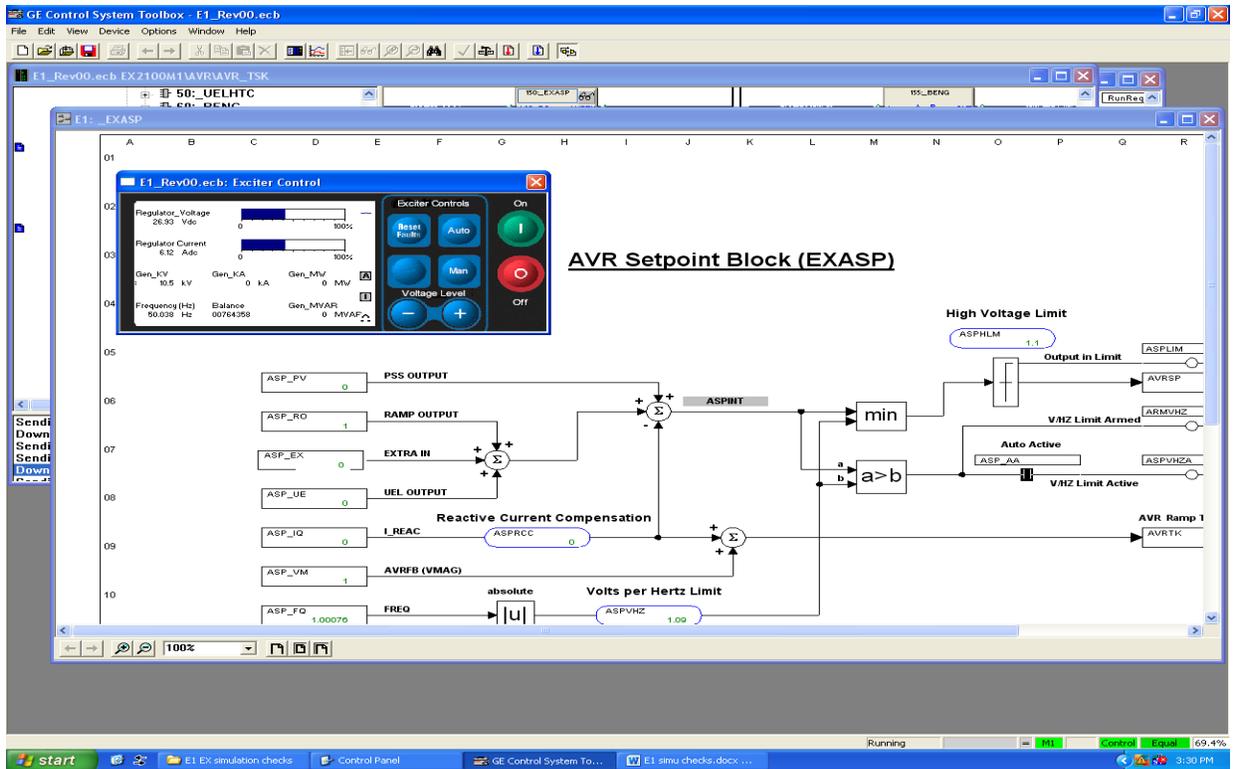
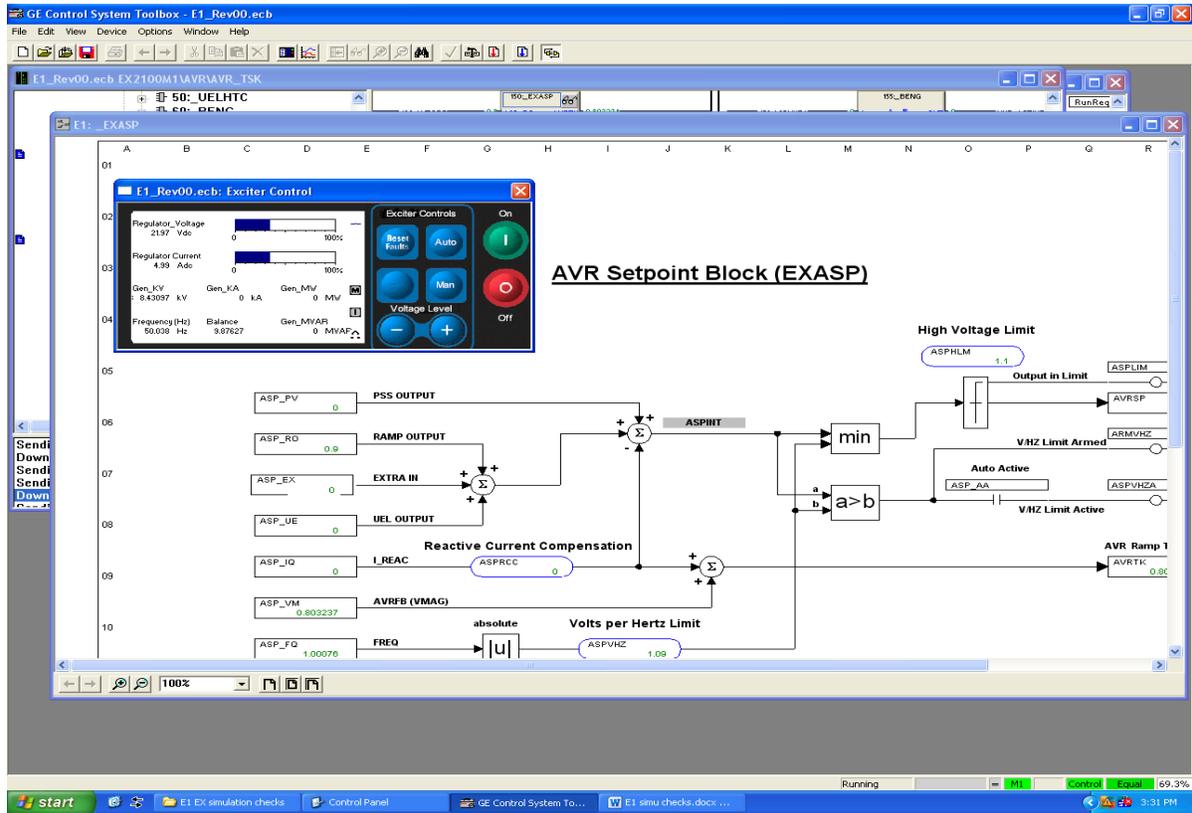


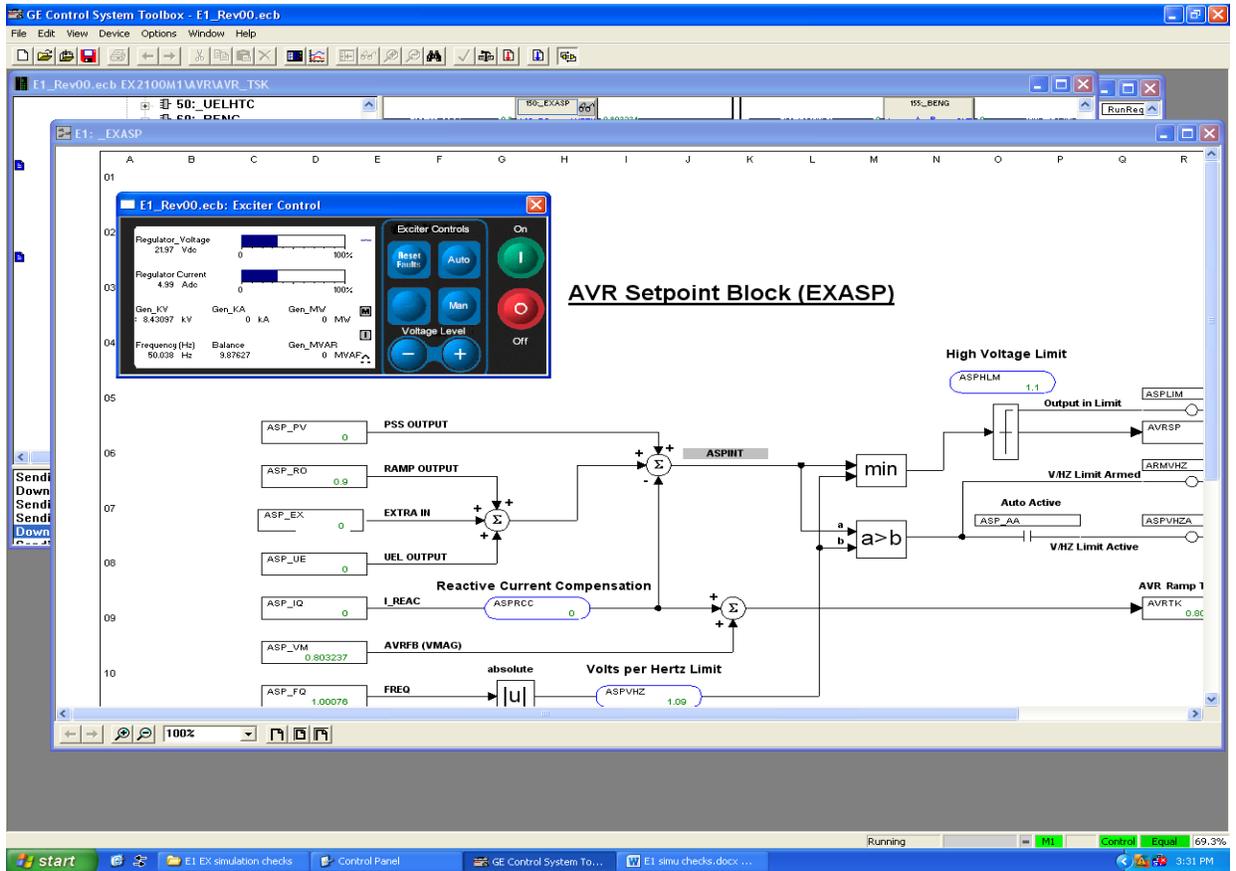
Running =1, Manu



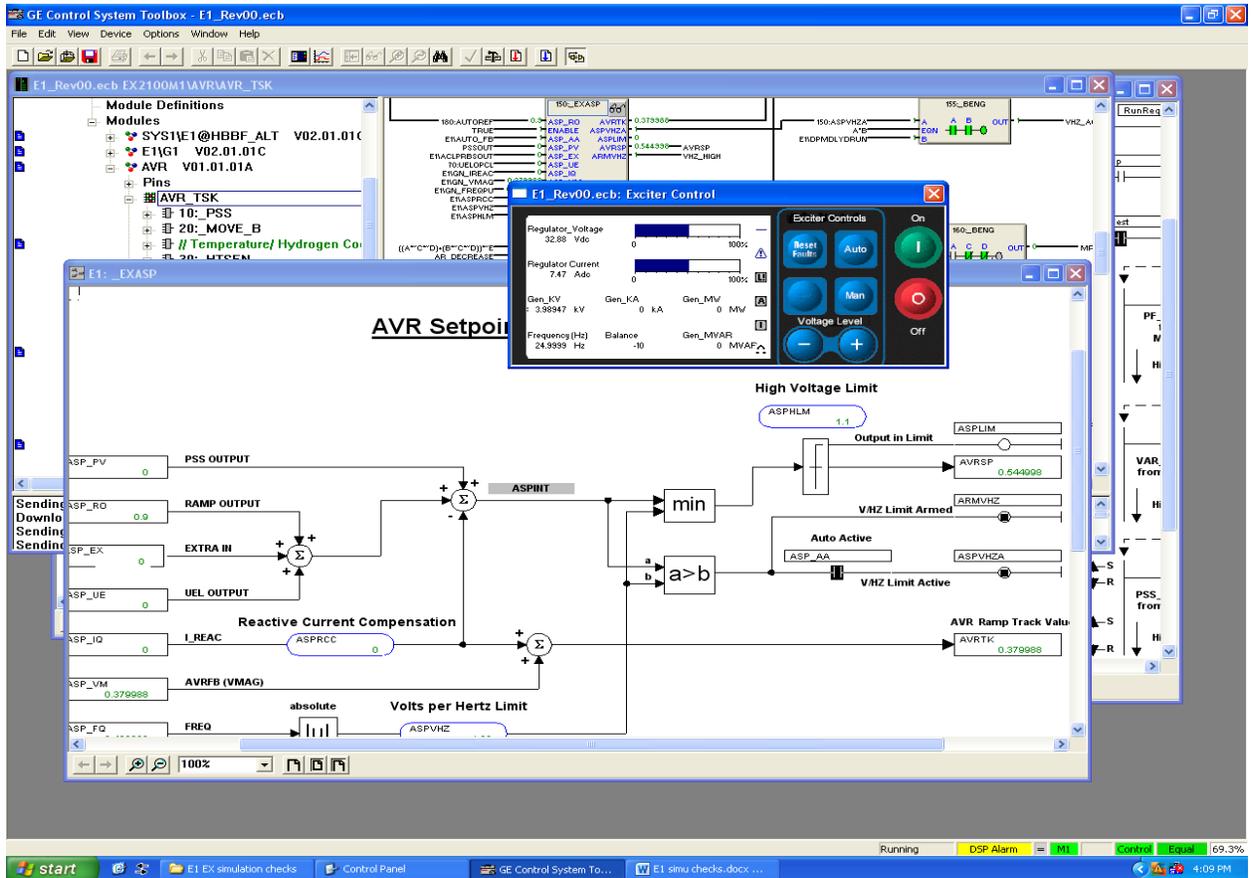
Running=1, mode auto







VHZ verification



- [1]. Société nationale de l'électricité et du gaz direction « Historique de la Société SPE », conférence, Alger 2017.
- [2]. Société nationale de l'électricité et du gaz direction « l'évolution de la production de Electricité et Gaz en Algérie », conférence, Alger, 2015.
- [3].SONELGAZ, « manuel de turbine à gaz Boufarik I-IV », manuel, ALGER,1977.
- [4]. P. LI, B. FRANÇOIS. « Conception de la commande d'une micro turbine à gaz dans un micro réseau isolé en utilisant la Représentation Multi-Niveaux », Européen Journal of Electrical Engineering Vol. 12, No 5-6. France. September 2009.
- [5]. Al-hinai A., Feliachi A., " Dynamic model of a micro-turbine used as a distributed generator", *Proceedings of the Thirty-Fourth South-eastern Symposium on System Theory*, March.2002,
- [6]. Fethi O., Dessaint L.A., Al-haddad K., "Modeling and simulation of the electric part of a grid connected microturbine", IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 2, Juin 2004,
- [7]. Hannett L.N., Khan A., "Combustion turbine dynamic model validation from tests", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, Février 1993.
- ,
- [8]. Belkhira Sabrina Hadjer « Etude et application des régulateurs automatiques AVR-PSS appliquée aux turbo alternateurs sous le régime des FACTS » thèse Master, Saida. Algérie 2017.
- [9]. MICROENER. « protection générateurs électriques Technique », cahier technique N°1 France .2015.
- [10]. SONELGAZ. « Manuel de turbine à gaz Boufarik II-IV »manuel, ALGER.1977.

- [11]. Henry GRAS. « MODÉLISATION DANS LE DOMAINE DU TEMPS D'UNE EXCITATRICE SYNCHRONNE À DIODES TOURNANTES ET ANALYSES DES MODES DE DÉFAILLANCES »mémoire, Université de montréal, 2014.
- [12]. General. Electric G.E, « manuel des schémas électriques groupe N°=2 centrale Boufarik », manuel, Alger, 2010.
- [13]. Haj agos, L.M.; Basler, M.J. *“Recommended practice for excitation system models for power system stability studies”*. Changes to IEEE 421.5 Power Engineering Society and General Meeting, 2005 IEEE.
- [14]. KHALED OURAMDANE « MODÉLISATION ET OPTIMISATION DU SYSTÈME D'EXCITATION DU GROUPE TURBINE-ALTERNATEUR DU SIMULATEUR ANALOGIQUE D'HYDRO-QUEBEC »mémoire doctorat, MAI 2015.
- [15]. Anant Oonsivilai and Padej Pao-La-Or. *“Application of Adaptive Tabu Search for Optimum PID Controller tuning AVR System”*. Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, vol. 3, june 2008.
- [16]. Anant Oonsivilai and Padej Pao-La-Or. *“Application of Adaptive Tabu Search for Optimum PID Controller tuning AVR System”*. Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, vol. 3, june 2008.
- [17]. Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies *“Hydraulic Turbine and turbine control models for system dynamic studies”*, Transactions on Power Systems, vol.1.7, no.1, February 1999.
- [18]. AnsaldoEnergia “ etude alternateur” Doc. MSL Rev.0 Mai 2009