



FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département D'électrotechnique

**Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en
génie électrique**

Spécialité : COMMANDE ETLECTRIQUE ET ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Thème

**Etude, modélisation et simulation d'un générateur
synchrone virtuel**

Réalisé par :

NACEF Sabrina

OUAR Athmane

Encadré par :

M^r. GHEDAMSI Kaci

Année universitaire : 2019/2020

Remerciements

À notre encadreur monsieur Ghedamsi Kaci

Nous sommes très honorés de vous avoir comme encadreur de notre mémoire de fin d'étude. Nous vous remercions pour la gentillesse et la spontanéité avec lesquelles vous avez bien voulu diriger ce travail. Nous avons eu le grand plaisir de travailler sous votre direction.

Votre compétence professionnelle incontestable ainsi que vos qualités humaines vous valent l'admiration et le respect de tous.

Veillez, cher professeur, trouvé dans ce modeste travail l'expression de notre haute considération, de notre sincère reconnaissance et de notre profond respect.

Aux membres du jury

Vous nous avez honorés d'accepter de siéger comme jury de notre travail. Veuillez trouver ici l'expression de notre grand respect et nos vifs remerciements.

À toute personne ayant contribué au bon déroulement de notre travail,

Nous tenons à vous remercier d'avoir été à nos côtés. Nous sommes reconnaissants pour le temps que vous nous avez consacré. Nous vous présentons ici nos sincères remerciements.

Dédicace

A mes chers parents

Abdelghani et Nassima, Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Sources de mes joies, secrets de ma force, Vous serez toujours le modèle.

Papa, dans ta détermination, ta force et ton honnêteté,

Maman dans ta bonté, ta patience et ton dévouement pour Nous,

Merci pour tous vos sacrifices pour que vos enfants Grandissent et prospèrent, Merci de trimer sans relâche, malgré les péripéties de la vie Au bien être de vos enfants, Merci d'être tout simplement mes parents, C'est à vous que je dois cette réussite, Et je suis fière de vous l'offrir, Que dieu vous procure bonne santé et longue vie.

A mes chères et adorables sœurs

Thiziri et Mordjane, pour leur soutien, aides et conseils précieux tout au long de mes études.

En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.

A mes grands parents

Paternelle que J'aurais tant aimé que vous soyez présents, Que Dieu ait vos âmes dans sa sainte miséricorde.

Maternelle qui sont toujours parmi nous, merci de m'encourager dans mes études depuis tout petit, je vous souhaite une long vie et meilleur santé.

A mon binôme

Nacef Sabrina qui m'a énormément encouragé dirigé et conseillé au long de ce travail, c'est un grand plaisir pour moi d'accomplir ce travail avec toi.

A mes amis de toujours

Khlil Mahmoud, Zerari Salah, Moumen Amine, Oulefki Hicham

En souvenir de notre sincère amitié et des moments agréables que nous avons passés ensemble. Veuillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond et mon affection la plus sincère.

A mes chers collègues de classe CIL

En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

Athmane.

Dédicaces

À mes chers parents

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consentis pour mon instruction et mon bien-être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez. Puisse Dieu, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçoive.

À mes chères et adorables sœurs et à mon frère

*Cherifa la douce au cœur si grand, Ahlem la prunelle de mes yeux, Salahi
Eddine mon petit frère que j'adore*

En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le Tout-Puissant, vous protège et vous garde.

À mes grands-parents

Maternels, j'aurais tant aimé que vous soyez présents.

Que Dieu ait vos âmes dans sa sainte miséricorde.

Paternels, que j'aime énormément

Que Dieu vous garde pour nous

À mon binôme

Ouar Athmane qui ma aide et soutenue tout au long de ce travail.

Ce fut un plaisir pour moi d'avoir accompli ce travail avec toi

À mes amis de toujours

Menasri Taous, Naïtsidous Hanane, Rabahí Sonia, Ouaoudia Fatima

En souvenir de notre sincère amitié et des moments agréables que nous avons passés ensemble. Veuillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond et mon affection la plus sincère.

À mes chers collègues de classe CE

en témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passés ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

Sabrina

Sommaire

Sommaire	VI
Liste des abréviations	IX
Liste des symboles et des notations	X
Liste des figures	XIII
Introduction générale	1

Chapitre I : Généralités sur le générateur synchrone virtuel

Introduction	3
I.1. Définition du GSV	3
I.2. Historique du GSV	4
I.3. Générateur synchrone classique	5
I.3.1. Définition	5
I.3.2. Couplage d'un générateur au réseau	5
I.3.3. Stabilité des réseaux électriques	5
I.3.3.1. Stabilité statique et dynamique de la machine synchrone	6
I.3.3.1.1. Stabilité statique	6
I.3.3.1.2. Stabilité dynamique	8
I.3.3.2. Statisme de la puissance active et réactive	9
I.3.3.2.1. Réglage de fréquence (puissances actives)	9
I.3.3.2.1.1. Réglage primaire	10
I.3.3.2.1.2. Réglage secondaire	10
I.3.3.2.1.3. Réglage tertiaire	11
I.3.3.2.1.4. Statisme de fréquence	11
I.3.3.2.2. Réglage de tension (puissances réactives)	12
I.3.3.2.2.1. Réglage primaire de tension	13
I.3.3.2.2.2. Réglage secondaire de tension	13
I.3.3.2.2.3. Réglage tertiaire de tension	13
I.3.3.2.2.4. Statisme de tension	14
I.4. Connexion d'un onduleur au réseau électrique	14
I.5. La commande à modulation de largeur d'impulsion (MLI)	14

I.6.	Boucle à verrouillage de phase (PLL) ou (Phase Locked Loop)	15
I.6.1.	Définition	15
I.6.2.	Fonctionnement de la PLL.....	15
I.7.	Quelques applications du GSV	16
I.7.1.	Eolienne	16
I.7.2.	Panneau photovoltaïque.....	17
I.7.3.	Véhicule électrique.....	18
	Conclusion	19

Chapitre II : Modélisation du générateur synchrone virtuel

	Introduction.....	20
II.1.	Modèle mathématique du générateur synchrone	20
II.1.1.	Partie électrique.....	20
II.1.2.	Partie mécanique	22
II.1.3.	Mise à disposition de la ligne neutre	23
II.2.	Mise en œuvre du GSV	24
II.2.1.	Partie puissance	25
II.2.2.	Partie commande	26
II.3.	Fonctionnement du GSV.....	28
II.3.1.	Régulation de la puissance active.....	28
II.3.2.	Régulation de la puissance réactive.....	29
	Conclusion	29

Chapitre III : Résultats de simulation

	Introduction.....	30
III.1.	Bloc GSV	31
III.1.1.	Bloc partie puissance.....	31
III.1.2.	Bloc MLI	32
III.1.3.	Bloc partie commande.....	33
III.2.	Réseau électrique	34
III.3.	Bloc PLL	34

III.4. Le disjoncteur	34
III.5. Résultat de simulation.....	35
Conclusion	46
Conclusion générale.....	47
Bibliographie	48

Liste des abréviations

AC/DC	Alternating Current/Direct Current
BT	Basse Tension
CC	Courant Continu
DG	Distributed generation
FEM	la force électro motrice
GS	Générateur Synchrone
GSV	Générateur Synchrone Virtuel
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LPF	Low Pass Filter
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsions
MVS	Machine Synchrone Virtuel
OPF	Optimal Power Flow
PLL	Phase Locked Loop
PV	Panneau Photovoltaïque
RST	Réglage Secondaire de Tension
SVM	Space Vector Modulation
VCO	Voltage Controlled Oscillator
VISMA	Virtual Synchronous Machine
VSC-HVDC	Voltage Source Converters- High Voltage Direct Current

Liste des symboles et des notations

D_p	Le facteur d'amortissement/ le coefficient de statisme de fréquence
D_q	Le coefficient de statisme de la tension
E	L'énergie stockée dans le champ magnétique de la machine
e_a, e_b, e_c	Les forces électromotrices statoriques créés par l'enroulement d'excitation rotorique
f	Fréquence
f_r	Fréquence du réseau de distribution publique
f_n	La fréquence nominale
i_a, i_b, i_c	les courants de phase du stator
i_N	Le courant de la ligne neutre
i_f	Le courant d'excitation du rotor
J	Moment d'inertie de la machine
K	Gain de la boucle de statisme en tension
L_s	Inductance des bobines statoriques
L_f	L'inductance de la bobine rotorique
M_{ab}, M_{bc}, M_{ac}	Les inductances mutuelles statoriques
M_f	L'inductance mutuelle rotorique
N	Le niveau de participation (compris entre -1 et +1) envoyé à tous les groupes participants au réglage
P	Puissance active
P_{ref}	La puissance active de référence
p	Nombre de paires de pole
P_s	Puissance synchronisante
Q	Puissance réactive
Q_{ref}	La puissance réactive de référence

Q_g	La puissance réactive mesurée de l'alternateur.
Q_g^{ref}	La puissance réactive de consigne de l'alternateur.
Q_{lim}	La limitation de puissance réactive que peut fournir ou absorber l'alternateur
R_s	Résistance statorique
R_f	Résistance rotorique
T_e	Le couple électromagnétique
T_m	Le couple mécanique
v_a, v_b, v_c	Les tensions de phase
v_f	Tension d'excitation
V_g	Tension mesurée de l'alternateur
V_g^{ref}	Tension de consigne de l'alternateur
V_p	La tension mesurée du nœud pilote
V_p^{ref}	La tension de consigne du nœud pilote
V_q	Tension de quadrature
V_d	Tension directe
v_m	L'amplitude de la tension
v_r	Tension de référence
Ω	Vitesse de rotation
ω	Fréquence angulaire
δ	Angle interne de la machine
φ	Angle arbitraire
θ	L'angle du rotor
$\dot{\theta}$	La vitesse angulaire
$\dot{\theta}_n$	La fréquence angulaire nominale du réseau

θ_r	La fréquence angulaire de référence
θ_{est}	La phase estimée
θ_{erreur}	L'erreur d'angle de phase
Φ_a, Φ_b, Φ_c	Les liaisons du flux des enroulements statoriques
Φ_f	La liaison du flux de l'enroulement rotorique
τ_f	La constante de temps de la boucle de statisme en fréquence
τ_v	La constante de temps de la boucle de statisme en tension
ΔQ	La variation de la puissance reactive
ΔT	La variation du couple total agissant sur le rotor
ΔV	La variation de la tension
$\Delta \dot{\theta}$	La variation de la fréquence angulaire

Liste des figures

Figure I 1 : Production d'électricité	3
Figure I 2 : Représentation d'une machine synchrone	7
Figure I 3 : Puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne	7
Figure I 4 : Déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation brusque de la puissance mécanique	8
Figure I 5 : Instabilité (survitesse), suite à un échelon de puissance mécanique	9
Figure I 6 : Régulation de puissance d'un alternateur couplé au réseau de distribution publique	11
Figure I 7 : Réglage hiérarchisé de tension.....	12
Figure I 8 : Connexion d'un onduleur au réseau électrique.....	14
Figure I 9 : Commande MLI sinus-triangle	15
Figure I 10 : Composants de la PLL.....	15
Figure I 11 : Structure générale de la PLL	16
Figure I 12 : Connexion d'une éolienne au réseau.....	17
Figure I 13 : Panneau photovoltaïque connecté au réseau.....	18
Figure I 14 : Véhicule électrique connecté au réseau.....	18
Figure II 1 : Structure d'un tour du rotor triphasé idéalisé SG.....	21
Figure II 2 : Composants d'un générateur synchrone virtuel	25
Figure II 3 : Régulation de la puissance active et réactive dans un GSV.....	27
Figure III 1 : Modèle complet du GSV connecté au réseau	30
Figure III 2 : Modèle complet du GSV	31
Figure III 3 : Modèle complet de la partie puissance du GSV	31
Figure III 4 : Signaux générés par la commande MLI.....	32
Figure III 5 : Modèle complet de la partie électronique du GS.....	33
Figure III 6 : Réseau électrique	34
Figure III 7 : Bloc PLL.....	34
Figure III 8 : Bloc du disjoncteur.....	34

Figure III 9 : Les tensions sortantes du GSV36

Figure III 10 : Les courants sortants du GSV.....36

Figure III 11 : Les tensions sortantes du réseau37

Figure III 12 : FFT de la tension du réseau37

Figure III 13 : Les courants sortants du réseau.....38

Figure III 14 : FFT du courant du réseau38

Figure III 15 : Réglages de fréquence pour une augmentation de puissance active39

Figure III 16 : Réglages de fréquence pour une diminution de puissance active39

Figure III 17 : Regulation de tension pour une augmentation de puissance reactive40

Figure III 18 : Tension et courant du réseau40

Figure III 19 : Régulation de tension pour une diminution de puissance réactive41

Figure III 20 : Tension et courant du réseau41

Figure III 21 : Fréquence du réseau42

Figure III 22 : Etude de stabilité pour $D_p=7.5$ et une variation d’inertie.....43

Figure III 23 : Etude de stabilité pour $D_p=0.75$ et une variation d’inertie.....44

Figure III 24 : Le Courant d’une phase de charge44

Figure III 25 : La puissance active consommée par charge45

Figure III 26 : La puissance réactive consommée par la charge45

Introduction générale

Dans le cadre de la transition énergétique, les systèmes de production d'énergie électrique subissent une grande mutation ; ils passent progressivement de la production classique dite centralisée à la production décentralisée (DG : distributed generation).

Dans les centrales classiques de puissance centralisée, la machine synchrone domine, d'énormes générateurs synchrones (GS) comprenant l'inertie et la propriété d'amortissement (due aux frottements mécaniques et aux pertes électriques dans le stator), le champ et les enroulements amortisseurs d'où les générateurs synchrones jouent un rôle important dans la stabilité du réseau. Ces générateurs sont capables d'injecter de l'énergie cinétique conservée dans leurs parties tournantes dans le réseau électrique dans le cas de troubles ou de brusques changements de puissance.

Le problème le plus difficile avec les DG basés sur l'usage d'onduleur de tension de connexion au réseau est de synchroniser l'onduleur avec le réseau, puis de le maintenir en phase avec le réseau même en cas de perturbations [1-3]. Un système d'alimentation avec une unité de DG basé sur onduleur provoque l'instabilité en raison du manque d'injection d'énergie d'équilibrage adéquate dans un intervalle de temps approprié [4]. L'instabilité peut se produire sous forme d'une variation de fréquence avec un taux élevé, de basse/haute fréquence, une augmentation de la tension, la fourniture excessive d'électricité dans le réseau et la fluctuation de puissance.

Une solution en vue de stabiliser le réseau est de fournir une inertie supplémentaire est d'intégrer la dynamique et le comportement des machines synchrones classiques dans la commande des convertisseurs électroniques de puissance. Physiquement, ce sont des onduleurs, mais mathématiquement ce sont des GSs. Dans cette idée, l'interface basée sur l'onduleur de l'unité DG est contrôlée de manière à présenter une réaction similaire à celle d'une machine synchrone à un changement ou une perturbation. Ce concept est connu sous le nom de générateur synchrone virtuel (GSV) [5].

L'objectif du GSV est de reproduire les propriétés dynamiques d'un GS réel (propriétés d'amortissement et d'inertie) pour les unités DGs basées sur l'électronique de puissance, afin d'hériter des avantages d'un GS dans l'amélioration de la stabilité du réseau.

Les propriétés dynamiques d'un GS offrent la possibilité d'ajuster la puissance active et réactive, la dépendance de la fréquence du réseau sur la vitesse du rotor et mettre en évidence l'effet de la masse tournante et des enroulements d'amortissement.

Notre objectif, dans ce présent travail, est d'étudier et modéliser le générateur synchrone virtuel connecté au réseau électrique. Pour cela nous avons partagé notre travail en trois chapitres.

Le premier chapitre est voué aux généralités sur : le générateur synchrone virtuel, son historique, le générateur synchrone classique et sa contribution à la stabilité du réseau

électrique, la connexion de l'onduleur au réseau et enfin quelques applications de connexion des énergies renouvelables au réseau de distribution via le générateur synchrone virtuel.

Le deuxième chapitre est dédié au modèle théorique du générateur synchrone virtuel basé sur les équations mathématiques d'un générateur synchrone réel, son principe de fonctionnement et les boucles de régulations introduites.

Le troisième chapitre est consacré aux résultats de simulation du comportement dynamique du GSV en utilisant MATLAB-SIMULINK.

Enfin, une conclusion générale est insérée pour clôturer le mémoire.

Introduction

La production d'électricité est aujourd'hui essentiellement « centralisée », à savoir produite au niveau d'importantes centrales, plus ou moins éloignées des lieux de consommation pour s'approcher de sources primaires (hydraulique) ou pour des questions de pollution (dégagement de gaz à effet de serre ou polluants) ou de sécurité (nucléaire). La production centralisée est connectée au réseau de transport. Elle s'associe à une autre dite « décentralisée », qui peut être directement connectée au réseau de distribution d'électricité ; elle est constituée d'une multitude de groupes disséminés à proximité des lieux de consommations. Les énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) pouvant être plus facilement exploitées proches de ces lieux sont idéales pour ce type de production locale (même si les grands parcs éoliens terrestres et offshore sont raccordés au réseau de transport) (fig.I.1). [6]

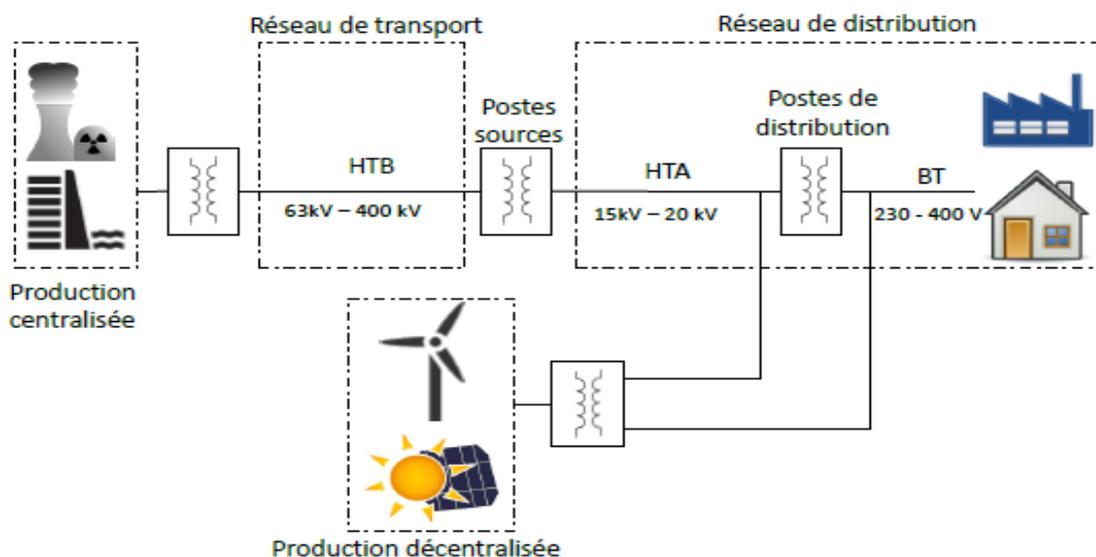


Figure I 1 : Production d'électricité

I.1. Définition du GSV

Un GSV est un onduleur qui imite les propriétés dynamiques des générateurs synchrones classiques, il offre un mécanisme permettant aux systèmes d'alimentation de contrôler les énergies renouvelables connectées au réseau. Semblable à d'autres onduleurs connectés au réseau, il a besoin d'une unité de synchronisation dédiée, par exemple, une boucle à verrouillage de phase (PLL), pour fournir la phase, la fréquence et l'amplitude de la tension du réseau comme références. Il se compose d'une partie puissance et une partie commande.

Les propriétés dynamiques d'un GS offrent la possibilité d'ajuster la puissance active et réactive, la dépendance de la fréquence du réseau sur la vitesse du rotor, et de mettre en évidence l'effet de la masse tournante et des enroulements d'amortissement ainsi qu'un fonctionnement stable avec un niveau de parallélisme élevé.

I.2. Historique du GSV

Beck et Hesse ont été les premiers à proposer une technique de contrôle basée sur une machine synchrone virtuelle (MSV) en 2007, qui a été nommée VISMA où ils ont modélisé les deux enroulements du stator dans le repère d-q et l'inertie sans aucune boucle de courant [7], en 2011 Zhong et Weiss ont proposé systématiquement une stratégie de contrôle du générateur synchrone virtuel (GSV). Il est prouvé que le générateur synchrone virtuel (GSV) émit le GS traditionnel en utilisant des équations mathématiques basées sur le principe des onduleurs et générateur synchrone [8]. Ashabani et Mohamed [9] proposent une équation mécanique modifiée incorporant l'équilibre de tension du bus CC et le contrôle de statisme. La même technique a été utilisée dans [10], avec l'ajout de contrôleurs de courant. Dans toutes les techniques, la FEM virtuelle est utilisée simplement pour produire des signaux MLI, ce qui est en corrélation avec le fonctionnement dynamique d'un GS conventionnel.

Un certain nombre d'études adoptant le générateur synchrone virtuel pour augmenter l'inertie ont également été rapportées dans la littérature [4] [11-12], ces stratégies de contrôle du GSV ont simulé l'effet de l'inertie et de l'amortissement dans les générateurs synchrones traditionnels. Par exemple, lors de la perturbation de la charge du système électrique, l'inertie et l'amortissement virtuels sont utilisés pour supprimer sa propre fluctuation de puissance et améliorer les temps de réponse du système dans le GSV. De plus, l'ajustement de la puissance réactive et de la tension est réalisé en ajoutant la liaison proportionnelle dans le GSV. Étant donné que les appareils électroniques de puissance dont les onduleurs ont une grande flexibilité, la valeur de l'inertie virtuelle dans les générateurs synchrones virtuels est sélectionnée en fonction de différentes conditions de fonctionnement [13].

Cheng, Yang et Zeng ont présenté la relation complexe entre la taille de l'inertie virtuelle et le taux de changement de fréquence et ont donné la méthode de sélection quantitative de l'inertie virtuelle. Mais la relation entre l'amortissement et la variation de fréquence n'y était pas mentionnée [14]. Li, Zhu, Lin et Bian ont proposé une méthode de sélection quantitative pour la combinaison de l'inertie et de l'amortissement à l'état connecté au réseau et ont analysé en détail l'impact de l'amortissement sur le système [15]. Cependant, il n'y a pas d'analyse spécifique sur l'influence du coefficient d'amortissement du système dans les micros réseaux insulaires. Il a donc des limites considérables. Chen, Wang et Zheng ont conçu la stratégie de contrôle de l'inertie adaptative et de l'amortissement qui a optimisé la courbe des temps de réponse transitoires [16]. Cependant, ils n'ont pas précisé explicitement la plage de variation des paramètres de la stratégie de contrôle, et l'effet de l'amortissement sur le système n'y a pas été analysé.

Pour le contrôle des GSV sous la distorsion de la tension du réseau, une méthode combinant l'impédance virtuelle avec la limitation du courant de phase est proposée pour le système de tension continue, ce qui limite efficacement les composantes transitoires et stables du courant de défaut [17]. En contrôlant séparément les valeurs de référence des courants de séquences positives et négatives, le courant de sortie équilibré du GSV sous une tension de réseau non équilibrée est atteint [18-20]. Le système VSC-HVDC dos à dos à trois niveaux peut participer efficacement à la régulation du réseau électrique à l'aide du contrôle du GSV, entre autres, les performances du système dans les états transitoires et la fiabilité du réseau

sont effectivement améliorées [21]. Une nouvelle stratégie de compensation de l'atténuation de tension, basée sur un filtre coupe-bande, est proposée. Elle peut supprimer l'harmonique avec un ordre particulier de courant connecté au réseau [22]. Un algorithme amélioré pour obtenir la valeur de référence du courant d'inductance basée sur l'intégrale généralisée du second ordre est proposé, la liaison intégrale inertielle est utilisée pour remplacer le fonctionnement différentiel dans le contrôle direct de la tension du réseau, et le mécanisme du régulateur de courant est analysé. Le suivi du courant et la suppression des harmoniques peuvent être réalisés en choisissant le régulateur de courant correspondant [23-24].

I.3. Générateur synchrone classique

I.3.1. Définition

La machine synchrone est un système électrique permettant de convertir de l'énergie mécanique en énergie électrique (alternateur) et inversement (moteur). Comme dans toutes les machines tournantes, on distingue la partie fixe (stator) et la partie tournante (rotor).

En fonctionnement alternateur, le rotor et son champ sont entraînés par une turbine. Les bobines de l'induit sont alors le siège d'une F.E.M. alternative de pulsation. $\omega = p \Omega$.

I.3.2. Couplage d'un générateur au réseau

Le couplage est l'opération qui consiste à connecter les bornes de l'alternateur à celles du réseau triphasé pour débiter de la puissance électrique.

Afin de pouvoir réaliser cette connexion, il est indispensable de synchroniser le générateur au réseau. Avant le couplage, l'alternateur doit être mis en marche avec une fréquence de rotation aussi proche possible que celle du réseau ($f = 50$ Hz) et une tension entre deux phases de la machine qui ait une valeur voisine de la tension entre deux phases du réseau.

Les conditions de couplage de l'alternateur sur le réseau doivent être impérativement respectées. Sans le respect des conditions de couplage, la destruction de l'alternateur est presque inévitable.

Les conditions sont :

- Même ordre de succession des phases ;
- Mêmes valeurs efficaces de tensions ;
- Mêmes fréquences ;
- Tensions en phases ;

I.3.3. Stabilité des réseaux électriques

Elle est caractérisée par les variations de puissances actives et réactives transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions, des courants et des fréquences associées à ces puissances, considérées comme des fonctions du temps :

- La fréquence est une grandeur scalaire dont le réglage est assuré en agissant sur des puissances actives;
- La tension est une grandeur vectorielle (une valeur en chaque point de connexion des lignes) et son réglage est assuré en agissant sur des puissances réactives.

Une instabilité du réseau peut conduire à des dégâts et/ou à la mise hors tension d'une partie ou de l'ensemble du réseau.

I.3.3.1. Stabilité statique et dynamique de la machine synchrone

Les machines synchrones sont fréquentes dans les réseaux. Elles peuvent être installées pour les besoins suivants :

- Récupération de l'énergie d'un processus exothermique ou cogénération ;
- Besoin d'une source électrique complémentaire pour :
 - Secours ;
 - Pointes.
- Compensation d'énergie réactive ;
- Elles jouent un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux.

I.3.3.1.1. Stabilité statique

Une machine synchrone peut être représentée par le schéma de la figure I.2-a avec :

R : Résistance statorique ;

X : Réactance directe statorique ;

E : F.E.M statorique créée par l'enroulement d'excitation rotorique ;

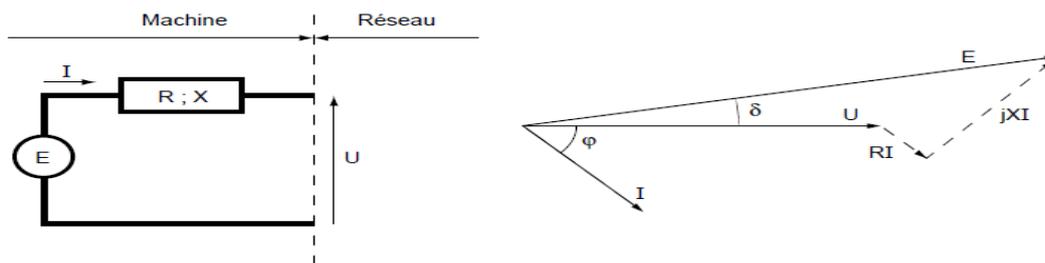
U : Tension aux bornes du stator en charge.

Le diagramme vectoriel correspondant est celui de la figure I.2-b : l'angle interne δ de la machine représente le déphasage entre les vecteurs \vec{U} et \vec{E} . Cet angle est égal au décalage du rotor par rapport à sa position à vide (si $I = 0$, $\delta = 0$).

En négligeant R, un calcul rapide montre que la puissance électrique active transmise au réseau est égale à :

$$P = \frac{U \cdot E \cdot \sin \delta}{X} \quad (\text{I.1})$$

Il est clair que la puissance électrique transmise au réseau est limitée par la valeur $\frac{U \cdot E}{X}$, cette valeur est atteinte pour $\delta = 90^\circ$.



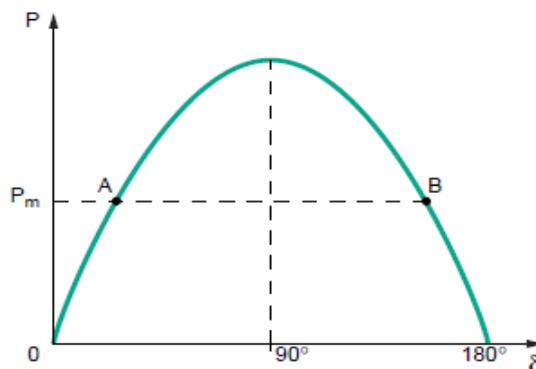
a - Schéma d'une machine synchrone.

b-Diagramme vectoriel correspondant à la machine synchrone.

Figure I 2 : Représentation d'une machine synchrone

La puissance P en fonction de δ est représentée sur la figure I.3. On aperçoit sur ce schéma que la puissance mécanique P_m fournit par la machine entraînée (turbine ou diesel par exemple), est représentée par une droite horizontale. Le point de fonctionnement est donné par l'intersection de cette ligne horizontale avec la sinusoïde. On remarque que deux points de fonctionnement A et B sont possibles. Commencent de A et si, pour une raison quelconque, l'angle δ augmente, la puissance transmise au réseau va augmenter, et donc la machine va ralentir, ce qui fait diminuer δ , le point de départ sera donc retrouvé d'où un fonctionnement stable. Un raisonnement identique montre que le point B est instable, comme tout point sur la partie rectiligne de la courbe.

En ne supposant plus que $R = 0$, la limite pour δ est un angle ψ tel que $\tan \psi = -\frac{X}{R}$

**Figure I 3 :** Puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne

La stabilité statique d'un alternateur (c'est-à-dire son aptitude à répondre à une variation lente de la charge) peut être énoncée selon deux considérations pratiques complémentaires :

- Le fonctionnement n'est stable que si l'angle interne δ reste inférieur à un angle limite proche de 90° ;
- La puissance active transmise au réseau est limitée. Elle est maximale lorsque la limite de stabilité est atteinte. [25]

I.3.3.1.2. Stabilité dynamique

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre.

Considérons le cas d'un à-coup de puissance sur la turbine : celle-ci passe brusquement d'une puissance fournie P_1 à une puissance fournie P_2 (fig I.4). L'augmentation lente de la puissance de P_1 à P_2 ferait passer lentement du point A au point C en restant sur la courbe. Mais l'application brusque de cette puissance n'est pas possible. Il est en effet impossible, compte tenu des inerties mécaniques, de passer d'un angle δ_1 à un angle δ_2 brusquement. D'où le passage instantané du point A au point B ; ensuite l'angle δ augmente de δ_1 à δ_2 . Mais en arrivant au point C la stabilisation n'est pas immédiate, l'inertie amenée le fonctionnement jusqu'au point D. De celui-ci, la décélération jusqu'au point C finit par stabiliser le phénomène, après éventuellement quelques oscillations.

Les calculs concernant les énergies montrent que la position du point E est définie par la loi des aires : les aires ABC et CDE sont égales. En conséquence, l'angle interne maximal δ_{max} peut être supérieur à 90° de façon transitoire. La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique.

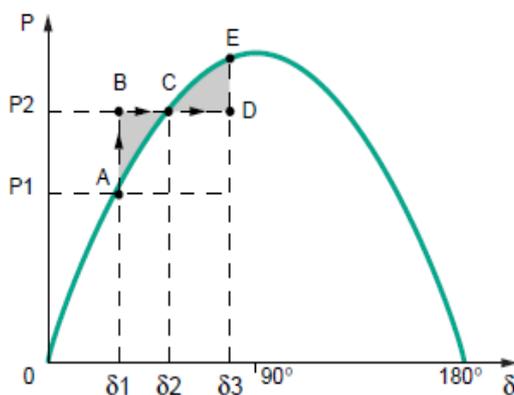


Figure I 4 : Déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation brusque de la puissance mécanique

Toutefois, il peut arriver que la différence entre P_1 et P_2 soit tellement importante que la loi des aires ne puisse plus s'appliquer (fig I.5). Il n'y a donc pas de point D qui correspond à la loi des aires. L'alternateur accélère du point B au point C, puis jusqu'au point X : à ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue. Si le réseau est alimenté par d'autres sources, il y aura perte de synchronisme par survitesse.

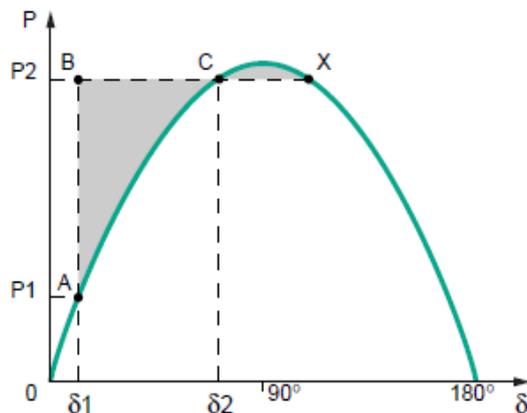


Figure I 5 : Instabilité (survitesse), suite à un échelon de puissance mécanique

Il en découle deux remarques importantes :

- Les risques de pertes de stabilité dynamique sont liés à des changements d'état importants et brusques du réseau ;
- Les risques de pertes de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de stabilité statique.

Cette constatation s'exprime par la notion de puissance synchronisante.

$$P_s = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E U}{X} \cos \delta \quad (I.2)$$

Cette équation montre que pour une variation donnée de la puissance appelée, la modification de l'angle électrique est d'autant plus faible que l'angle est petit.

A noter qu'en réalité dans le régime transitoire, intervient en plus de X les réactances transitoires et subtransitoires des machines, qui prennent en compte les variations temporelles de flux. Mais les régulations de vitesse et de tension jouent un rôle capital pour améliorer le comportement de l'alternateur face au réseau. [25]

I.3.3.2. Statisme de la puissance active et réactive

Le statisme de la puissance active et réactive vise à mesurer ces deux puissances afin de réguler la tension et la fréquence. Une augmentation de la puissance réactive provoquera une diminution de la tension. De même qu'une augmentation de la puissance active par rapport à sa puissance nominale engendrera une diminution de la fréquence.

I.3.3.2.1. Réglage de fréquence (puissances actives)

La fréquence dans les réseaux électriques doit être maintenue autour de sa valeur nominale 50 Hz, quelles que soient les variations de consommation ou de production. Lorsque la consommation tend à dépasser la production d'électricité, l'énergie cinétique des rotors des machines synchrones est également puisée, ce qui provoque un ralentissement de la rotation et donc une diminution de la fréquence dans le réseau. Dans le cas inverse, quand la production tend à dépasser la consommation d'électricité, la fréquence augmente.

La fréquence ne doit pas dépasser 50 Hz ($\pm 0,5$ Hz) afin non seulement d'assurer le bon fonctionnement de certains matériels électriques, mais également d'éviter des délestages (couper l'alimentation électrique) ou un effacement total du réseau (black-out).

Afin de maintenir la fréquence dans une zone acceptable, le gestionnaire du réseau de transport contracte des services système fréquence auprès des producteurs. Ces services système se caractérisent par des réserves de puissance mobilisables, soit par le biais d'automatismes (réglage primaire et secondaire), soit par l'action d'opérateurs (réglage tertiaire). [26]

I.3.3.2.1.1. Réglage primaire

Le réglage primaire de fréquence est indispensable à la sûreté du système électrique. En effet, face aux risques et incidents tels que fluctuations rapides de la consommation et déclenchements de groupes de production, c'est le dispositif qui rétablit automatiquement et très rapidement l'équilibre production - consommation et maintient la fréquence à une valeur proche de la fréquence de référence. Le réglage primaire est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui, agissent en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupe (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne, par suite d'un déséquilibre entre la production et la consommation de l'ensemble du système interconnecté synchrone.

Cependant, le réglage primaire ne rétablit l'équilibre offre - demande que si l'on dispose d'une réserve de puissance (la réserve primaire) suffisante. [26]

I.3.3.2.1.2. Réglage secondaire

Ce type de réglage n'existe que dans les réseaux connectés avec les réseaux voisins étrangers. Le réseau algérien est connecté avec le réseau tunisien et le réseau marocain qui est connecté à son tour avec le réseau espagnol puis le réseau européen. L'échange en puissance entre les pays interconnectés doit être égal à zéro ou à une valeur déterminée par un programme d'échange convenu. L'action du réglage primaire laisse subsister un écart de fréquence par rapport à la fréquence de consigne (50 Hz). Elle provoque également des écarts sur les échanges entre les pays du système interconnecté synchrone. Le réglage secondaire a donc pour but de :

- Solliciter essentiellement la réserve secondaire de la seule zone de réglage où est apparu ce déséquilibre ;
- Retrouver le programme d'échange initialement convenu entre la zone origine de la perturbation et l'ensemble des zones voisines auxquelles elle est interconnectée, et de ramener la fréquence du système synchrone à sa valeur de référence ;
- De restaurer l'intégralité de la réserve primaire pour pallier tout nouveau déséquilibre production - consommation.

Les groupes désignés pour participer au réglage secondaire sont des groupes bien déterminés répartis uniformément dans le territoire et ces groupes contiennent une bande de réglages secondaire. La bande de réglages secondaire égale à la différence entre la puissance nominale et la puissance délivrée en instantané du groupe et elle doit être importante. Ce

réglage secondaire est réalisé par un organe centralisé situé au centre national de conduite qui a pour rôle de modifier automatiquement la production des groupes.

La réserve secondaire ne peut pas compenser toutes les perturbations par exemple la perte du plus gros groupe couplé. Dans ce cas, la mobilisation de la réserve secondaire ne permet pas de reconstituer intégralement la réserve primaire qui reste entamée et la réserve secondaire qui sera épuisée : il faut donc mobiliser une réserve complémentaire, la réserve tertiaire. [26]

I.3.3.2.1.3. Réglage tertiaire

Le réglage tertiaire intervient lorsque l'énergie secondaire disponible est insuffisante. Contrairement aux réglages primaires et secondaires qui sont des automatismes, l'action du tertiaire est mise en œuvre manuellement. Elle se fonde sur un ensemble de contrats avec les producteurs plus ou moins contraignants en temps de réponse et en puissance requise. Le réglage tertiaire fait appel au mécanisme d'ajustement. Cette réserve supplémentaire d'énergie est dite rapide si elle peut être mobilisée en moins de 15 minutes, ou complémentaire si elle est mobilisable en moins de 30 minutes. [26]

I.3.3.2.1.4. Statisme de fréquence

Le cas du couplage d'un alternateur à un réseau public pour lequel le réseau a un statisme quasiment nul. La fréquence est imposée à l'alternateur et sa régulation est alors effectuée par la régulation secondaire qui agit sur la puissance en fonction d'une consigne (voir fig.I.6).[25]

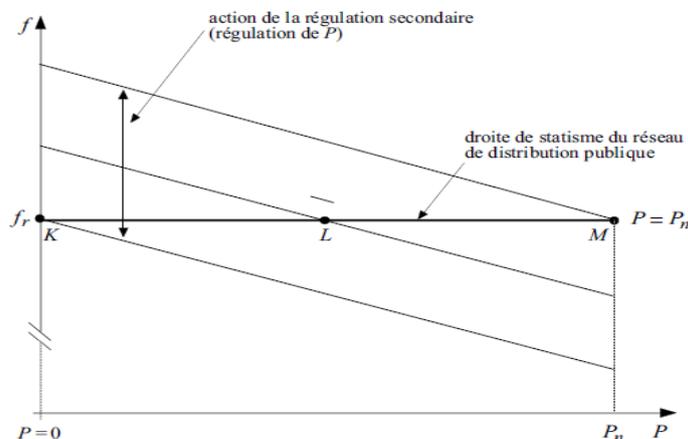


Figure I 6 : Régulation de puissance d'un alternateur couplé au réseau de distribution publique

f_r : Fréquence du réseau de distribution publique.

P_n : Puissance du réseau de distribution publique.

Les points caractéristiques sont :

$$K(f_r, P = 0) \quad L\left(f_r, \frac{P_n}{2}\right) \quad M(f_r, P_n)$$

En résumé, l'action du régulateur de la machine d'entraînement de l'alternateur permet d'agir sur la puissance active fournie (fonctionnement couplé).

I.3.3.2.2. Réglage de tension (puissances réactives)

Le réglage de la tension sur les réseaux nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle, pour assurer un contrôle rapide et performant, et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques. Ce contrôle est réalisé par un système hiérarchisé qui est constitué de trois niveaux distincts, représentés en figure I.7, le réglage primaire, secondaire et tertiaire. [27]

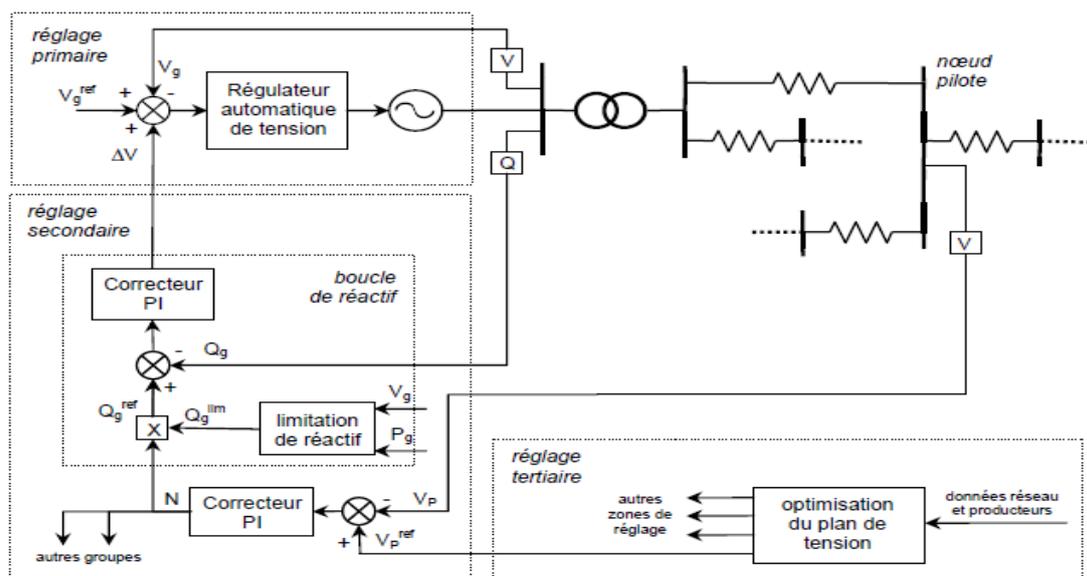


Figure I 7 : Réglage hiérarchisé de tension

V_g et V_g^{ref} : Représentent les tensions mesurées et de consigne de l'alternateur.

ΔV : Est la correction de la tension de référence de l'alternateur élaborée par la boucle de gestion de puissance réactive.

Q_g et Q_g^{ref} : Représentent les puissances réactives mesurées et de consigne de l'alternateur.

Q_{lim} : Est la limitation de puissance réactive que peut fournir ou absorber l'alternateur, c'est-à-dire la réserve disponible, elle peut dépendre de la tension et de la puissance active produite si elle n'est pas fixée.

N : Est le niveau de participation (compris entre -1 et +1) envoyé à tous les groupes participant au réglage, ce niveau détermine la proportion de la réserve de puissance réactive devant être mobilisée.

V_p et V_p^{ref} : Représentent les tensions mesurées et de consigne du nœud pilote.

I.3.3.2.1. Réglage primaire de tension

Le réglage primaire de tension est assuré par les groupes de production équipés d'un régulateur primaire de tension. Grâce à ce régulateur, les alternateurs maintiennent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Cette valeur est fixée par le gestionnaire du réseau. Le principe est d'agir sur l'excitation de l'alternateur pour garder le niveau de tension désiré. En effet, si l'alternateur est surexcité celui-ci va produire de la puissance réactive ce qui aura pour effet d'accroître la tension à son point de connexion. Inversement, dans le cas d'une sous-excitation de l'alternateur celui-ci va absorber de la puissance réactive et donc faire diminuer la tension à ses bornes. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Son temps de réaction est de quelques centaines de millisecondes. [27]

I.3.3.2.2. Réglage secondaire de tension

Le principe du réglage secondaire de tension (RST) consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « nœud pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone. Le réglage secondaire a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion entre chaque zone, et de maintenir la tension aux nœuds pilotes de chaque zone à sa valeur de consigne.

Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaires et secondaires, ce dernier a un temps de réponse nettement plus long que le précédent : il est de l'ordre de la minute. [27]

I.3.3.2.3. Réglage tertiaire de tension

Le réglage tertiaire, manuel, qui est effectué par les opérateurs de dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants :

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté ;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériel ;
- Minimiser les pertes et les coûts de production.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un optimal power flow, ou OPF, en tenant compte des critères précédemment cités. [27]

I.3.3.2.2.4. Statisme de tension

En effectuant le même raisonnement que celui de la fréquence avec le régulateur du courant d'excitation de l'alternateur, lorsque l'alternateur est couplé au réseau, le régulateur agit sur la puissance réactive de l'alternateur.

I.4. Connexion d'un onduleur-réseau électrique

L'objectif du convertisseur est d'assurer le bon fonctionnement des interrupteurs en régulant la tension du bus continu à une valeur suffisamment élevée. Le contrôle de cette tension se fait en jouant sur la puissance active transitée au réseau (fig I.8).

Afin de connecter des sources au réseau électrique, il faut synchroniser la tension du générateur de production avec celle du réseau, c'est pourquoi l'information de phase et de fréquence de la tension du réseau est nécessaire. [28]

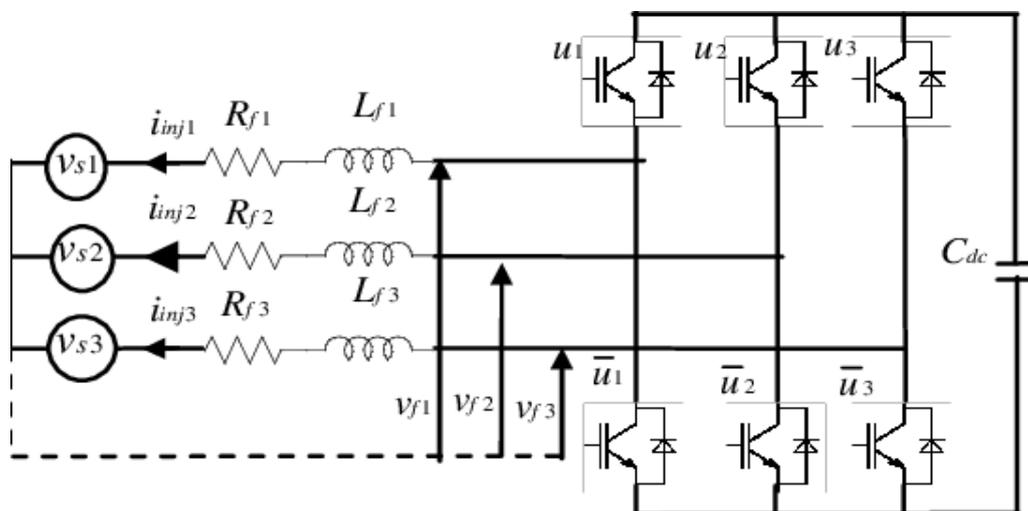


Figure I 8 : Connexion d'un onduleur-réseau électrique

I.5. La commande MLI (PWM)

Le but principal de la commande de l'onduleur est de générer des impulsions pour ouvrir ou fermer les interrupteurs de telle sorte que la tension de sortie de l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence, Ainsi, existe-t-il plusieurs principales familles de commande des convertisseurs statiques continu/alternatif :

- La commande par hystérésis (hystérésis ou hystérésis modulée) ;
- La commande pleine onde ;
- La commande par Modulation de Largeur d'Impulsion :
 - MLI sinus triangle ;
 - MLI symétrique ;
 - MLI asymétrique ;
 - MLI vectorielle (SVM).

Dans notre cas, nous allons utiliser la commande MLI sinus-triangle pour commander les interrupteurs de l'onduleur vu sa robustesse, sa fiabilité et sa simplicité d'implantation.

La modulation de largeur d'impulsions (MLI) sinus-triangle repose sur un principe de comparaison entre deux signaux : la modulante (signal de référence) et la porteuse (signal triangulaire de fréquence f nettement supérieure à celle de la modulante). La modulante qui est le signal de référence est composée dans ce cas de trois tensions de référence. La fréquence des trois sinusoïdes de référence correspond à celle des tensions souhaitées à la sortie de l'onduleur. La figure I.9 illustre le schéma de principe de la comparaison d'un signal sinusoïdal avec la porteuse, ainsi que le signal MLI obtenu pour commander un bras de l'onduleur de tension triphasé. [29]

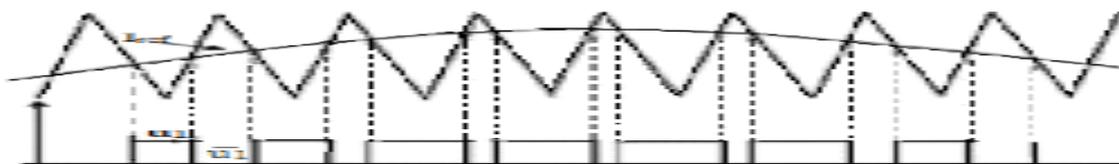


Figure I.9 : Commande MLI sinus-triangle

I.6. Boucle à verrouillage de phase (PLL) ou (Phase Locked Loop)

I.6.1. Définition

Une boucle à verrouillage de phase est un système de commande qui donne un signal de sortie dont la phase est liée à la phase du signal d'entrée ; il se compose de 3 parties principales : un détecteur de phase, un filtre passe-bas (LPF) et un oscillateur commandé en tension (VCO). (Voir fig I.10).

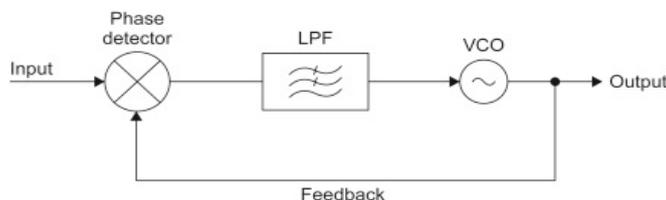


Figure I.10 : Composants de la PLL

Comparateur de phase/détecteur : Comme son nom l'indique, ce bloc de circuits dans la PLL compare la phase de deux signaux et génère une tension en fonction de la différence de phase entre les deux signaux.

VCO : L'oscillateur commandé en tension est le bloc de circuit qui génère le signal radiofréquence considéré comme la sortie de la boucle.

Filtre en boucle : Ce filtre permet de filtrer la sortie du comparateur de phase dans la boucle à verrouillage de phase PLL.

I.6.2. Fonctionnement de la PLL

La boucle à verrouillage de phase (PLL) est une technique bien établie pour extraire l'angle de phase des tensions du réseau, dans ce cas, l'objectif principal de la PLL est de suivre la fréquence de la tension du réseau et de filtrer le bruit et les perturbations à court

terme sans introduire de retard de phase. La PLL est principalement utilisé en cas de synchronisation du réseau et la phase de tension de sortie de l'onduleur.

La figure I.11 illustre la structure générale d'une PLL synchronisée au réseau. Les vecteurs de tension du réseau qui sont dans le repère a-b-c sont transformés dans le repère d-q. Ensuite, les tensions d, q sont filtrées, l'angle entre elles est calculé à l'aide de la fonction tangente inverse ($\arctan 2$).

L'erreur d'angle de phase (θ_{erreur}) est ensuite traitée via un régulateur PI. La fréquence nominale (f_n) est utilisée dans la structure pour rendre le suivi de fréquence plus précis et plus rapide. Un intégrateur pur fonctionne comme l'oscillateur commandé en tension (VCO) pour calculer la phase estimée (θ_{est}) à partir de la fréquence.

Dans le cas idéal, l'orientation de l'axe d doit être alignée sur le vecteur de tension du réseau. Tout écart entre l'orientation de l'axe d et l'angle de phase du vecteur de tension instantané se traduit par une composante V_q non nulle et une erreur θ non nulle. Par conséquent, la PLL tentera de maintenir la composante V_q à zéro (l'erreur à zéro) en ajustant la fréquence calculée du réseau. Finalement, la PLL sera verrouillée lorsque la fréquence estimée est égale à l'angle de phase du vecteur de tension du réseau. [30]

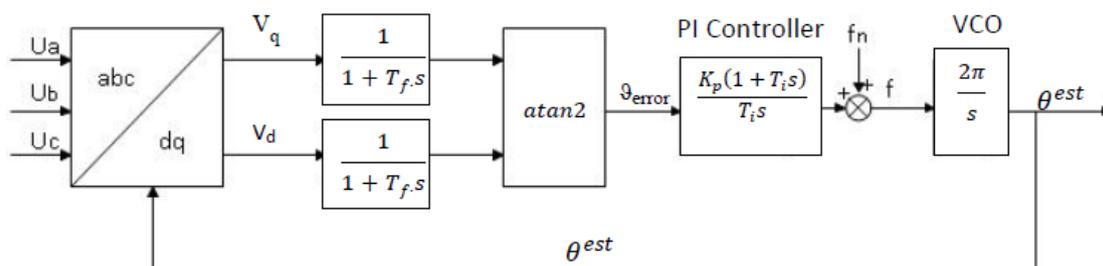


Figure I 11 : Structure générale de la PLL

I.7. Quelques applications du GSV

La stratégie de contrôle du GSV peut être mise en œuvre dans des applications telles que les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, le stockage d'énergie, les chargeurs de véhicules électriques bidirectionnels et les charges flexibles.

I.7.1. Eolienne

La méthode pour l'intégration de l'énergie éolienne dans un réseau est illustrée à la figure I.12. Le système de production d'énergie éolienne est connecté au réseau via un convertisseur dos à dos. L'extraction de puissance maximale du vent est obtenue en contrôlant le convertisseur côté éolienne, et la tension continue est contrôlée par le convertisseur côté réseau.

Le convertisseur côté éolienne peut être utilisé comme un moteur synchrone virtuel, car il reçoit de l'énergie du générateur synchrone à aimant permanent du côté alternatif et l'injecte sur la liaison DC. Les tâches principales du convertisseur côté rotor sont de réguler la tension de la liaison DC au niveau souhaité et de réaliser un fonctionnement à facteur de puissance unitaire du côté alternatif. Contrairement aux techniques de contrôle vectoriel existantes, la technologie du synchroniseur est significative.

Le convertisseur côté réseau peut être utilisé comme un générateur synchrone virtuel pour injecter de l'énergie active et réactive sur le réseau. Les principales tâches du convertisseur côté réseau sont d'obtenir un suivi de la puissance maximale qui est extraite de la puissance maximale du vent, et aussi de réguler la puissance réactive.

En conséquence, l'ensemble du système se comporte comme un système moteur-générateur, ce qui conduit à un système compact et efficace avec le potentiel d'utiliser l'inertie de l'éolienne. [31]

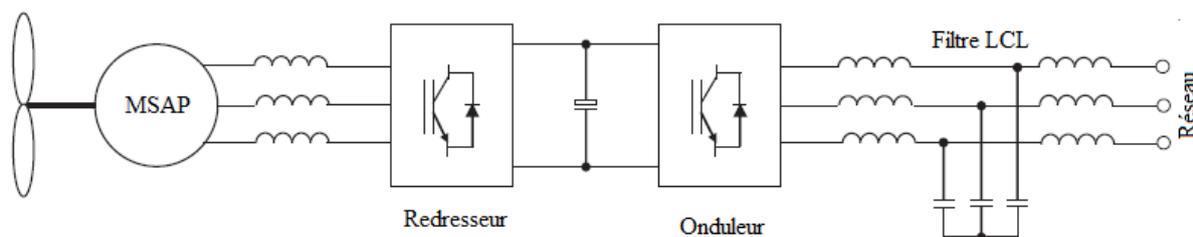


Figure I 12 : Connexion d'une éolienne au réseau

I.7.2. Panneau photovoltaïque

Une stratégie pour contrôler le GSV peut également être appliquée à l'intégration de l'énergie solaire. Un onduleur photovoltaïque (PV) monophasé sans transformateur est proposé. La topologie de l'onduleur est illustrée à la figure I.13. L'onduleur PV peut être formé en ajoutant une branche neutre dans l'onduleur demi-pont classique. La branche neutre ajoutée se compose de deux interrupteurs et d'une inductance. Les deux interrupteurs sont connectés en série puis placés entre les pôles positif et négatif du bus DC. L'inductance neutre est placée entre le point milieu des commutateurs et le point milieu des condensateurs séparés. Les objectifs principaux de la branche neutre sont d'équilibrer les tensions des condensateurs et de fournir un chemin de retour pour le courant d'entrée. En même temps, la branche de l'onduleur est utilisée pour générer une tension de sortie alternative avec une haute qualité de puissance et pour contrôler l'échange de puissance réactive et active entre le PV et le réseau. Pour rendre l'onduleur photovoltaïque convivial, le pied de l'onduleur est contrôlé pour être un

GSV. Il existe deux modes de fonctionnement pour le fonctionnement du GSV monophasé: le mode îloté et le mode connecté au réseau. En mode îloté, le GSV génère la tension nominale à la fréquence nominale. La puissance réelle et la puissance réactive générées dépendent de la charge locale connectée (lorsque le rayonnement est suffisamment élevé). En mode connecté au réseau, le GSV pourrait être contrôlé pour générer la quantité requise de puissance active et réactive pour participer à la régulation de la fréquence et de la tension du réseau ou pour générer la puissance définie par les valeurs de référence.[12]

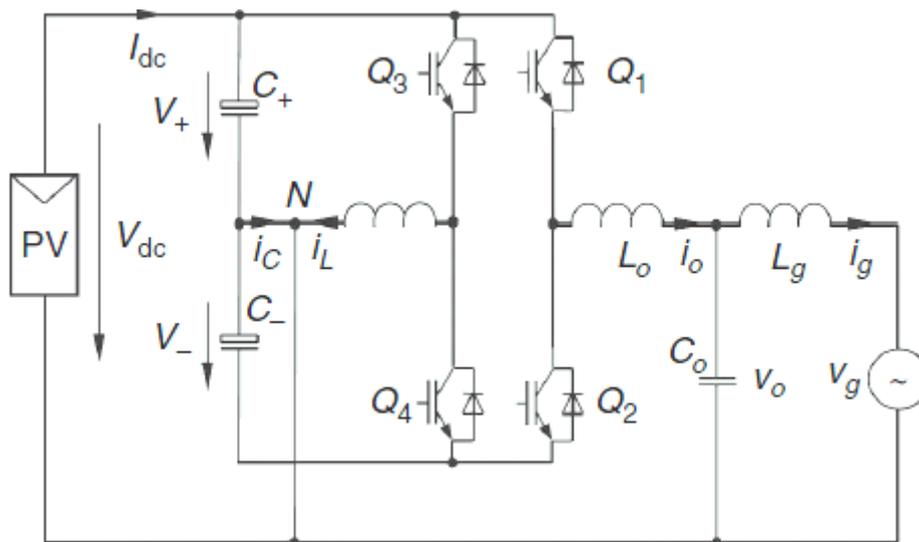


Figure I 13 : Panneau photovoltaïque connecté au réseau

I.7.3. Véhicule électrique

Lorsque les véhicules électriques sont connectés au réseau électrique via un GSV, le groupe connecté au réseau électrique peut être considéré comme un générateur synchrone fonctionnant directement ou indirectement en parallèle, car le GSV simule les caractéristiques du générateur synchrone réel. L'un des avantages remarquables de cette commande est que l'onduleur bidirectionnel, connectés au réseau peut partager la charge proportionnellement à leur capacité. [32]

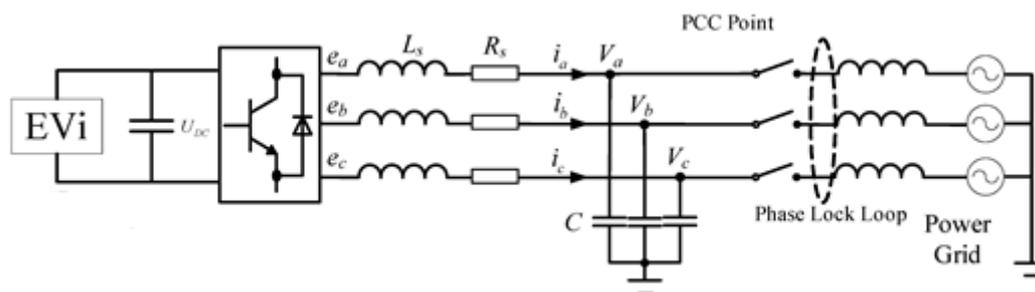


Figure I 14 : Véhicule électrique connecté au réseau

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons pu présenter la définition du GSV, son historique, les caractéristiques du générateur synchrone réel utilisé pour commander un onduleur comme générateur synchrone virtuel et enfin quelques applications qui connectent les énergies renouvelables au réseau via le GSV.

Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter le modèle du générateur synchrone virtuel avec une modélisation détaillée des différents éléments. Dans un premier temps nous présentons le modèle mathématique du générateur synchrone, puis la mise en œuvre du GSV et enfin la régulation de puissance du GSV.

II.1. Modèle mathématique du générateur synchrone

Avant d'établir le modèle mathématique, nous imposons quelques hypothèses :

- Une machine à pôles lisse.
- Les courants statoriques sont sinusoïdaux équilibrés.
- Elle possède une seule paire de pôles.
- Son circuit magnétique est homogène (entrefer constant) et non saturé.
- Les diverses inductances sont constantes.
- On néglige les courants de Foucault et le phénomène d'hystérésis.

II.1.1. Partie électrique

Les liaisons du flux des enroulements sont :

$$\begin{cases} \Phi_a = L_a i_a + M_{ab} i_b + M_{ac} i_c + M_{af} i_f \\ \Phi_b = M_{ab} i_a + L_b i_b + M_{bc} i_c + M_{bf} i_f \\ \Phi_c = M_{ac} i_a + M_{bc} i_b + L_c i_c + M_{cf} i_f \\ \Phi_f = M_{af} i_a + M_{bf} i_b + M_{cf} i_c + L_f i_f \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

Où i_a, i_b, i_c sont les courants de phase du stator et i_f est le courant d'excitation du rotor.

On pose :

$$\begin{aligned} L_a &= L_b = L_c = L \\ M_{ab} &= M_{bc} = M_{ac} = M \end{aligned}$$

L'inductance mutuelle entre la bobine de champ et chacune des trois bobines de stator varie en fonction de l'angle du rotor θ , où $M_f > 0$.

$$\begin{cases} M_{af} = M_f \cos(\theta) \\ M_{bf} = M_f \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ M_{cf} = M_f \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

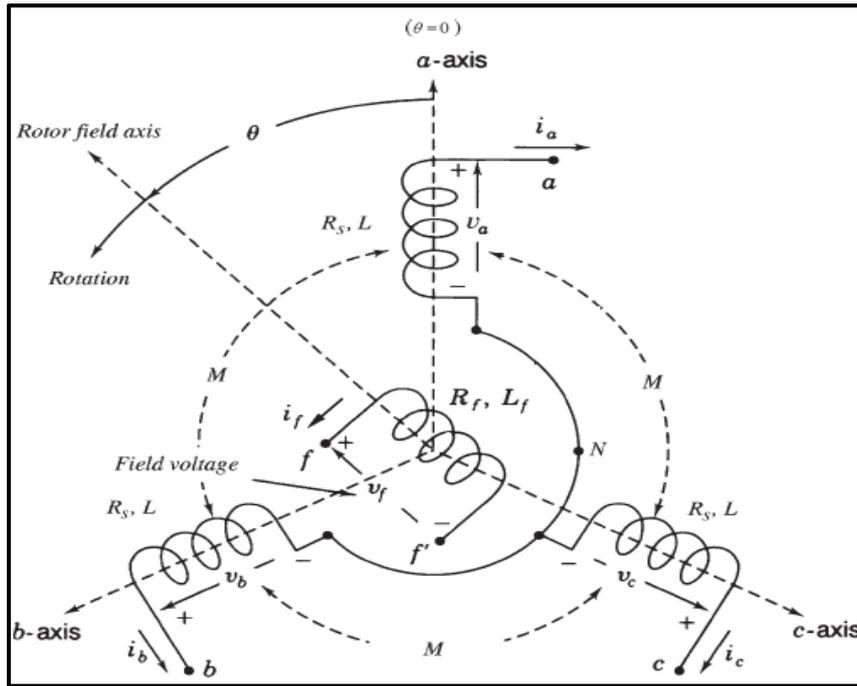


Figure II 1 : Structure d'un tour du rotor triphasé idéalisé SG

On suppose que la ligne neutre n'est pas connectée.

$$i_a + i_b + i_c = 0 \tag{II.3}$$

Dou :

$$\begin{cases} \Phi_a = Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f \\ \Phi_b = -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f \\ \Phi_c = -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f \\ \Phi_f = M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f \end{cases} \tag{II.4}$$

On pose :

$$\Phi = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

$$\widetilde{\cos}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \widetilde{\sin}(\theta) = \begin{bmatrix} \sin(\theta) \\ \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

On résulte que le flux statorique peut être réécrit :

$$\Phi = L_s i + M_f i_f \widetilde{c\delta s\theta} \quad (\text{II.5})$$

Où

$$L_s = L + M$$

Le flux rotorique peut être réécrit comme

$$\Phi_f = L_f i_f + M_f \langle i, \widetilde{c\delta s\theta} \rangle \quad (\text{II.6})$$

Où $\langle ., . \rangle$ désigne le produit scalaire dans \mathbb{R}^3 .

Puisque les courants statoriques sont sinusoïdaux équilibré, on remarque que le second terme $M_f \langle i, \widetilde{c\delta s\theta} \rangle$ est constant.

Les tensions de phase $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ et la tension d'excitation peuvent être obtenues à partir de (II.5) et (II.6)

$$v = -R_s i - \frac{d\Phi}{dt} = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + e \quad (\text{II.7})$$

$$v_f = -R_f i_f - \frac{d\Phi_f}{dt} = -R_f i_f + L_f \frac{di_f}{dt} \quad (\text{II.8})$$

Où $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$ est la force électromotrice (FEM) en raison du mouvement du rotor elle est donnée par

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \widetilde{s\dot{n}\theta} - M_f \frac{di_f}{dt} \widetilde{c\delta s\theta} \quad (\text{II.9})$$

Nous utiliserons i_f au lieu de v_f comme une entrée constante réglable. Ceci complète la modélisation de la partie électrique de la machine.

II.1.2. Partie mécanique

La partie mécanique de la machine est régie par l'équation suivante :

$$J\ddot{\theta} = T_m - T_e - D_p \dot{\theta} \quad (\text{II.10})$$

T_e peut être trouve de l'énergie E stockée dans le champ magnétique de la machine.

$$\begin{aligned} E &= \frac{1}{2} \langle i, \Phi \rangle + \frac{1}{2} i_f \Phi_f = \frac{1}{2} \langle i, L_s i + M_f i_f \widetilde{c\delta s\theta} \rangle + \frac{1}{2} i_f (L_f i_f + M_f \langle i, \widetilde{c\delta s\theta} \rangle) \\ &= \frac{1}{2} \langle i, L_s i \rangle + M_f i_f \langle i, \widetilde{c\delta s\theta} \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2 \end{aligned} \quad (\text{II.11})$$

Nous avons :

$$T_e = -\left. \frac{\partial E}{\partial \theta} \right|_{i, i_f \text{ constant}} \quad (\text{II.12})$$

Ainsi

$$T_e = -M_f i_f \langle i, \frac{\partial}{\partial \theta} \widetilde{c\delta s\theta} \rangle = M_f i_f \langle i, \widetilde{s\eta\theta} \rangle \quad (\text{II.13})$$

Notez que si $i = i_0 \widetilde{s\eta\varphi}$ pour certains angles φ arbitraires, donc :

$$T_e = M_f i_f i_0 \langle \widetilde{s\eta\varphi}, \widetilde{s\eta\theta} \rangle = \frac{3}{2} M_f i_f i_0 \cos(\theta - \varphi) \quad (\text{II.14})$$

Puisque i_f est constant on aura des équations (II.8) et (II.13) :

$$T_e \dot{\theta} = \langle i, e \rangle \quad (\text{II.15})$$

II.1.3. Mise à disposition de la ligne neutre

L'analyse précédente est basée sur l'hypothèse que la ligne neutre n'est pas connectée. Si la ligne neutre est connectée,

$$i_a + i_b + i_c = i_N \quad (\text{II.16})$$

Les formules des flux statoriques, devienne :

$$\begin{cases} \Phi_a = Li_a - Mi_b - Mi_c + Mi_N + M_f i_f \\ \Phi_b = -Mi_a + Li_b - Mi_c + Mi_N + M_f i_f \\ \Phi_c = -Mi_a - Mi_b + Li_c + Mi_N + M_f i_f \end{cases} \quad (\text{II.17})$$

Donc :

$$\Phi = L_s i + M_f i_f \widetilde{c\delta s}(\theta) - \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} M i_N \quad (\text{II.18})$$

Et les tensions de phase (II.7) deviennent :

$$v = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} M \frac{di_N}{dt} + e \quad (\text{II.19})$$

Où e a été donnée par (II.9). Les autres formules ne sont pas affectées.

Comme nous l'avons vu, la fourniture d'une ligne neutre rend le modèle du système un peu plus compliqué. Cependant, dans un GSV, M est un paramètre de conception qui peut être choisi égal à zéro. La signification physique de ceci est qu'il n'y a pas de couplage magnétique entre les enroulements du stator. Cela ne se produit pas dans un GS réel, mais peut être

facilement implémenté dans un GSV. Lorsque nous devons fournir une ligne neutre, c'est un choix avantageux de prendre $M = 0$, car cela simplifie les équations.

Les équations (II.7) (II.8) (II.10) et (II.13) du modèle du GS sont utilisées pour faire fonctionner un onduleur comme un GSV.

II.2. Mise en œuvre du GSV

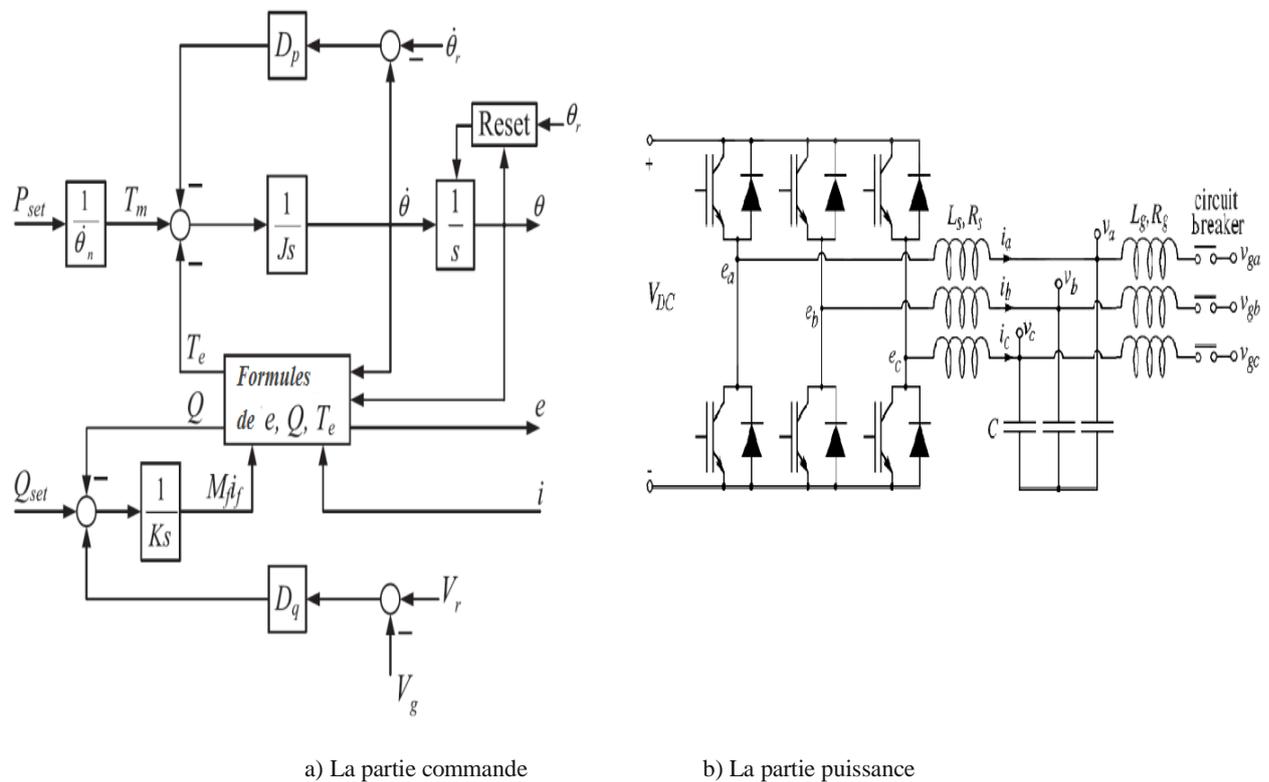
Un simple convertisseur DC/AC (onduleur) utilisé pour convertir la puissance du courant continu en courant alternatif triphasé est représenté sur la figure b-II2. Cette onduleur comprend trois branches de commutateurs (IGBT) commandés par une modulation de largeur d'impulsion (MLI) et des filtres *RLC* pour réduire l'ondulation de la tension provoquée par la commutation.

En fonctionnement connecté au réseau, l'impédance du réseau doit être incluse dans l'impédance des inductances L_g (avec résistance R_g en série), et on peut considérer que, après la disjonction, nous avons une infinité de bus. La partie puissance du GSV est le circuit à gauche des trois condensateurs, ainsi que les condensateurs. Si l'on fait abstraction de l'ondulation, cette partie du circuit se comportera comme un GS connecté en parallèle avec le réseau. Les inductances, notés L_g , ne font pas partie du GSV, mais il est utile de les avoir pour la synchronisation et le contrôle de puissance. Il est important d'avoir un espace de stockage d'énergie sur le bus en courant continu, car la puissance absorbée représente non seulement la puissance provenant du moteur principal imaginaire, mais aussi de l'inertie de la partie tournante du GSV. Cette dernière composante de puissance est proportionnelle à la dérivée de la fréquence du réseau.

La partie commande du GSV représentée sur la figure a-II2 est un processeur de signal numérique et de circuits associés, fonctionnant sous un programme spécial, qui commande les commutateurs représentés sur la figure b-II2.

Ces deux parties interfèrent via des signaux e et i . Les différents capteurs de tension et de courant, les circuits de conditionnement de signaux et les convertisseurs analogiques/numériques doivent être considérés comme faisant partie de la partie commande du GSV.

Le circuit représenté à la figure II2 ne fournit pas une ligne neutre, mais cela peut être ajouté si nécessaire.



a) La partie commande b) La partie puissance

Figure II 2 : Composants d'un générateur synchrone virtuel

II.2.1. Partie puissance

Les tensions aux bornes $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ du GS, comme indiqué en (II.7), sont représentées par les tensions des condensateurs illustrés à la figureb-II2 ou l'impédance des enroulements du stator est représenté par l'inductance L_s et la résistance R_s . Il résulte de là que $e_a, e_b,$ et e_c doivent représenter la force électromotrice en raison du mouvement du rotor. Ce n'est pas possible justement parce que $e_a, e_b,$ et e_c sont des signaux de commutation à haute fréquence, mais il est possible par rapport à la valeur moyenne (les commutateurs de l'onduleur doit fonctionner de telle sorte que les valeurs moyennes de $e_a, e_b,$ et e_c au cours d'une période de commutation doit être égale à e donnée en (II.9)). Ceci peut être réalisé selon la technique de commande MLI.

Le champ d'enroulement imaginaire (rotor) du GSV est alimenté par une source de courant continu réglable i_f au lieu d'une source de tension v_f . Puisque i_f est constante, la tension générée à partir de (II.9) se réduit à :

$$e = M_f i_f \dot{\theta} \sin \theta \tag{II.20}$$

Les condensateurs de filtrage C doivent être choisis de telle sorte que la fréquence de résonance $1/2\pi\sqrt{L_s C}$ est d'environ $\sqrt{\omega_n \omega_s}$, où ω_n est la fréquence angulaire nominale de la tension du réseau et ω_s est la fréquence angulaire de commutation servant à activer ou à désactiver les commutateurs.

II.2.2. Partie commande

La puissance active P et la puissance réactive Q sont définies comme :

$$P = \langle i, e \rangle \quad (\text{II.21})$$

$$Q = \langle i, e_q \rangle \quad (\text{II.22})$$

Où e_q a la même amplitude que e , mais avec une phase retardée de $\pi/2$, c'est-à-dire :

$$e_q = \dot{\theta} M_f i_f \widetilde{s\tilde{n}} \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) = -\dot{\theta} M_f i_f \widetilde{c\tilde{o}s} \theta \quad (\text{II.23})$$

La puissance active et la puissance réactive sont respectivement :

$$P = \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{s\tilde{n}} \theta \rangle \quad (\text{II.24})$$

$$Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{c\tilde{o}s} \theta \rangle \quad (\text{II.25})$$

Ceux-ci coïncident avec les définitions classiques pour la puissance active et la puissance réactive, généralement exprimée en coordonnées $d q$.

Q positif correspond à une charge inductive. Notez que, si $i = i_0 \widetilde{s\tilde{n}} \varphi$ pour un certain angle φ alors :

$$\begin{cases} P = \dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{s\tilde{n}} \theta \rangle = \frac{3}{2} \dot{\theta} M_f i_f i_0 \widetilde{c\tilde{o}s} (\theta - \varphi) \\ Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{c\tilde{o}s} \theta \rangle = \frac{3}{2} \dot{\theta} M_f i_f i_0 \widetilde{s\tilde{n}} (\theta - \varphi) \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

Les formules précédentes pour P et Q sont utilisées lors de la régulation de la puissance active et réactive d'un GS.

L'équation (II.10) peut être écrite :

$$\ddot{\theta} = \frac{1}{J} (T_m - T_e - D_p \dot{\theta}) \quad (\text{II.27})$$

Où le couple mécanique T_m est une entrée de commande, et le couple électromagnétique T_e dépend de i et θ selon (II.13), cette équation, ainsi que (II.20) et (II.25), sont mis en œuvre dans la partie commande d'un GSV représenté sur la figure II.3. Ainsi, les variables d'état du GSV sont i (les courants d'inducteur), v (les tensions de condensateur), θ , et $\dot{\theta}$ (qui sont l'angle virtuel et la vitesse angulaire virtuelle). En l'absence d'une ligne neutre, seulement deux des trois courants dans le vecteur i sont indépendants. Les entrées de commande du GSV sont T_m et $M_f i_f$.

Afin de faire fonctionner le GSV de manière utile, nous avons besoin d'un contrôleur qui génère les signaux T_m et $M_f i_f$ de telle sorte que la stabilité du système est maintenue, et les valeurs souhaitées de puissance active et réactive sont suivies.

II.3. Fonctionnement du GSV

II.3.1. Régulation de la puissance active

Pour les GSs, la vitesse du rotor est maintenue par le moteur d'entraînement, et que le facteur d'amortissement D_p est dû aux frottements mécaniques. Un mécanisme important pour que les GSs partagent la charge uniformément (en proportion de leur charge nominale) est de faire varier la puissance active délivrée au réseau en fonction de la fréquence du réseau qui est une boucle de commande appelée statisme de fréquence. Lorsque la demande de puissance active augmente, la vitesse des GSs diminue en raison de l'augmentation de T_e . Le système de régulation de puissance du moteur d'entraînement augmente alors la puissance mécanique.

Le mécanisme statisme de fréquence peut être mis en œuvre dans un GSV en comparant la vitesse angulaire virtuelle $\dot{\theta}$ avec la fréquence angulaire de référence $\dot{\theta}_r$ (qui serait normalement égale à la fréquence angulaire nominale du réseau $\dot{\theta}_n$) en ajoutant cette différence multipliée par un gain au couple actif T_m . Les formules montrent que l'effet de la boucle de contrôle de statisme de fréquence équivaut à une augmentation significative du coefficient de frottement mécanique D_p . Sur la figure II3, la constante D_p représente le coefficient de frottement mécanique ainsi que le coefficient de statisme.

Ainsi, on a :

$$D_p = -\frac{\Delta T}{\Delta \dot{\theta}} \quad (\text{II.28})$$

Où ΔT et la variation du couple total agissant sur le rotor et $\Delta \dot{\theta}$ et la variation de la fréquence angulaire.

Le couple actif T_m peut être obtenu à partir de la valeur de consigne (ou valeur de référence) de la puissance active P_{ref} en la divisant par la vitesse mécanique nominale $\dot{\theta}_n$, comme représenté sur la figure II3, cela complète la boucle de puissance active, comme on le voit dans la partie supérieure de la figure II3. En raison du mécanisme intégré de statisme de fréquence, un GSV partage automatiquement les variations de charge avec d'autres onduleurs du même type et avec des GSs sur le même réseau électrique. La vraie boucle de régulation de puissance est très simple, car aucun des dispositifs mécaniques n'est impliqué, et aucune mesure autre que i n'est nécessaire.

La régulation de la puissance active montrée dans la partie supérieure de la figure II3 a une boucle de statisme interne (avec gain D_p) et une boucle externe (provenant du courant i via le couple T_e). La constante de temps de la boucle de statisme en fréquence est $\tau_f = J/D_p$. Alors J doit être choisi comme

$$J = D_p \tau_f \quad (\text{II.29})$$

On utilise J égal à celui d'un GS avec la même puissance nominale. L'augmentation de la constante de temps τ_f introduite est partiellement compensée en appliquant une valeur relativement plus grande de D_p juste pour obtenir une réponse transitoire satisfaisante.

II.3.2. Régulation de la puissance réactive

La régulation de la puissance réactive Q à la sortie du GSV peut être réalisée de façon similaire à celle de la puissance active. On définit le coefficient statisme de tension D_q comme le rapport de la modification requise de la puissance réactive ΔQ à la variation de la tension Δv , c'est-à-dire :

$$D_q = -\frac{\Delta Q}{\Delta v} \quad (\text{II.30})$$

La boucle de commande de la puissance réactive peut être réalisée comme indiqué dans la partie inférieure de la figure II3. La différence entre la tension de référence v_r et l'amplitude v_m de la tension v_{fb} (normalement v_{fb} serait égale à v_g) est l'erreur de suivi de l'amplitude de la tension. Cette erreur est multipliée par le coefficient de statisme de la tension D_q et ensuite ajoutée à l'erreur de suivi entre la valeur de référence Q_{ref} et la puissance réactive Q , qui est calculée selon l'équation (II. 25).

Le signal résultant est ensuite introduit dans un intégrateur avec un gain $1/K$ qui génère $M_f i_f$. Il est important de noter qu'on n'a pas besoin de mesurer la puissance réactive Q , car elle peut être calculée à partir de i (qui est mesurée) et de θ et $\dot{\theta}$, qui sont disponibles.

Le contrôle de la puissance réactive représentée dans la partie inférieure de la figure II3 a également une structure imbriquée, si l'effet du filtre LC est ignoré (ce qui signifie que $v_{fb} \approx e$ donc $v_m \approx \dot{\theta} M_f i_f$). La boucle interne est celle de tension (amplitude) tandis que la boucle externe est celle de la puissance réactive. La constante de temps τ_v de la boucle de tension peut-être estimée comme :

$$\tau_v \approx \frac{K}{\dot{\theta} D_q} \approx \frac{K}{\dot{\theta}_n D_q} \quad (\text{II.31})$$

La variation de $\dot{\theta}$ est très petit. Par conséquent si τ_v et D_q ont été choisis, donc K peut être déduit.

La fréquence angulaire et l'amplitude de la tension du réseau utilisé dans les boucles de régulations sont obtenues à partir d'une boucle à verrouillage de phase

Conclusion

A partir du modèle mathématique du générateur synchrone nous avons pu réaliser un modèle du GSV, nous avons aussi ajouté des boucles de régulation en puissance active et réactive pour pouvoir maintenir la fréquence et la tension du réseau à leurs valeurs nominales.

Introduction

Pour valider le modèle théorique et les commandes élaborées dans le chapitre précédent nous allons simuler le comportement dynamique du GSV connecté au réseau.

Nous avons utilisé les boîtes à outils MATLAB-SIMULINK pour simuler le modèle dynamique complet du GSV, chaque partie du modèle a été construite individuellement, puis l'ensemble du modèle dynamique est formé en reliant les différents sous-systèmes entre eux (fig III.1).

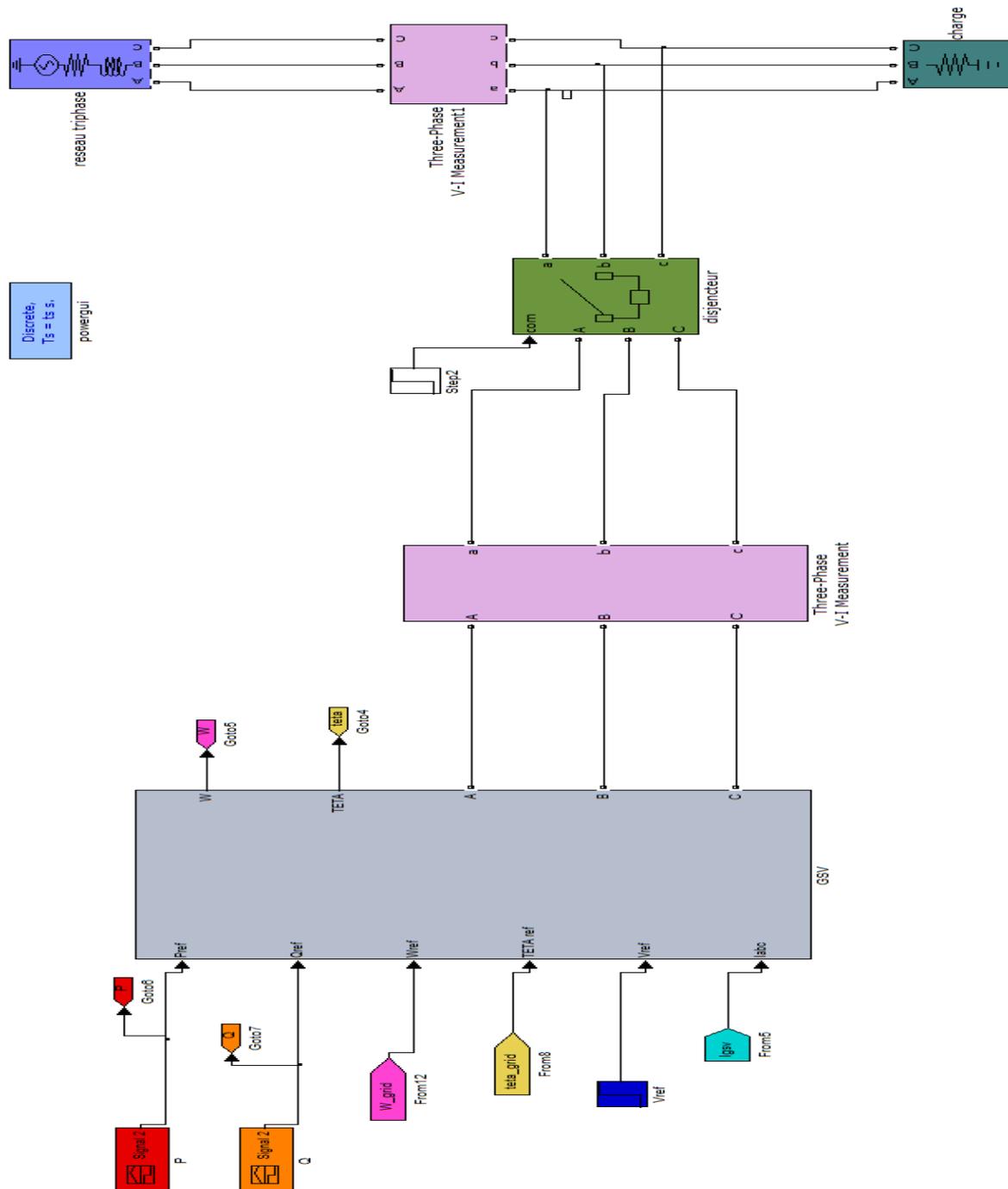


Figure III 1 : Modèle complet du GSV connecté au réseau

III.1. Bloc GSV

Comme l'indique la figure ci-dessous (fig III.2) le bloc GSV se partage en deux parties : le bloc de commande et le bloc de puissance.

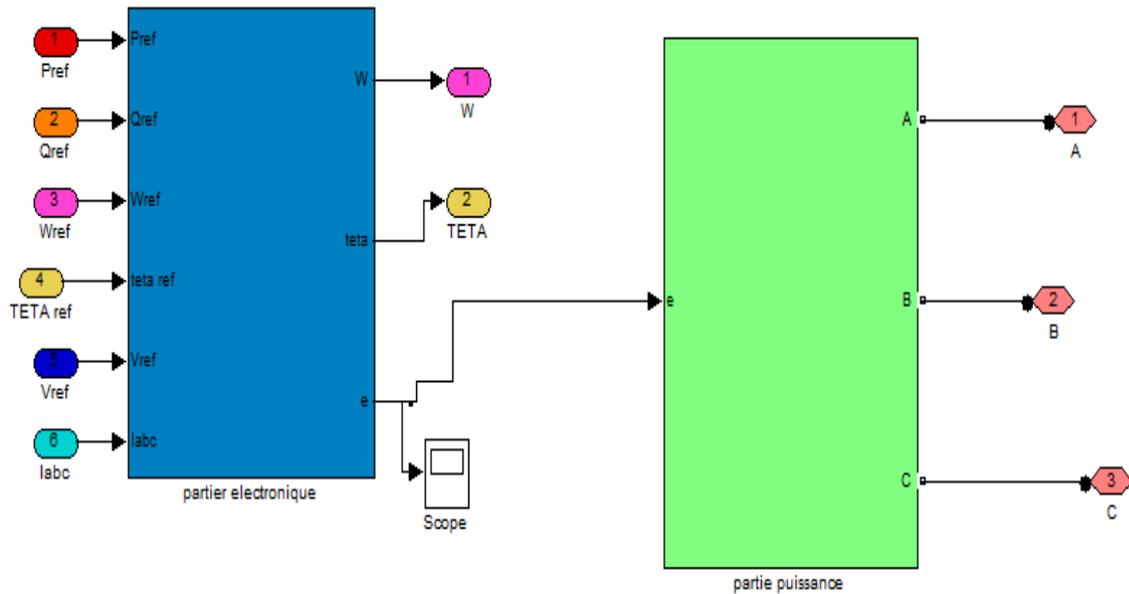


Figure III 2 : Modèle complet du GSV

III.1.1. Bloc partie puissance

La partie puissance du GSV se compose d'un bus continu (une source DC), un onduleur de tension à commande MLI et des filtres pour filtrer la tension et le courant (voir fig III.3)

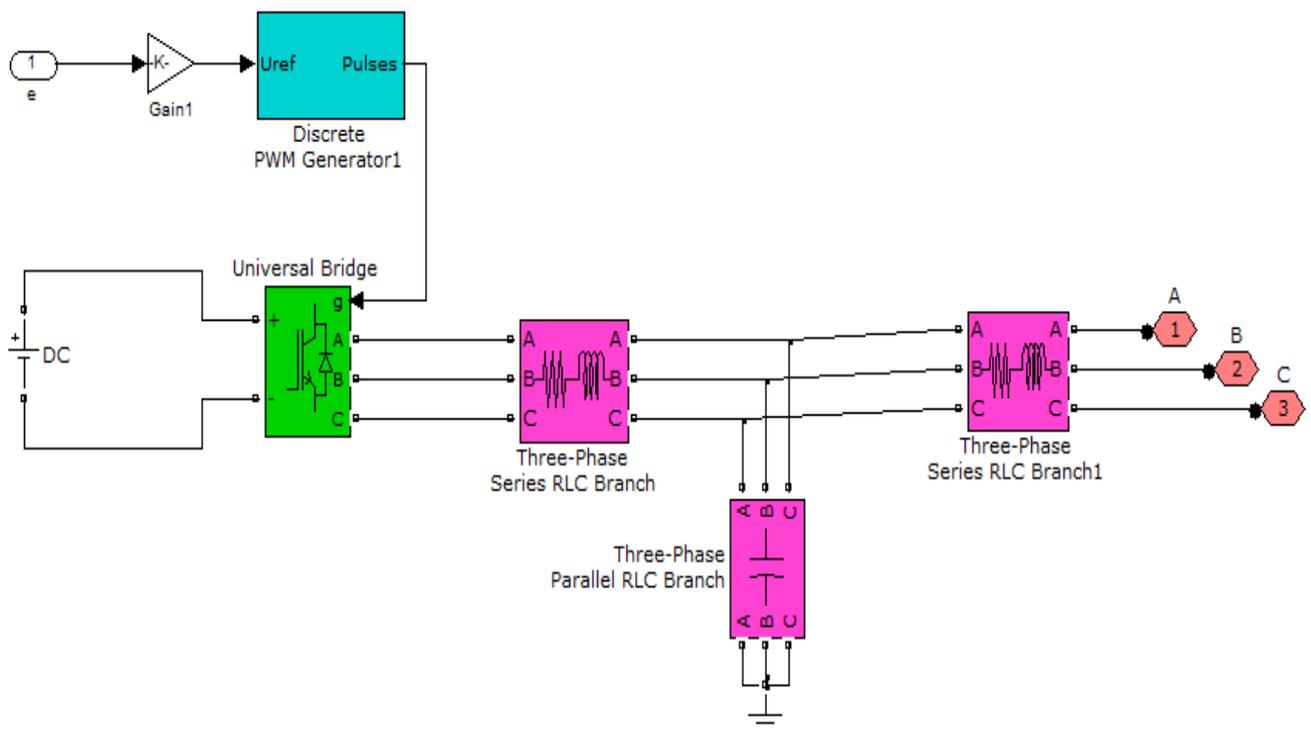


Figure III 3 : Modèle complet de la partie puissance du GSV

III.1.2. Bloc MLI

Le bloc MLI génère les impulsions d'ouverture ou fermeture des interrupteurs, il compare entre deux signaux : la modulante (signal de référence) dans notre cas c'est la FEM et la porteuse (signal triangulaire de fréquence f_{com} [dans notre cas $f_{com}=1250$ Hz]). La Figure III.4 montre les signaux générés sur un intervalle de temps de 0,1 s.

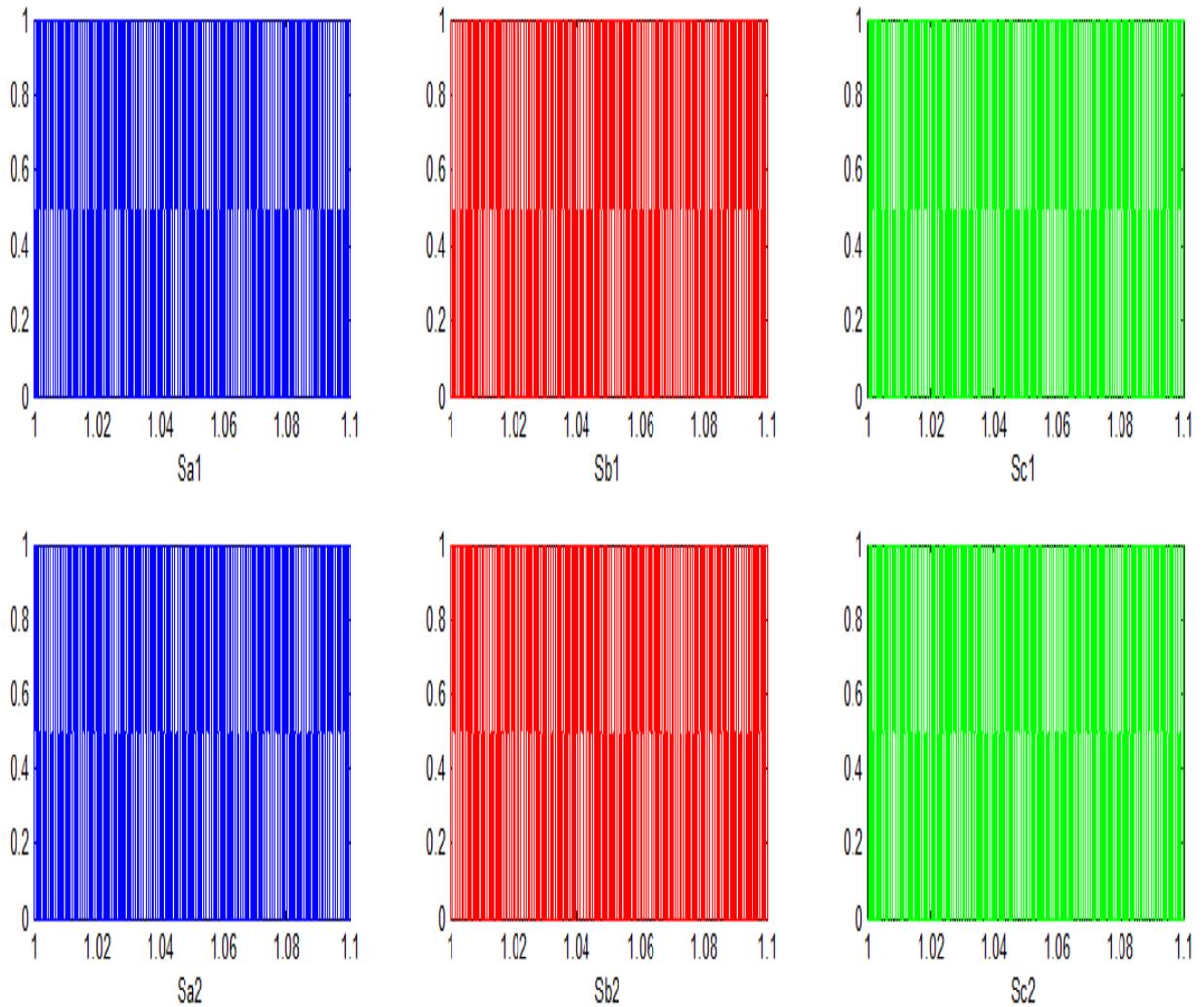


Figure III 4 : Signaux générés par la commande MLI

III.1.3. Bloc partie commande

Cette partie contient le modèle du générateur synchrone avec les boucles de régulation de puissances active et réactive.

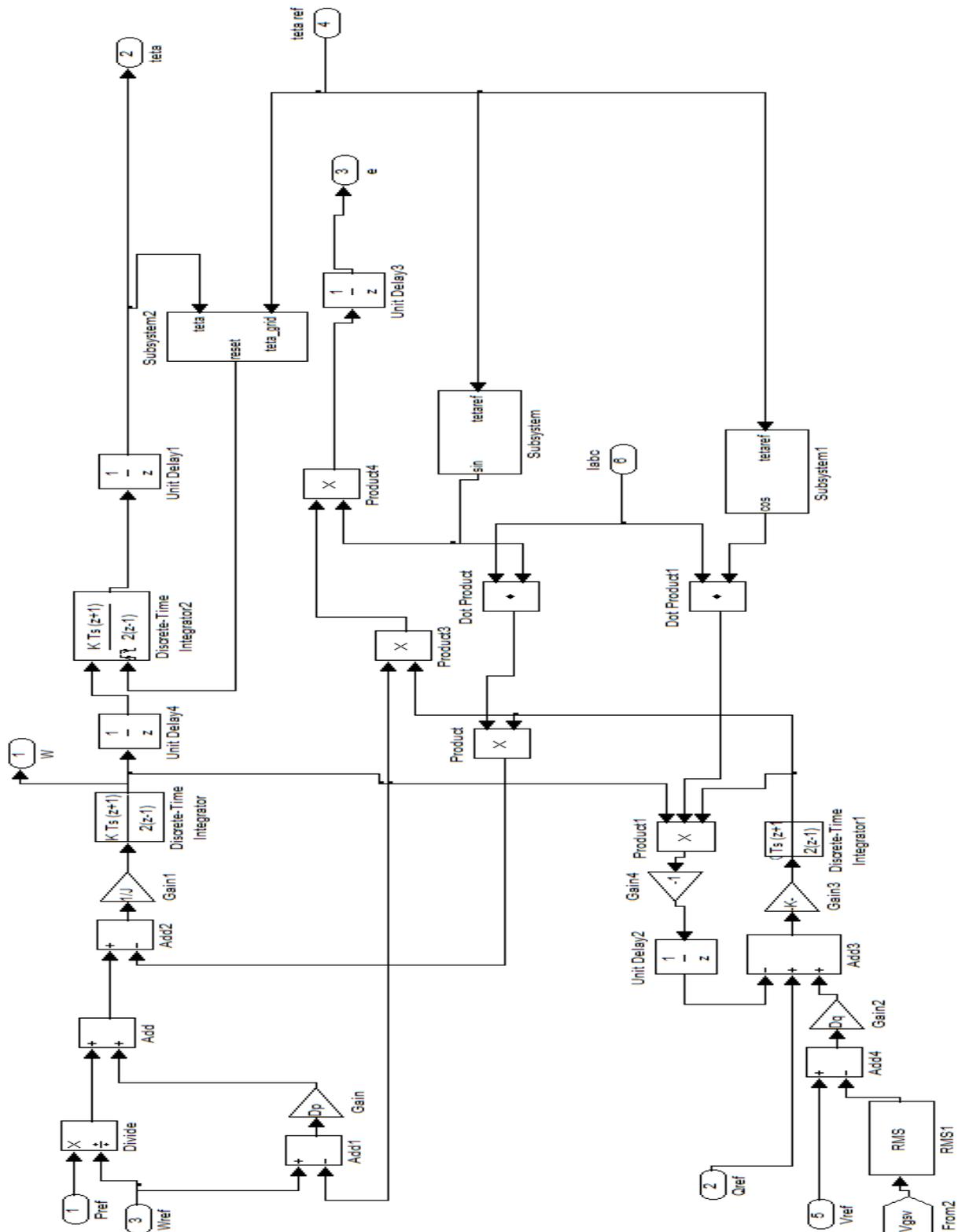


Figure III 5 : Modèle complet de la partie commande du GS

III.2. Réseau électrique

Le réseau électrique est représenté par une source triphasée avec une tension et une fréquence fixe connectées à une charge de puissance 10 kW.

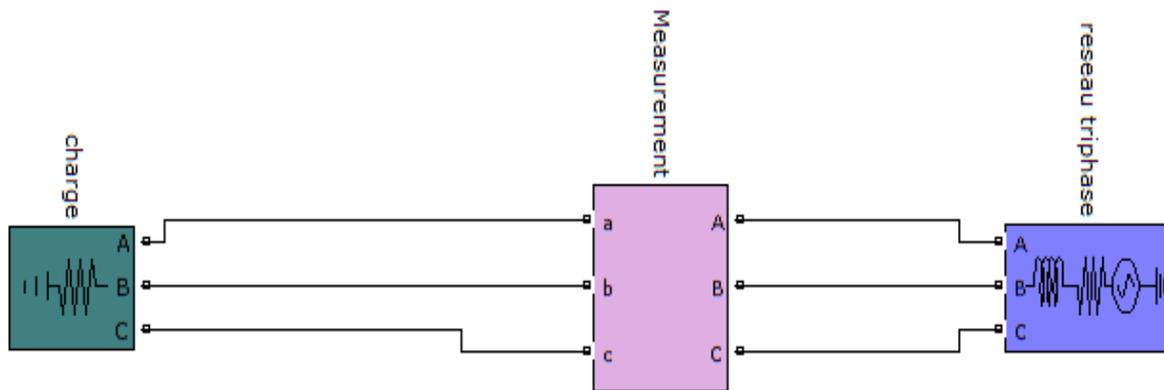


Figure III 6 : Réseau électrique

III.3. Bloc PLL

Le bloc PLL détecte la fréquence et l'angle de phase du réseau (fig III.7).

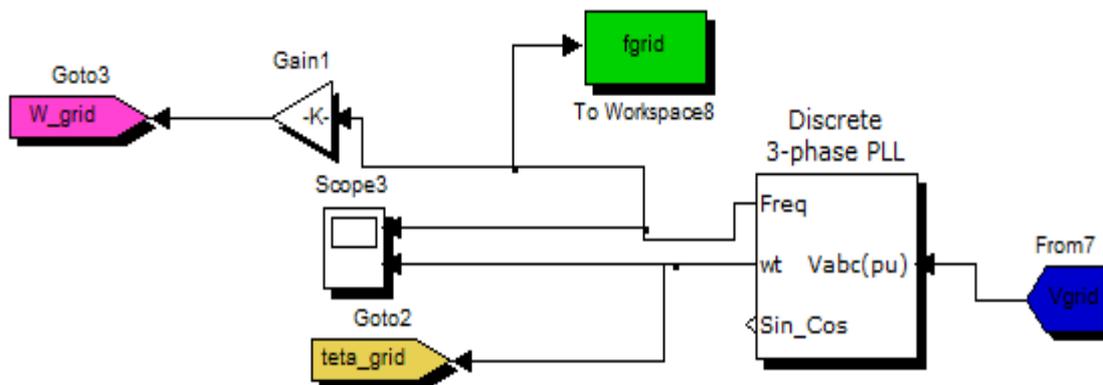


Figure III 7 : Bloc PLL

III.4. Le disjoncteur

Ce bloc connecte le GSV avec le réseau après synchronisation.

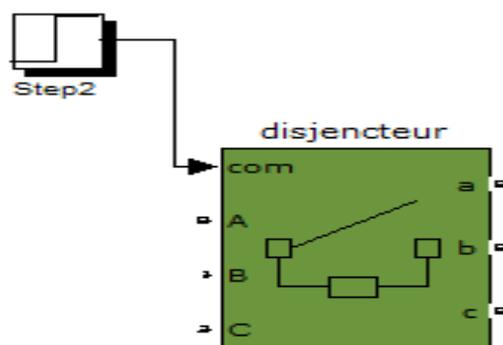


Figure III 8 : Bloc du disjoncteur

III.5. Résultat de simulation

Le GSV est connecté en parallèle avec un réseau triphasé de 380V/50Hz et une charge de 10 kW via un disjoncteur.

La constante de temps de la boucle de fréquence est choisie comme $\tau_f = 0,002$ s et celle de la boucle de tension est choisie comme $\tau_v = 0,0002$ s.

Le modèle est testé sur un cycle de 10 secondes, la simulation a été lancée à $t = 0$ pour permettre la synchronisation de la PLL et du GSV, le disjoncteur a été activé à $t=1$ s.

Les paramètres utilisés pour effectuer les simulations sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Table III 1 : Paramètres de simulation

paramètres	valeurs	paramètres	valeurs
<i>V_{dc}</i>	900 V	<i>J</i>	0,015 Kg m ²
<i>V_{grid}</i>	380 V	<i>K</i>	6
<i>F</i>	50 Hz	<i>D_p</i>	7,5
<i>L_s</i>	9,8 mH	<i>D_q</i>	90
<i>L_g</i>	1,9 mH	<i>T_s</i>	0,1 ms
<i>R_s</i>	8,8 Ω	<i>τ_f</i>	0,002 s
<i>R_g</i>	4 Ω	<i>τ_v</i>	0,000 2 s
<i>C</i>	35 μF	<i>f_{com}</i>	1250 Hz

Pour illustrer les propriétés du GSV et son effet sur la fréquence, la tension et le courant du réseau, nous avons effectué de diverses simulations qui portent sur la variation des puissances de référence et de l'inertie du générateur virtuel.

Les résultats de ses simulations sont illustrés ci-dessous.

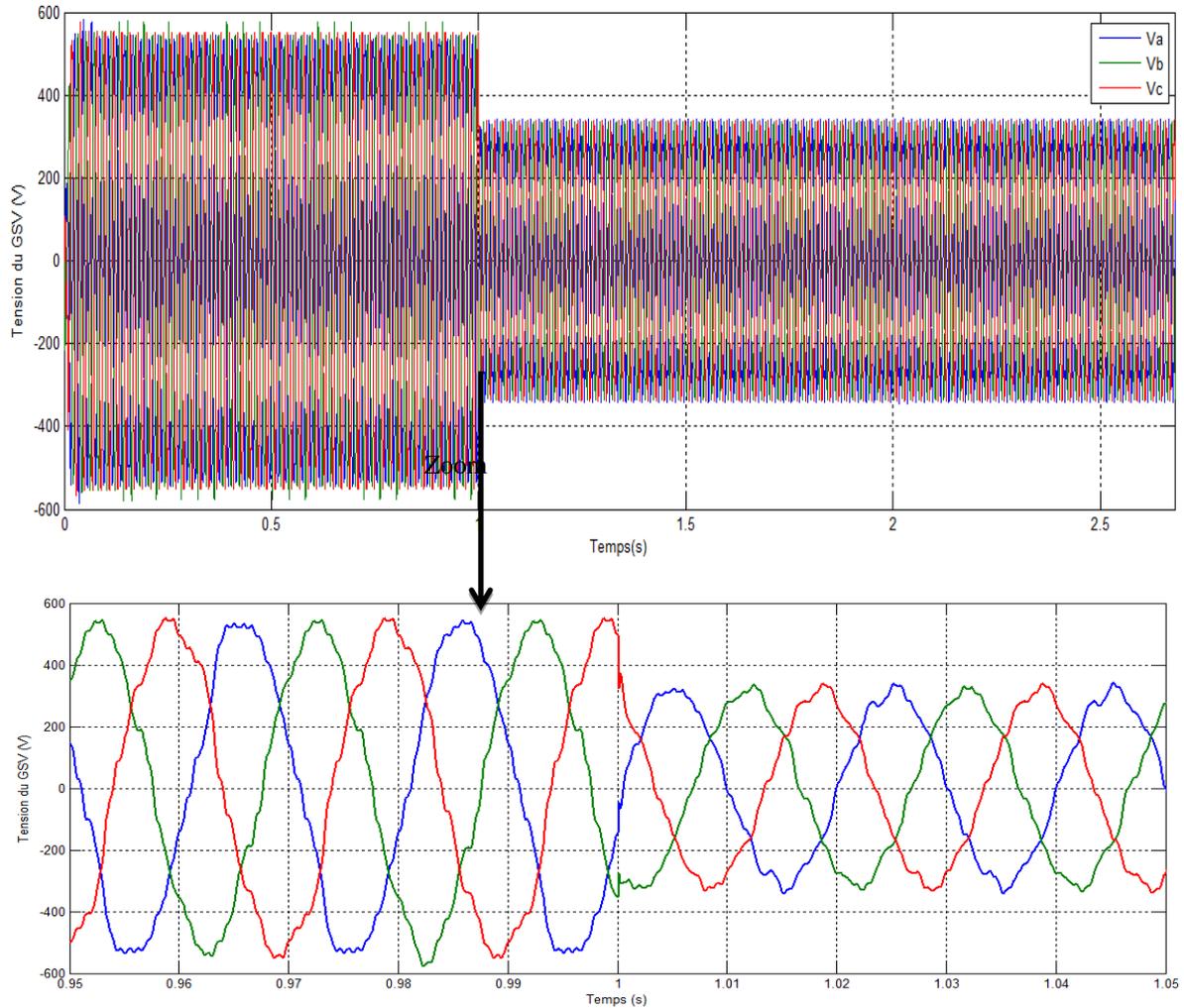


Figure III 9 : Les tensions sortantes du GSV

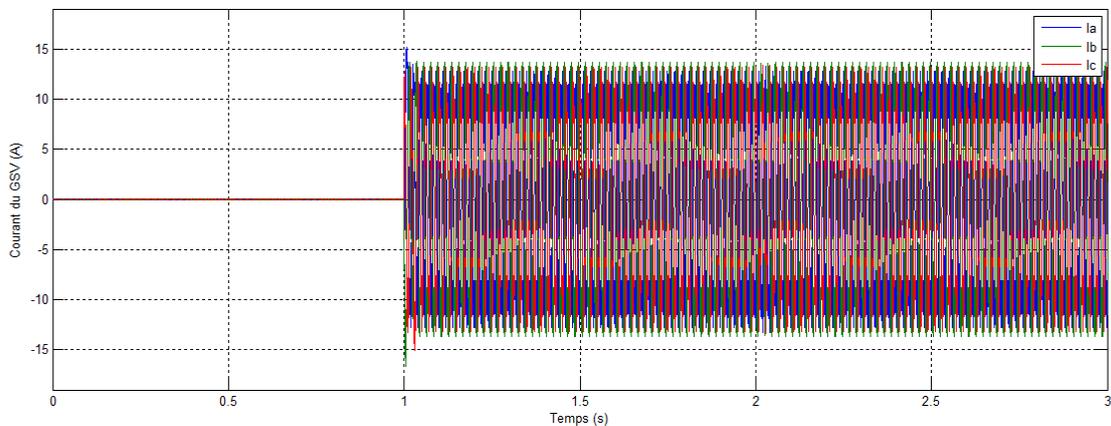


Figure III 10 : Les courants sortants du GSV

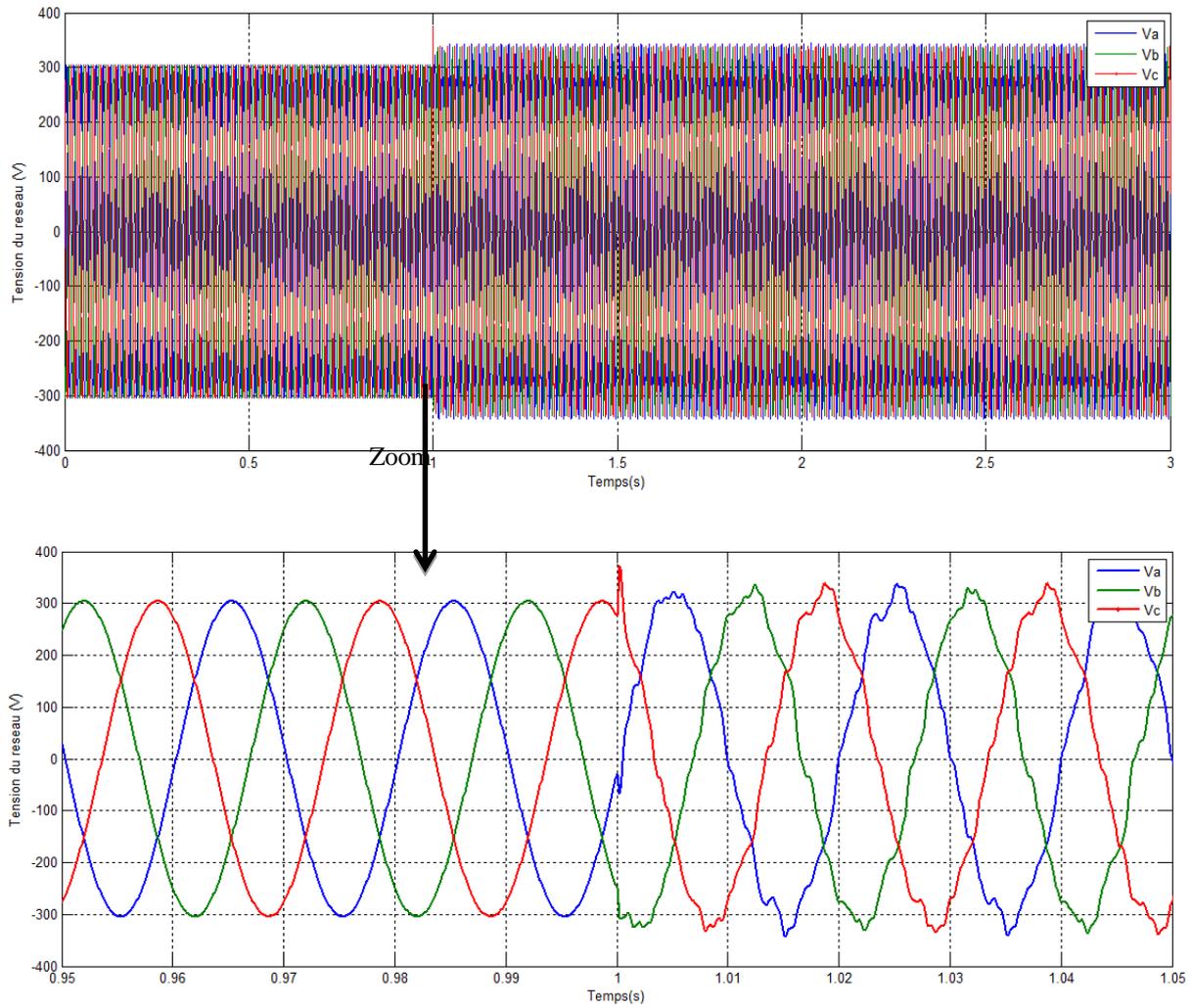


Figure III 11 : Les tensions sortantes du réseau

FFT analysis

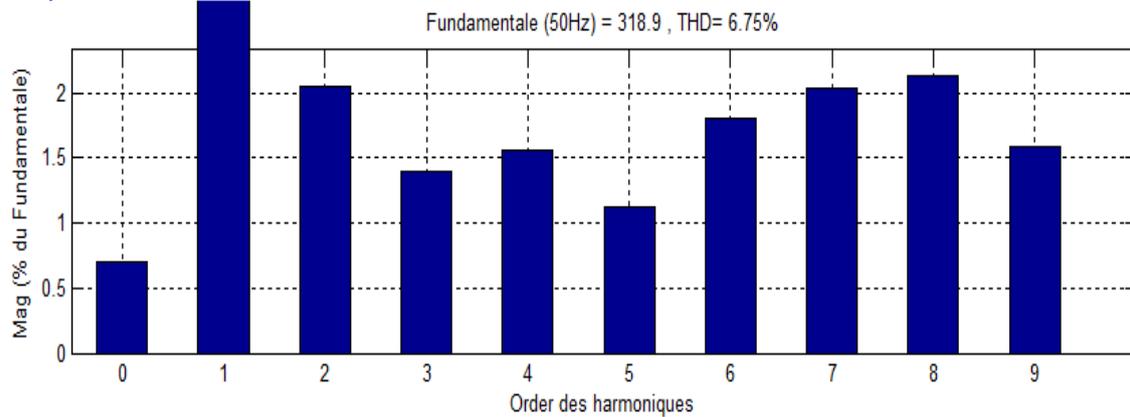


Figure III 12 : FFT de la tension du réseau

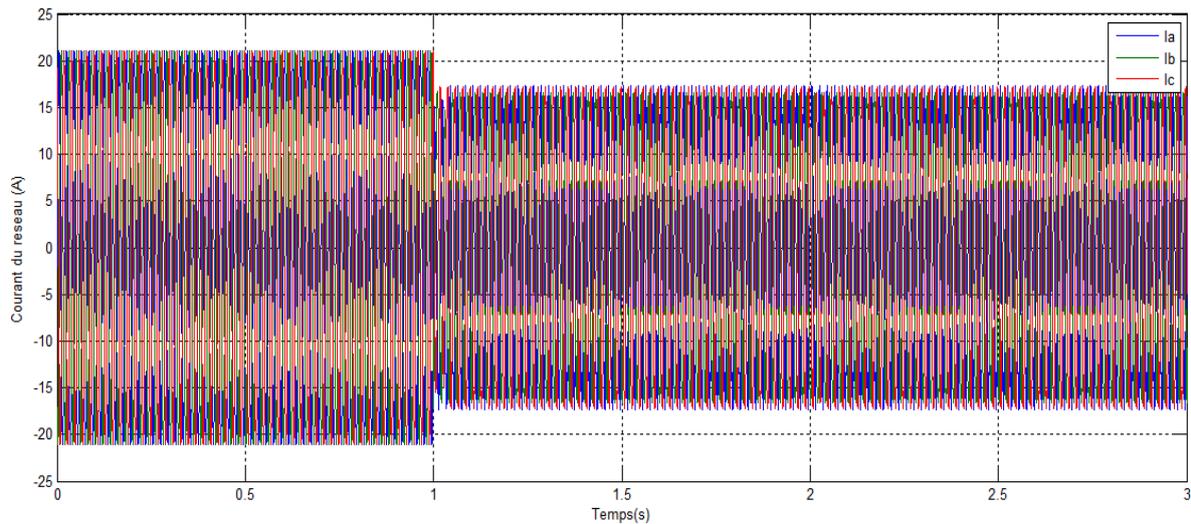


Figure III 13 : Les courants sortants du réseau

FFT analysis

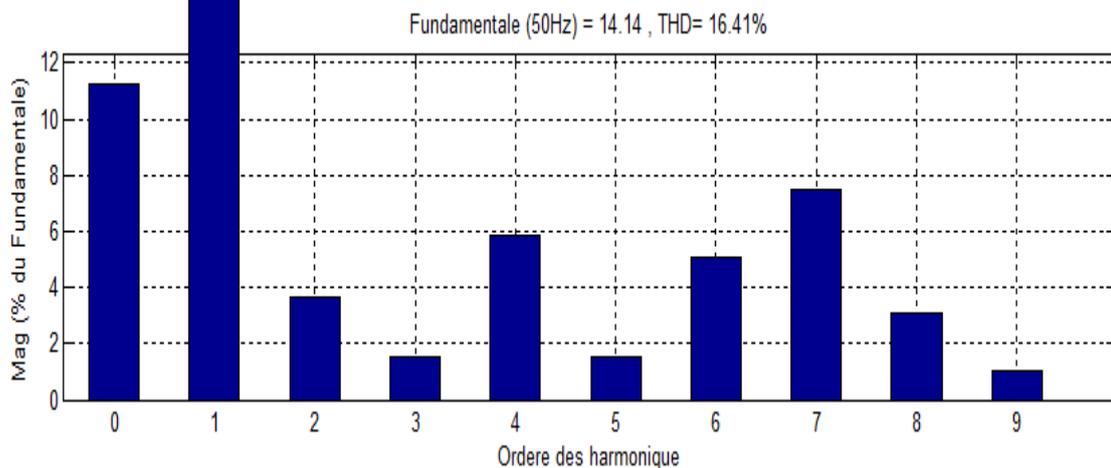


Figure III 14 : FFT du courant du réseau

Les figures III.9 et III.11 illustrent respectivement les tensions au bord du GSV et du réseau avant et après fermeture du disjoncteur. On voit qu'avant fermeture du disjoncteur la tension du générateur synchrone virtuel est fluctuante, tandis que celle du réseau est stable, après fermeture du disjoncteur à $t=1s$ la tension du réseau augmente et devient fluctuante avec un THD de 6.75% à cause de la fréquence de commutation des IGBTs, alors que la tension du GSV se stabilise et suit celle du réseau.

On remarque aussi, à partir des deux figures III.10 et III.13, que le courant du GSV avant sa connexion est quasi nul tandis que celui du réseau est stable d'une valeur maximale de 20A, après avoir fermé le disjoncteur on aperçoit que le courant du réseau diminue d'environ 5A avec un THD de 16,41 % et que les courants du GSV augmentent jusqu'à atteindre une valeur d'environ 13 A.

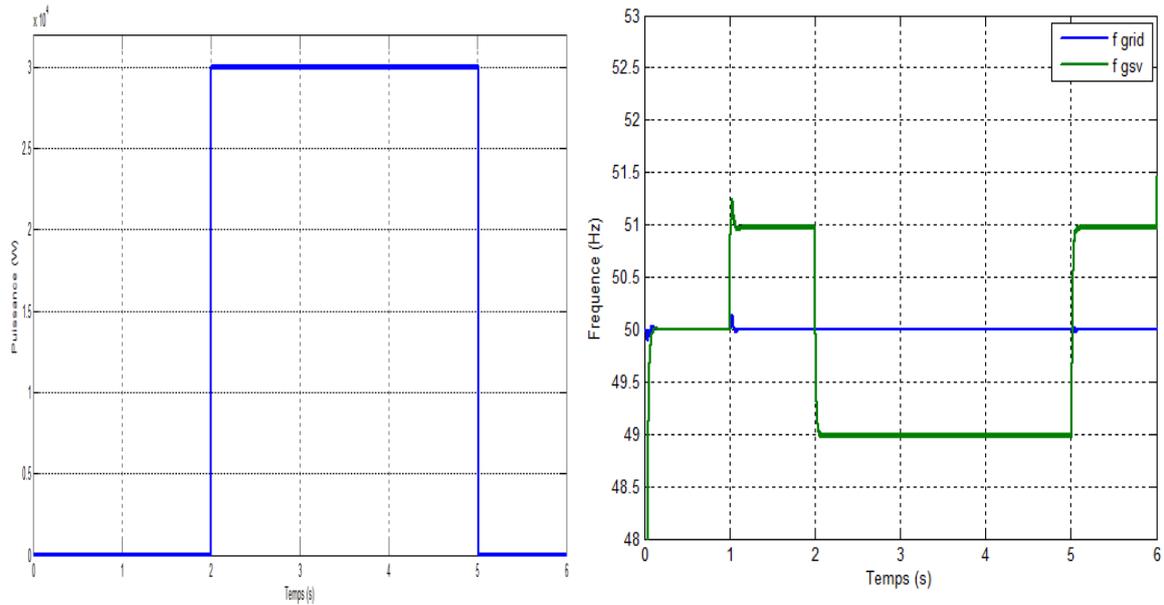


Figure III 15 : Réglages de fréquence pour une augmentation de puissance active

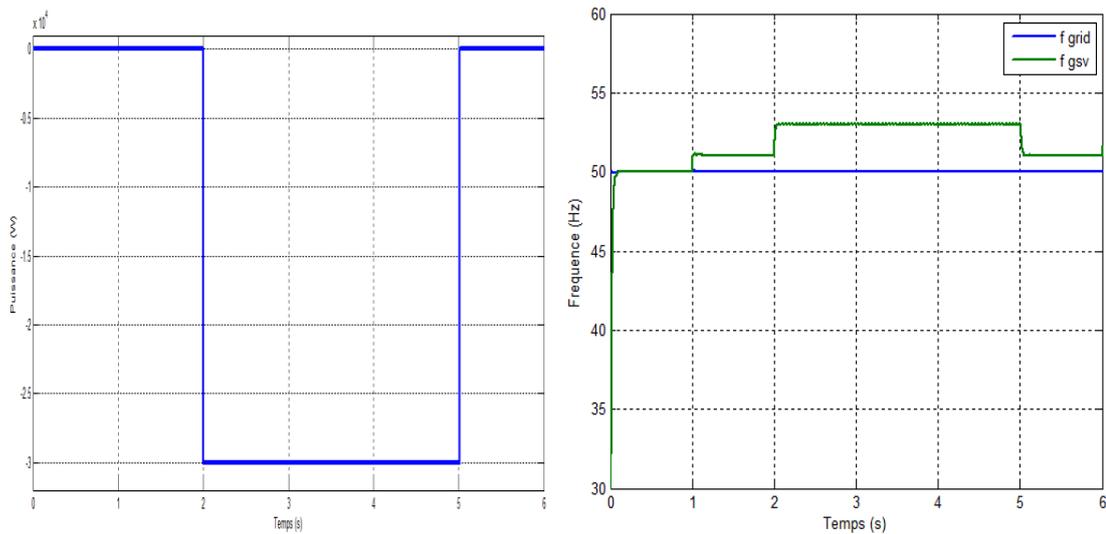


Figure III 16 : Réglages de fréquence pour une diminution de puissance active

Pour vérifier l'effet de la régulation de fréquence du réseau, on a effectué deux simulations dont la première consiste à augmenter la puissance active de référence de 0 kW à 30 kW entre $t=2s$ à $t=5s$, et la deuxième simulation consiste à diminuer la puissance active d'une valeur de 30 kW.

Les figures III.15 et III.16 représentent successivement les réponses obtenues pour l'augmentation et la diminution de la puissance active de référence.

On peut remarquer de ces deux résultats que la fréquence suit parfaitement le changement de puissance imposé ; quand on augmente la puissance active, la fréquence du GSV diminue pour maintenir celle du réseau à sa valeur nominale alors que quand on diminue la puissance la fréquence du GSV augmente.

Pour valider le fonctionnement de la boucle de puissance réactive, on a effectué deux différentes simulations.

La première consiste à faire augmenter la puissance réactive de référence à 10kVAR dans un intervalle de temps entre 6 s à 9 s puis on relève les figures de tension du GSV et les figures de courant et de tension du réseau. La deuxième simulation sera réalisée comme la première pour une diminution de puissance réactive de 10 kVAR.

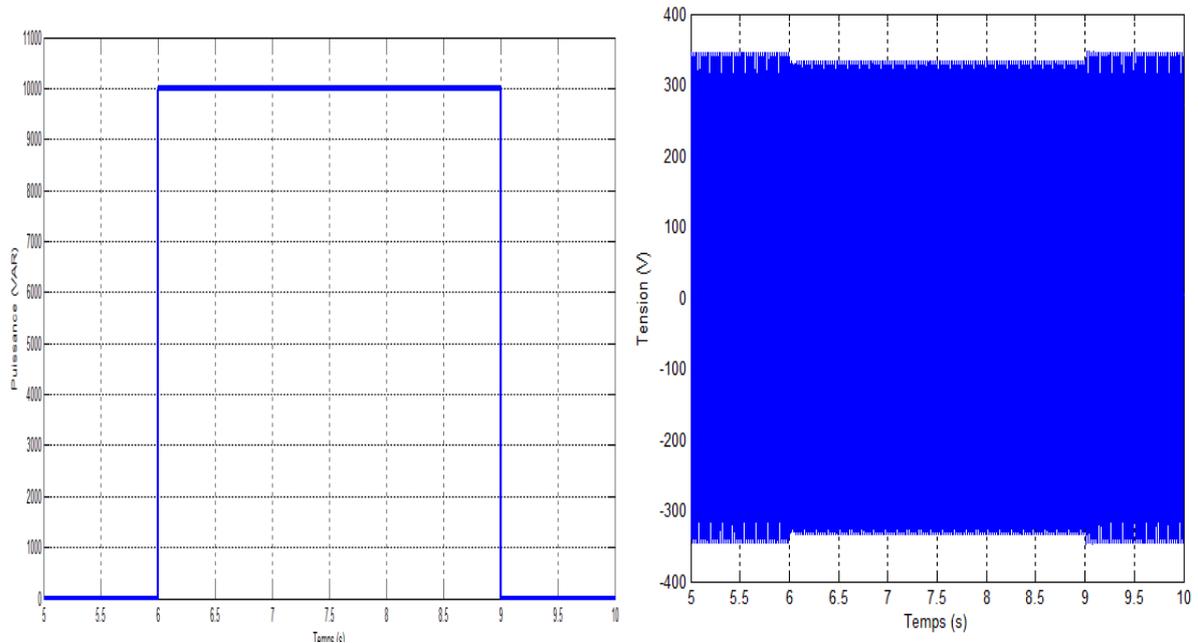


Figure III 17 : Régulation de tension pour une augmentation de puissance réactive

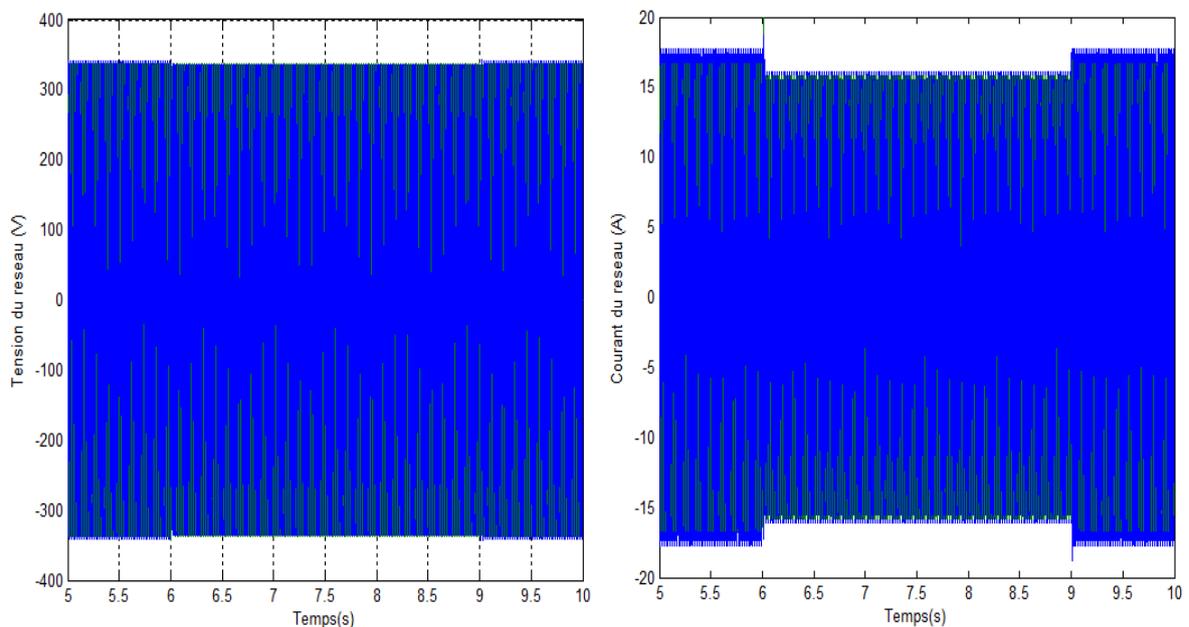


Figure III 18 : Tension et courant du réseau

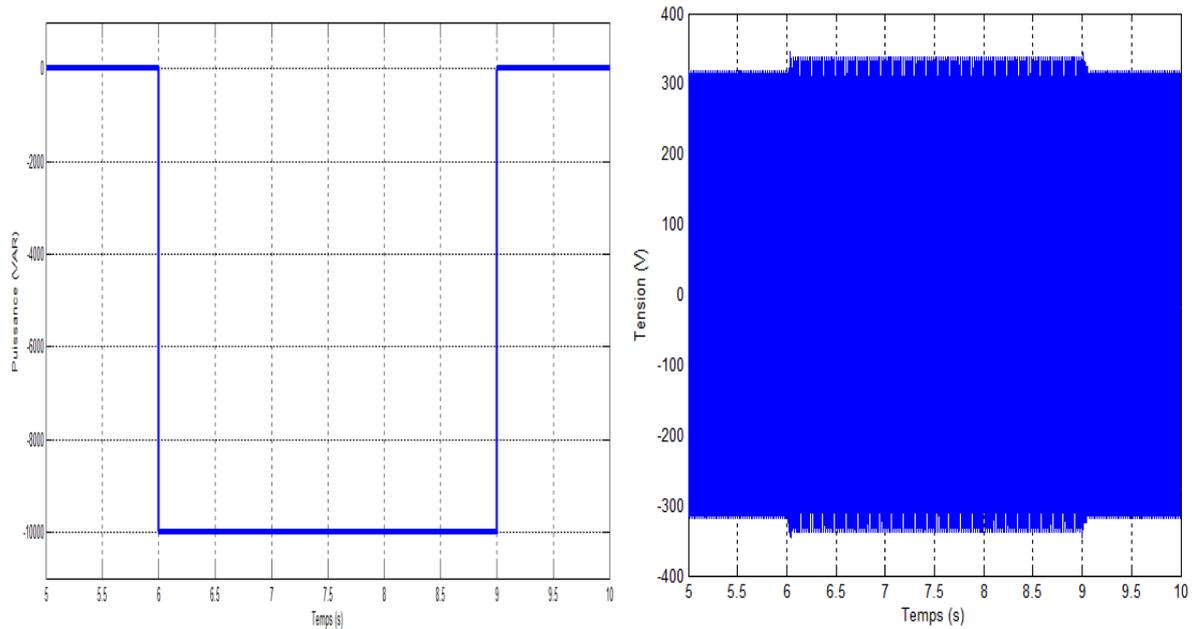


Figure III 19 : Régulation de tension pour une diminution de puissance réactive

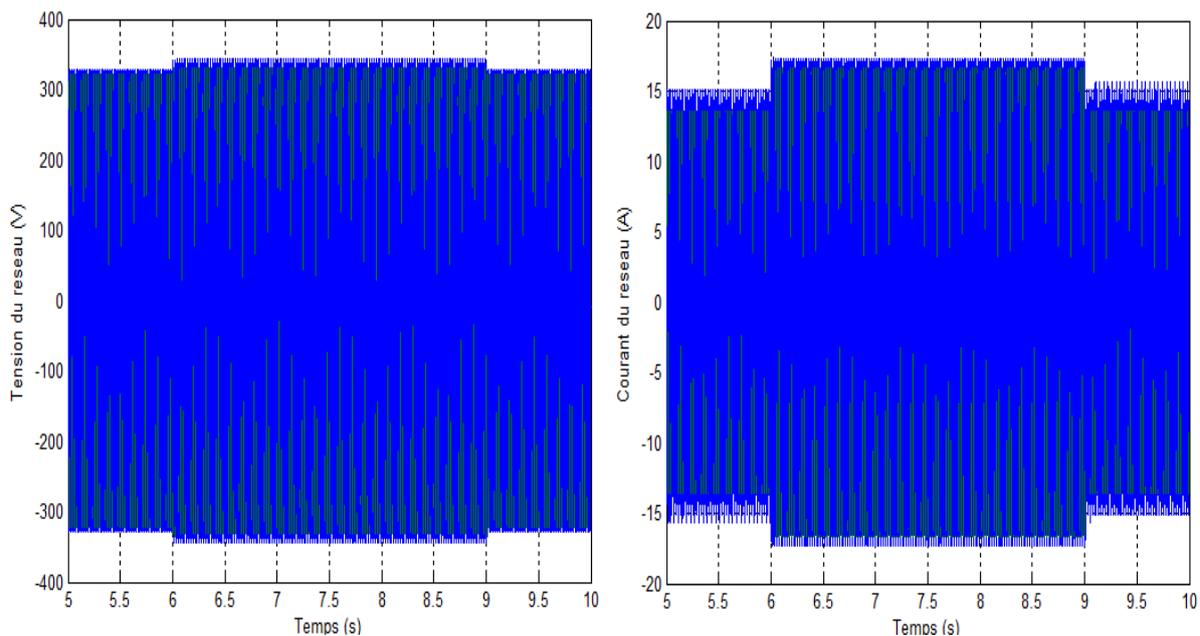


Figure III 20 : Tension et courant du réseau

D'après les résultats obtenus, on remarque que le GSV se comporte comme un GS dans le réseau, quand la puissance augmente le GSV sera sous-excité qui diminue la tension à ses bornes et quand la puissance diminue, il sera surexcité qui augmente la tension à ces bornes tout en gardant celle du réseau à sa valeur nominale.

On remarque aussi que le courant du réseau est affecté par le changement de puissances cela est dû à la chute de tension ou la surtension.

On remarque sur la figure III.21 que la fréquence du réseau est légèrement affectée par le changement brusque de puissance, mais elle se rétablit rapidement après quelques millisecondes à sa valeur nominale.

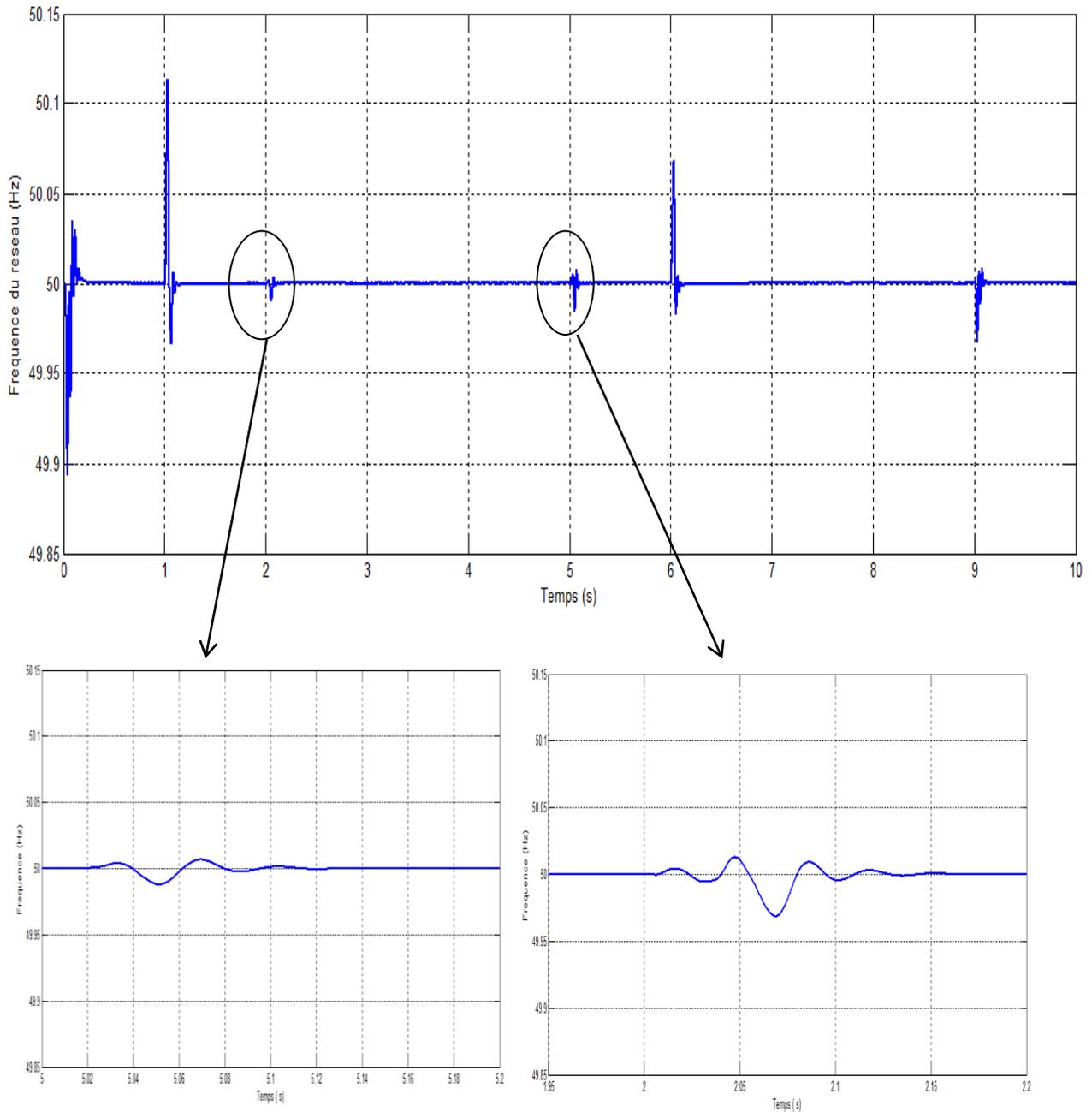


Figure III 21 : Fréquence du réseau

L'inertie a une grande influence sur la stabilité de la fréquence du réseau, pour pouvoir voir cela on a réalisé les essais suivants :

1 er cas : on maintient $D_p = 7,5$ et on varie le moment d'inertie (Fig III.22).

Pour $D_p=7,5$ et $J=0,015 \text{ Kg m}^2$ on remarque une légère perturbation de la fréquence avec un temps de stabilité équivalent à 0,16 s.

Pour $D_p=7.5$ et $J= 0,04 \text{ Kg m}^2$ on remarque que le pic de perturbation de la fréquence diminue par rapport à l'essai précédent, mais le temps de stabilité reste le même 0,16 s, cela est dû à la valeur donnée à D_p qui assure la stabilité du système malgré l'augmentation de l'inertie.

Pour $D_p=7.5$ et $J= 0,004 \text{ Kg m}^2$ on remarque que le pic de la perturbation de la fréquence augmente, mais le temps de stabilité est plus rapide par rapport aux deux essais précédents avec une valeur 0.09s.

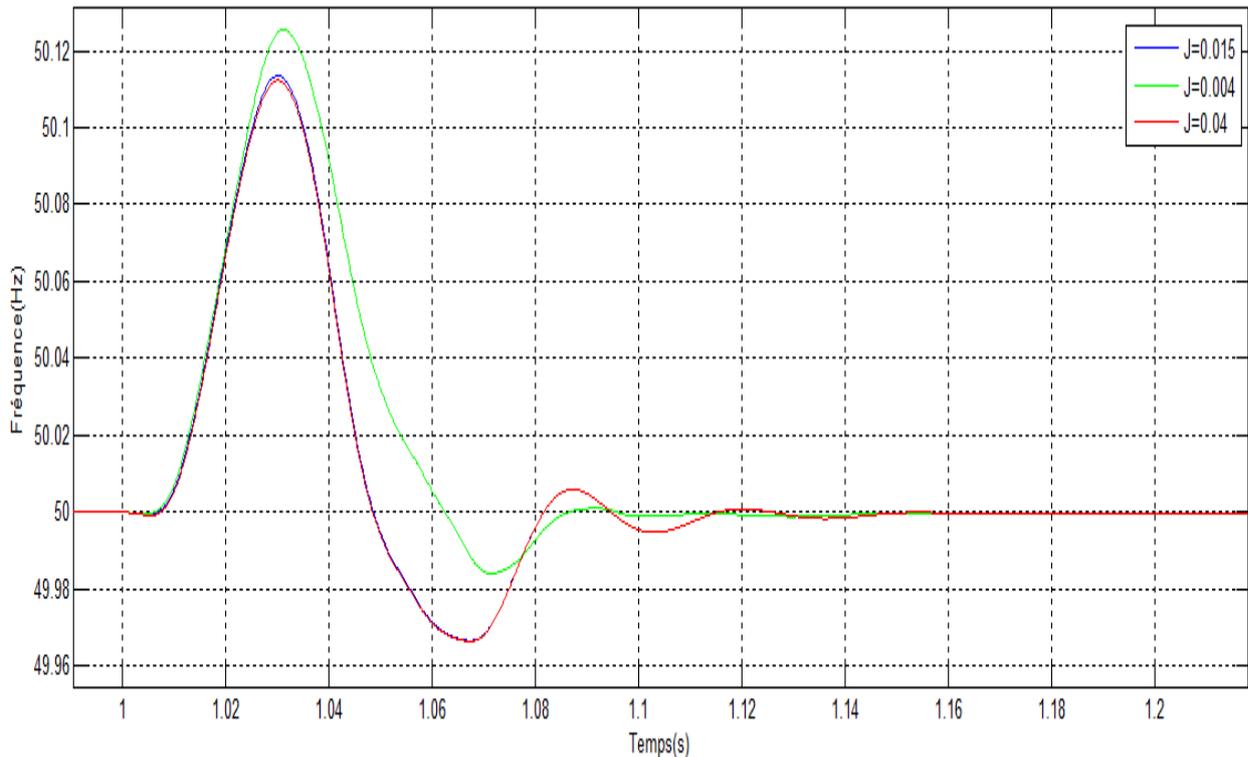


Figure III 22 : Étude de stabilité pour $D_p=7.5$ et une variation d'inertie

2eme cas : on diminue la valeur de $D_p = 0,75$ et on refait les mêmes essais précédents avec les mêmes valeurs de J (Fig III.23).

Pour $D_p = 0.75$ et $J=0,015 \text{ Kg m}^2$ on remarque une légère perturbation sur la fréquence avec un temps de stabilité égal à 0,13 s.

Pour $D_p = 0.75$ et $J=0,04 \text{ Kg m}^2$ on remarque une légère diminution du pic de perturbation de la fréquence, entretemps on remarque une légère augmentation du temps de stabilité qui est égal à 0,175 s.

Pour $D_p = 0,75$ et $J=0,004 \text{ Kg m}^2$ on remarque que le pic de perturbation de la fréquence augmente, ce qui fait que le temps de réponse diminuera à 0,116 s.

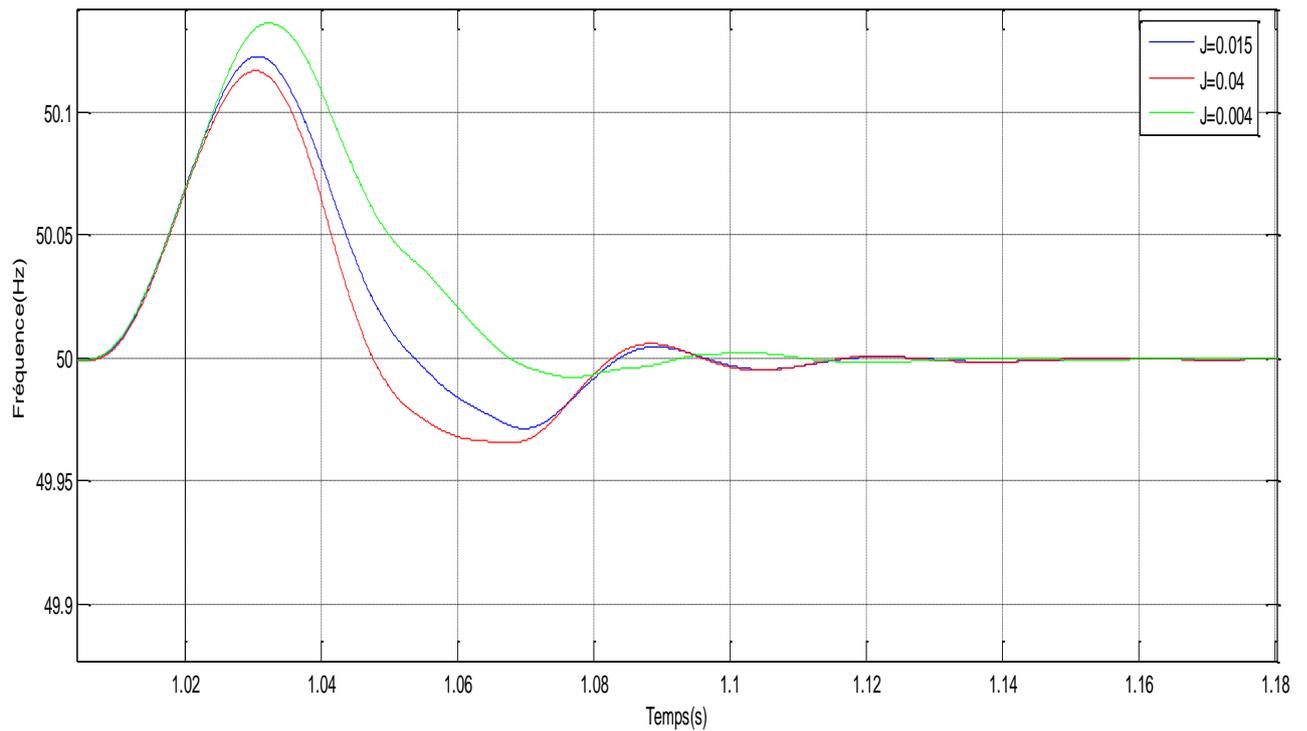


Figure III 23 : Étude de stabilité pour $D_p=0.75$ et une variation d'inertie

D'après nos 2 cas d'essai, on conclut que si l'on augmente le moment d'inertie le pic de perturbation diminue, et le système prend plus de temps pour se stabiliser, et si l'on diminue le moment d'inertie on remarque que le pic de perturbation augmente, mais le temps de réponse est plus petit. On peut aussi conclure que l'augmentation du coefficient de frottement D_p arrive assurément convenablement la stabilité du système.

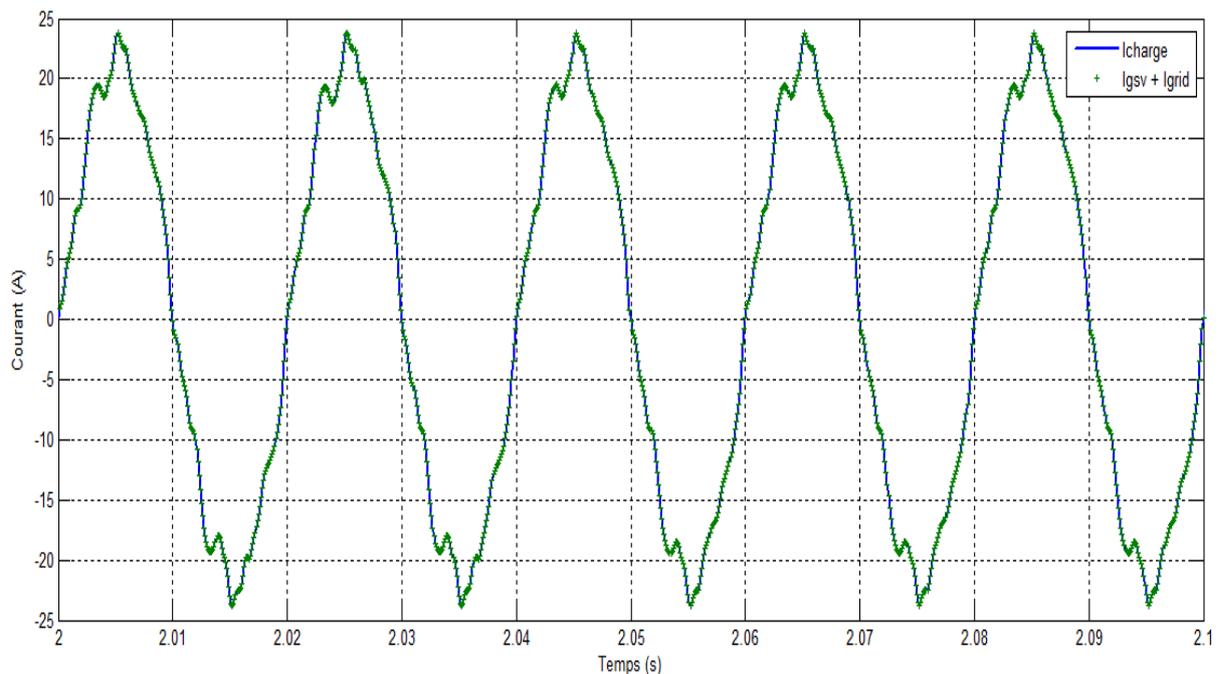


Figure III 24 : Le Courant d'une phase de charge

D'après la loi du nœud, le courant consommé par la charge ainsi que la somme des courants qui survient du GSV et du réseau doivent être identiques, on a représenté ces deux courants dans la figure III.24. On voit bien que les courants sont identiques et sont superposés l'un sur l'autre.

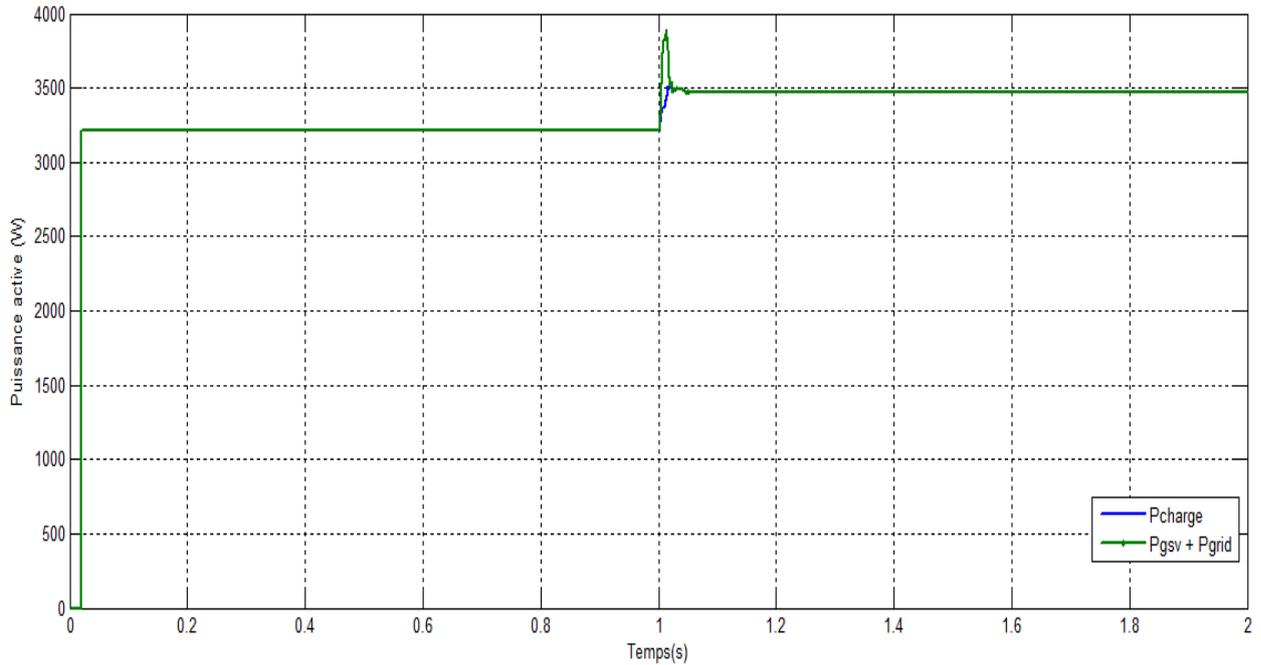


Figure III 25 : La puissance active consommée par charge

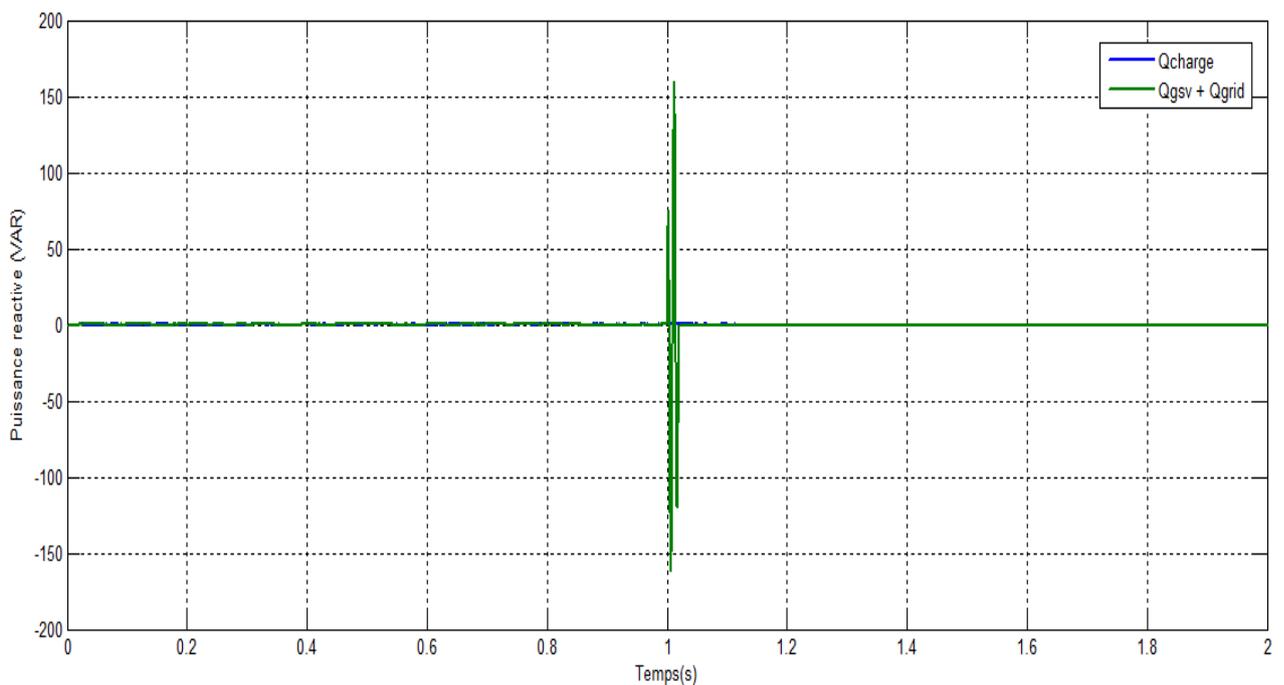


Figure III 26 : La puissance réactive consommée par la charge

Les figures III.25 et III.26 représentent respectivement la puissance active et la puissance réactive consommées par la charge et leurs comparaisons avec les sommes des puissances émises par le réseau et le GSV.

On remarque que la somme des puissances du réseau et du GSV sont identiques à la puissance consommée par la charge, on peut donc dire qu'il n'y a pas de déséquilibre de puissance entre production et consommation.

La charge que nous avons utilisée consomme que de la puissance active c'est pour cela qu'on voit que la puissance réactive dans la figure III.26 est nulle.

Conclusion

D'après les résultats obtenus dans ce chapitre, on constate que le modèle du générateur synchrone virtuel présente les mêmes propriétés qu'un générateur synchrone réel, de sorte qu'il répond à la variation de fréquence et à la variation de tension dans le réseau.

Conclusion générale

La production de l'énergie électrique décentraliser (à base onduleur connecté au réseau) est en plein essor dans les nouvelles architectures des réseaux électriques, par rapport aux centrales électriques classiques dans lesquelles la machine synchrone domine, les centrales décentralisées ont soit une très faible ou nulle masse en rotation (ce qui est la principale source d'inertie) et la propriété d'amortissement qui affecte les performances et la stabilité dynamique du réseau.

Une méthode a été proposée pour résoudre ces problèmes est d'intégrer les propriétés des machines synchrones classiques dans les onduleurs pour qu'ils puissent acquérir une inertie virtuelle et la propriété d'amortissement afin de pouvoir stabiliser le réseau électrique cette méthode est connue sous le nom du générateur synchrone virtuel.

Le but de notre travail est de présenter le fonctionnement du générateur synchrone virtuel connecté à un réseau électrique, d'évaluer sa capacité à maintenir le réseau assez stable pour des variations de puissance.

Au cours de ce travail, nous avons tout d'abord présenté un état de l'art sur le générateur synchrone virtuel, par la suite, nous avons modélisé ce générateur à partir des équations mathématiques d'un générateur synchrone réel, ce qui nous a permis d'implanter l'ensemble sous environnement Matlab-Simulink afin de le simuler et d'obtenir des résultats représentés dans le dernier chapitre.

Ce travail nous a permis de conclure que les GSVs peuvent assurer la stabilité et le maintien de la fréquence et la tension du réseau à leurs valeurs nominales quand la puissance varie.

Bibliographie

- [1] Q-C.Zhong, T.Hornik, Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration. [en ligne], John Wiley et fils, New York, publier le 02/2013, [<https://urlz.fr/dGGi>] , consulter le 5/01/2020.
- [2] L.Zhang, L.Harnefors, H-P,Nee. Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters, in: IEEE Transactions on Power Systems, [en ligne], vol: 25, publier le 02/05/2010,page:809, [<https://sci-hub.tw/10.1109/TPWRS.2009.2032231>], consulter le 05/01/2020.
- [3] F.Blaabjerg, R.Teodorescu, M.Liserre, A.Timbus, Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. In: IEEE Transactions on Industrial Electronics, [En ligne], vol: 53, publier en 2006, page :1398, [<https://sci-hub.tw/10.1109/TIE.2006.881997>], consulter le 05/01/2020.
- [4] J.Alipoor, Y.Miura, T.Ise, Power system stabilization using virtual synchronous generator With alternating moment of inertia, in: IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, [en ligne], vol: 3, Osaka, Japan, publier en 2015 dans: , page:1-8, pdf, [<https://sci-hub.tw/10.1109/JESTPE.2014.2362530>], consulter le 05/01/2020.
- [5] M.P.N van Wesenbeeck ; S.W.H. de Haan ; P. Varela ; K. Visscher, Grid tied converter with virtual kinetic storage. PowerTech, In: IEEE Bucharest PowerTech, [en ligne], Bucharest, 28 juin-2 juillet 2009 ,publier en 2009, page: 1-6, [<https://sci-hub.tw/10.1109/PTC.2009.5282048>], consulter le 06/01/2020.
- [6] Yann Ghanty, Etude du lien entre la fréquence et les puissances actives pour le dimensionnement d'un micro-réseau alternatif îloté avec sources d'énergie renouvelables, [en ligne], Thèse de Doctorat, Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse (Toulouse INP), 20/12/2018, page :15, pdf, [https://oatao.univ-toulouse.fr/24284/1/Ghanty_Yann.pdf], consulter le 28/07/2020.
- [7] H.-P,Beck et R.Hesse, Virtual synchronous machine, in: 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, [en ligne], Barcelone, du 9 au 11 octobre 2007, page:1-6, [<https://sci-hub.tw/10.1109/EPQU.2007.4424220>], consulter le 09/05/2020.
- [8] Q-C.Zhong et G.Weiss, Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators, in: IEEE Transactions on Industrial Electronics, [en ligne], vol:58, no: 4 , publier le 4/04/2011,page:1259-1267, [https://www.researchgate.net/profile/George_Weiss/publication/224134586_Synchronverters_Inverters_that_mimic_synchronous_generators/links/0fcfd50fa96366ea4000000/Synchronverters-Inverters-that-mimic-synchronous-generators.pdf], consulter le 09/05/2020.

- [9] M.Ashabani et Y.A.-R et I.Mohamed, Novel comprehensive control framework for incorporating VSCs to smart power grids using bidirectional synchronous-VSC, in: IEEE Transactions on Power Systems, [en ligne], vol: 29, no: 2, publier le 04/03/2014, page: 943-957, [<https://sci-hub.tw/10.1109/TPWRS.2013.2287291>], consulter le 09/05/2020.
- [10] M.Ashabani et Y.A.-R et I.Mohamed, Integrating VSCs to weak grids by nonlinear power damping controller with self synchronization capability, in: IEEE Transactions on Power Systems,[en ligne], vol: 29, no: 2, publier le 02/03/2014, page: 805-814, [<https://sci-hub.tw/10.1109/TPWRS.2013.2280659>], consulter le 09/05/2020.
- [11] T.Zheng et L.Chen et T.Chen,. Review and prospect of virtual synchronous generator technologies, In: Automation of Electric Power Systems, [en ligne], vol: 39, no: 21, publier en 2015, [<http://aepe.alljournals.ac.cn/aepe/article/abstract/20150508006>], consulter le 10/05/2020.
- [12] Q-C.Zhong, Virtual synchronous machines: A unified interface for grid integration. In: IEEE Power Electronics Magazine, [en ligne], vol : 3, no: 4, publier le 12/2016 ,page :18–27, [http://mypages.iit.edu/~qzhong2/IEEEPEM1612_VSM.pdf], consulter le 22/06/2020.
- [13] N.Soni et S.Doolla et M-C.ChandorkarN, Improvement of transient response in micro-grids using virtual inertia, in: IEEE Transactions on Power Delivery, [en ligne], vol: 28, no: 3, publier le 03/06/2013, page: 1830–1838, [<https://sci-hub.tw/10.1109/TPWRD.2013.2264738>] consulter le 10/05/2020.
- [14] C.Cheng et H.Yang et Z.Zeng et S.Tang et R.Zhao, Rotor inertia adaptive control method of VSG, in: Automation of Electric Power Systems, [en ligne], vol: 39, no:10, publier en 2015, [<http://aepe.alljournals.ac.cn/aepe/article/abstract/20141130003?st=search>], consulter le 10/05/2020.
- [15] D.Li et Q.Zhu et S.Lin et X-Y.Bian, A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability. In: IEEE Transactions on Energy Conversion, [en ligne], vol: 32, no: 1, publier le 02/2017, page: 397–398, [<https://sci-hub.tw/10.1109/TEC.2016.2623982>], consulter le 10/05/2020.
- [16] L.Chen et R.Wang et T.Zheng et Y.Guo, Optimal control of transient response of virtual synchronous generator based on adaptive parameter adjustment, in: Proceedings of the CSEE, [en ligne], vol:36, no: 21, publier le 11/2016, [https://www.researchgate.net/publication/311266908_Optimal_control_of_transient_response_of_virtual_synchronous_generator_based_on_adaptive_parameter_adjustment], consulter le : 10/05/2020.
- [17] L.Shang et J.Hu et X.Yuan, Modeling and improved control of virtual synchronous generators under symmetrical faults of grid. In: Proc CSEE, [en ligne], vol:37, no: 2, publier en 2017, [<http://jtp.cnki.net/Bilingual/detail/html/zgdc201702008?view=2>], consulter le 11/05/2020.

- [18] T.Chen et L.Chen et Y.Wang, Balanced current control of virtual synchronous generator considering unbalanced grid voltage, In: Power Syst Technol, [en ligne], vol: 40, no: 3, publier le 03/2016, [https://www.researchgate.net/publication/301586092_Balanced_current_control_of_Virtual_Synchronous_Generator_considering_unbalanced_grid_voltage], consulter le 11/05/2020.
- [19] X.Wan et H.Hu et X.Nie et Y.Yu et F.Zeng, An improved control strategy for virtual synchronous generator under unbalanced grid voltage. in : Power Syst Technol, [en ligne], vol: 41, no :11, publier en2017, [<http://d.wanfangdata.com.cn/periodical/dwjs201711023>], consulter le 11/05/2020.
- [20] Z.Tianwen et C.Laijun et G.Yan et M.Shengwei, Comprehensive control strategy of virtual synchronous generator under unbalanced voltage conditions, in: IET Gener Transm Distrib, [en ligne], vol: 12, no: 7, publier le 13/02/2018, page: 1621-1629, [<https://sci-hub.tw/10.1049/iet-gtd.2017.0523>], consulter le 11/05/2020.
- [21] D.Zou, et X.Al et A.Awang et K.Wang, Virtual Synchronous Generator Control Strategy of Three Terminal Back to Back VSC Converter-based HVDC and its Applications in Distribution Network, in: Power Gener. Technol, [en ligne], vol: 39, no: 3, publier en 2018, [http://en.cnki.com.cn/Article_en/CJFDTotal-SLJX201803006.htm], consulter le 11/05/2020.
- [22] Y.Geng et F.Tian et S.Sun, A method of current harmonics suppression based on VSG. In: Trans China Electrotechnical soc, [en ligne], vol: 33, no: 5, publier le 03/2018, [<http://dgjxb.ces-transaction.com/EN/abstract/abstract5051.shtml>], consulter le 11/05/2020.
- [23] J.Chen et P.Shen et T.Weï et X. Chen, Control scheme for synchronverters under non-ideal grid condition. In: Autom Electr Power Syst, [en ligne], vol: 9, no: 42, publier en 05/2018, [<http://www.aeps-info.com/aepsen/article/abstract/20171114008>], consulter le 12/05/2020.
- [24] W.Shuhuan et H.Li et C.Kai, Improved Control Strategy of Virtual Synchronous Generator in Response to Power Grid Harmonic, in: X.Yusheng, Y.Zheng, S.Rahman, Proceedings of PURPLE MOUNTAIN FORUM 2019-International Forum on Smart Grid Protection and Control, tom: 2, [en ligne],Springer, Singapore, vol :585, publier en 2020, page :115-135, pdf, [<https://sci-hub.tw/10.1007/978-981-13-9783-7>], consulter le 12/05/2020.
- [25] B. De Metz-Noblat, G. Jeanjean, Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels, n° 185, [en ligne], publier en janvier 1997, pages : 8-10, Cahier Technique Schneider n° 185, pdf, [https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=CT185&p_File_Name=CT185.pdf&p_enDocType=Cahier+Technique], consulter le 28/12/2019.
- [26] K.Ramzi , Suivi de la Fréquence du réseau Électrique à l'aide d'une Carte Arduino , [en ligne], Mémoire de Master, Option Electrotechnique, Université des Frères Mentouri Constantine, publier en 17/06/2015, pages :8-11, pdf, [<https://lec-umc.org/bilan/MAS2015ELT34.pdf>], consulter le 08/01/2020.

- [27] O. Richardot, Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée, [en ligne], Thèse de Doctorat, Génie Electrique, Institut National polytechnique de Grenoble, publier en 10/10/2006, pages :50-53, pdf, [<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00160006/document>], consulter le 13/01/2020.
- [28] O.Katia et H.Mersel, Modélisation et Contrôle d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau, [en ligne], Mémoire de Master, Département de Génie Electrique, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, publier en 2015, page :46 et 52, [<http://www.univ-bejaia.dz/jspui/handle/123456789/8826>], consulté le 28/07/2020.
- [29] DJ.Defallah , Étude et Conception d'une Chaîne Photovoltaïque Connecté au Réseau et étude de la Qualité de l'énergie injectée, [en ligne], Mémoire de Master, Département de Génie Electrique, École Nationale Supérieure d'Ingénieurs de Tunis, publier en 18/01/2016, page :40-41, [<https://www.memoireonline.com/10/18/10424/tude-et-conception-d-une-chane-photovoltaque-connectee-au-reseau-et-etude-de-la-qualite-de.html>], consulter le 27/07/2020.
- [30] Aravinda Perera , Virtual Synchronous Machine-based Power Control in Active Rectifiers for Micro Grids, [en ligne], Mémoire de Master, Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, publier en 06/2012, pages :50-51 , pdf , [<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.464.5268&rep=rep1&type=pdf>], consulter le 20/01/2020.
- [31] Qing-Chang Zhong, Power Electronics-Enabled Autonomous Power Systems next generation smart grid, [en ligne], edition John Wiley & Sons Ltd, publier en mars 2020,page:81-83, pdf, [<https://ieeexplore.ieee.org/book/9063368>], consulter le 01/07/2020, ISBN: 9781118803523.
- [32] Dongqi Liu, Cluster Control for EVs Participating in Grid Frequency Regulation by Using Virtual Synchronous Machine with Optimized Parameters, applied sciences, [en ligne],publier en mai 2019, pages :4-5,pdf, [https://www.researchgate.net/publication/333053878_Cluster_Control_for_EVs_Participating_in_Grid_Frequency_Regulation_by_Using_Virtual_Synchronous_Machine_with_Optimized_Parameters], consulter le 17/07/2020 .

Remerciements

Dédicace

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des symboles et des **notations**

Liste des figures

Introduction générale

Chapitre I

Généralités sur le générateur synchrone virtuel

Chapitre II

Modélisation du générateur synchrone virtuel

Chapitre III

Résultats de simulation

Conclusion générale

Bibliographie