

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE .....	3
1.1 Réseau traditionnel .....	3
1.1.1 Générateurs synchrones .....	3
1.1.2 L'inertie dans un réseau électrique .....	4
1.2 Problématiques liées aux énergies renouvelables .....	5
1.2.1 Des énergies intermittentes .....	5
1.2.2 Des capacités de transmissions insuffisantes .....	5
1.2.3 L'équilibre entre production et consommation .....	5
1.2.4 De plus grandes variations de fréquences .....	6
1.2.5 La synchronisation à la fréquence du réseau est source d'instabilité .....	6
1.3 Ajout d'inertie et tendances .....	7
1.3.1 Ajout d'inertie réelle .....	9
1.3.2 Synchronverter .....	9
1.3.3 VSG et topologies similaires .....	10
1.3.4 Nécessité du stockage .....	12
CHAPITRE 2 RÉGULATION D'UNE MACHINE SYNCHRONE .....	13
2.1 Contrôle par statisme .....	13
2.1.1 Statisme de la fréquence .....	13
2.1.2 Statisme de la tension .....	14
2.2 Simulation et validation du contrôle par statisme .....	15
2.3 Conditions de mise en parallèle .....	17
2.4 Procédure de mise en parallèle .....	18
2.5 Conclusion du Chapitre 2 .....	20
CHAPITRE 3 MODÉLISATION D'UN GÉNÉRATEUR SYNCHRONE VIRTUEL .....	23
3.1 Introduction .....	23
3.2 Fonctionnement global .....	24
3.3 Contrôle du VSG .....	24
3.3.1 Équation du mouvement .....	25
3.3.2 Commande de l'angle $\angle U$ .....	26
3.3.3 Blocs de régulation .....	27
3.4 Méthode de résolution .....	28
3.4.1 Validation du modèle d'une équation de test .....	29
3.4.2 Résolution de l'équation du mouvement .....	31
3.5 Conclusion du Chapitre 3 .....	32

CHAPITRE 4	TEST UNITAIRE D'UN GÉNÉRATEUR SYNCHRONE VIRTUEL .....	33
4.1	Introduction .....	33
4.2	Résultats de simulation du VSG seul .....	33
4.2.1	Étude de la fréquence .....	35
4.2.2	Étude des puissances .....	35
4.2.3	Étude des tensions et courants .....	36
4.3	Comparaison du schéma bloc et de la méthode numérique .....	38
4.4	Test de stabilité .....	38
4.5	Choix des paramètres du VSG .....	40
4.6	Conclusion du Chapitre 4 .....	41
CHAPITRE 5	SYNCHRONISATION D'UNE MACHINE SYNCHRONE ET D'UN VSG .....	43
5.1	Introduction .....	43
5.2	Méthodologie .....	43
5.3	Synchronisation .....	46
5.4	Comparaison VSG, Machine synchrone et PLL .....	46
5.4.1	Réponse inertielle .....	47
5.4.2	Contrôle par isostatisme .....	48
5.4.3	Taux de variation de la fréquence .....	48
5.4.4	Étude des puissances .....	50
5.4.5	Étude des courants continus .....	52
5.5	Influence des paramètres .....	52
5.5.1	Influence du facteur d'amortissement $D$ .....	53
5.5.2	Influence du moment d'inertie $J$ .....	53
5.6	Moment d'inertie dynamique .....	56
5.6.1	Régulateur du moment d'inertie .....	56
5.6.2	Activation d'un $J$ dynamique .....	57
5.6.3	Prise en compte de l'état de charge de la batterie .....	59
5.7	Conclusion du Chapitre 5 .....	62
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	.....	63
BIBLIOGRAPHIE	.....	64

## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2.1	Conditions de réponses en fréquence du standard IEEE 1547-2018 ..... 16
Tableau 3.1	Tableau de valeurs pour différentes pas de temps ..... 30
Tableau 3.2	Moyennes des erreurs absolues ..... 30
Tableau 3.3	Comparaison des différentes résolutions sous Simulink ..... 30
Tableau 4.1	Paramètres de simulation du VSG ..... 34
Tableau 5.1	Paramètres de simulation de la machine synchrone ..... 45



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Mécanismes de réponses à une perturbation en fonction du temps ..... 8
Figure 2.1	P-f contrôle Droop ..... 14
Figure 2.2	Effet de l'ajout d'une puissance de référence sur la courbe de statisme ..... 15
Figure 2.3	Comparaison des caractéristiques de statisme théorique et simulée de la fréquence ..... 16
Figure 2.4	Caractéristique de statisme de la tension ..... 17
Figure 2.5	Étapes de mise en parallèle de deux générateurs synchrones ..... 18
Figure 2.6	Circuit de synchronisation de deux machines synchrones ..... 19
Figure 2.7	Régulation de l'axe $d$ pour aligner les phases ..... 20
Figure 3.1	Schéma de simulation du modèle ..... 24
Figure 3.2	Schéma de la commande VSG ..... 25
Figure 3.3	Schéma bloc de la boucle à verrouillage de phase..... 27
Figure 3.4	Détails du bloc Régulateur ..... 27
Figure 3.5	Détails de la commande de statisme de la puissance réactive ..... 28
Figure 3.6	Détails du bloc de mesure de la tension RMS ..... 28
Figure 3.7	Schéma bloc du régulateur PI ..... 28
Figure 3.8	Comparaison des différentes résolutions sous Simulink ..... 31
Figure 4.1	Schéma de simulation du VSG seul ..... 34
Figure 4.2	Fréquence du VSG en réponse à une surcharge ..... 36
Figure 4.3	RoCoF du VSG en réponse à une surcharge ..... 36
Figure 4.4	Puissance du VSG en réponse à deux surcharges ..... 37
Figure 4.5	Maxima des tensions en réponse à 2 surcharges..... 37

Figure 4.6	Enveloppes de la tension $V_b$ en réponse à 2 surcharges .....	38
Figure 4.7	Schéma bloc de l'équation du mouvement .....	39
Figure 4.8	Réponse en fréquence aux surcharges.....	39
Figure 4.9	Réponse en puissance aux surcharges.....	40
Figure 4.10	Taux de variations des fréquences en réponse aux surcharges.....	40
Figure 4.11	Réponse en fréquence avec des valeurs arbitraires de $J$ et $D$ .....	41
Figure 5.1	Circuit de simulation cas n° 1 .....	44
Figure 5.2	Circuit de simulation cas n° 2 .....	44
Figure 5.3	Circuit de simulation cas n° 3 .....	45
Figure 5.4	Procédure de test pour deux machines synchrones .....	46
Figure 5.5	Procédure de test pour une machine synchrone et un VSG .....	47
Figure 5.6	Réponses superposées des fréquences mesurées pour les trois cas .....	47
Figure 5.7	Taux de variation de la fréquence pour le cas n° 1 .....	49
Figure 5.8	Taux de variation de la fréquence pour le cas n° 2 .....	49
Figure 5.9	Taux de variation de la fréquence pour le cas n° 3 .....	50
Figure 5.10	Réponse en puissance pour le cas n° 1 .....	51
Figure 5.11	Réponse en puissance pour le cas n° 2 .....	51
Figure 5.12	Réponse en puissance pour le cas n° 3 .....	52
Figure 5.13	Courants continus pour les trois cas .....	53
Figure 5.14	Fréquences mesurées pour une variation de $D$ .....	54
Figure 5.15	Puissances mesurées pour une variation de $D$ .....	54
Figure 5.16	Fréquences mesurées pour une variation de $J$ .....	55
Figure 5.17	Puissances mesurées pour une variation de $J$ .....	55
Figure 5.18	Schéma bloc du moment d'inertie dynamique .....	57

Figure 5.19	RoCoF avant et après activation d'un moment d'inertie dynamique .....	58
Figure 5.20	Réponse en fréquence avant et après activation d'un moment d'inertie dynamique.....	58
Figure 5.21	RoCoF et consigne de J en réponse à deux surcharges de 10kW puis 5 kW .....	59
Figure 5.22	Fréquence et consigne de J en réponse à deux surcharges de 10kW puis 5 kW.....	60
Figure 5.23	État de charge et moment d'inertie dynamique en réponse à 3 surcharges de 5kW .....	61
Figure 5.24	Fréquence et moment d'inertie dynamique en réponse à 3 surcharges de 5kW .....	61



## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

CEP	Convertisseur Électronique de Puissance
GS	Générateur Synchrone
MS	Machine Synchrone
PI	Proportionnel Intégral
RoCoF	« Rate of Change of Frequency » (taux de variation de la fréquence)
SER	Source d'Énergie Renouvelable
SOC	« State Of Charge » (État de charge)



## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

$\theta$	Angle de rotation
$\omega$	Vitesse de rotation
$ U $	Amplitude de consigne donnée au PWM
$\angle U$	Angle de consigne donné au PWM
$\omega_g$	Vitesse de rotation de consigne
$f_0$	Fréquence nominale
$P_0$	Puissance nominale
$k_f$	Coefficient de statisme ou de droop
$V_f$	Tension de champ



## INTRODUCTION

En réponse aux changements climatiques, la part des énergies intermittentes dans la production d'électricité est de plus en plus importante. Le réseau électrique fait face à des changements qui nécessitent le développement de nouvelles technologies. C'est le cas du générateur synchrone virtuel, auquel s'intéresse ce mémoire. Pour faire suite à des politiques bas carbone, les sources d'énergie renouvelables se multiplient. Des microréseaux îlotés, connectés ou isolés et composée à majorité d'énergies vertes, voient aussi le jour. Le taux de pénétrations des nouvelles sources d'électricité atteint des valeurs de plus en plus élevées. La recrudescence d'éoliennes et de panneaux solaires photovoltaïques s'accompagne d'une hausse du nombre d'onduleurs, qui permettent leur connexion au réseau électrique. Ce dernier, composé traditionnellement de générateurs synchrones, voit sa composition changer pour une plus grande part de convertisseurs électroniques. Ces nouvelles interfaces de connexion ne sont cependant pas adaptées aux réseaux actuels. L'absence de masse en rotation entraîne un manque d'inertie, qui peut générer des instabilités en fréquence et endommager certains équipements, et même créer des pannes de courant. De plus, leur fonctionnement autonome, synchronisé sur la fréquence du réseau, peut causer un effet domino de déconnexions des unités de production. En réponse à ces problématiques majeures, de nouvelles commandes d'onduleurs sont développées, visant à ajouter de l'inertie virtuelle et à imiter certaines caractéristiques des machines synchrones classiques. Ce mémoire a pour objectif de simuler et valider une de ces technologies, mais aussi de déterminer son degré d'efficacité. Après avoir passé en revue la littérature à ce sujet, les modèles et régulations utilisés sont détaillés. Des simulations d'un générateur synchrone seul puis en parallèle avec une machine synchrone ont été effectuées, à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Enfin une amélioration de la commande proposant un moment d'inertie dynamique a été étudiée.



# CHAPITRE 1

## REVUE DE LITTÉRATURE

### 1.1 Réseau traditionnel

L'arrivée de nouvelles formes de production d'énergie altère le réseau électrique traditionnel et son idéologie. L'intégration de sources d'énergie renouvelable se pose donc comme une problématique majeure. Même si de nombreuses solutions sont présentes dans la littérature, cette revue ne s'intéressera qu'aux principaux concepts d'ajout d'inertie virtuelle. Nous étudierons dans un premier temps le rôle des générateurs synchrones dans les réseaux électriques traditionnels, ainsi que l'inertie qu'ils apportent. Nous évaluerons ensuite les problématiques liées aux énergies renouvelables avant d'examiner les différentes technologies existantes dans la littérature.

#### 1.1.1 Générateurs synchrones

Un générateur ou machine synchrone est une machine électrique qui convertit une puissance mécanique de rotation en puissance électrique. Il peut produire de la puissance dans de nombreux réseaux électriques actuels. La stabilité de ces derniers est en partie due à l'inertie des machines synchrones qui le composent (Karapanos, de Haan & Zwetsloot, 2011). En effet, ces machines sont de nature à résister aux fluctuations qu'elles subissent. On peut citer notamment la loi de Lenz, primordiale dans ces dispositifs, qui montre que le champ magnétique s'oppose à la variation de flux qui lui a donné naissance.

Néanmoins, la composition du réseau conventionnel évolue : aux générateurs synchrones s'ajoutent des sources d'énergies renouvelables (SER) connectées par des convertisseurs électroniques de puissance (CEP). La plupart des générateurs isolés sont associés à des énergies faibles en émissions de gaz à effet de serre, comme les éoliennes ou les panneaux photovoltaïques. Ces systèmes de production sont aussi intermittents, contrairement aux centrales hydrauliques, nucléaires ou à charbon. Le développement des SER augmente donc la part de la génération décentralisée du réseau. Cependant, la production des gros générateurs peut être régulée, adaptée

en fonction de la demande. L'opérateur du réseau peut les allumer ou les éteindre en fonction des besoins, tandis que ce n'est pas le cas pour les productions isolées qui dépendent souvent de la météo (Bollen & Hassan, 2011, p. 85). Ces caractéristiques font que la production d'électricité décentralisée possède une certaine priorité par rapport à la production centralisée. De plus, la puissance demandée et la puissance produite doivent être équilibrées en tout temps, comme le montre l'Équation (1.1) :

$$\underbrace{P_{centralisée} + P_{décentralisée}}_{\text{Puissance produite}} = P_{demande} \quad (1.1)$$

Ainsi, si l'on considère une demande constante, l'introduction de générateurs décentralisés cause une diminution de la puissance produite par les centrales électriques et donc une baisse de l'inertie globale. Cette augmentation en proportion des sources d'énergies renouvelables réduit la quantité d'inertie sur le réseau et le rend moins stable.

### 1.1.2 L'inertie dans un réseau électrique

L'inertie d'un système peut être définie comme sa capacité à s'opposer aux variations de fréquence. Dans un réseau traditionnel, composé à majorité de machines synchrones, cette inertie dépend de la quantité d'énergie cinétique emmagasinée par le rotor des générateurs. Lors d'une chute de production, une partie de l'énergie cinétique de tous les générateurs connectés en parallèle est dissipée pour compenser le manque de puissance. Cette dissipation s'accompagne d'une chute de la vitesse des rotors et donc de la fréquence du réseau. La vitesse de la variation de la fréquence dépend notamment de l'inertie du système (Ørum, 2015, p. 9). Le passage d'un réseau traditionnel, composé à majorité de machines synchrones, à un réseau dont la part des énergies renouvelables est significative, s'accompagne de défis cruciaux.

## **1.2 Problématiques liées aux énergies renouvelables**

### **1.2.1 Des énergies intermittentes**

La part des SER qui alimentent le réseau augmente, mais la proportion d'énergie produite par ces dernières varie aussi au cours du temps à cause de leur intermittence. C'est-à-dire que la composition du mélange électrique dépend de l'échelle de temps à laquelle on l'observe : au niveau annuel, la part des énergies renouvelables ne représente qu'une minorité, pour l'instant, même si elle augmente d'année en année ; tandis qu'à l'échelle quotidienne, on peut atteindre des pics de productions supérieures à la consommation. Ce fut le cas lors d'une journée en 2018 où la génération d'électricité d'origine éolienne et solaire a atteint 142% de la demande en Australie ou 157% au Danemark (AEMO, 2019, p. 9). Cette génération variable la rend moins fiable et donc plus difficile à superviser. Dans le cas d'une surproduction, le surplus doit être exporté, ce qui nécessite d'avoir des infrastructures de transmission internationales.

### **1.2.2 Des capacités de transmissions insuffisantes**

D'autre part, les capacités de transmissions n'augmentent pas assez rapidement par rapport à l'intégration des SER. Les populations n'acceptent plus l'ajout de lignes aériennes haute tension et les câbles souterrains nécessitent encore de la recherche, car ils introduisent de nouvelles complexités (Papailiou, 2020). Sans un réseau de transmission adapté aux systèmes de production, le réseau électrique ne peut pas être supervisé correctement et les risques d'instabilité augmentent. Ces lacunes dans les capacités de transmission peuvent favoriser le développement de microréseaux. Ces derniers étant composés de peu de générateurs synchrones, donc peu d'inertie, sont les plus à risques aux instabilités.

### **1.2.3 L'équilibre entre production et consommation**

Lors d'une surproduction ou d'une surconsommation, le déséquilibre des puissances et des charges provoque une variation de la fréquence du système. Si la génération est trop faible par

rapport à la demande, la vitesse de rotation des rotors des générateurs synchrones diminue ainsi que la fréquence (Emin, 2018). L'énergie manquante est puisée dans la réserve d'énergie cinétique de rotation des générateurs synchrones. L'énergie emmagasinée permet au réseau de compenser les variations de vitesse dues aux déséquilibres entre la production et la consommation. L'inertie est donc un indicateur de la capacité d'un système à stabiliser sa fréquence. Si la part des CEP augmente, ce processus de compensation sera de plus grandes amplitudes, ce qui imposera de plus fortes contraintes sur les générateurs synchrones et rendra le réseau plus difficile à stabiliser. D'autre part, le rétablissement de la puissance active nominale après un défaut est plus lent dans le cas de CEP, pour une ferme éolienne par exemple, par rapport à un générateur synchrone (Zografos, 2019). Lors d'un court-circuit, le groupe moteur d'une éolienne peut être déconnecté volontairement un certain temps dans le but de réduire les contraintes appliquées sur ce dernier, ce qui allonge la durée avant le retour à la puissance nominale, alors qu'un générateur synchrone seul peut rétablir la puissance active rapidement sans risque de détériorations (Papailiou, 2020). On constate donc l'intérêt de reproduire le comportement d'une machine synchrone.

#### **1.2.4 De plus grandes variations de fréquences**

Ainsi, le remplacement des générateurs synchrones par des unités décentralisées avec peu d'inertie conduit à une diminution de l'inertie globale du réseau. En conséquence, les fluctuations de la fréquence dues aux variations de charges seront de plus grandes amplitudes. Cela est confirmé par l'augmentation du taux de variation de la fréquence (RoCoF) ou bien la diminution de la fréquence minimale après perturbation (Visscher & Haan, 2008). Moins le système possède d'inertie, plus la fréquence minimale sera faible (Ørum, 2015). Or, une valeur trop basse peut détériorer certains systèmes ou du moins entraîner leur arrêt temporaire, ce qui déstabilisera le réseau d'autant plus.

#### **1.2.5 La synchronisation à la fréquence du réseau est source d'instabilité**

Un autre défi lié à la perte d'inertie réside dans le comportement des CEP. Pour fonctionner, les onduleurs mesurent la fréquence du réseau et s'y synchronisent. Cette méthode est efficace

jusqu'à présent, car le réseau est considéré comme infini. Les onduleurs peuvent s'y synchroniser puisque la fréquence n'est pas supposée variée. Cependant, si la proportion de sources d'énergie connectées par convertisseurs devient trop élevée, cette hypothèse n'est plus vraie et le fonctionnement normal n'est plus assuré (Sakimoto, Miura & Ise, 2011).

### 1.3 Ajout d'inertie et tendances

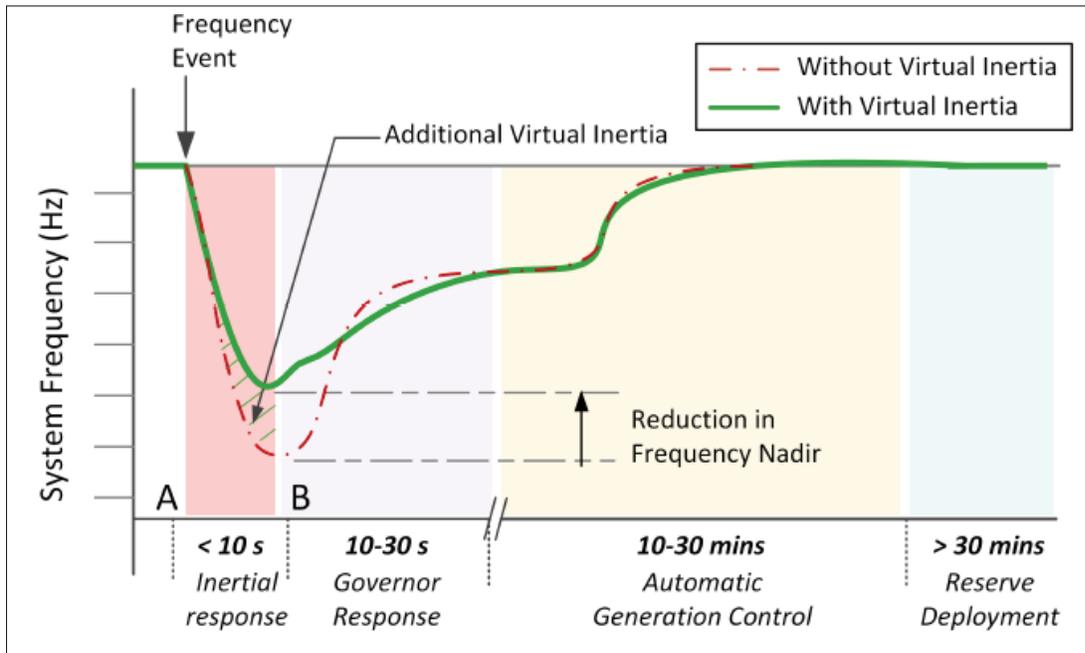
Il existe différentes stratégies de commande permettant de maintenir l'équilibre entre la production et la demande de puissance. Cette procédure est décrite par (Tamrakar, Shrestha, Maharjan & Tonkoski, 2017) à la Figure 1.1. Les différentes approches de commandes dans l'ordre chronologique sont :

**La réponse inertielle.** Elle fait effet dans les dix premières secondes après une perturbation de la fréquence. Cette réponse est rapide et autonome.

**Le contrôle primaire** prend ensuite le relais dans les secondes qui suivent (de 10 à 30s). À ce stade, la fréquence s'est stabilisée à une valeur plus faible que sa valeur nominale.

**La régulation automatique** de la production permet d'ajuster la puissance fournie par chaque générateur et de revenir à la fréquence nominale.

Comme le montre la Figure 1.1, l'ajout d'inertie virtuelle pourrait augmenter la fréquence minimum atteinte lors d'une perturbation. Cela pourrait aussi « lisser » la courbe de la fréquence, c'est-à-dire réduire le RoCoF. Ces deux caractéristiques sont importantes pour la stabilité du réseau, car de nombreuses protections des équipements connectés sont basées sur le RoCoF. De plus, si la fréquence descend en dessous d'un certain seuil, un délestage de la charge du réseau est effectué pour rétablir l'équilibre entre la demande et la production (Karimi, Mohamad, Mokhlis & Bakar, 2012). L'ajout d'inertie pourrait donc à la fois protéger les équipements et éviter les délestages. Cela pourrait finalement augmenter le taux de pénétrations des énergies renouvelables. Le coût des installations de génération d'électricité étant relativement indépendant de la taille de l'unité de production, les propriétaires de petites unités décentralisées seront moins enclins à installer des équipements facultatifs à la génération d'électricité (Bollen & Hassan, 2011, p. 86). Il en résulte que des technologies directement intégrées dans la commande des



CEP pourraient être plus adaptées. Une solution envisagée est l'ajout d'inertie virtuelle avec de nouvelles méthodes de contrôle des unités de production. Une de ces méthodes d'ajout d'inertie consiste à commander un onduleur de manière à ce qu'il reproduise en partie le comportement d'un générateur synchrone. Ce mémoire étudie cette technologie en particulier.

Différentes approches sont proposées dans la littérature afin d'ajouter de l'inertie au réseau, que ce soit pour des CEP qui n'en produisent aucune ou bien pour des générateurs synchrones d'un microréseau îloté qui n'en ajouterait pas assez. Cette revue de littérature présentera les principales topologies existantes et leur concept. On peut différencier deux approches. La première consiste à utiliser l'inertie d'un rotor qui est usuellement découplé du réseau, par exemple pour certaines éoliennes. La Section 1.3.1 décrit ce type de technologie. Dans un second temps, on peut évoquer le concept d'inertie virtuelle, développé par Beck & Hesse (2007). Dans ce cas, aucune inertie n'existe au départ. Il faut donc puiser de l'énergie dans une source de stockage ou fonctionner en dessous du maximum de puissance, puis injecter cette énergie sur le réseau. Même si le principe

est similaire à la plupart des technologies, le niveau de complexité diffère en fonction du modèle émulé et des équations utilisés. Il existe trois méthodes prédominantes :

- simuler avec exactitude un générateur synchrone virtuel ;
- simuler l'équation du mouvement pour se rapprocher du comportement d'un générateur synchrone ;
- créer une réponse en fréquence et en puissance qui aura une allure inertielle.

Les principales technologies sont décrites à partir de la Section 1.3.2.

### 1.3.1 Ajout d'inertie réelle

Morren, Pierik & de Haan (2006) ont conduit la première étude d'ajout d'inertie. Les auteurs s'intéressent à l'ajout d'inertie par une turbine éolienne. La plupart des éoliennes actuelles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de CEP afin d'obtenir une vitesse modifiable. Ces éoliennes sont en effet plus efficaces avec un fonctionnement à fréquence variable. Ce type de connexion sépare l'inertie mécanique de la turbine du convertisseur, ainsi les perturbations en fréquence ne dépendent plus du rotor. Morren *et al.* (2006) ont développé deux stratégies de contrôle pour que la turbine participe à l'inertie du réseau. La première commande consiste à rendre proportionnelle la puissance injectée à la variation de fréquence. Ce comportement se rapproche de celui d'une machine synchrone. La seconde commande est le contrôle primaire qui régit les générateurs synchrones traditionnels, c'est un contrôle par statisme (ou « droop control »). Cette étude a aussi montré que l'inertie virtuelle créée par pilotage peut être supérieure à l'inertie réelle.

### 1.3.2 Synchronverter

La technologie de synchronverter décrite dans Zhong & Weiss (2011) se base sur l'émulation exacte d'un générateur synchrone. Elle permet aussi d'utiliser la théorie et les méthodes déjà développées pour réguler les générateurs synchrones. L'idée derrière cette technologie est de pouvoir augmenter la part des sources d'énergie décentralisées tout en gardant le fonctionnement

et les commandes des réseaux actuels, c'est-à-dire adaptées aux générateurs synchrones. Le synchronverter possède donc les avantages (inertie, théorie mature) et les défauts (sous-excitation, oscillation autour de la fréquence nominale) du GS. Cette technologie permet cependant de se passer des limites de saturation, des pertes par frictions. Elle permet aussi de choisir les paramètres du GS comme l'inductance de champ, le coefficient de friction ou le moment d'inertie. La modélisation du générateur synchrone se base sur quatre égalités : l'équation du couple, de la tension de champ et deux équations de puissances. Elles sont discrétisées puis résolues à l'aide des courants et tensions de ligne mesurés au préalable. Cela permet d'envoyer la tension et l'angle de commande à la PWM. Zhong & Weiss (2011) ont proposé que l'inertie et la quantité d'énergie injectée lors d'une perturbation puissent être découplés dans le cas d'une inertie virtuelle. Il ne serait donc pas nécessaire d'avoir une grande inertie pour avoir une quantité d'énergie injectée importante.

### 1.3.3 VSG et topologies similaires

Le concept de VSG regroupe un large panel de technologies différentes, mais le principe reste identique : imiter la réponse inertielle d'un GS. Contrairement au synchronverter, seule la réponse est simulée, ce qui simplifie la modélisation. De plus, certaines approches de commande déjà appliquées aux onduleurs peuvent être réutilisées, comme la commande en courant. Le modèle utilisé dans ce mémoire se base largement sur les travaux de (Bevrani, Francois & Ise, 2017, pp. 307-358) et de Sakimoto, Miura & Ise (2012). Le fonctionnement est plus détaillé par la suite, mais le concept général est la résolution de l'équation du mouvement (1.2) :

$$P_{in} - P_{out} = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} - D(\omega_0 - \omega_m) \quad (1.2)$$

où :

- $P_{in}$  correspond à la puissance mécanique fourni par le moteur en kW ;
- $P_{out}$  correspond à la puissance électrique fourni par l'alternateur en kW ;

- $J$  correspond au moment d'inertie total du rotor en  $\text{kg} \cdot \text{m}^2$  ;
- $\omega_m$  correspond à la vitesse angulaire du rotor en  $\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$ .
- $D$  correspond au facteur d'amortissement en  $\text{kg} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^2$ .

Cette équation ne présentant pas de solution analytique, des méthodes d'analyse numérique peuvent être utilisées. La résolution de cette équation  $\omega_m$  est ensuite directement utilisée comme consigne pour la génération des pulsations (PWM).

Une version alternative de cette équation est évoquée par Shrestha, Tamrakar, Ni & Tonkoski (2017) :

$$P_{VSG} = K_D \Delta\omega + K_I \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (1.3)$$

Où  $K_D$  et  $K_I$  représentent le facteur d'amortissement et la constante d'inertie respectivement. Cette équation a pour avantage d'être linéaire ce qui peut simplifier les calculs de résolution. De plus, ces deux paramètres  $K_D$  et  $K_I$  peuvent être réglés facilement à l'aide des valeurs nominales et de la fréquence maximum que l'on s'impose, comme le montre l'Équation (1.4) :

$$K_D = \frac{P_{VSG_{nominale}}}{(\Delta\omega)_{max}} \quad (1.4a)$$

$$K_I = \frac{P_{VSG_{nominale}}}{\left(\frac{d\Delta\omega}{dt}\right)_{max}} \quad (1.4b)$$

La puissance donnée par l'Équation (1.3) permet ainsi de calculer le courant de référence de l'onduleur. Ce courant est ensuite envoyé comme consigne au générateur de pulsation. On remarque donc deux distinctions principales avec le VSG présenté dans ce mémoire : l'équation modélisée est différente et elle n'est pas directement reliée au générateur de pulsation, l'onduleur étant commandé en courant.

D'autre part, Torres & Lopes (2009) ont proposé une autre topologie dans le cas de la régulation d'un générateur diesel avec ajout d'inertie artificielle, provenant d'une source de stockage. Afin de simuler une inertie virtuelle, la puissance injectée est commandée de manière à être inversement

proportionnelle à la dérivée de la vitesse de rotation du moteur diesel. L'Équation (1.5) donne la loi de commande de l'onduleur :

$$p_{injectée} = K\omega_0 \frac{d\omega}{dt} \quad (1.5)$$

Où K représente alors le gain d'inertie virtuelle. Sa valeur est choisie en fonction des capacités de stockage et de la quantité d'énergie que l'on souhaite ajouter au réseau.

#### 1.3.4 Nécessité du stockage

Pour ajouter de l'inertie virtuelle à partir de production où il n'y a pas de rotor en jeu, une réserve d'énergie est nécessaire. Celle-ci peut diminuer la rentabilité de l'unité de production ou augmenter le coût du système si une source de stockage n'est pas déjà présente. Cependant, on peut considérer que l'ajout d'inertie virtuelle ne soit activé que lorsque le réseau en a besoin, ce qui réduirait la capacité de stockage nécessaire. Si des technologies se développent dans ce sens, un « marché de l'énergie cinétique » pourrait voir le jour (Bollen & Hassan, 2011, p. 421). Pour des raisons de simplification, ce mémoire n'étudie pas l'aspect stockage d'énergie du VSG.

## CHAPITRE 2

### RÉGULATION D'UNE MACHINE SYNCHRONE

#### 2.1 Contrôle par statisme

Le contrôle par statisme, ou « Droop control », consiste à reproduire la caractéristique de statisme d'un générateur synchrone. Le contrôle par statisme constitue la réponse primaire lors d'une perturbation (Cupelli, Riccobono, Monti, Mirz & Ferdowsi, 2018). Cette courbe lie la fréquence du moteur et sa puissance. Un déséquilibre entre la puissance mécanique et la puissance de sortie du moteur crée une variation de la vitesse de rotation de ce dernier, et donc de la fréquence (Mehrizi-Sani, 2017). Il s'agit d'un *P-f droop*. De la même manière, une variation de la puissance réactive va créer un changement de la tension de sortie. Il s'agit alors d'un *Q-V droop*.

##### 2.1.1 Statisme de la fréquence

Les réseaux traditionnels sont composés de nombreux générateurs synchrones en parallèle. Une variation de la puissance active à un endroit sera propagée dans tout le système par une variation de la fréquence. Un P-f droop permet la régulation de la fréquence tandis qu'un Q-V droop régule la tension. Quand plusieurs générateurs sont contrôlés de cette manière, la puissance totale sera partagée de manière équitable entre chaque générateur (Baxter, 2014). Une variation de la charge entraînera une variation de la fréquence aux bornes de chaque machine synchrone. Le flux de puissance active sera dirigé des fréquences plus élevées aux fréquences plus faibles, jusqu'à ce que le réseau se stabilise sur une valeur permanente de la fréquence qui n'est pas forcément la valeur nominale (P Kundur, 1994). Dans le cas où la charge d'un générateur augmente, une partie de l'énergie cinétique sera convertie en énergie électrique, selon l'équation dynamique du rotor qui sera étudiée au Chapitre 3. Ainsi, la vitesse du rotor diminue, donc la fréquence également. La variation de vitesse est compensée par le système de contrôle en augmentant la puissance mécanique fournie au générateur.

L'Équation (2.1) régit la courbe de statisme. Une représentation graphique du P-f droop est donnée à la Figure 2.1.

$$P = P_0 - k_f(f_0 - f) \quad (2.1)$$

où  $P_0$  est la puissance fournie à la fréquence nominale  $f_0$ . Le coefficient de droop  $k_f$  détermine de combien la fréquence va changer en fonction de la puissance.

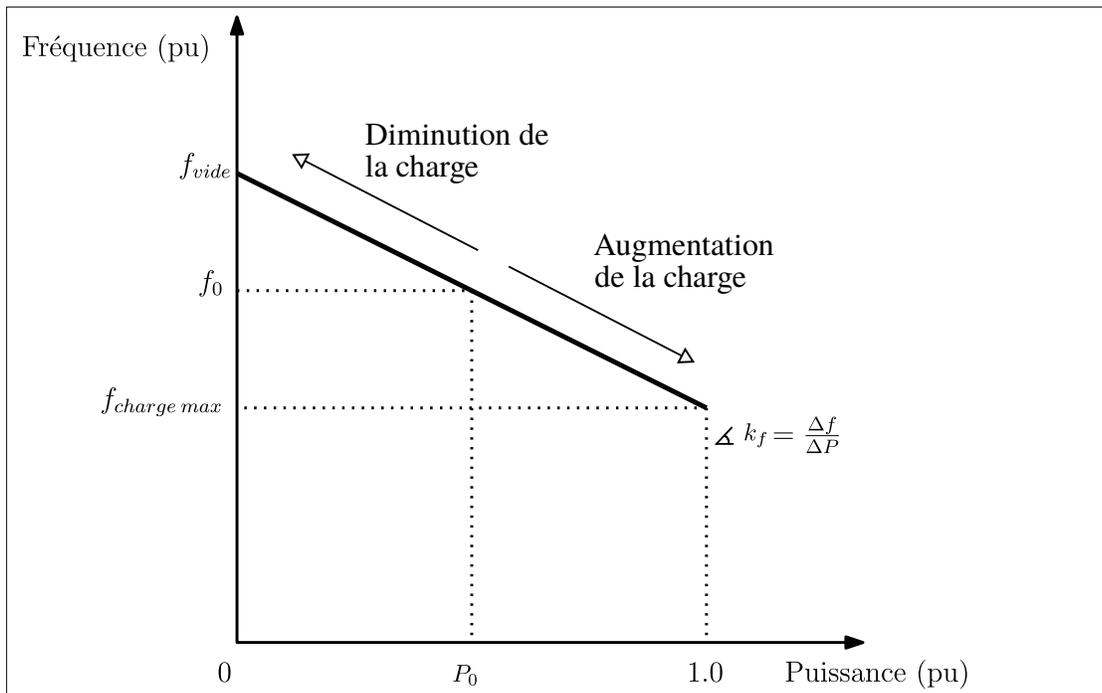


Figure 2.1 P-f contrôle Droop

### 2.1.2 Statisme de la tension

Un Q-V droop permet de réguler la puissance réactive et la tension de ligne. Ce type de contrôle permet d'améliorer la stabilité en tension et d'empêcher la circulation de courant trop important dans le réseau. Cela est nécessaire dans les micro-grid où la faible impédance ne permet pas de minimiser les courants naturellement (Baxter, 2014). L'équation qui régit le Q-V droop est

similaire à celle du P-f :

$$Q = Q_0 - k_V(V_0 - V) \quad (2.2)$$

La pente de la courbe du P-f droop peut être ajustée en modifiant le coefficient de droop. Pour changer l'ordonnée à l'origine, on peut rajouter une puissance de référence (P Kundur, 1994).

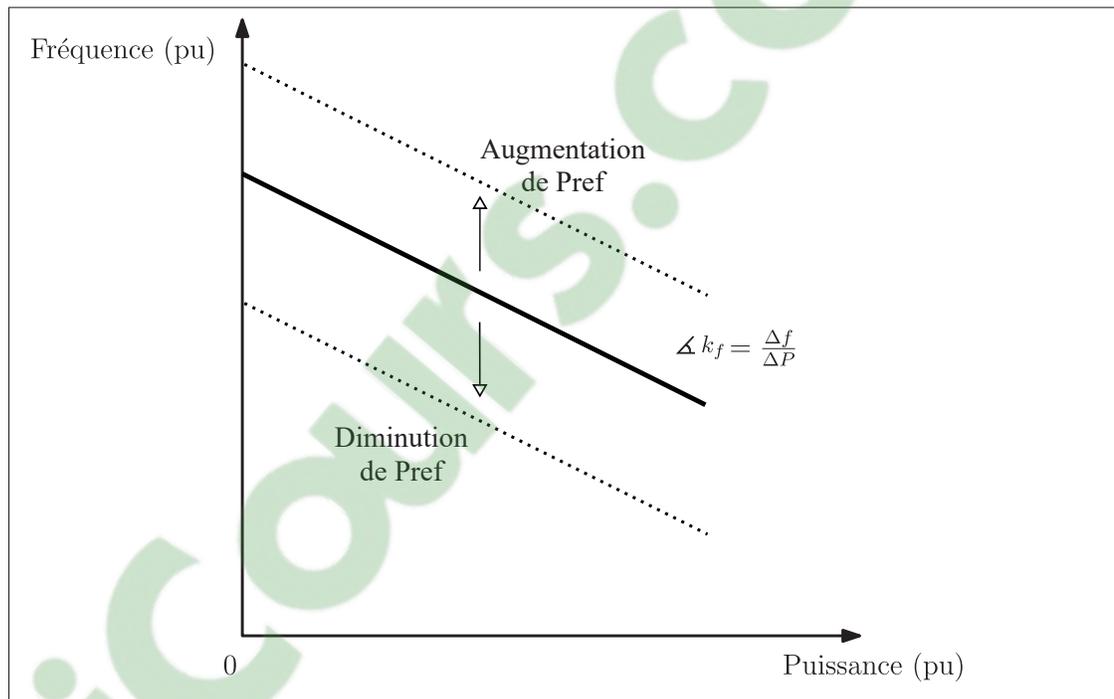


Figure 2.2 Effet de l'ajout d'une puissance de référence sur la courbe de statisme

## 2.2 Simulation et validation du contrôle par statisme

Pour simuler le fonctionnement en parallèle de deux générateurs synchrones, un P-f droop a été développé. Il a tout d'abord fallu déterminer sur quelle plage de fréquences fonctionnera le générateur. Pour cela, le standard IEEE 1547-2018 a été utilisé. Le Tableau 2.1 reprend les extrema de fréquence autorisés par ce standard. En prenant les extrema les moins permissifs, on trace la caractéristique de statisme que doit respecter la machine synchrone, en pointillés à la Figure 2.3. Les différentes valeurs de gains sont ensuite calculées pour que la caractéristique

de la MS respecte le standard IEEE. Pour valider le P-f droop, on effectue des simulations avec différents niveaux de charges et la fréquence est mesurée et représentée à la Figure 2.3.

Tableau 2.1 Conditions de réponses en fréquence du standard IEEE 1547-2018

	Fréquence (Hz)	Durée de transition (s)
Maximum 2	62.0	0.16
Maximum 1	61.2	300
Minimum 1	58.5	0.16
Minimum 2	56.5	300

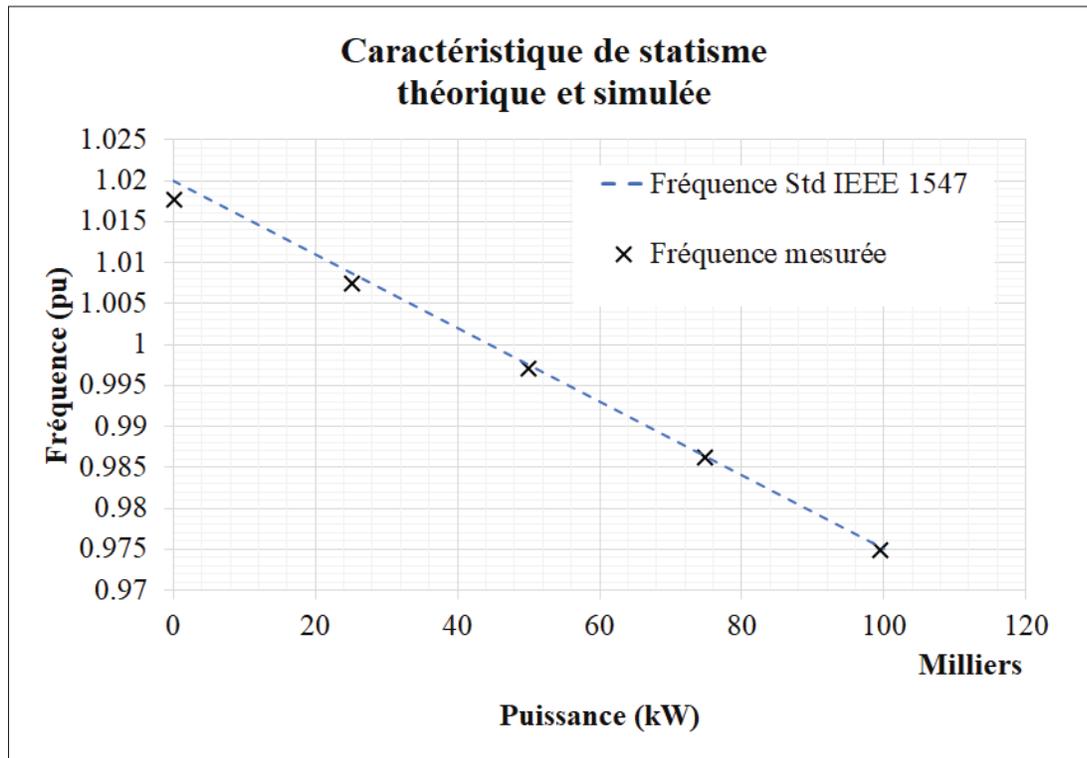


Figure 2.3 Comparaison des caractéristiques de statisme théorique et simulée de la fréquence

De la même manière que pour le P-f droop, un Q-V droop a été développé. Les résultats sont présentés à la Figure 2.4. Le même coefficient  $k_f$  a été choisi pour pour le P-f droop et le Q-V droop.

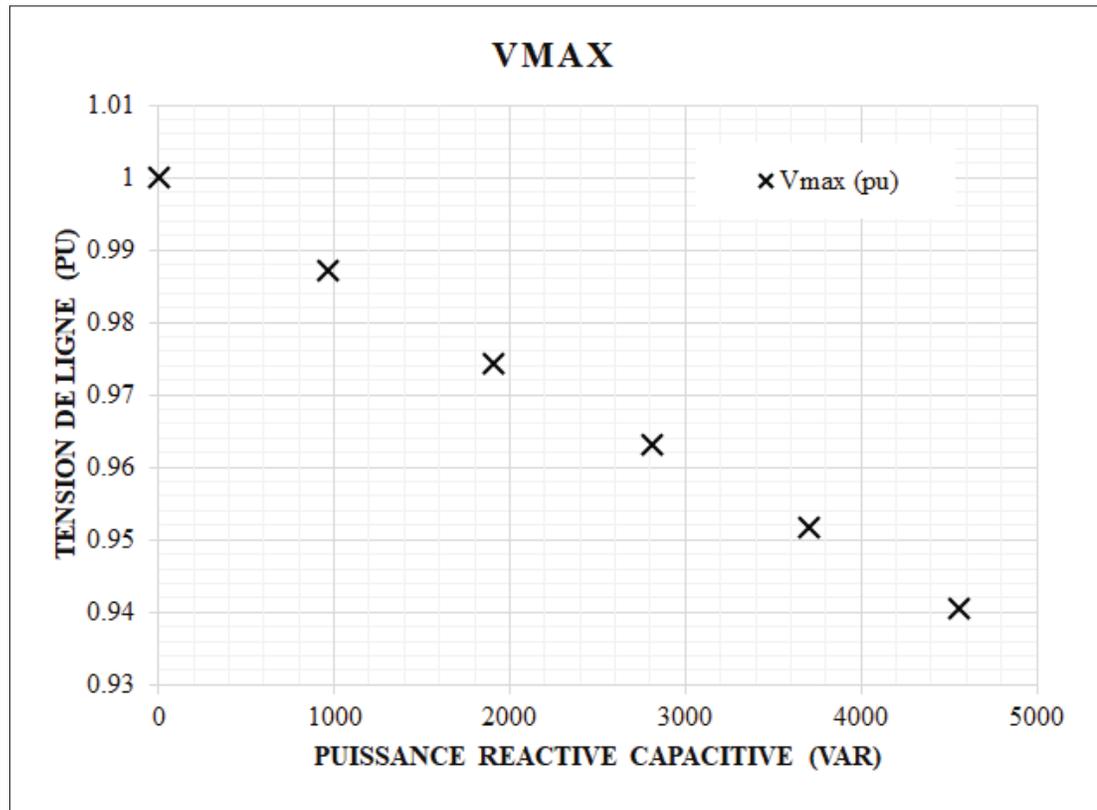


Figure 2.4 Caractéristique de statisme de la tension

### 2.3 Conditions de mise en parallèle

Lorsqu'ils ne fonctionnent pas en mode isolé, les générateurs synchrones sont en parallèle avec d'autres générateurs ou onduleurs. Afin de les mettre en parallèle, certaines conditions doivent être remplies et une procédure doit être suivie. Cette partie s'intéresse à la mise en parallèle d'un générateur synchrone avec le réseau. Un générateur est sur le point d'être connecté en parallèle au réseau ou à un autre générateur. Afin de pouvoir fermer les interrupteurs, plusieurs conditions doivent être réunies (Chapman, 2005) :

- les tensions efficaces des deux générateurs doivent être égales ;
- les angles de phase doivent être égaux ;
- la fréquence du générateur qui se connecte doit être légèrement supérieure à celle du réseau.

Une condition plus simple pour obtenir les angles de chaque phase égaux est de s'assurer que les deux systèmes de tension ont la même séquence de phase et que les angles de la phase A soient égaux entre eux. Si ces conditions ne sont pas remplies, des surcharges de courant et de puissances risquent d'endommager certains composants du réseau, la charge et les générateurs.

## 2.4 Procédure de mise en parallèle

La procédure de mise en parallèle peut se résumer en cinq étapes, représentées à la Figure 2.5. La Figure 2.6 représente le circuit de simulation permettant la mise en parallèle.

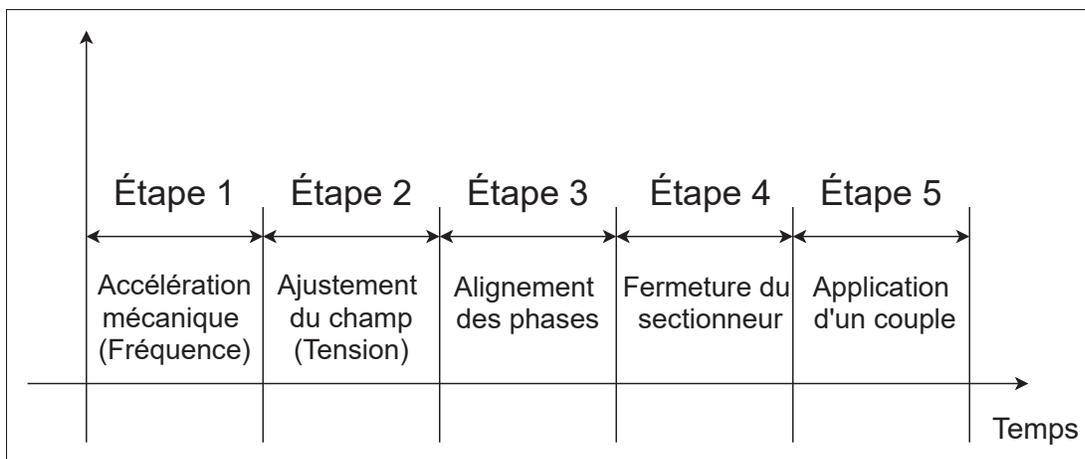


Figure 2.5 Étapes de mise en parallèle de deux générateurs synchrones

Les trois premières étapes consistent en la synchronisation de la fréquence, de la tension et des phases des deux générateurs. Dans un premier temps, le rotor du moteur est accéléré. La fréquence des tensions produites par le générateur synchrone dépend de la vitesse de rotation du rotor. Un compensateur de type Proportionnel Intégral (PI) est utilisé afin de stabiliser la vitesse et donc la fréquence à la valeur désirée.

Dans un deuxième temps, on régule la tension de champ appliquée sur le rotor de la machine. Elle impose le courant rotorique et qui influence la tension de sortie. La tension de champ est régulée à l'aide d'un compensateur PI. La différence entre la tension de sortie et la tension de consigne est mesurée afin d'adapter la tension de champ en conséquence.

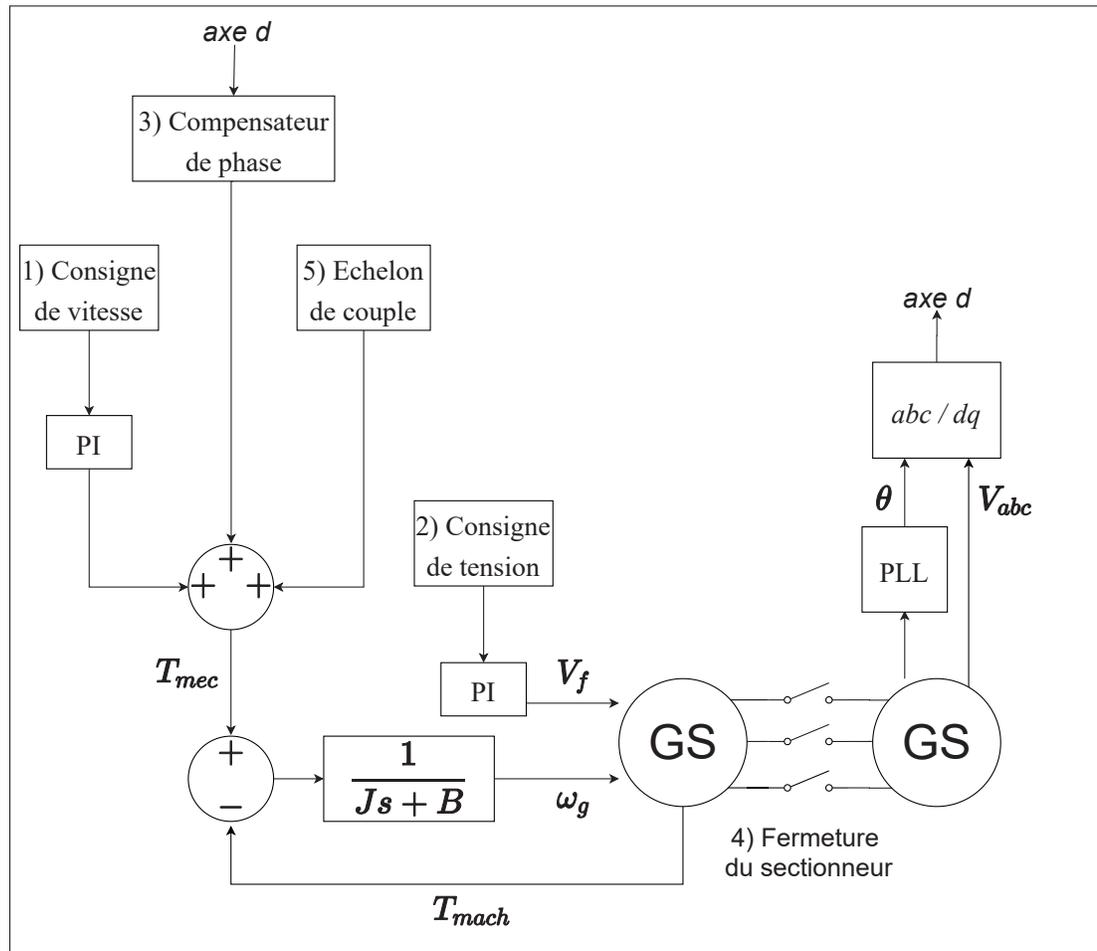


Figure 2.6 Circuit de synchronisation de deux machines synchrones

La troisième étape consiste à aligner la phase de la génératrice avec la phase du réseau. En pratique, les phases d'une ligne sont observées et lorsque les angles de phases sont égaux, l'interrupteur est fermé. La Figure 2.6 représente le circuit de simulation de mise en parallèle. En simulation, la phase de synchronisation peut prendre plusieurs secondes, ce qui n'est pas pratique. On peut alors forcer la synchronisation des phases. Pour cela, la phase du réseau est mesurée à l'aide d'une PLL. Cet angle et les tensions de la MS à synchroniser sont utilisés pour

effectuer une transformée  $dq0$ , permettant de passer du référentiel  $abc$  au référentiel  $qd0$ . Le passage d'un référentiel à l'autre se fait à l'aide des Équations (2.3a) et (2.3b) :

$$\begin{bmatrix} f_{qd0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_{abc} \end{bmatrix} \quad (2.3a)$$

$$K_s = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (2.3b)$$

Si la phase du générateur est synchronisée avec celle du réseau, cela se traduira par la composante dans l'axe  $d$  nulle et la composante de l'axe  $q$  maximale. La composante dans l'axe  $d$  est amenée à zéro en accélérant légèrement le rotor, comme le montre la Figure 2.7. C'est l'angle  $\theta^{reseau}$  qui est utilisé pour la transformation  $dq0$ .

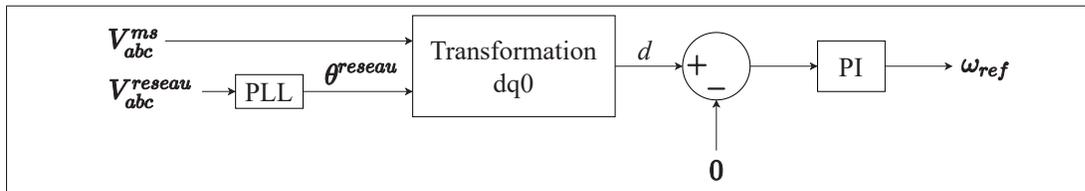


Figure 2.7 Régulation de l'axe  $d$  pour aligner les phases

Lorsque cela est fait et si les conditions précédentes sont toujours respectées, on peut fermer le sectionneur. On change alors le type de régulation pour la commande par statisme vu précédemment.

## 2.5 Conclusion du Chapitre 2

Dans ce chapitre, les principes de bases de régulation d'une machine synchrone ont été décrits. Une stratégie de commande par statisme a notamment été développée et simulée. Enfin, la procédure de mise en parallèle a été décrite et appliquée. Ces aspects sont nécessaires afin de

pouvoir simuler une machine synchrone et la faire fonctionner en parallèle d'un onduleur. Cela va aussi permettre de mieux comprendre la commande par générateur synchrone virtuel.



## CHAPITRE 3

### MODÉLISATION D'UN GÉNÉRATEUR SYNCHROME VIRTUEL

#### 3.1 Introduction

En termes chronologique, la régulation inertielle est le premier moyen de réponses à des perturbations en fréquence (Tamrakar *et al.*, 2017). L'inertie du rotor de la machine synchrone a pour avantage de lisser les variations de fréquence. Elles peuvent être dues à un déséquilibre entre la consommation et la production de puissance. C'est ce qu'il se passe lorsqu'une charge importante est connectée au réseau. Le trop d'énergie demandée est puisé dans l'énergie inertielle de rotation du rotor. Cela se traduit par une diminution de la vitesse du rotor. Le déséquilibre est alors compensé par l'inertie du rotor, jusqu'à ce que le contrôle primaire soit activé. De la même manière, si le réseau présente un surplus d'énergie, ce dernier est balancé par une accélération de la vitesse du rotor. La présence des nombreux générateurs synchrones comme moyen de production d'électricité est donc une défense naturelle face aux perturbations en fréquence.

Cette inertie est absente des onduleurs et de leurs commandes actuelles. Dans ce cas, les interrupteurs ne présentent aucune d'inertie, au contraire ils répondent de manière instantanée. Pourtant, une grande partie des sources d'énergies renouvelables (les panneaux solaires photovoltaïques et une partie des éoliennes notamment) utilisent des onduleurs (Tamrakar *et al.*, 2017); leur présence dans le réseau électrique ou dans des microréseaux est vouée à augmenter. Les nouveaux réseaux présenteront donc de moins en moins d'inertie, ce qui peut conduire à des instabilités. L'objectif d'un générateur synchrone virtuel, ou VSG, est d'ajouter de l'inertie au réseau, dans le but d'atténuer les variations de fréquence dues aux perturbations. Ce générateur virtuel est composé d'un système de stockage d'énergie (batteries, super-condensateurs . . . ) relié à un convertisseur DC/DC, et d'un onduleur. Le système de stockage permet de compenser les déséquilibres d'énergie, à la manière du rotor d'un générateur synchrone, il a un effet "tampon". L'algorithme de commande de l'onduleur, dans lequel est implémentée l'équation de rotation d'un rotor, régit les flux d'énergie entre système de stockage et réseau.

### 3.2 Fonctionnement global

Le schéma de fonctionnement du système est donné à la Figure 3.1. Pour simplifier la simulation, la source d'énergie renouvelable et sa batterie sont remplacées par une source de courant continu. La tension continue est transformée en tension alternative triphasée par l'onduleur. Une charge de 50 kW est connectée par l'intermédiaire d'un filtre LC. Une deuxième charge de 10 kW est connectée en parallèle afin de simuler une surcharge de 20%.

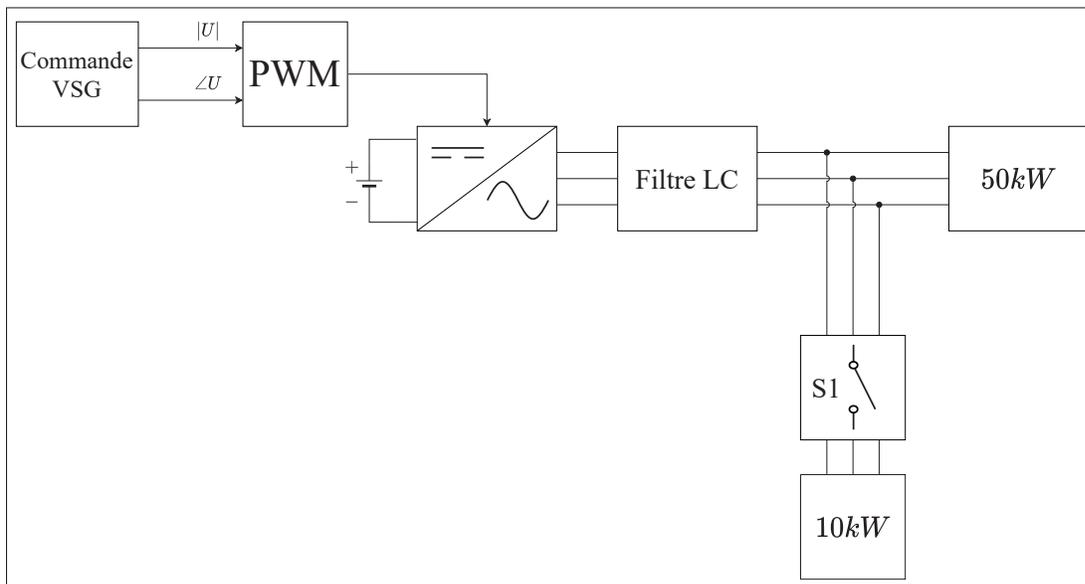


Figure 3.1 Schéma de simulation du modèle

### 3.3 Contrôle du VSG

La commande de l'onduleur se fait par l'intermédiaire d'un générateur d'impulsions en utilisant la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) vectorielle. Afin de générer les impulsions, ce bloc prend en entrée un signal sinusoïdal qui peut être décomposé en un module  $|U|$  et un angle  $\angle U$ . La commande de l'angle influe sur la fréquence de la tension triphasée tandis que le module influe sur le niveau de tension. Le schéma de fonctionnement du VSG est donné à la Figure 3.2.

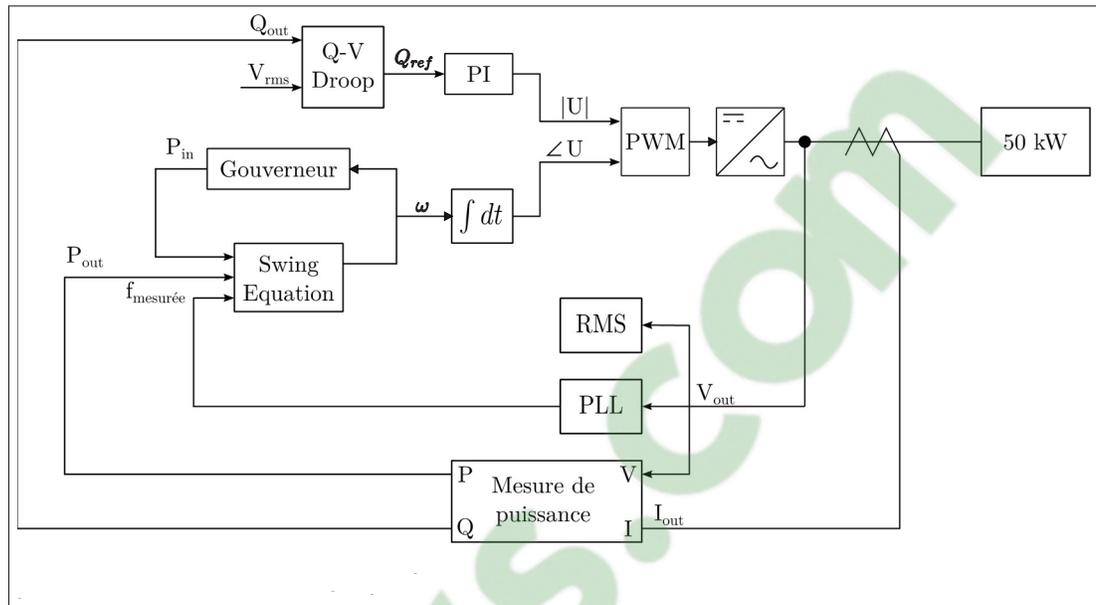


Figure 3.2 Schéma de la commande VSG

Ce schéma est inspiré de Bevrani *et al.* (2017). Le principe du contrôle par VSG réside dans la commande de l'angle  $\angle U$  fourni au générateur de MLI vectorielle. Dans le cas d'un générateur synchrone, lorsqu'il y a un déséquilibre entre la puissance d'entrée  $P_{in}$  et la puissance fournie  $P_{out}$ , l'angle entre le rotor et le champ magnétique s'agrandit. La vitesse  $\omega_m$  variera en conséquence avec une certaine inertie qui dépend notamment de sa masse et des amortisseurs. Pour émuler cette inertie, l'équation du mouvement du rotor est utilisée.

### 3.3.1 Équation du mouvement

L'Équation (3.1) qui régit le mouvement du rotor (Swing Equation) est donnée par le principe fondamental de la dynamique appliqué à une masse en rotation :

$$J\alpha_m = \sum C_i = C_m - C_e \quad (3.1)$$

Où :

- $C_m$  correspond au couple mécanique fourni par le moteur en  $N \cdot m$  ;
- $C_e$  correspond au couple électrique fourni par l'alternateur en  $N \cdot m$  ;
- $J$  correspond au moment d'inertie total du rotor en  $kg \cdot m^2$  ;
- $\alpha_m$  correspond à l'accélération angulaire du rotor en  $rad \cdot s^{-2}$ .

En remplaçant  $\alpha_m$  par  $\frac{d\omega_m}{dt}$  et en multipliant de part et d'autre de cette équation par  $\omega_m$ , on obtient l'Équation (3.2).

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (3.2)$$

La puissance mécanique  $P_m$  fournie par l'entraînement peut être assimilée à une puissance d'entrée. Elle est donc renommée  $P_{in}$ . De la même manière, la puissance électrique  $P_e$  absorbée par le réseau peut être assimilée à une puissance de sortie. Elle est renommée  $P_{out}$ . En régime permanent, la différence entre ces deux puissances est nulle. En régime transitoire, cette différence correspond, selon son signe, à la puissance nécessaire pour accélérer ou ralentir le rotor et l'amener à une vitesse constante. Un terme d'amortissement est ajouté pour représenter les amortisseurs d'une machine synchrone pour obtenir l'Équation (3.3)

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_{in} - P_{out} - D(\omega_m - \omega_g) \quad (3.3)$$

Avec  $D$  le facteur d'amortissement et  $\omega_g$  la vitesse angulaire de consigne.

### 3.3.2 Commande de l'angle $\angle U$

L'algorithme de résolution de l'équation du mouvement prend en entrée les puissances  $P_{in}$ ,  $P_{out}$  et la vitesse mesurée  $\omega_g$  et fournit une vitesse de commande  $\omega_m$ . Cette vitesse passe par un intégrateur afin d'obtenir l'angle de consigne  $\angle U$ . La technique de résolution est détaillée à la Section 3.4. Un contrôle par statisme permet de calculer  $P_{in}$  à partir de l'Équation (3.4).

$$P_{in} = P_0 - \frac{k_p(\omega_m - \omega_0)}{T_g \cdot s + 1} \quad (3.4)$$

### 3.3.3 Blocs de régulation

La fréquence est mesurée à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase ou PLL. Son schéma bloc est donné à la Figure 3.3. Le bloc "Gouverneur" représenté à la Figure 3.4 est semblable à la commande de statisme. Cela permet de calculer la puissance d'entrée d'une machine synchrone régulée par statisme. La puissance  $P_{in}$  calculée est utilisée dans l'équation du mouvement à la Équation (3.3). La commande par statisme de la puissance réactive est utilisée pour calculer la tension de référence. Son diagramme est représenté à l'Figure 3.5. Lorsque la charge est purement active,  $Q_0$  est nulle.

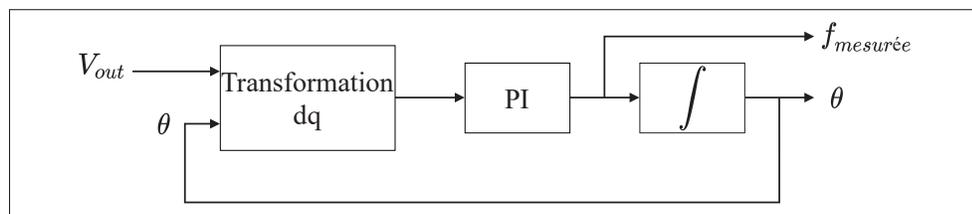


Figure 3.3 Schéma bloc de la boucle à verrouillage de phase

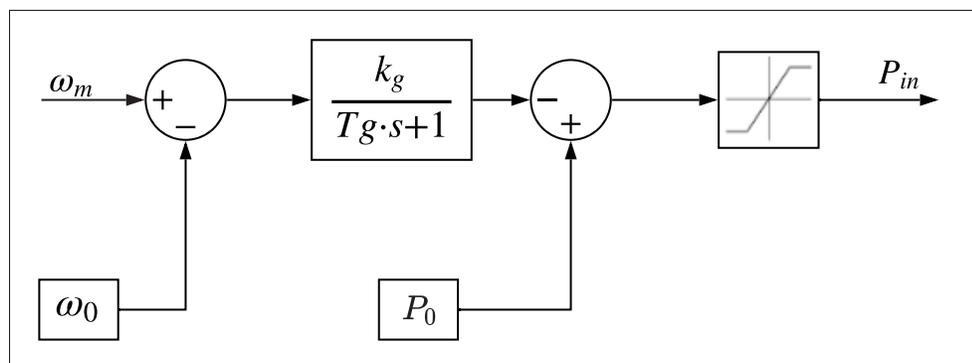


Figure 3.4 Détails du bloc Régulateur

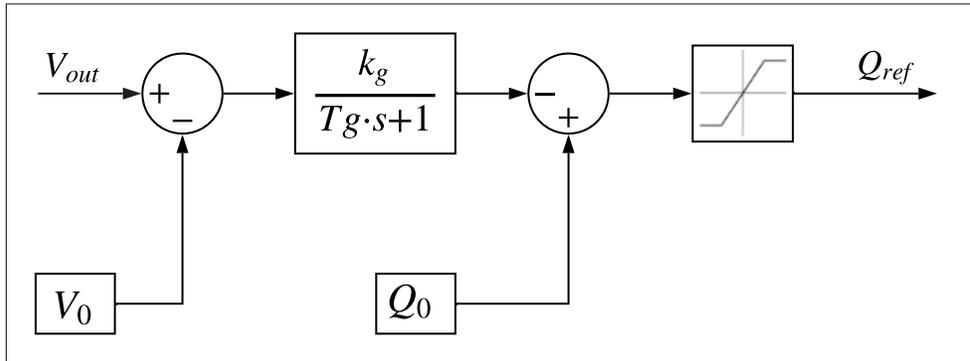


Figure 3.5 Détails de la commande de statisme de la puissance réactive

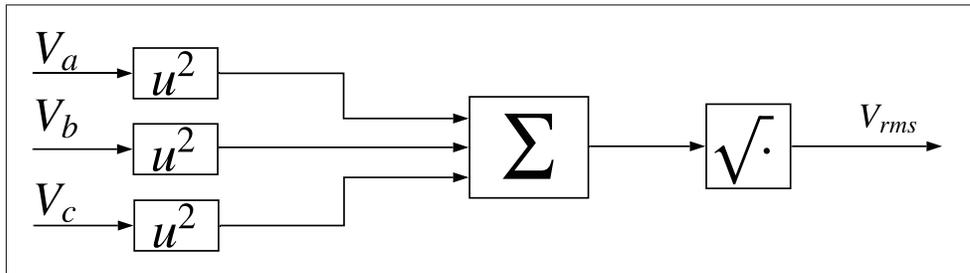


Figure 3.6 Détails du bloc de mesure de la tension RMS

### 3.4 Méthode de résolution

La résolution de l'Équation (3.3) a tout d'abord été faite sous Simulink. Afin d'améliorer cette résolution et d'envisager une implantation dans un système réel (DSP, FPGA), la résolution de cette équation a été faite avec la méthode de résolution numérique de Runge-Kutta à l'aide d'un script Matlab. Pour s'assurer de la validité de cette méthode sous Simulink et de ce modèle, une

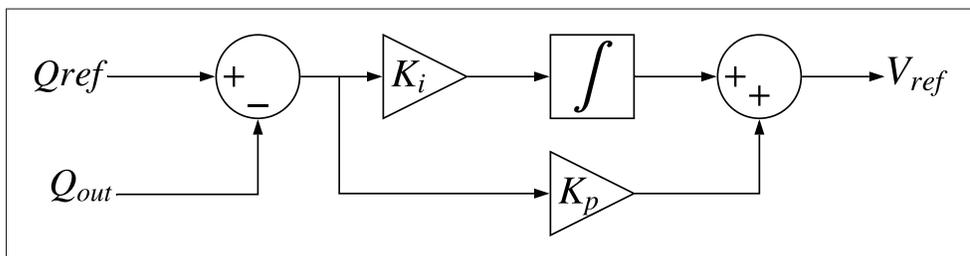


Figure 3.7 Schéma bloc du régulateur PI

équation de test a été résolue avec un script Matlab puis sous Simulink. La solution de cette équation étant connue, une comparaison a été faite entre les solutions numériques obtenues avec Runge-Kutta et la solution donnée par Simulink.

### 3.4.1 Validation du modèle d'une équation de test

Afin de s'assurer du bon fonctionnement de la méthode Runge-Kutta dans l'environnement Matlab/Simulink, l'Équation (3.5) a été étudiée comme exemple, avec  $x \in [0, 1]$ . Cette équation a été choisie car peu complexe et sa solution analytique est connue (Gadisa & Garoma, 2017) et donnée par l'Équation (3.6).

$$y'(x) = x^2 + xy \quad (3.5a)$$

$$y(0) = 1 \quad (3.5b)$$

$$y(x) = \frac{2\sqrt{2}}{2} e^{\frac{x^2}{2}} \cdot \int_0^{\frac{x}{\sqrt{2}}} e^{-t^2} dt + e^{\frac{x^2}{2}} - x \quad (3.6)$$

La procédure utilisée (Gerald & Wheatley, 2003) pour une résolution d'ordre 4 est donnée par les équations 3.7 :

$$k_1 = h \cdot f(x_n, y_n) \quad (3.7a)$$

$$k_2 = h \cdot f\left(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{k_1}{2}\right) \quad (3.7b)$$

$$k_3 = h \cdot f\left(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{k_2}{2}\right) \quad (3.7c)$$

$$k_4 = h \cdot f(x_n + h, y_n + k_3) \quad (3.7d)$$

$$y_{n+1} = y_n + (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)/6 \quad (3.7e)$$

Les valeurs obtenues avec la solution exacte et la résolution numérique pour différents pas de temps  $h$  sont présentées au Tableau 3.1. L'erreur absolue pour une valeur de  $x$  est donnée par :  $\varepsilon = |y_{exacte}(x) - y(x)|$ . Les moyennes des erreurs absolues sont présentées au Tableau 3.2.

Tableau 3.1 Tableau de valeurs pour différents pas de temps

X	Solution exacte	Runge-Kutta					
		h = 0.1	Erreur Absolue	h = 0.05	Erreur Absolue	h = 0.025	Erreur Absolue
0	1	1	0	1	0	1	0
0.1	1.00534652	1.00534648	<b>4.16E-08</b>	1.00534652	<b>2.60E-09</b>	1.005346522	<b>1.6557E-09</b>
0.2	1.02288946	1.02288938	<b>8.27E-08</b>	1.02288946	<b>5.15E-09</b>	1.022889462	<b>2.15354E-09</b>
0.3	1.05519196	1.05519184	<b>1.23E-07</b>	1.05519196	<b>7.65E-09</b>	1.055191963	<b>3.28925E-09</b>
0.4	1.10531895	1.10531879	<b>1.63E-07</b>	1.10531894	<b>1.01E-08</b>	1.105318952	<b>2.3427E-09</b>
0.5	1.17697497	1.17697477	<b>2.06E-07</b>	1.17697496	<b>1.27E-08</b>	1.176974972	<b>1.73462E-09</b>
0.6	1.27467899	1.27467874	<b>2.56E-07</b>	1.27467898	<b>1.56E-08</b>	1.274678991	<b>1.01516E-09</b>
0.7	1.40398832	1.403988	<b>3.23E-07</b>	1.4039883	<b>1.96E-08</b>	1.403988317	<b>2.888E-09</b>
0.8	1.57178777	1.57178734	<b>4.27E-07</b>	1.57178774	<b>2.57E-08</b>	1.571787768	<b>1.89967E-09</b>
0.9	1.78666585	1.78666525	<b>6.01E-07</b>	1.78666582	<b>3.62E-08</b>	1.786665851	<b>1.4267E-09</b>
1	2.05940741	2.0594065	<b>9.02E-07</b>	2.05940735	<b>5.47E-08</b>	2.059407402	<b>8.01393E-09</b>

Tableau 3.2 Moyennes des erreurs absolues

Valeur du pas de temps $h$	h = 0.1	h = 0.05	h = 0.025
Moyenne de l'erreur absolue	2.20E-07	1.35E-08	2.22E-09

Dans le cas d'une résolution implémentée dans un script Matlab, un pas de temps de  $h = 0.1$  offre une précision suffisante, car l'erreur absolue est suffisamment faible, de l'ordre de  $1e - 07$ . Afin de s'assurer du même comportement lorsque la résolution se fait sous Simulink, la résolution de l'Équation (3.5) a aussi été validée dans cet environnement. La Figure 3.8 compare les différentes résolutions sous Simulink. Le Tableau 3.3 montre les moyennes d'erreurs absolues pour différents pas de temps  $h$ .

Tableau 3.3 Comparaison des différentes résolutions sous Simulink

Valeur du pas de temps $h$	h = 0.1	h = 0.01	h = 1e-3	h = 1e-4	h = 1e-5
Moyenne de l'erreur absolue	1.28E-01	1.08E-02	1.06E-03	1.06E-04	1.06E-05

Sous Simulink, la méthode de résolution est aussi validée. La principale constatation est qu'un pas de temps plus faible est nécessaire pour obtenir la même précision. Cela peut venir du fait qu'une méthode de résolution différente est utilisée sous Simulink ou cela peut être lié aux différents arrondis et échantillonnages effectués.

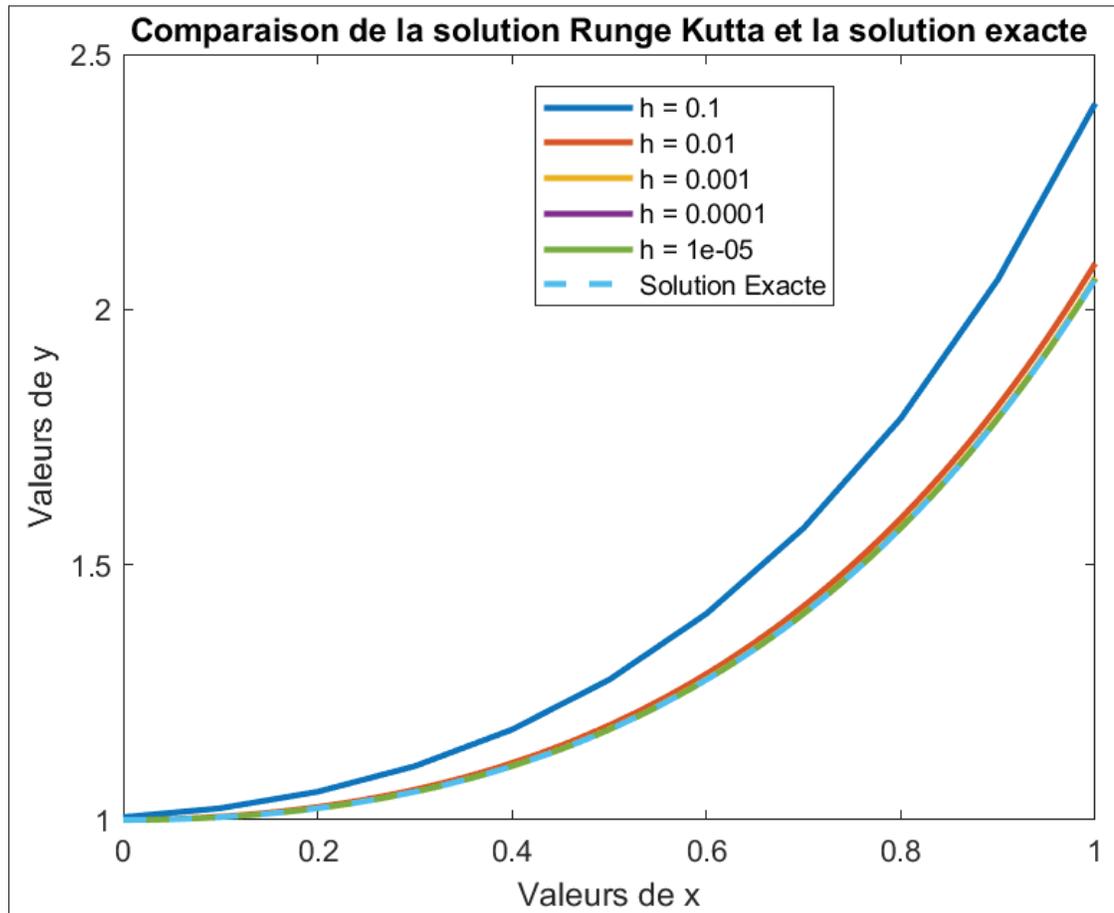


Figure 3.8 Comparaison des différentes résolutions sous Simulink

### 3.4.2 Résolution de l'équation du mouvement

Une fois la méthode validée sous Simulink, la résolution de l'équation du mouvement a été implémentée. Pour obtenir l'algorithme de résolution de l'équation du mouvement, il faut d'abord isoler l'accélération angulaire :

$$\omega'_m = \frac{P_{in} - P_{out} - D(\omega_m - \omega_g)}{J\omega_m} = f(\omega_m) \quad (3.8)$$

Puisque  $t$  n'apparaît pas directement dans la définition de  $f$  dans l'Équation (3.8), et en prenant en compte les variables spécifiques à notre cas, l'algorithme devient l'Algorithme 3.1.

### Algorithme 3.1 Algorithme de résolution de l'équation du mouvement

```

1 Input : Vitesse angulaire de l'itération précédente  $\omega_n$ , Vitesse angulaire du réseau  $\omega_g$ ,
    $P_{in}$ ,  $P_{out}$ 
2 Output : Vitesse angulaire calculée  $\omega_m$ 
3 Définition de la fonction f :
4 function  $f(\omega_n, P_{in}, P_{out})$ 
5     return  $\frac{P_{in}-P_{out}-D(\omega_n-\omega_g)}{J\omega_n}$ 
6 end
7 Calcul des coefficients  $k_i$  :
8  $k_1 = h \cdot f(\omega_n, P_{in}, P_{out})$ 
9  $k_2 = h \cdot f(\omega_n + 0.5 \cdot k_1, P_{in}, P_{out})$ 
10  $k_3 = h \cdot f(\omega_n + 0.5 \cdot k_2, P_{in}, P_{out})$ 
11  $k_4 = h \cdot f(\omega_n + k_3, P_{in}, P_{out})$ 
12 Calcul de  $\omega_m$  :
13  $\omega_m = \omega_n + (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)/6$ 

```

L'algorithme de résolution est appelé à chaque pas de temps d'une simulation Simulink. Une comparaison entre la résolution classique de Simulink et la méthode de Runge-Kutta est décrite à la Section 4.3.

### 3.5 Conclusion du Chapitre 3

Dans ce chapitre, la modélisation d'un générateur synchrone virtuel a été étudiée. L'équation du mouvement, cruciale dans le fonctionnement du VSG, a été redémontrée. Les fonctions de chaque bloc et leurs intérêts dans le système ont été décrits et expliqués. De plus, la résolution par méthode numérique de Runge-Kutta a été testée pour résoudre l'équation du mouvement. Ces essais étaient nécessaires pour s'assurer de la précision de la résolution et du bon comportement de la fonction dans l'environnement Matlab/Simulink. Les résultats de simulation en mode isolé et en mode connecté sont exposés dans la suite de ce mémoire.

## CHAPITRE 4

### TEST UNITAIRE D'UN GÉNÉRATEUR SYNCHROME VIRTUEL

#### 4.1 Introduction

Dans cette partie, nous nous intéresserons à la validation d'un générateur synchrone virtuel seul. Cela peut arriver lorsque l'onduleur fonctionne en mode isolé, déconnecté du réseau. Puis, nous comparerons les résultats d'une résolution par schéma bloc avec ceux de la résolution par Runge-Kutta. Enfin, nous étudierons l'influence de différents paramètres comme le moment d'inertie ou le facteur d'amortissement.

L'un des objectifs de la commande par VSG est le lissage de la réponse en fréquence à une perturbation. On s'attardera donc sur la forme d'onde de la fréquence et du taux de variation de la fréquence, ou « RoCoF » en anglais. Néanmoins, pour s'assurer du bon fonctionnement du système, plusieurs mesures ont été faites :

- la fréquence ;
- le RoCoF ;
- les puissances d'entrée et de sortie ;
- les enveloppes des tensions et courants ;
- le courant continu moyen.

#### 4.2 Résultats de simulation du VSG seul

Le schéma de simulation est donné à la Figure 4.1 tandis que les paramètres sont donnés au Tableau 4.1. La charge nominale est de 50kW. La tension nominale efficace est de 440V ligne à ligne. Pour étudier l'effet d'une surcharge et d'une décharge soudaine, l'interrupteur *SI* connecte une deuxième charge de 10kW en parallèle. La surcharge est déclenchée à  $t = 2s$  et de nouveau à  $t = 4s$ .

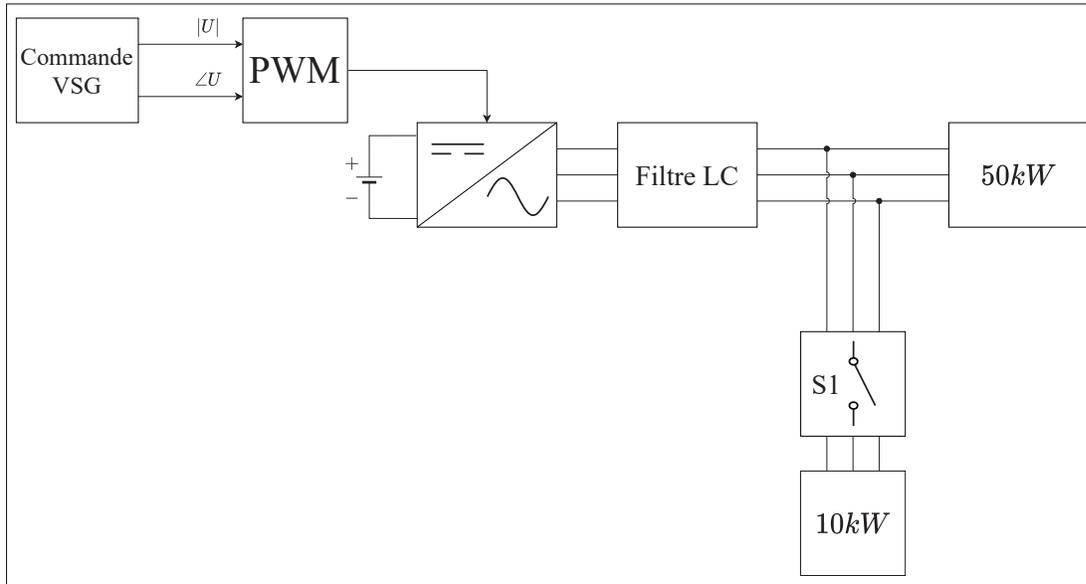


Figure 4.1 Schéma de simulation du VSG seul

Tableau 4.1 Paramètres de simulation du VSG

VSG			
Description	Symbole	Valeur	Unité
Pas de temps (Matlab)	dt	0.1	ms
Pas de temps (Runge Kutta)	h	0.1	ms
Moment d'inertie	J	0.563	kg.m <sup>2</sup>
Facteur d'amortissement	D	0.045	kg.m <sup>2</sup> .s
Tension nominale VSG	$V_{vsg}$	440	V
Fréquence nominale	$f_n$	60	Hz
Tension de bus	$V_{dc}$	1 226	A
Vitesse nominale	$\omega_0$	376.99	rd/s
Puissance nominale	$P_{vsg}$	40	kVA
Gain P-f droop	$K_p$	4000	n/a
Periode P-f droop	$T_s$	0.1	s
Puissance de référence	$P_{ref}$	25	kVA
Gain Q-V droop	$K_q$	0.001	n/a
Periode Q-V droop	$T_q$	0.1	s

### 4.2.1 Étude de la fréquence

La Figure 4.2 donne la réponse en fréquence du VSG. Lors des surcharges, la fréquence de l'onduleur diminue pour atteindre la valeur définie par sa commande du statisme. Si l'on s'intéresse à ce qu'il se passe juste après la fermeture de l'interrupteur  $SI$ , à  $t = 2s$ , on constate une chute rapide de la fréquence qui est due au caractère instantané de la surcharge. Cette chute apparaîtra même en modifiant les paramètres du VSG, elle est indépendante du type de commande de l'onduleur. On remarque ensuite une ondulation puis une stabilisation de la fréquence. C'est ici qu'on constate que la commande par VSG lisse la chute de fréquence. L'équation du mouvement qui est utilisée dans la commande VSG est à l'origine de cette ondulation. Ce comportement montre le caractère inertielle de la commande. Cette allure est préférable à une commande plus rigide, qui rendrait le réseau moins stable. Cependant, les ondulations sont assez importantes et l'on pourrait souhaiter une décroissance plus lente, même si cela s'éloigne du comportement d'un générateur synchrone. Pour cela, on peut varier le lissage de la courbe en modifiant les paramètres de l'équation du mouvement du VSG. Cette approche est développée à la Section 4.5. Concernant le taux de variation de la fréquence, représenté à la Figure 4.3, sa valeur est comprise entre  $-9Hz/s$  et  $8Hz/s$ . L'augmentation rapide du RoCoF au début du régime transitoire à  $t = 2.1s$  rend compte de la chute rapide décrite précédemment, indépendante de la commande de l'onduleur. La valeur des extrema dépendent de la charge et des paramètres d'inertie, comme nous le verrons par la suite.

### 4.2.2 Étude des puissances

Les caractéristiques de la puissance d'entrée  $P_{in}$  et de la puissance de sortie  $P_{out}$  sont données à la Figure 4.4. La puissance  $P_{out}$  correspond à la puissance de sortie de l'onduleur et donc à la puissance fournie directement à la charge et au filtre. Une variation de la puissance consommée par la charge, ici plus ou moins 10kW, est directement observable sur  $P_{out}$ . La puissance d'entrée  $P_{in}$  est la puissance mesurée en multipliant le courant DC et la tension à l'entrée de l'onduleur. Les puissances ne sont pas affectées par la commande de l'onduleur lorsque celui-ci fonctionne en mode isolé. Ce n'est pas le cas en mode connecté, comme le décrit le chapitre 5.

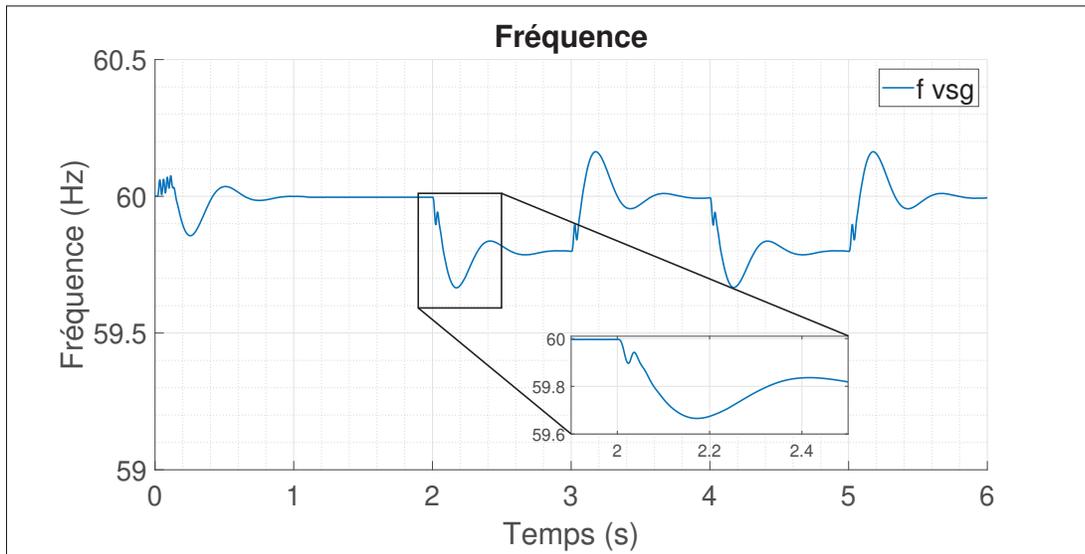


Figure 4.2 Fréquence du VSG en réponse à une surcharge

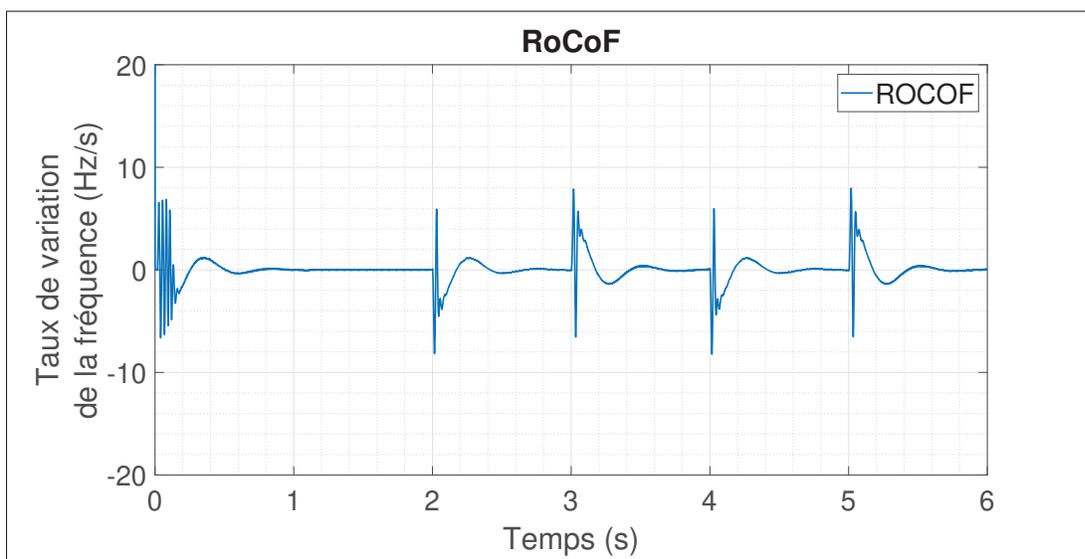


Figure 4.3 RoCoF du VSG en réponse à une surcharge

### 4.2.3 Étude des tensions et courants

Afin de visualiser les formes d'ondes des tensions et des courants, il a été choisi de tracer l'enveloppe des ondes, c'est-à-dire les maxima et les minima afin d'avoir une bonne représentation de leur comportement. La tension efficace n'a pas été utilisée, car moins justifiée lorsque l'onde

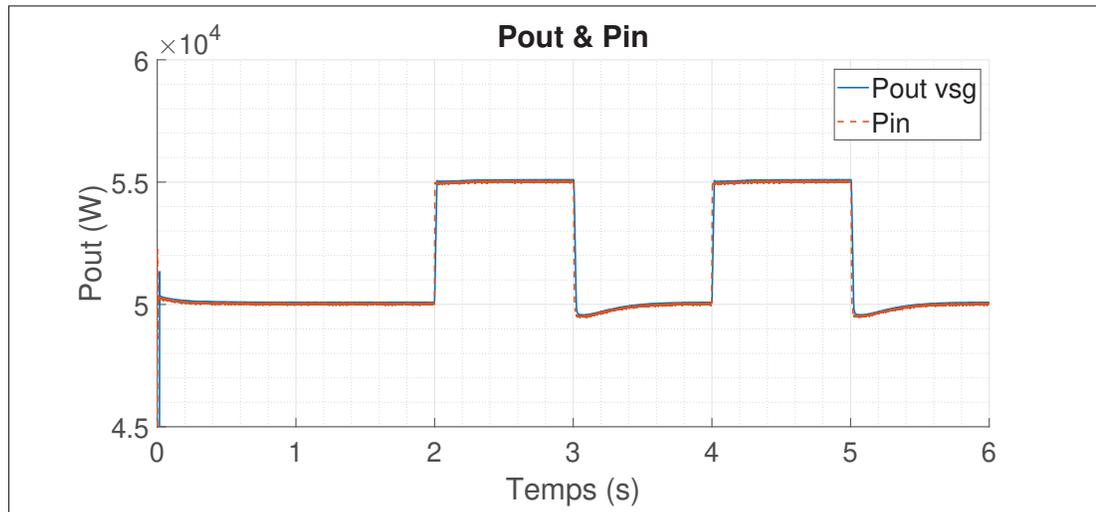


Figure 4.4 Puissance du VSG en réponse à deux surcharges

n'est pas sinusoïdale, ce qui est le cas lors d'un défaut de charge. Les Figures 4.5 et 4.6 montrent les enveloppes de tensions de ligne. Le pic de tension à  $t = 0s$  est dû au régime transitoire. Les valeurs anormales en début ou en fin de simulation ne sont que des artefacts dus à la fonction qui a permis de tracer les maxima d'onde. Le pic de tension à  $t = 5s$  s'explique par la déconnexion de la surcharge.

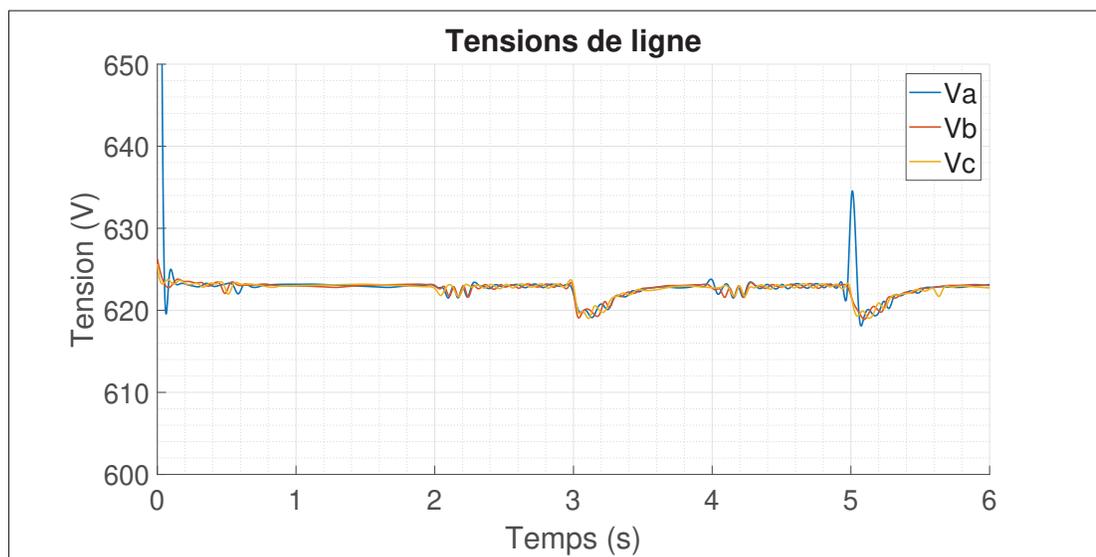


Figure 4.5 Maxima des tensions en réponse à 2 surcharges

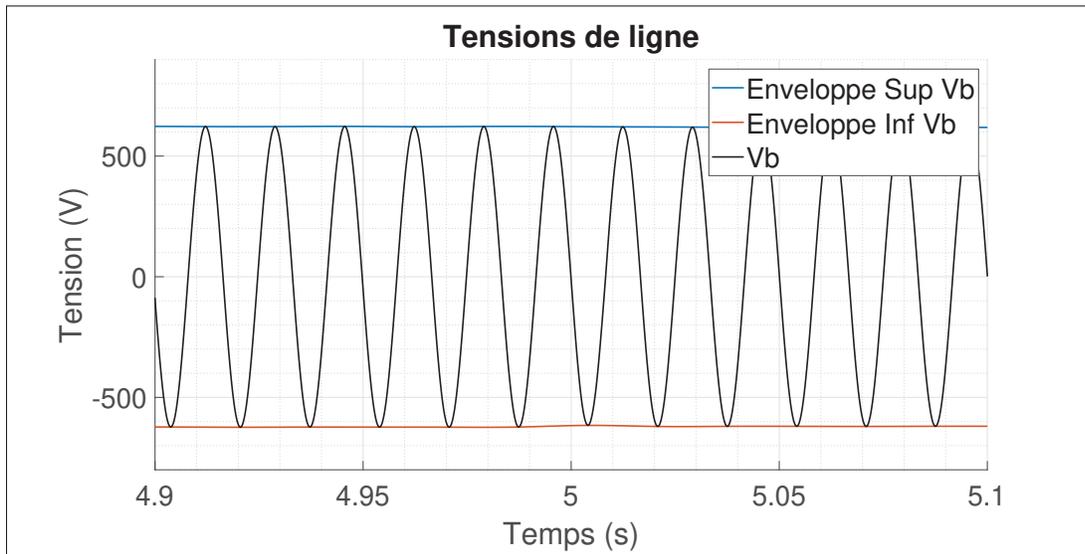


Figure 4.6 Envelopes de la tension  $V_b$  en réponse à 2 surcharges

### 4.3 Comparaison du schéma bloc et de la méthode numérique

Pour valider la résolution par la méthode numérique de Runge-Kutta, une comparaison a été faite avec l'équation du mouvement simulée sous forme de schéma bloc de la Figure 4.7 dans Simulink. L'influence du pas de temps  $h$  a été étudiée et les résultats de la méthode de résolution numérique et de la résolution par Simulink (par schéma bloc) sont identiques pour un pas de temps  $h$  assez faible. À partir d'une valeur trop élevée de  $h$ , le comportement devient instable. Pour une valeur trop faible, le temps de calcul devient trop long pour une différence minime des résultats. Un équilibre convenable est atteint pour un pas de temps  $h = 0,1$  ms.

### 4.4 Test de stabilité

Afin de s'assurer la stabilité de la commande, plusieurs variations de charges successives ont été simulées. Les surcharges vont de 10 à 20% de la charge nominale. Deux surcharges de 5kW ont lieu à  $t = 2$  s. et  $t = 3$  s. Puis une surcharge de 10kW est appliquée à  $t = 4$  s. Les charges sont ensuite enlevées progressivement pour constater les conséquences d'un délestage. Les résultats sont présentés aux Figures 4.8 à 4.10. En ce qui concerne les fréquences et les puissances, les

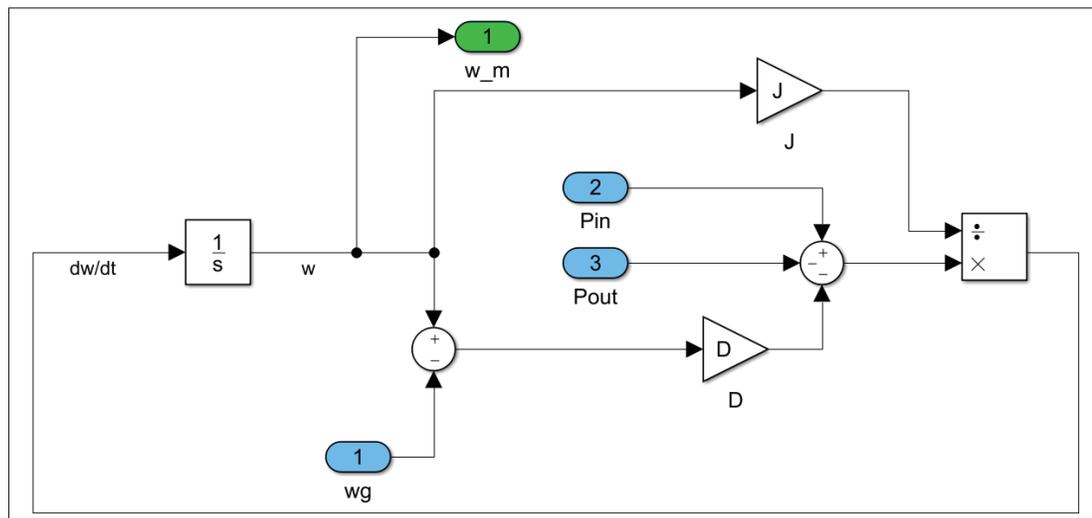


Figure 4.7 Schéma bloc de l'équation du mouvement

résultats sont semblables aux simulations précédentes. La commande par VSG reste stable même sous de fortes contraintes de surcharges et de délestage. On observe cependant des pics de tension lors du délestage plus élevés qu'auparavant. Cela reste faible relativement au niveau de tension.

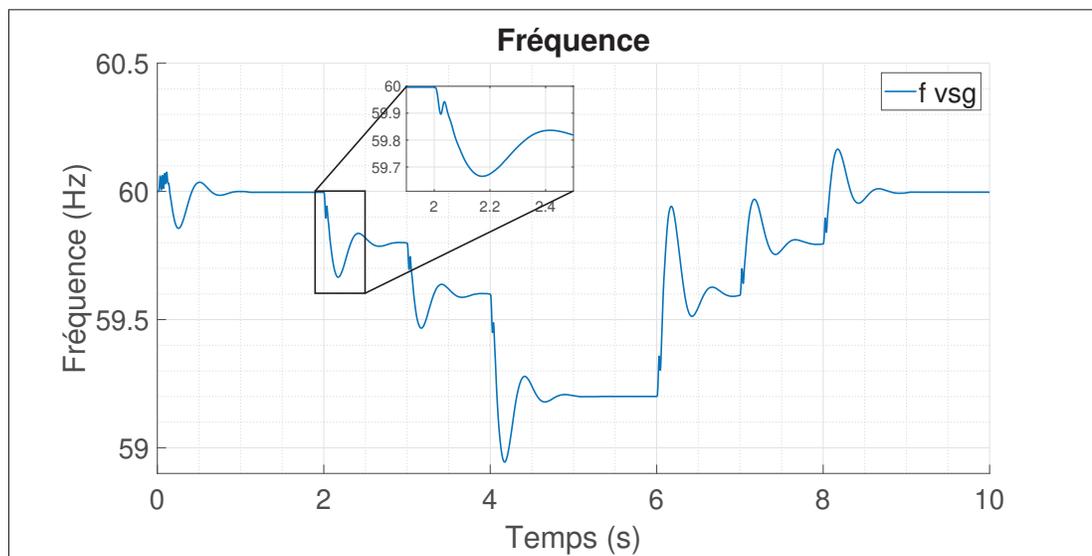


Figure 4.8 Réponse en fréquence aux surcharges

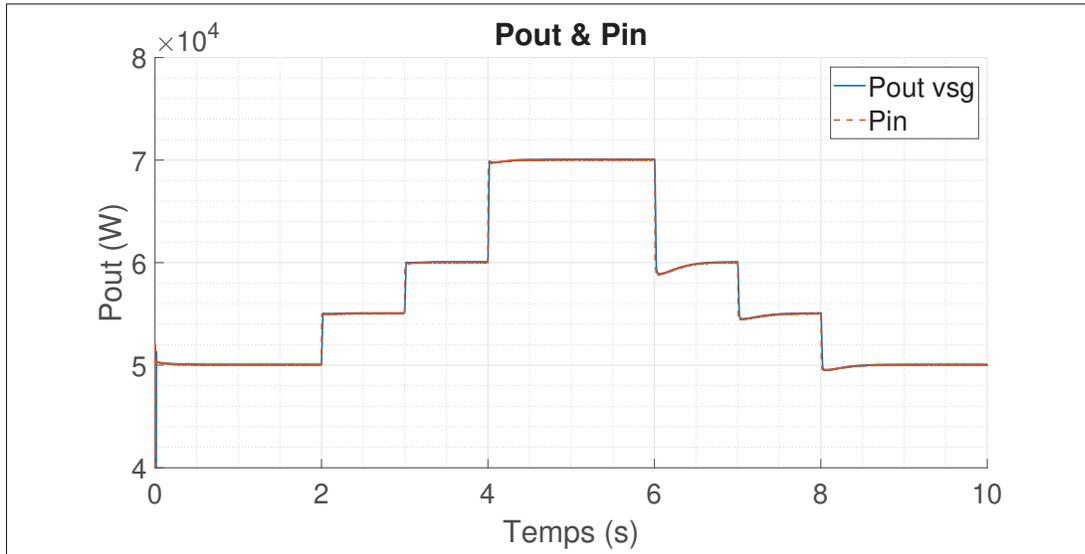


Figure 4.9 Réponse en puissance aux surcharges

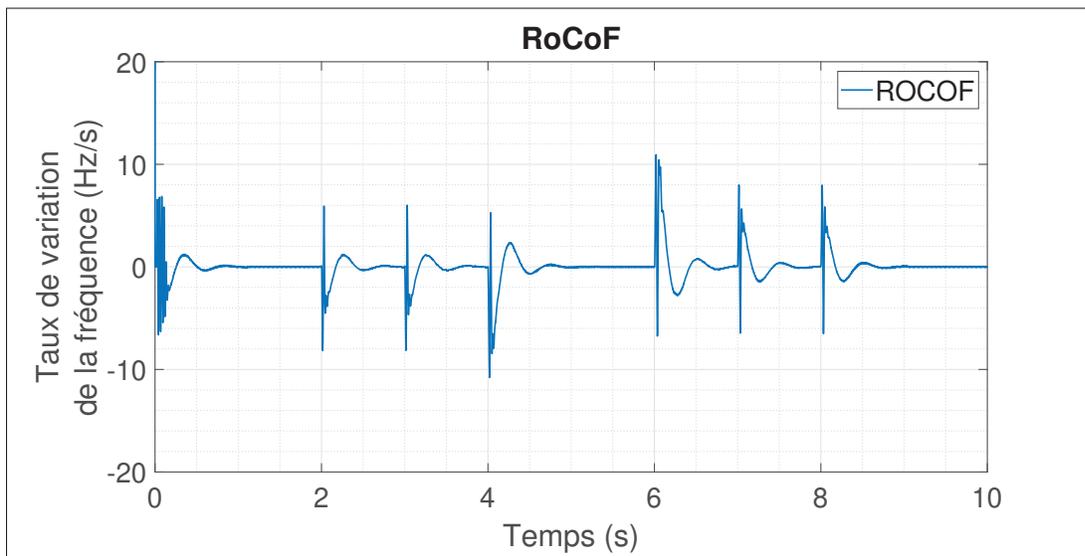


Figure 4.10 Taux de variations des fréquences en réponse aux surcharges

#### 4.5 Choix des paramètres du VSG

Les ondulations de fréquence sont caractéristiques d'un générateur synchrone mais pour les paramètres choisis ces ondulations sont importantes. L'équation du mouvement étant simulée numériquement, il est possible de choisir les valeurs des paramètres du VSG, sans qu'elles ne

correspondent à des valeurs réalistes. On pourra notamment choisir des valeurs élevées de  $J$  et  $D$  afin de lisser d'autant plus l'allure de la fréquence. Cela permet notamment de réduire les ondulations et d'augmenter le nadir de fréquence. Un exemple est donné à la Figure 4.11.

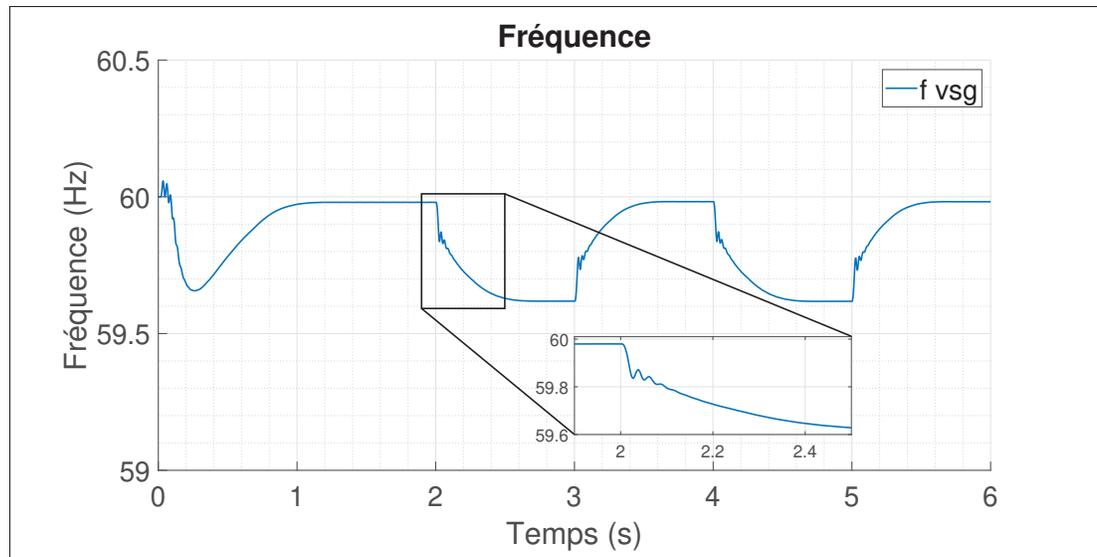


Figure 4.11 Réponse en fréquence avec des valeurs arbitraires de  $J$  et  $D$

Les charges sont identiques aux simulations précédente, seul les valeurs des paramètres  $J$  et  $D$  ont été changées. On observe que la fréquence est extrêmement amortie, l'inertie émulée est donc d'autant plus grande.

#### 4.6 Conclusion du Chapitre 4

Dans ce chapitre, un onduleur commandé par générateur synchrone virtuel a été simulé en mode isolé. L'allure de la fréquence a validé le caractère inertiel de la réponse du VSG à plusieurs surcharges. Une ondulation a été observée, mais elle peut être réglée en changeant la valeur de certains paramètres. Une comparaison entre une résolution par Simulink et par Runge-Kutta a été effectuée. Les résultats étant similaires, la résolution de Runge-Kutta a été retenue. Par la suite, la commande a passé le test de stabilité consistant en plusieurs surcharges et délestages. Enfin, il a été montré que des valeurs arbitraires de  $J$  et  $D$  permettent de régler le lissage de

la fréquence. Le fonctionnement en parallèle avec une machine synchrone est étudié dans le prochain chapitre.

## CHAPITRE 5

### SYNCHRONISATION D'UNE MACHINE SYNCHRONE ET D'UN VSG

#### 5.1 Introduction

Après avoir effectué un test unitaire du générateur synchrone virtuel, ce chapitre présente les résultats de simulation en mode réseau. Pour cela, l'onduleur a été connecté en parallèle avec une machine synchrone et des variations de charges ont été effectuées. Dans le but de comparer le bon fonctionnement du modèle, c-à-d, l'ajout d'inertie au réseau par un VSG, différentes dispositions ont été étudiées. Dans un premier temps, les résultats des différents cas sont confrontés. Ensuite, l'influence de certains paramètres a été examinée. Enfin, une commande dynamique du moment d'inertie a été étudiée et mise en place.

#### 5.2 Méthodologie

Nous avons effectué trois cas de simulations différents :

**Cas n° 1 :** Deux machines synchrones sont synchronisées puis connectées à  $t = 5s$ . Un couple et une régulation par statisme sont appliqués avant une surcharge entre  $t = 10s$  et  $t = 12s$  ;

**Cas n° 2 :** Une machine synchrone et un onduleur commandé par VSG sont synchronisés puis connectés à  $t = 5s$ . Une surcharge est ensuite appliquée entre  $t = 10s$  et  $t = 12s$  ;

**Cas n° 3 :** Identique au cas n° 2 sauf que l'onduleur est commandé simplement par PLL.

Les Figures 5.1 à 5.3 représentent les circuits de simulations pour les cas 1, 2 et 3 respectivement. Les Tableaux 4.1 et 5.1 donnent les paramètres des simulations.

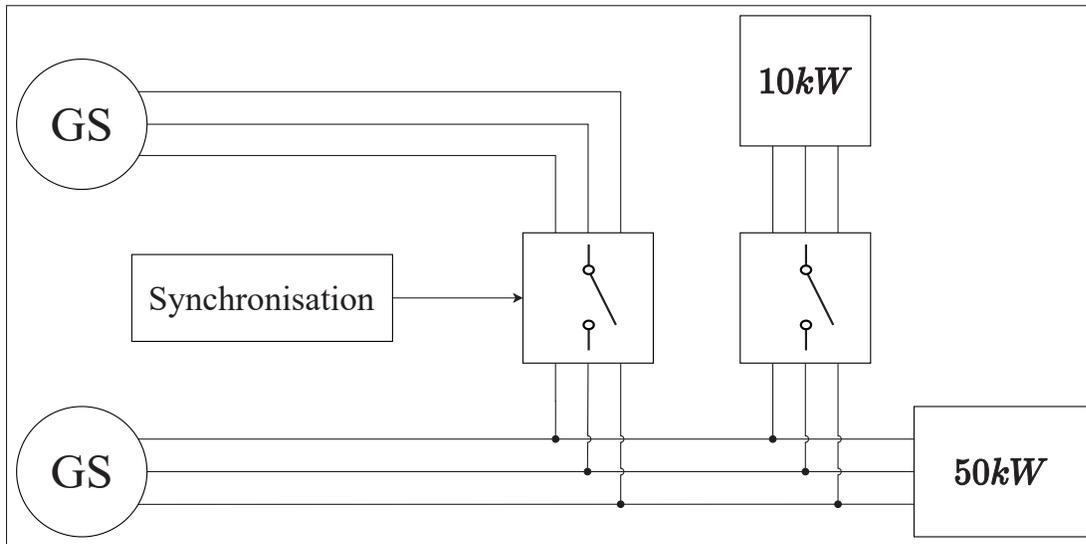


Figure 5.1 Circuit de simulation cas n° 1

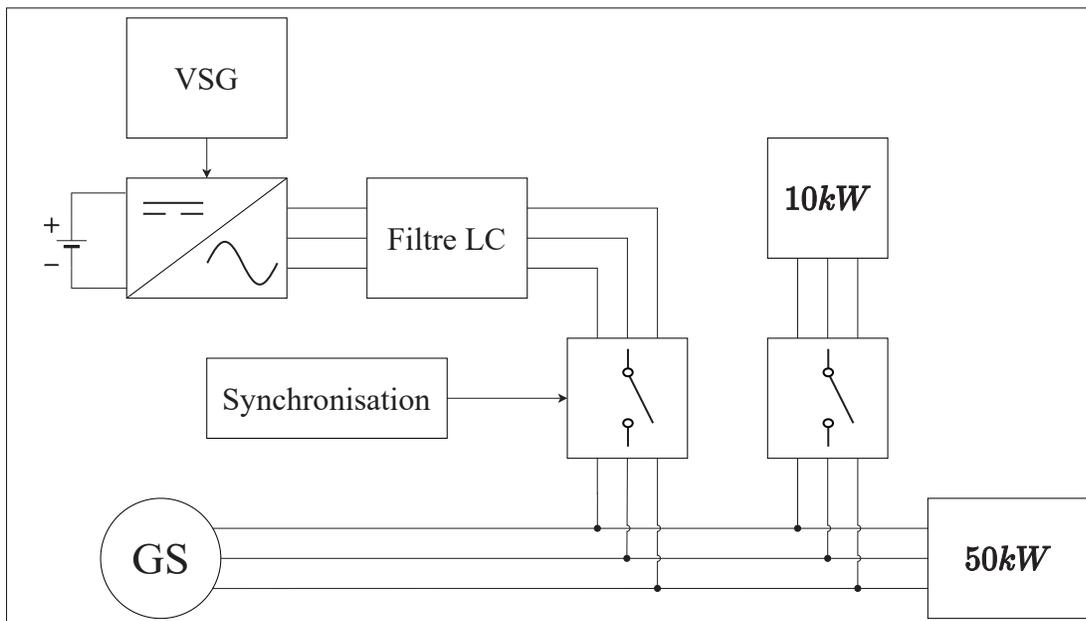


Figure 5.2 Circuit de simulation cas n° 2

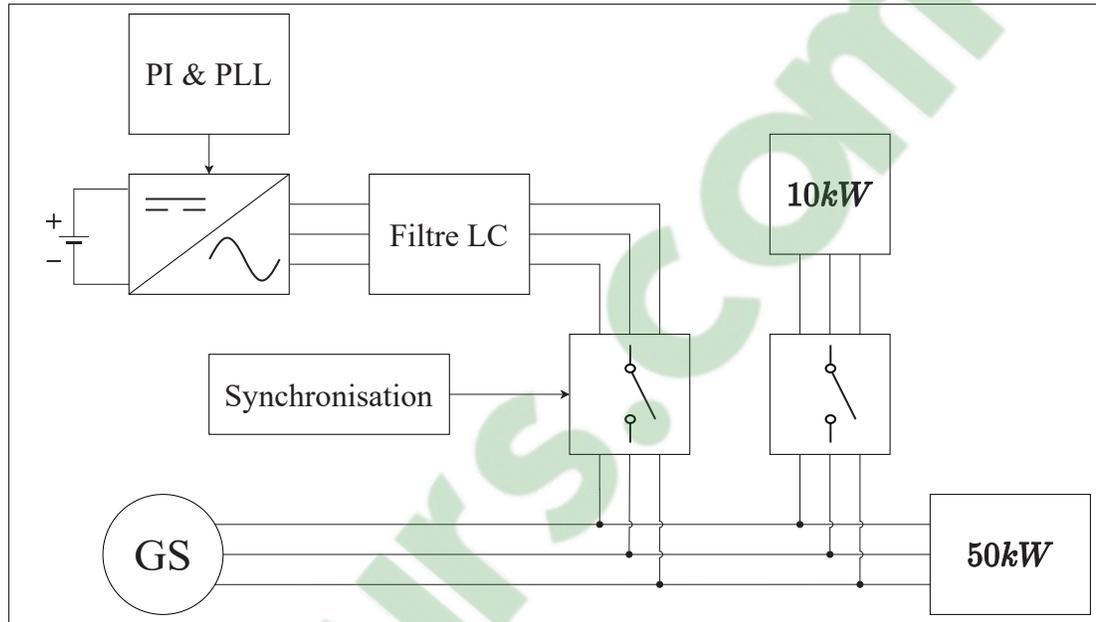


Figure 5.3 Circuit de simulation cas n° 3

Tableau 5.1 Paramètres de simulation de la machine synchrone

Machine Synchrone			
Description	Symbole	Valeur	Unité
Tension nominale MS	$V_{ms}$	440	V
Puissance nominale MS	$P_{ms}$	100	kVA
Fréquence nominale	$f_{ms}$	60	Hz
Gain P-f Droop MS	$\delta_{ms}$	4.5	%
Période P-f Droop	$T_{ms}$	0.01	s
Puissance de référence	$Pre f_{ms}$	25	kVA
Moment d'inertie MS	$J_{ms}$	0.563	kg.m <sup>2</sup>
Coefficient d'amortissement	$D_{ms}$	0.045	kg.m <sup>2</sup> .s

### 5.3 Synchronisation

La procédure de synchronisation de deux machines synchrones est décrite à la Section 2.4. Les principes sont similaires pour synchroniser un VSG avec une MS, mais la procédure diffère légèrement. Les puissances et les événements importants sont représentés à la Figure 5.4 pour les machines synchrones et à la Figure 5.5 pour la machine synchrone et l'onduleur en parallèle. Puisque la commande de l'onduleur est plus réactive qu'une MS, la fréquence, la phase et la tension sont asservies dès le début de la simulation. A  $t = 6s$ , c'est la commande VSG qui prend le relais. Pour simuler un onduleur simple, le même procédé de synchronisation a été appliqué mais la commande PI est maintenue après la connexion et la commande VSG ne prend pas le relais. Une fois le régime permanent atteint, une surcharge puis une décharge ont été appliquées.

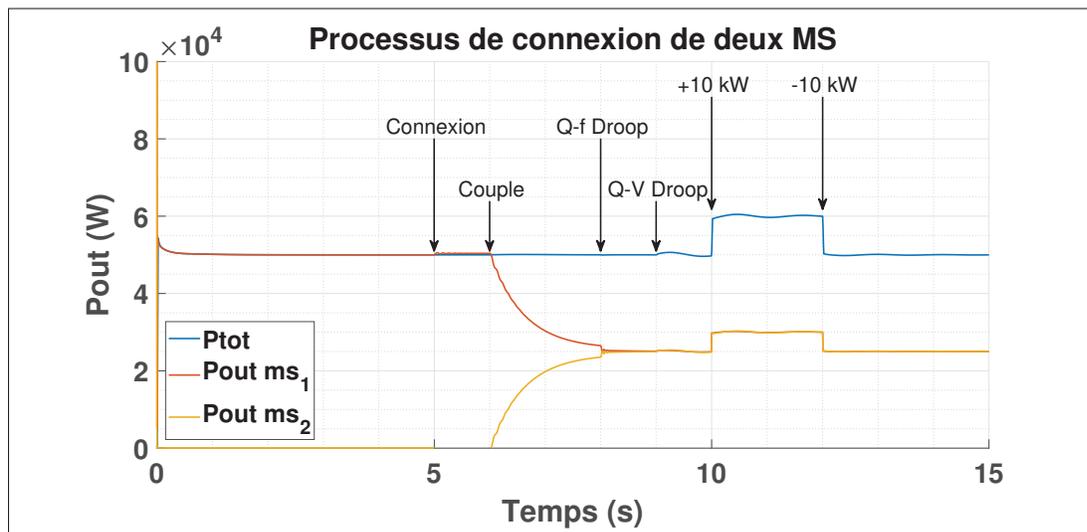


Figure 5.4 Procédure de test pour deux machines synchrones

### 5.4 Comparaison VSG, Machine synchrone et PLL

Les sections suivantes décrivent l'allure des courbes lorsque la charge est connectée puis déconnectée, c'est-à-dire entre  $t = 10s$  et  $t = 12s$ . La Figure 5.6 compare les réponses en fréquences des différentes simulations.

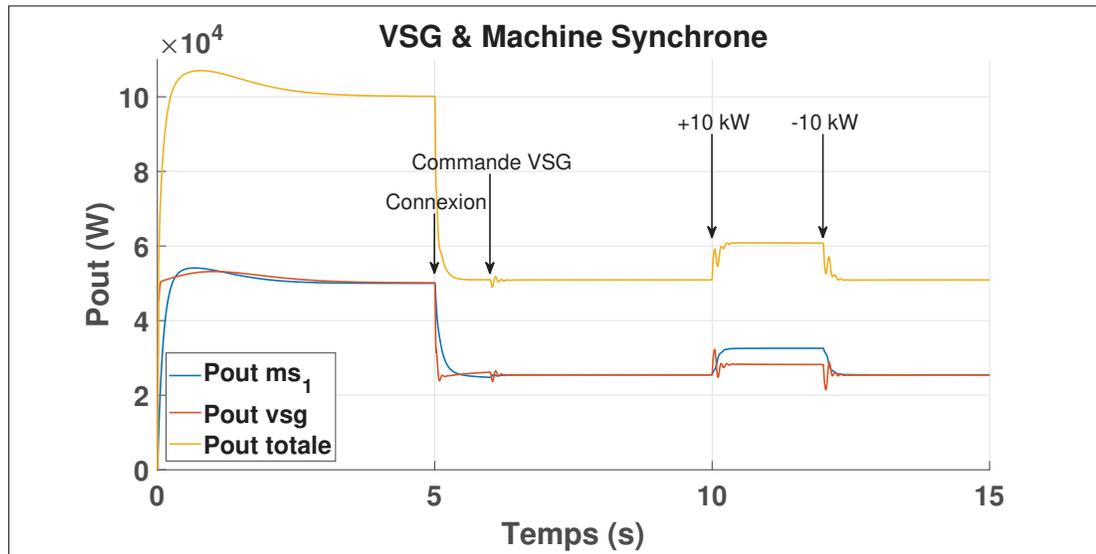


Figure 5.5 Procédure de test pour une machine synchrone et un VSG

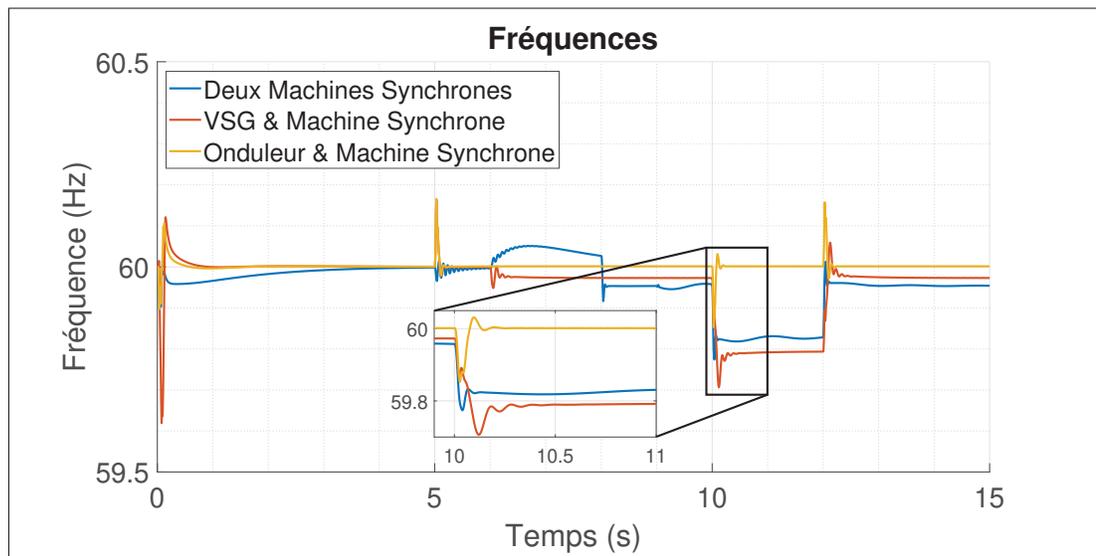


Figure 5.6 Réponses superposées des fréquences mesurées pour les trois cas

#### 5.4.1 Réponse inertielle

Lors de la surcharge à  $t = 10\text{s}$ , on constate l'inertie des deux machines synchrones avec la légère ondulation de la courbe juste après la charge. Le « lissage » de la courbe n'est pas visible, car la surcharge répartie sur les deux génératrices est trop faible.

Dans le cas de la commande par VSG, on observe une légère ondulation de la fréquence jusqu'à atteindre le niveau de définit par sa caractéristique de statisme. L'allure de la courbe est semblable à celle obtenue avec le VSG seul de la Section 4.2.1. On constate bien une certaine inertie qui n'est pas présente avec la commande par PLL, où la fréquence de l'onduleur est très rigide face aux variations de charge. Elle ne présente ni « droop » ni lissage. L'allure de la fréquence s'explique par le contrôle du VSG. La consigne de vitesse qui est envoyée à l'onduleur respecte l'équation du mouvement 1.2. Puisqu'au moment de la surcharge, il existe une différence entre la puissance  $P_{in}$  calculée et  $P_{out}$ , la vitesse de référence doit donc respecter cette égalité. La contrepartie de cette inertie virtuelle se trouve dans l'allure de la puissance d'entrée qui est plus élevée que dans le cas d'une commande simple par PLL. De plus, une source de courant continu parfaite a été utilisée pour représenter la source d'énergie renouvelable et la source de stockage, ce qui empêche de mesurer la quantité d'énergie injectée dans le réseau par le VSG.

#### 5.4.2 Contrôle par isostatisme

Outre l'inertie du VSG, on remarque aussi que lors de la surcharge, sa fréquence transitoire n'est pas égale à sa fréquence nominale, comme pour les machines synchrones. Cela vient du fait que les deux modèles sont régulés par isostatisme. Comme le montre la Figure 2.1 page 14, lorsque la charge augmente la fréquence diminue. Il s'agit d'un autre avantage du VSG, il peut être régulé de la même manière qu'un générateur synchrone.

#### 5.4.3 Taux de variation de la fréquence

Les Figures 5.7 à 5.9 représentent le taux de variation de la fréquence ou « RoCoF » en anglais. Ce dernier est calculé en dérivant la fréquence mesurée précédemment. Une variation trop rapide se traduira par un RoCoF trop élevé en valeur absolue. Cela peut endommager certains éléments du réseau s'ils ne sont pas protégés (Tielens & Van Hertem, 2012).

Lors de la surcharge et du délestage, la forme d'onde du RoCoF du groupe VSG / MS est plus proche de celle des deux MS que celle du groupe onduleur avec PLL et MS. De plus, les extrema du RoCoF de l'onduleur sont plus faibles lorsque celui-ci est commandé par VSG plutôt que par

PLL. Cela s'explique par l'ajout d'inertie du VSG qui a lissé la fréquence. Celle-ci varie donc moins brutalement qu'avec une commande simple par PLL.

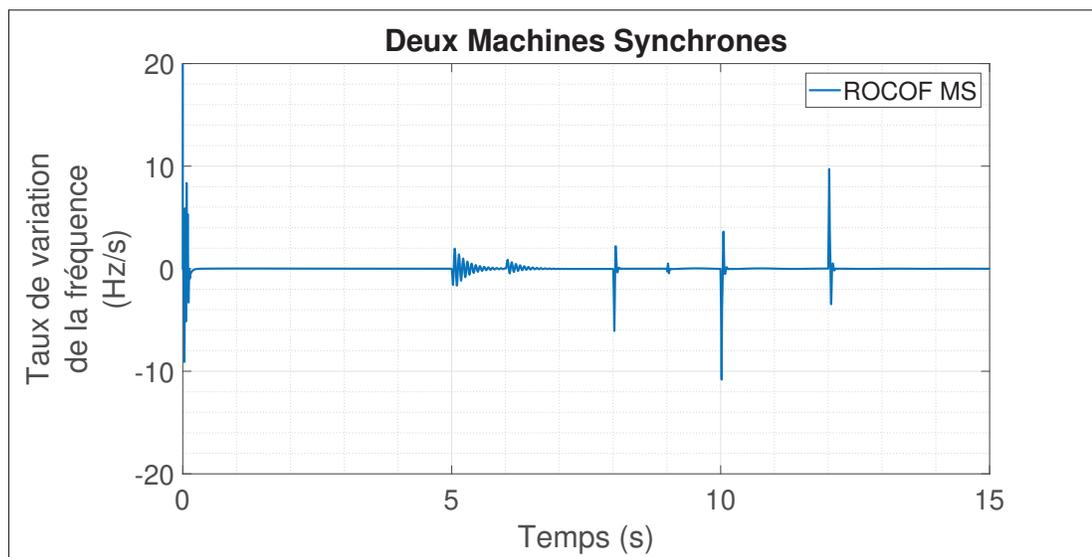


Figure 5.7 Taux de variation de la fréquence pour le cas n° 1

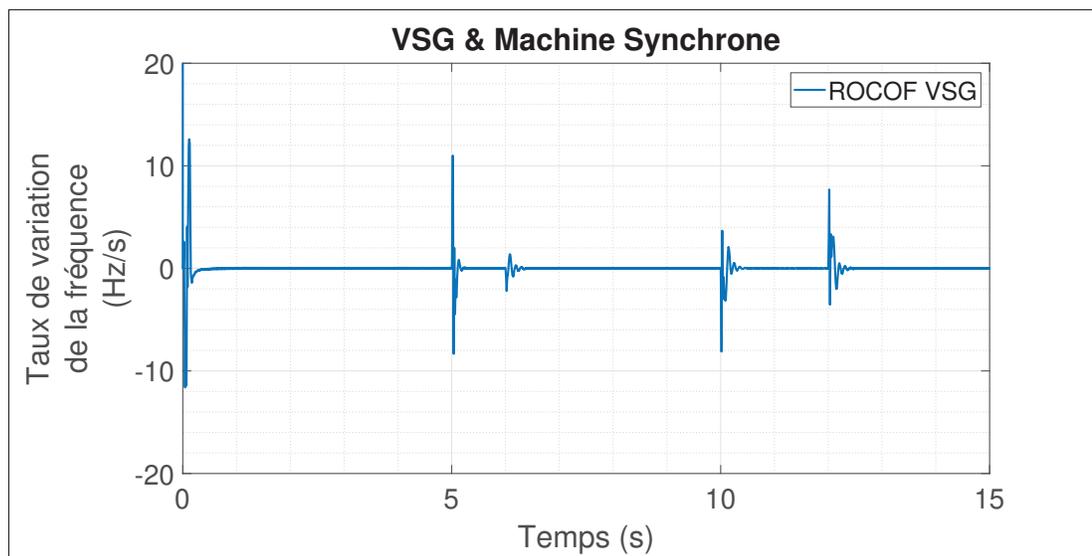


Figure 5.8 Taux de variation de la fréquence pour le cas n° 2

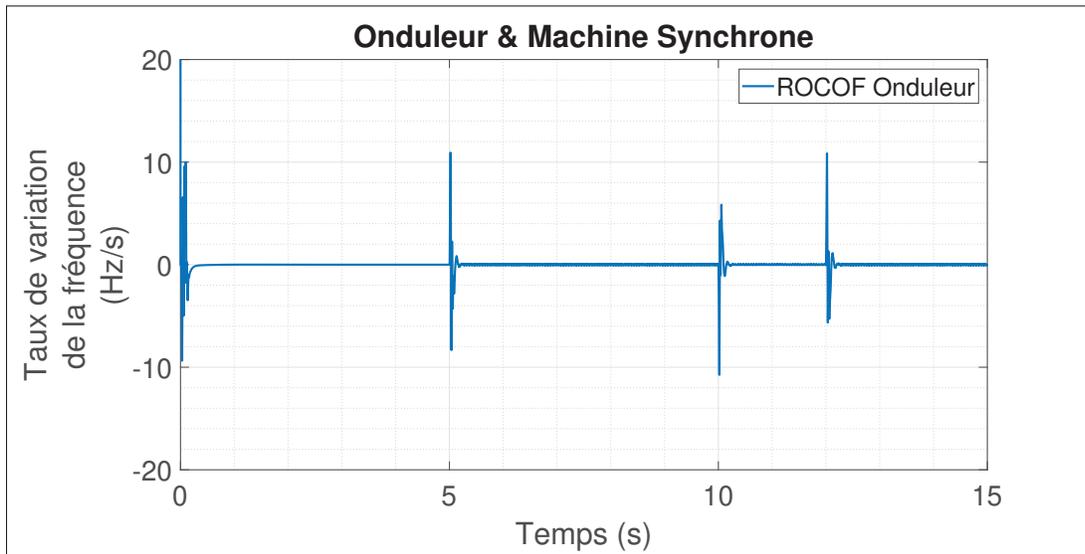


Figure 5.9 Taux de variation de la fréquence pour le cas n° 3

#### 5.4.4 Étude des puissances

Les réponses en puissance sont données aux Figures 5.10 à 5.12. En ce qui concerne les deux machines synchrones, elles se partagent de manière équitable la charge. En effet, les gains de régulations sont identiques pour les deux génératrices. Pour le groupe VSG et MS, la charge n'est pas tout à fait partagée équitablement, même lorsque les gains de régulations sont similaires. Enfin, les puissances du groupe MS et onduleur commandé par PLL ne sont pas réparties équitablement et l'onduleur fournit toute la puissance de la surcharge. Cela est dû au fait que la commande de l'onduleur ne possède pas de droop. Ceci explique la fréquence constante pendant la surcharge vue précédemment : la puissance n'étant pas partagée et la régulation étant différente entre l'onduleur et la MS, la fréquence est imposée uniquement par l'onduleur.

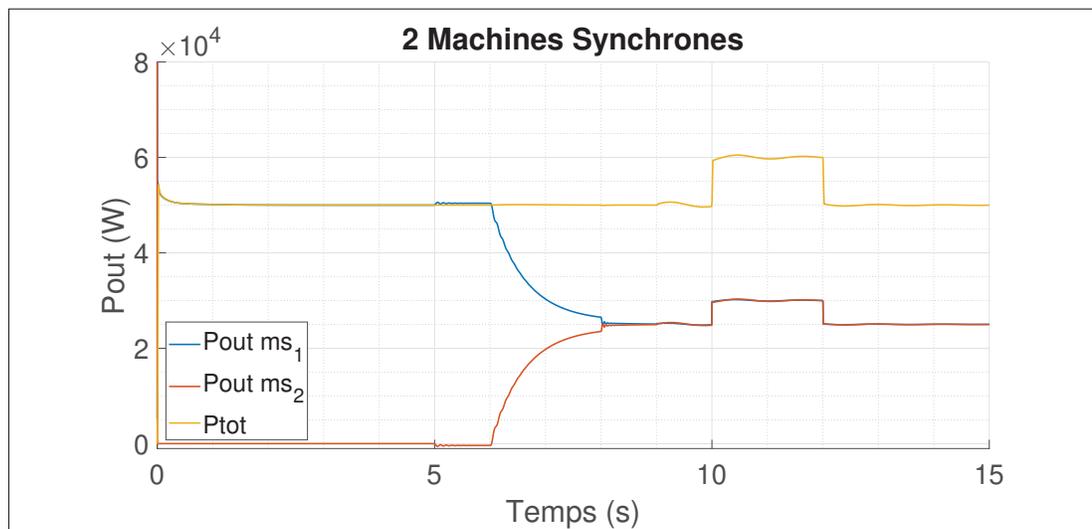


Figure 5.10 Réponse en puissance pour le cas n° 1

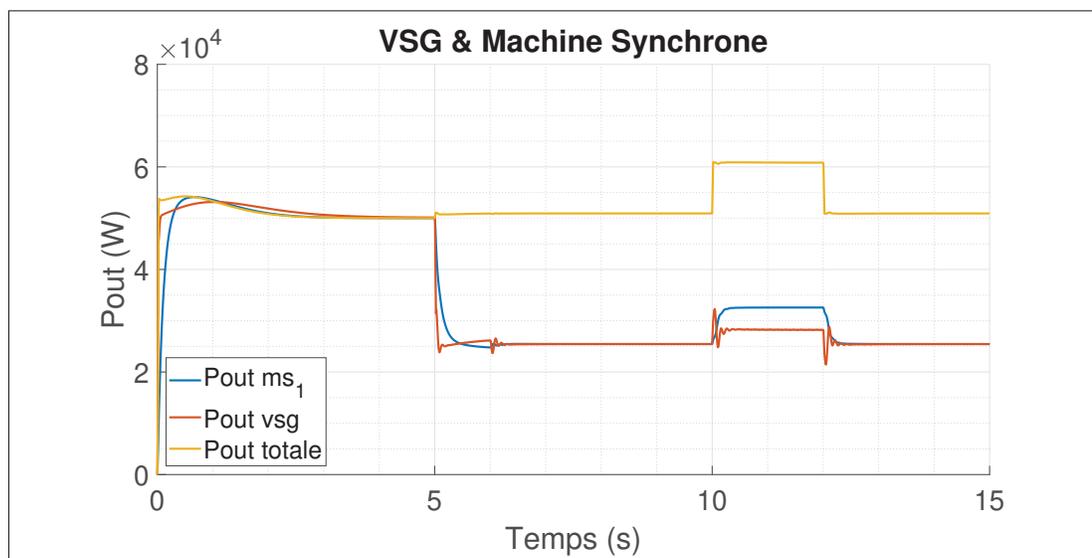


Figure 5.11 Réponse en puissance pour le cas n° 2

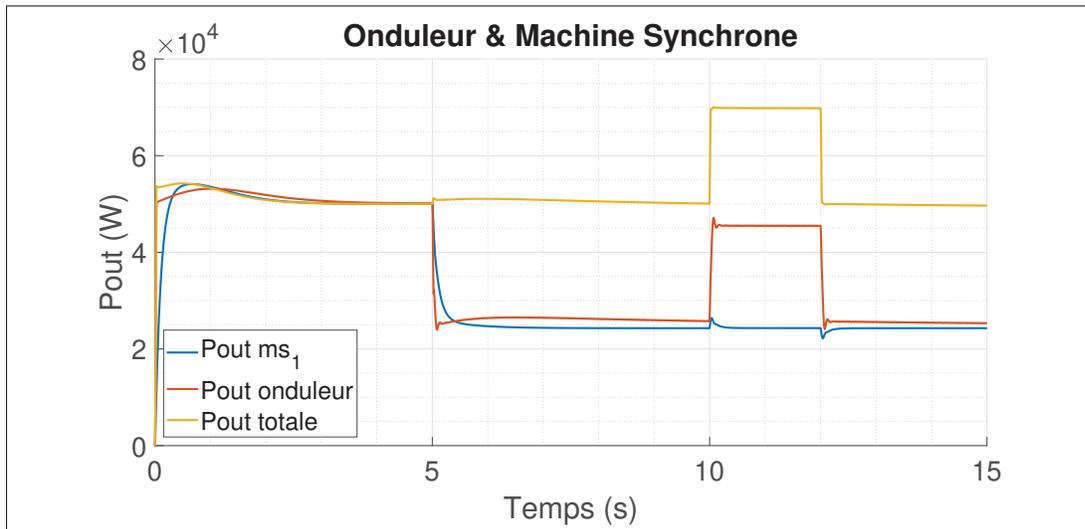


Figure 5.12 Réponse en puissance pour le cas n° 3

#### 5.4.5 Étude des courants continus

La Figure 5.13 montre l'évolution des courants continus qui alimentent les onduleurs. Leur valeur pendant la charge est représentative de la puissance d'entrée. Ainsi, le courant de l'onduleur dans le troisième cas prend une valeur plus élevée pendant la surcharge puisque sa puissance de sortie est plus élevée. On remarque les allures différentes des deux courants. Alors que dans le cas d'un onduleur commandé par PLL la forme du courant est plutôt rigide, le courant du VSG présente des ondulations qui caractérisent l'inertie de ce dernier.

#### 5.5 Influence des paramètres

Dans cette partie, l'influence de différents paramètres sur les fréquences et les puissances est étudiée. Les simulations sont réalisées avec un onduleur commandé par VSG et une machine synchrones en parallèle, comme dans le cas n° 2.

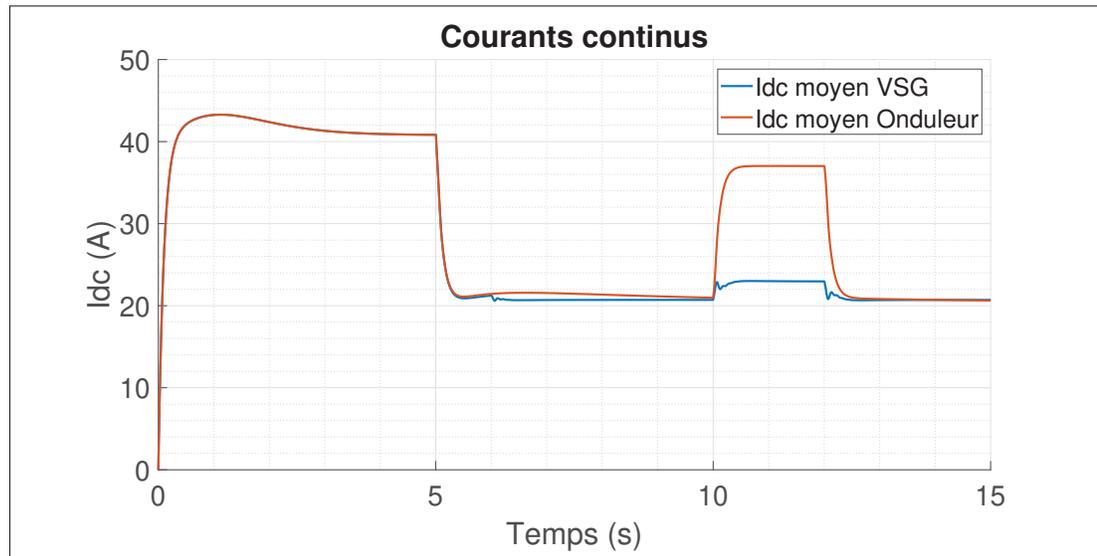


Figure 5.13 Courants continus pour les trois cas

### 5.5.1 Influence du facteur d'amortissement $D$

Les Figures 5.14 et 5.15 montrent l'influence du facteur d'amortissement,  $D$ , sur la fréquence et la puissance de sortie de l'onduleur. Une valeur du facteur d'amortissement élevée augmente le lissage de la courbe. Ces valeurs ne sont pas réalistes pour des machines synchrones mais puisque seul l'équation du mouvement est modéliser, des valeurs irréalistes peuvent être choisies. La valeur finale de la fréquence sera atteinte après un temps plus élevé.

### 5.5.2 Influence du moment d'inertie $J$

Les Figures 5.16 et 5.17 montrent l'influence du moment d'inertie,  $J$ , sur la fréquence et sur la puissance de sortie. Une valeur de  $J$  plus élevée augmente le lissage de la courbe, donc l'apport d'inertie. Cependant cela se traduit par un pic de puissance plus élevée, à la fois en puissance de sortie et en puissance d'entrée, ce qui impliquera finalement plus de capacité de stockage pour répondre aux besoins plus importants d'énergie. Plus on voudra ajouter de l'inertie, plus le système de stockage devra être important. On notera cependant que l'augmentation du moment d'inertie a peu d'effet sur le RoCoF.

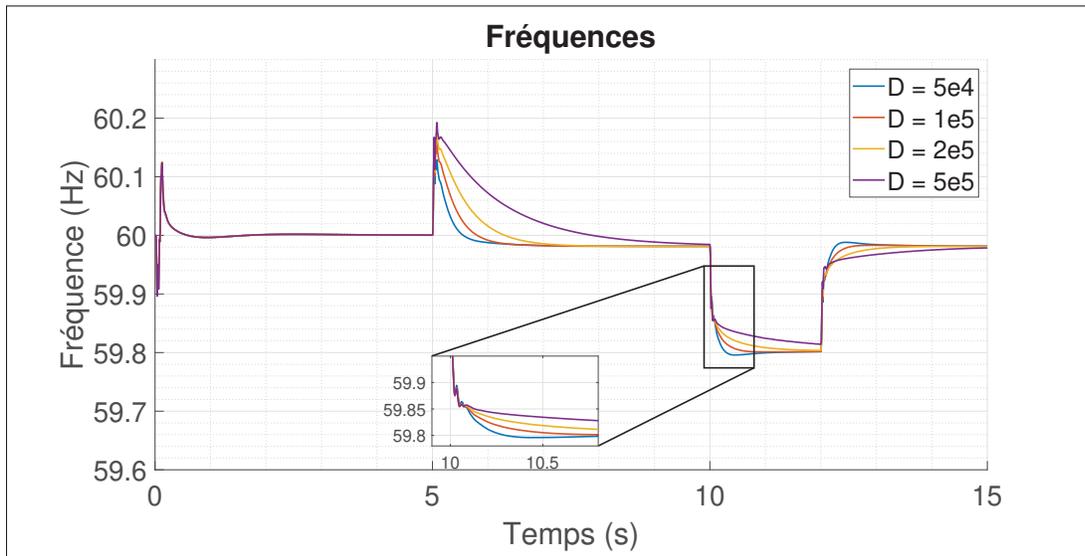


Figure 5.14 Fréquences mesurées pour une variation de  $D$

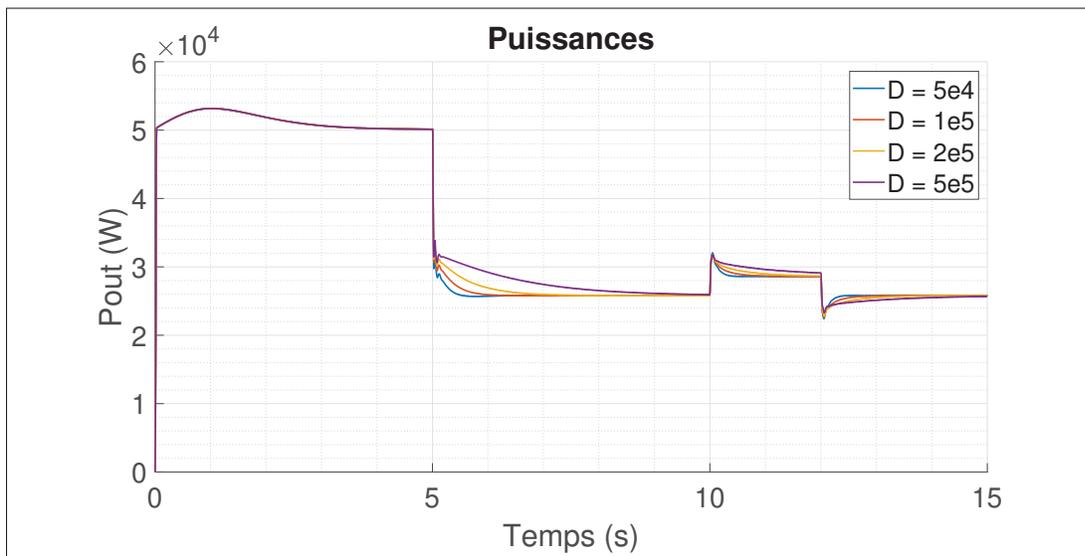
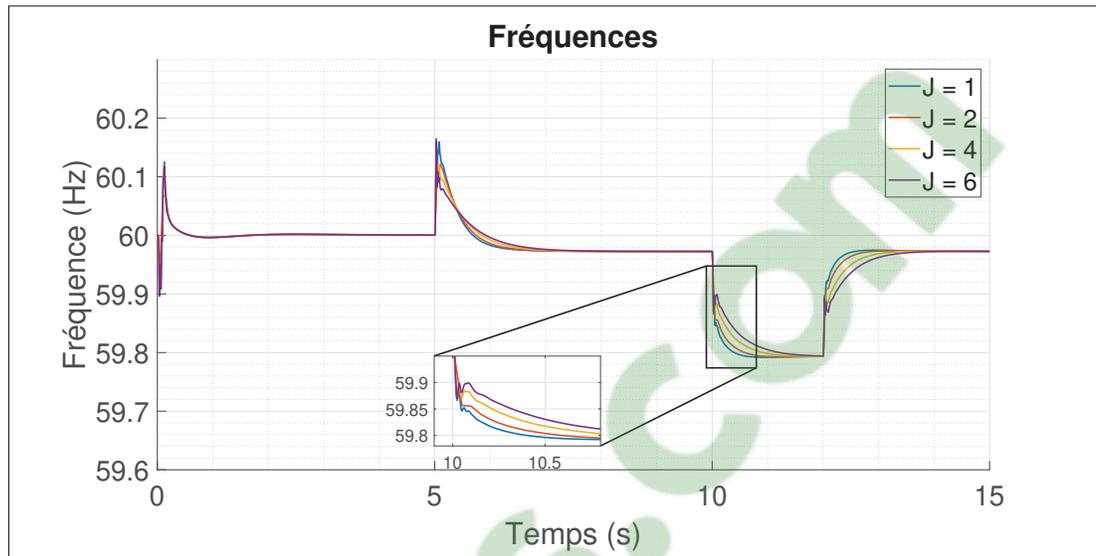
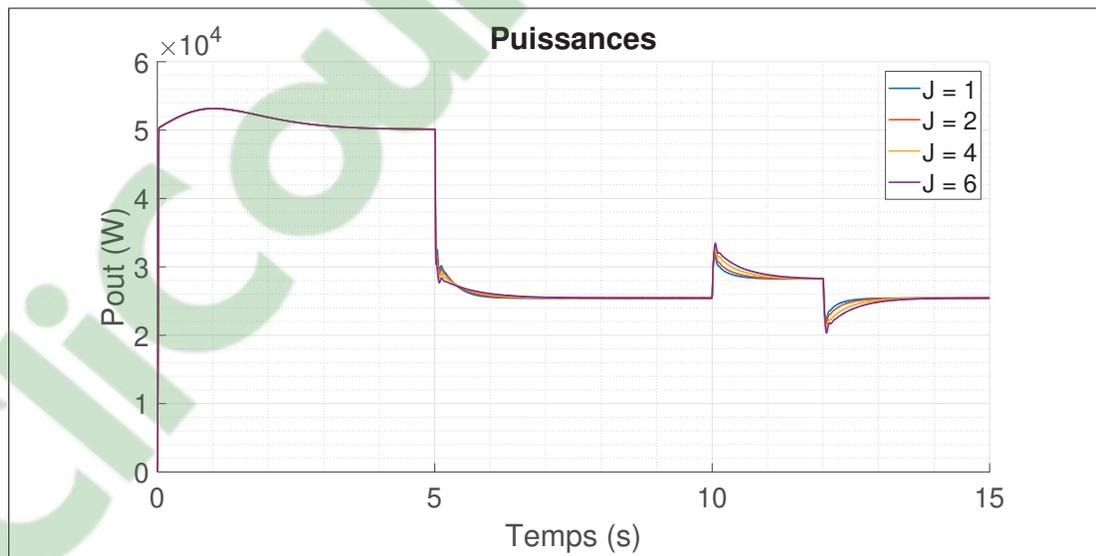


Figure 5.15 Puissances mesurées pour une variation de  $D$

Les deux paramètres  $J$  et  $D$  jouent sur la quantité d'inertie ajoutée par le VSG, mais ils ont une influence différente. Le moment d'inertie  $J$  a plus d'effets sur le régime transitoire, dans les secondes qui suivent la perturbation, tandis que le facteur d'amortissement  $D$  a une influence de

Figure 5.16 Fréquences mesurées pour une variation de  $J$ Figure 5.17 Puissances mesurées pour une variation de  $J$ 

plus longue durée. Cela peut s'expliquer si l'on reprend l'équation du mouvement (3.3) page 26, rappelée ici :

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_{in} - P_{out} - D(\omega_m - \omega_g) \quad (5.1)$$

$J$  est facteur de la vitesse de rotation  $\omega_m$  et de sa dérivée. Ainsi, lorsque la fréquence a atteint une valeur constante, la dérivée  $\frac{d\omega_m}{dt}$  devient nulle et  $J$  n'a plus d'effet. Dans le cas du facteur d'amortissement,  $D$  est produit de la différence entre la vitesse de rotation à l'instant  $t$  et sa valeur nominale  $\omega_g$ . Ainsi, le produit  $D(\omega_m - \omega_g)$  a une influence tant que la valeur de la vitesse de rotation n'est pas revenue à la normale.

## 5.6 Moment d'inertie dynamique

Ce mémoire propose une amélioration du modèle de VSG en rendant dynamique le moment d'inertie. Cette fonctionnalité a deux objectifs :

- prendre en compte de l'état de charge d'une potentielle batterie ;
- adapter l'ajout d'inertie en fonction de l'inertie du réseau.

La commande par VSG nécessite un contrôle de la puissance injectée sur le réseau et donc une source de stockage. Cependant, du fait de l'intermittence des sources d'énergie renouvelable, l'état de charge de la batterie (ou tout autre source de stockage) varie grandement. Il peut donc être intéressant de prendre en compte cet état (« State Of Charge », SOC, en anglais) dans la commande. Ainsi, si le moment d'inertie dépend du SOC, l'onduleur pourra injecter plus de puissance si la batterie le permet. Et inversement, l'énergie injectée sera faible si l'état de charge est faible. D'autre part, l'inertie du réseau varie continuellement en fonction du nombre et de la taille des générateurs connectés. Un moment d'inertie dynamique permet de s'adapter à l'état du réseau à un instant «  $t$  ». Pour cela, le taux de variation de la fréquence semble un paramètre de choix pour qualifier l'état du réseau, comme cela a été vu au chapitre Chapitre 2.

### 5.6.1 Régulateur du moment d'inertie

Le fonctionnement du régulateur du moment d'inertie est donné à la Figure 5.18. La valeur absolue du RoCoF est mesurée en dérivant la fréquence. Elle est ensuite soumise à une fonction de transfert. Cette fonction permet de lisser et de normaliser le taux de variation. Il est ensuite comparé à une valeur prédéfinie. Si la limite est dépassée, alors une valeur d'inertie vient

s'ajouter à  $J_{base}$ . Cette valeur préliminaire  $J_{ref}$  est ensuite multipliée par l'état de charge de la batterie. Le SOC est compris entre 0 et 1. Ainsi, si la source de stockage est presque vide, la valeur du SOC sera faible, ce qui diminuera la valeur de  $J$  du VSG. Si la batterie est pleine, la consigne du moment d'inertie sera plus élevée.

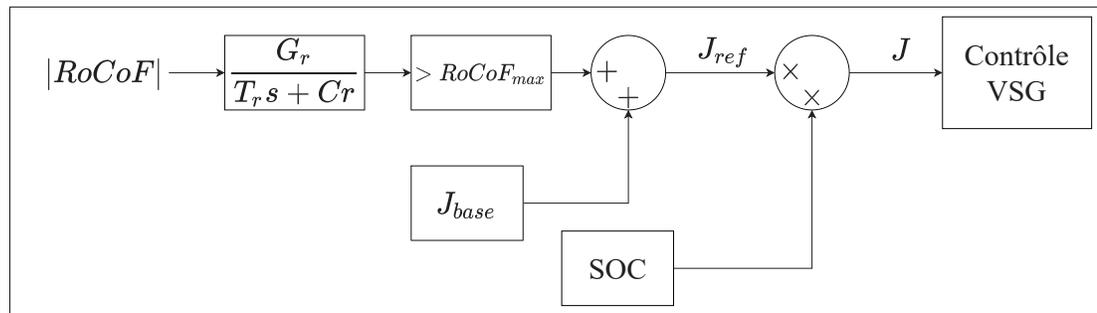


Figure 5.18 Schéma bloc du moment d'inertie dynamique

### 5.6.2 Activation d'un J dynamique

Dans cette partie un moment d'inertie constant et un moment d'inertie dynamique sont comparés. Un onduleur seul, commandé par VSG a été utilisé, mais les résultats sont similaires avec une machine synchrone en parallèle. Une charge de 10kW est connectée à  $t = 2s$  puis déconnectée à  $t = 3s$ . À  $t = 4s$ , la régulation dynamique est activée, pour un SOC constant dans un premier temps. Une charge de 10kW est ensuite connectée à  $t = 5s$  puis déconnectée à  $t = 6s$ . Les Figures 5.19 et 5.20 montrent le RoCoF et la fréquence pour cette simulation.

Avec un  $J$  constant, les allures sont identiques aux simulations précédentes. Une fois la régulation dynamique activée, le RoCoF est moins élevé pour une même surcharge. De plus, la fréquence ondule moins et son allure est plus lissée. Au moment de la surcharge, la fréquence chute rapidement donc le taux de variation est élevé. À partir d'un certain seuil  $RoCoF_{max}$ , la consigne du moment d'inertie est augmentée, donc l'ajout d'inertie est plus important. On observe donc une fréquence plus stable.

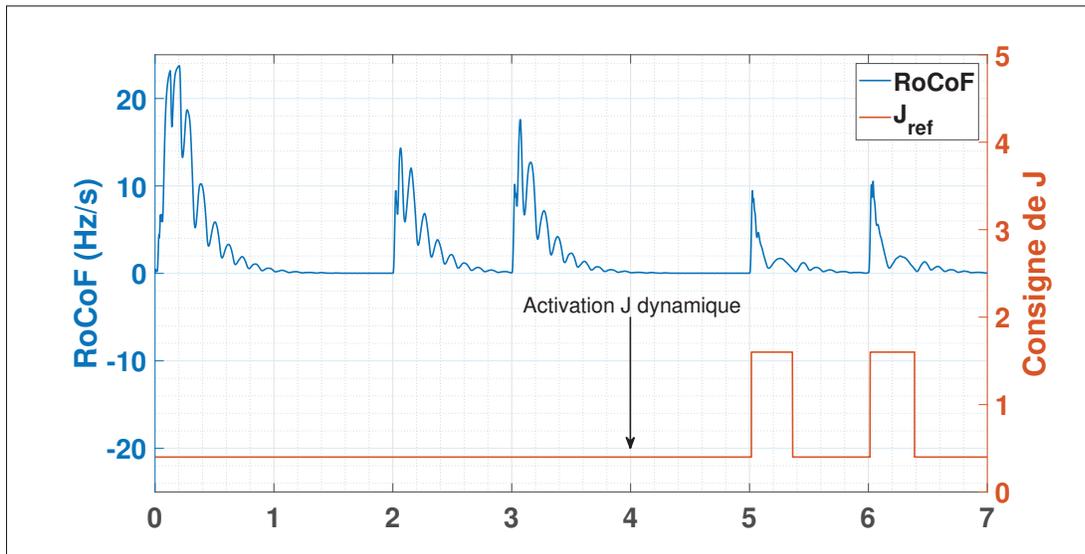


Figure 5.19 RoCoF avant et après activation d'un moment d'inertie dynamique

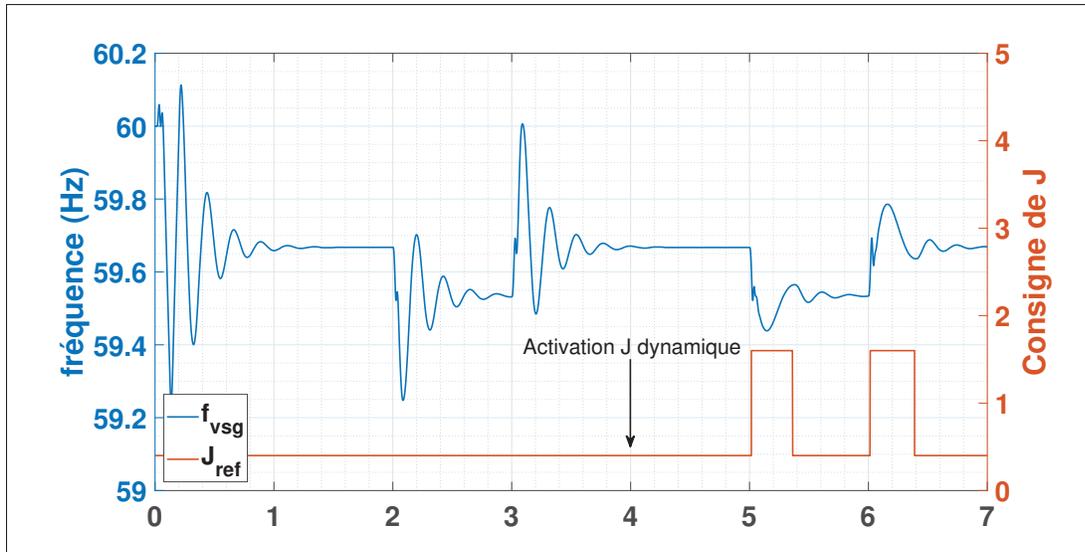


Figure 5.20 Réponse en fréquence avant et après activation d'un moment d'inertie dynamique

La valeur seuil  $RoCoF_{max}$  est définie par l'utilisateur. La valeur maximum autorisée peut dépendre du réseau, connecté ou isolé, de l'opérateur, du taux de pénétration des énergies renouvelables. Dans la littérature, 1 Hz/s est considéré comme une valeur convenable pour

les réseaux irlandais et sud-africain (Chown, Wright, van Heerden & Coker, 2018). Puisque la simulation représente un réseau isolé avec très peu d'inertie et afin pouvoir constater le bon fonctionnement de la régulation, une valeur plus élevée de 9 Hz/s a été choisie. Dans la simulation suivante, deux charges de différentes valeurs sont connectées : 10kW puis 5kW. Les Figures 5.21 et 5.22 représentent le RoCoF et la fréquence dans ce cas.

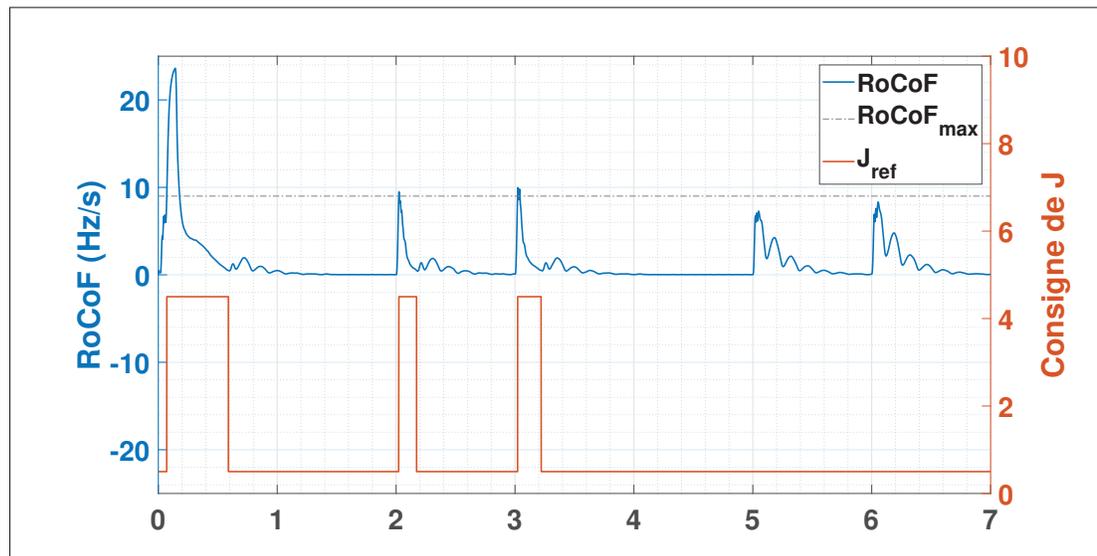


Figure 5.21 RoCoF et consigne de  $J$  en réponse à deux surcharges de 10kW puis 5 kW

Pour la première charge, la valeur seuil est atteinte, la consigne de  $J$  est adaptée en conséquence. La seconde charge étant plus faible, le seuil n'est pas dépassé donc le moment d'inertie reste constant. Ainsi, on observe pour la première surcharge que la variation de fréquence est atténuée, comme désiré. La fréquence minimum ou nadir est de 59,4 Hz, la même valeur que pour la seconde surcharge alors même qu'elle est deux fois plus faible. Le système de régulation dynamique est donc efficace. Le SOC est pris en compte dans la section suivante.

### 5.6.3 Prise en compte de l'état de charge de la batterie

La commande par VSG ne peut se faire sans une source de stockage, le plus souvent une batterie. Cependant son état de charge n'est pas constant. D'autre part, pour un moment d'inertie plus

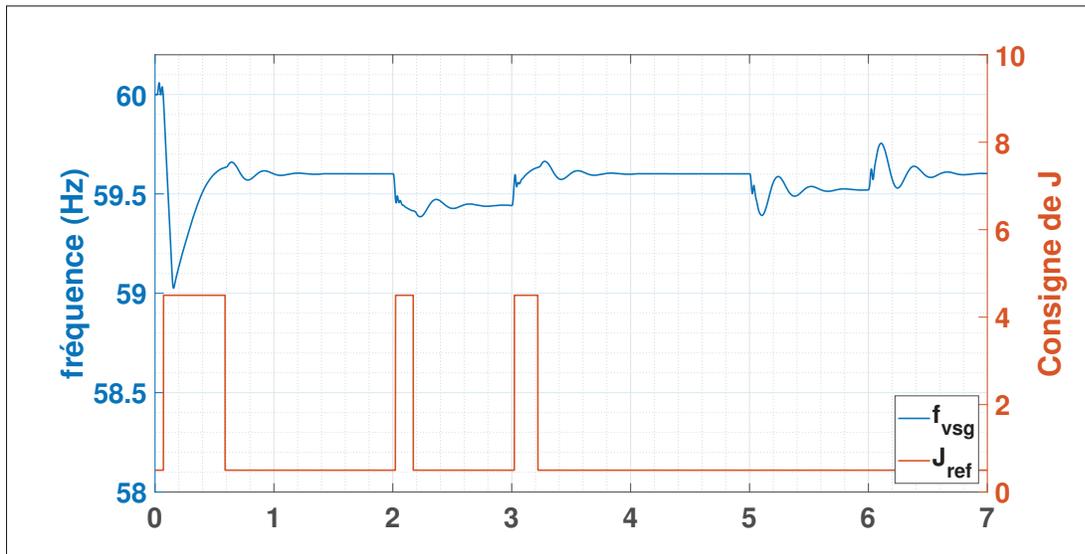


Figure 5.22 Fréquence et consigne de  $J$  en réponse à deux surcharges de 10kW puis 5 kW

faible, moins d'inertie sera ajoutée au réseau donc moins d'énergie sera consommée. On a donc intérêt à faire rendre la consigne de  $J$  proportionnel au SOC, comme le montre la Figure 5.18. Pour tester cela, trois charges identiques ont été connectées successivement à un onduleur seul, commandé par VSG. L'état de charge a simplement été estimé en calculant l'intégrale du courant d'entrée de l'onduleur, qui est proportionnel à l'énergie consommée par le l'onduleur. Cela donne un SOC décroissant, dont la pente varie légèrement lors d'une surcharge. Les Figures 5.23 et 5.24 représentent le SOC, le RoCoF et la fréquence pour cette simulation.

On constate que les variations de fréquence sont de plus en plus élevées et le nadir de plus en plus faible avec le temps. En effet, à chaque surcharge la valeur de  $RoCoF_{max}$  est atteinte, la consigne de  $J$  est donc augmentée. Mais cette valeur est proportionnelle au SOC et donc diminue avec le temps. Ainsi, l'ajout d'inertie est plus faible ce qui explique les plus grandes ondulations de fréquence. Pour une même surcharge, la batterie est donc ménagée en fonction de son état de charge. À noter que la puissance consommée devrait être plus faible si la consigne de  $J$  est plus petite. Ce n'est pas observé dans notre cas, car nous utilisons une source de courant parfaite pour simuler les panneaux solaires et la batterie.

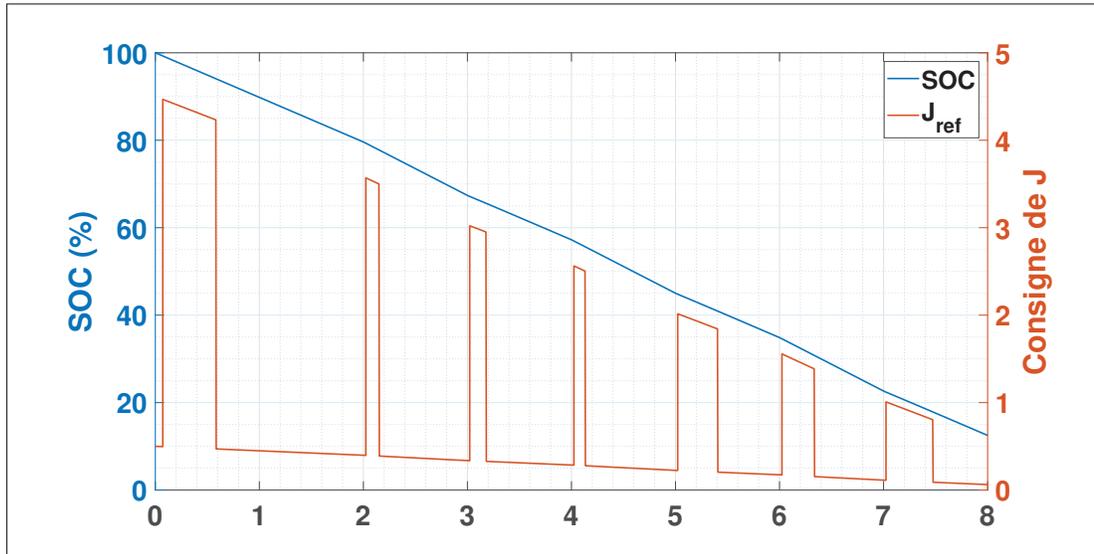


Figure 5.23 État de charge et moment d'inertie dynamique en réponse à 3 surcharges de 5kW

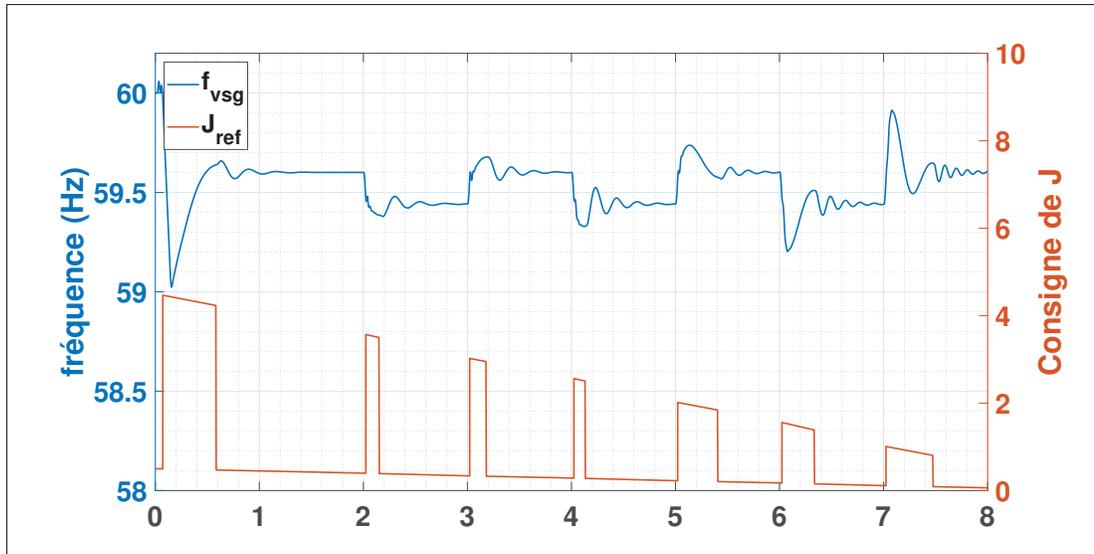


Figure 5.24 Fréquence et moment d'inertie dynamique en réponse à 3 surcharges de 5kW

## 5.7 Conclusion du Chapitre 5

Dans ce chapitre, un onduleur commandé par VSG connecté à une machine synchrone a été étudié. Différents cas de simulations ont été comparés. Les résultats sont similaires à ceux du test unitaire. L'ajout d'inertie a été vérifié en observant des variations moins importantes de la fréquence et des valeurs plus faibles du RoCoF. De plus, l'influence de différents paramètres a été examinée pour permettre de choisir leurs valeurs optimales en fonction des besoins. Enfin, une commande dynamique du moment d'inertie permettant de varier la consigne en fonction du RoCoF et de l'état de charge de la batterie a été proposée. Les résultats étant concluants, sa mise en place a été validée.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'objectif de ce mémoire était de valider un modèle de générateur synchrone virtuel par simulation. Il a fallu dans un premier temps simuler un onduleur seul puis la synchronisation avec un générateur synchrone, à l'aide du logiciel Matlab/Simulink. Une comparaison a aussi été faite entre deux machines synchrones fonctionnant en parallèle. Enfin, les effets d'une variation du moment d'inertie ont été étudiés. L'analyse des résultats a montré que l'utilisation d'une commande d'onduleur par générateur synchrone virtuel permet effectivement de lisser la courbe de fréquence et de réduire son taux de variation. Ces résultats sont valables pour le fonctionnement îloté (seul) et connecté (en parallèle d'une machine synchrone). De plus, une amélioration a été proposée afin d'adapter le moment d'inertie en fonction du RoCoF, donc de l'inertie déjà présente, et de l'état de charge de la batterie. L'ajout d'inertie virtuelle peut donc être une solution viable aux problématiques des réseaux avec un taux de pénétration des énergies renouvelables élevé. Ce mémoire se voulait principalement comme un défrichage de la technologie actuelle. Par la suite, La batterie et les sources d'énergies renouvelables Il peut cependant être pertinent de passer à des essais réels. Concernant le modèle en lui même, la coordination d'une commande VSG avec une commande MPPT peut être intéressante. Si l'inertie du réseau est faible, on peut privilégier la commande VSG. Si l'inertie est suffisante, on choisira la commande MPPT.



## RÉFÉRENCES

- AEMO. (2019). *Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation*. Repéré à [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Future-Energy-Systems/2019/AEMO-RIS-International-Review-Oct-19.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Future-Energy-Systems/2019/AEMO-RIS-International-Review-Oct-19.pdf).
- Baxter, B. (2014). *Control of a microgrid in islanded mode and Grid-connected modes*. (other, Murdoch University). Repéré à Publication Title : Baxter, Bradley <[https://researchrepository.murdoch.edu.au/view/author/Baxter, Bradley.html](https://researchrepository.murdoch.edu.au/view/author/Baxter,Bradley.html)> (2014) Control of a microgrid in islanded mode and Grid-connected modes. Other thesis, Murdoch University.
- Beck, H.-P. & Hesse, R. (2007). Virtual synchronous machine. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pp. 1–6. doi : 10.1109/EPQU.2007.4424220.
- Bevrani, H., Francois, B. & Ise, T. (2017). Virtual Synchronous Generators : Dynamic Performance and Characteristics. Dans *Microgrid Dynamics and Control* (pp. 307 – 360). Hoboken, NJ, USA : John Wiley & Sons, Inc. doi : 10.1002/9781119263739.
- Bollen, M. H. J. & Hassan, F. (2011). *Integration of distributed generation in the power system*. Hoboken, NJ : Wiley.
- Chapman, S. J. (2005). *Electric machinery fundamentals* (éd. 4e). New York, NY : McGraw-Hill Higher Education.
- Chown, G., Wright, J., van Heerden, R. & Coker, M. (2018). System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing non-synchronous renewable energy penetration. *CIGRE Science and Engineering*, 11.
- Cupelli, M., Riccobono, A., Monti, A., Mirz, M. & Ferdowsi, M. (2018). *Modern control of DC-based power systems a problem-based approach*.
- Emin, Z. (2018). Effects of increasing power electronics based technology on power system stability : performance and operations. Library Catalog : e-cigre.org, Repéré à [https://e-cigre.org/publication/RP\\_298\\_1-effects-of-increasing-power-electronics-based-technology-on-power-system-stability-performance-and-operations](https://e-cigre.org/publication/RP_298_1-effects-of-increasing-power-electronics-based-technology-on-power-system-stability-performance-and-operations).
- Gadisa, G. & Garoma, H. (2017). Comparison of Higher Order Taylor's Method and Runge-Kutta Methods for Solving First Order Ordinary Differential Equations. 13.
- Gerald, C. F. & Wheatley, P. O. (2003). Chapter Six : Numerical Solution of Ordinary Differential Equations. Dans *Applied Numerical Analysis* (éd. 7 edition, pp. 329–404). Boston : Pearson.

- Karapanos, V., de Haan, S. & Zwetsloot, K. (2011). Testing a virtual synchronous generator in a real time simulated power system. *Proc. Int. Conf. on Power Systems Transients (IPST)*, Proc. Int. Conf. on Power Systems Transients (IPST).
- Karimi, M., Mohamad, H., Mokhlis, H. & Bakar, A. H. A. (2012). Under-Frequency Load Shedding scheme for islanded distribution network connected with mini hydro. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 42(1), 127–138. doi : 10.1016/j.ijepes.2012.03.017.
- Mehrzi-Sani, A. (2017). Chapter 2 - Distributed Control Techniques in Microgrids. Dans Mahmoud, M. S. (Éd.), *Microgrid* (pp. 43–62). Butterworth-Heinemann. doi : 10.1016/B978-0-08-101753-1.00002-4.
- Morren, J., Pierik, J. & de Haan, S. W. H. (2006). Inertial response of variable speed wind turbines. *Electric Power Systems Research*, 76(11), 980–987. doi : 10.1016/j.epsr.2005.12.002.
- P Kundur. (1994). *Power system stability and control*. New York : McGraw-Hill.
- Papailiou, K. O. (2020). Innovation in the Power Systems Industry. Repéré à [https://e-cigre.org/read\\_cse/read\\_cse.asp#connect](https://e-cigre.org/read_cse/read_cse.asp#connect).
- Sakimoto, K., Miura, Y. & Ise, T. (2011). Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function. *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, pp. 1498–1505. doi : 10.1109/ICPE.2011.5944492.
- Sakimoto, K., Miura, Y. & Ise, T. (2012). Stabilization of a power system including inverter type distributed generators by the virtual synchronous generator. *IEEJ Transactions on Power and Energy*, 132(4), 341–349. doi : 10.1541/ieejpes.132.341.
- Shrestha, D., Tamrakar, U., Ni, Z. & Tonkoski, R. (2017). Experimental verification of virtual inertia in diesel generator based microgrids. *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp. 95–100. doi : 10.1109/ICIT.2017.7913065.
- Tamrakar, U., Shrestha, D., Maharjan, M. & Tonkoski, R. (2017). Virtual Inertia : Current Trends and Future Directions. *Applied Sciences*, 7(7), 654. doi : 10.3390/app7070654. Number : 7 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- Tielens, P. & Van Hertem, D. (2012). Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables. Repéré à <https://lirias.kuleuven.be/1731030>.
- Torres, M. & Lopes, L. A. C. (2009). Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems. *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, pp. 1–6. doi : 10.1109/EPEC.2009.5420953.

- Visscher, K. & Haan, S. W. H. D. (2008). Virtual synchronous machines (VSG's) for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation. *CIREN Seminar 2008 : SmartGrids for Distribution*, pp. 1–4.
- Zhong, Q.-C. & Weiss, G. (2011). Synchronverters : Inverters That Mimic Synchronous Generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(4), 1259–1267. doi : 10.1109/TIE.2010.2048839. Conference Name : IEEE Transactions on Industrial Electronics.
- Zografos, D. (2019). Power System Inertia Estimation and Frequency Response Assessment. Repéré à <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-263786>. Publisher : KTH Royal Institute of Technology.
- Ørum, E. (2015). *Project report "Future system inertia"* (Rapport n°2). Brussels. Repéré à <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/future-system-inertia-phase-2.pdf>.