

Modélisation et intégration d'une machine synchrone virtuelle
(MSV) utilisée en compensateur de tension dans un réseau de
distribution

par

Cherif RAHMOUNI

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE
LA MAITRISE EN GENIE ELECTRIQUE
M.Sc.A

MONTREAL, LE 18 OCTOBRE 2024

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Cherif Rahmouni, 2024



Cette licence [Creative Commons](#) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE RAPPORT DE MEMOIRE OU A ETE EVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Handy Fortin Blanchette, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Vincent Demers, président du jury
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Ambrish Chandra, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Tarek Ould Bachir, membre du jury
Département de génie électrique et informatique à l'université Polytechnique Montréal

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 25 SEPTEMBRE 2024

A L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPERIEURE

REMERCIEMENTS

En premier lieu, j'aimerais remercier mon directeur de recherche, Handy Fortin Blanchette. Je tiens à exprimer ma gratitude pour votre précieuse guidance et votre soutien pendant toute la période de ma recherche. Votre expertise, votre patience, et votre dévouement ont joué un rôle très important dans la réussite de ce mémoire.

Je tiens aussi à remercier mes chers parents pour l'amour infini que vous m'avez offert depuis ma naissance. Votre soutien, vos conseils, et vos sacrifices ont été le fondement de ma vie. Je suis reconnaissant pour les valeurs et les opportunités que vous m'avez données. Votre soutien indéfectible est une source de force et de confiance pour moi.

À ma merveilleuse fiancée, je veux te remercier pour ta présence constante dans ma vie. Ton amour, ta compréhension et ton soutien m'ont comblé de bonheur. Tu es mon pilier, ma meilleure amie, et mon partenaire de vie, et je suis extrêmement reconnaissant de t'avoir à mes côtés. Ton amour a apporté une nouvelle dimension de bonheur et d'épanouissement dans ma vie.

Modélisation et intégration d'une machine synchrone virtuelle (MSV) utilisée en compensateur de tension dans un réseau de distribution

Cherif RAHMOUNI

RÉSUMÉ

Les changements des conditions météorologiques et naturelles ont conduit à l'émergence de nouvelles méthodes de production d'énergie. Autrefois prédominants, les générateurs synchrones partagent désormais l'espace avec des sources d'énergie verte pulsatoires telles que l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne, etc. Pour intégrer ces nouvelles sources au réseau électrique, des convertisseurs électroniques sont utilisés, mais ils ne possèdent pas l'inertie des systèmes électromécaniques. Cette absence d'inertie globale peut provoquer des problèmes d'instabilité et même des coupures étendues d'alimentation. Des recherches ont été entreprises pour concevoir des technologies de commande d'onduleur visant à surmonter cette limitation. La simulation et l'évaluation d'un modèle de générateur synchrone (VSG) visant à introduire une inertie artificielle constituent l'objectif principal de ce mémoire. Après avoir examiné la documentation existante, un modèle de Générateur Synchrone Virtuel (VSG) a été développé et évalué en mode isolé en utilisant le logiciel Matlab/Simulink. Les résultats obtenus prouvent que le contrôle d'un onduleur par la commande VSG permet d'atténuer les variations de fréquence du système, le rendant ainsi plus stable face aux perturbations (diverses surcharges brusques). De plus, le VSG a été intégré dans un réseau électrique alimentant des résidences. La commande VSG a également démontré sa capacité à compenser les variations de tensions dues aux perturbations (surcharges, délestages et injection du courant actif et réactif) et à maintenir la stabilité des tensions des consommateurs. Enfin, des calculs ont été élaborés afin de justifier l'amélioration apportée par la commande VSG sur les tensions des résidences à la suite de l'injection de courant actif et réactif.

Mots-clés : commande VSG, compensation de tension, variation de fréquence, machine synchrone, inertie virtuelle, variation de tension

Modeling and integration of a virtual synchronous machine (VSM) used as a voltage compensator in a distribution network

Cherif RAHMOUNI

ABSTRACT

Changes in weather and natural conditions have led to the emergence of new energy production methods. Once predominant, synchronous generators now share the space with pulsating green energy sources such as photovoltaic solar energy, wind energy, etc. To integrate these new sources into the power grid, electronic converters are used, but they lack the inertia of electromechanical systems. This absence of overall inertia can cause instability issues and even widespread power outages. Research has been undertaken to design inverter control technologies aimed at overcoming this limitation. The simulation and evaluation of a Virtual Synchronous Generator (VSG) model, aiming to introduce artificial inertia, constitute the primary objective of this thesis. After reviewing existing documentation, a VSG model was developed and evaluated in isolated mode using Matlab/Simulink software. The results obtained prove that controlling an inverter with VSG control mitigates system frequency variations, making it more stable in the face of disturbances (various sudden overloads). Additionally, the VSG was integrated into a power grid supplying residential homes. The VSG control also demonstrated its ability to compensate for voltage variations due to disturbances (overloads, load shedding, and injection of active and reactive current) and to maintain the stability of consumer voltages. Finally, calculations were made to justify the improvement brought by VSG control on residential voltages following the injection of active and reactive current.

Keywords: VSG control, voltage compensation, frequency variation, synchronous machine, virtual inertia, voltage variation

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	3
1.1 Réseau électrique	3
1.1.1 Machine synchrone	3
1.1.2 L'inertie d'un réseau classique	4
1.2 Les défis associés aux énergies renouvelable	5
1.2.1 Des sources d'énergie variables.....	5
1.2.2 Synchronisation de la production et de la consommation	5
1.2.3 Impact de l'inertie sur les fluctuations de fréquence	7
1.2.4 Problème de synchronisation avec la fréquence du réseau	7
1.3 Intégration d'inertie virtuel et les topologies	8
1.3.1 Ajouter une inertie réelle	10
1.3.2 Synchronverter.....	10
1.3.3 Générateur synchrone virtuel et configurations analogues	11
1.3.4 Importance des capacités de stockage.....	13
1.4 Conclusion	13
CHAPITRE 2 MODÉLISATION DU VSG	15
2.1 Introduction.....	15
2.2 Schéma du système global	17
2.3 Commande du VSG	17
2.3.1 Équation du mouvement	18
2.3.2 Commande de l'angle θ	20
2.3.3 Unités de régulation	20
2.3.3.1 Régulateur P- ω	21
2.3.3.2 Régulateur Q-V	22
2.3.3.3 Régulateur PI	22
2.3.4 Boucle à verrouillage de phase	23
2.3.5 Mesures de puissances réactive et active	24
2.3.6 Approche pour la résolution de l'équation du mouvement.....	25
2.3.6.1 Validation de la méthode de résolution	26
2.3.6.2 Calcul de la vitesse angulaire virtuelle	27
2.4 Conclusion	28
CHAPITRE 3 TEST D'UN VSG EN MODE ISOLÉ	29
3.1 Introduction.....	29
3.2 Résultats obtenus de la simulation du VSG en mode isolé.....	29
3.2.1 Analyse des puissances	30
3.2.2 Analyse de fréquence.....	31
3.2.3 Analyse des formes d'ondes du courant et de la tension de sortie.....	33

3.3	3.2.4	Test de robustesse de la commande VSG	35
3.3	Conclusion	37	
CHAPITRE 4 TEST DU VSG EN MODE CONNECTE 39			
4.1	Introduction.....	39	
4.2	Schémas de simulation du VSG en mode connecté.....	39	
4.2.1	Résultat de simulation de la manipulation 1	41	
4.2.1.1	Analyse de fréquence	41	
4.2.1.2	Analyse des puissances	44	
4.2.1.3	Calcul du flux de puissance	45	
4.2.1.4	Analyse des formes d’ondes de la tension délivrée aux consommateurs	52	
4.2.2	Résultats de simulation de la manipulation 2	54	
4.2.2.1	Injection du courant réactif (imaginaire)	55	
4.2.2.2	Injection du courant actif (réel).....	58	
4.2.2.3	Calcul de la variation de tension coté résidentielles	61	
4.3	Conclusion	65	
CONCLUSION 67			
RECOMMANDATIONS 69			
BIBLIOGRAPHIE 71			

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2.1	Les valeurs exactes, numériques et l'erreur pour un pas $h = 0.1\text{s}$27
Tableau 3.1	Les variables du générateur synchrone virtuel.....30
Tableau 4.1	Les caractéristiques des deux transformateurs.....46
Tableau 4.2	Les caractéristiques du réseau.....61

LISTE DES FIGURES

	Page	
Figure 1.1	Réponse de fréquence à plusieurs échelles de temps dans un système électrique à la suite d'une perturbation	9
Figure 1.2	Schéma bloc du contrôle de l'angle de commande du PWM.....	12
Figure 2.1	Structure du VSG	16
Figure 2.2	Schéma du fonctionnement du système.....	17
Figure 2.3	Schéma opérationnel du générateur synchrone virtuel	18
Figure 2.4	Schéma bloc du contrôle de l'angle θ	20
Figure 2.5	Schéma bloc du régulateur P- ω	21
Figure 2.6	Schéma bloc du régulateur Q-V	22
Figure 2.7	Schéma bloc du régulateur PI	23
Figure 2.8	Schéma bloc du détecteur de fréquence.....	23
Figure 2.9	Schéma bloc du changement du référentiel ABC vers dq	24
Figure 2.10	Bloc de mesure de puissances	25
Figure 2.11	Algorithme pour résoudre l'équation du mouvement.....	28
Figure 3.1	Modèle de simulation du générateur synchrone virtuel en mode isolé	30
Figure 3.2	Caractéristiques des puissances à la suite des perturbations.....	31
Figure 3.3	Fréquence du VSG	31
Figure 3.4	Agrandissement de la fréquence du VSG	32
Figure 3.5	Taux de variation de la fréquence du VSG	33
Figure 3.6	Les tensions mesurées aux bornes de la charge	33
Figure 3.7	Les courants mesurés aux bornes de la charge	34

Figure 3.8	Agrandissement de la tension mesurée aux bornes de la charge	34
Figure 3.9	Schéma de simulation du VSG avec deux surcharges résistives	35
Figure 3.10	Les puissances d'entrée et de sortie	36
Figure 3.11	Fréquence du VSG	36
Figure 3.12	Caractéristique du ROCOF	37
Figure 4.1	Schéma de simulation de la manipulation 1	40
Figure 4.2	Schéma de simulation de la manipulation 2	41
Figure 4.3	Caractéristique de la fréquence	42
Figure 4.4	Taux de variation de fréquence	43
Figure 4.5	Puissances réactive et active du réseau sans compensation	44
Figure 4.6	Puissances réactive et active du réseau sans compensation	45
Figure 4.7	Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/575V)	48
Figure 4.8	Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/240V)	50
Figure 4.9	Tensions des résidences sans la compensation du VSG	53
Figure 4.10	Tensions des consommateurs avec la compensation du VSG	54
Figure 4.11	Allures des tensions des résidences sans compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences	55
Figure 4.12	Allures des tensions des résidences avec compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences	56
Figure 4.13	Variations des puissances réactive et active du réseau sans compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences	57
Figure 4.14	Variations des puissances active et réactive avec compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences	57

Figure 4.15	Allures des tensions des résidences sans compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences.....	58
Figure 4.16	Allures des tensions des résidences avec compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences.....	59
Figure 4.17	Variations des puissances réactive et active du réseau sans compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences	60
Figure 4.18	Variations des puissances réactive et active du réseau avec compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences	61
Figure 4.19	Le schéma simplifié de la manipulation 2	62
Figure 4.20	Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/575V)	63
Figure 4.21	Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/240V)	64

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

SER	Source d'energie renouvelable
RoCoF	Rate of change of frequency (taux de variation de la fréquence)
ERCOT	Electricity reliability council of texas
UFLS	Under frequency load shedding (Délestage en cas de sous-fréquence)
PWM	Pulse with modulation (modulateur de largeur d'impulsion)
VGS	Générateur synchrone virtuel
DG	Générateur distribué
RSM	Root mean square
MSV	Machine synchrone virtuelle
CEP	Convertisseur électronique de puissance
CC	Courant continue
SG	Générateur synchrone
PI	Proportionnel-integral
PLL	Boucle à verrouillage de phase (Phase locked loop)
RK4	Runge kutta 4

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

Hz	Hertz
kW	Kilowatt
s	Seconde
V	Volt
A	Ampère
mH	Milli-henry
H	Henry
$m\Omega$	Milli-ohm
km	Kilomètre
N.m	Newton mètre
$Kg.m^2$	Kilogramme mètre carré
Hz/s	Hertz par seconde
rad/s	Radian par seconde

INTRODUCTION

La composition du réseau électrique évolue en harmonie avec les mesures visant à réduire les émissions de dioxyde de carbone et en réaction aux perturbations du climat. La portion des énergies renouvelables dans la génération d'énergie électrique connaît une expansion notable, ce qui nécessite des solutions technologiques novatrices. L'un de ces domaines d'intérêt porte sur le générateur synchrone virtuel (VSG), auquel ce mémoire est consacré.

D'autre part, des réseaux décentralisés, qu'ils soient en mode isolé (déconnecté), connecté au réseau, ou en mode îlot (autonome ou connectée), se développent d'une manière croissante en mettant l'accent sur l'utilisation des sources d'énergie vertes. L'introduction de ces sources d'énergie est en corrélation avec une augmentation du nombre de convertisseurs, ce qui simplifie leur intégration au réseau électrique. Cependant, cette transition vers une plus grande utilisation des onduleurs au détriment des générateurs synchrones traditionnels présente des défis.

Ces technologies d'interfaçage ne possèdent pas de masse rotative, ce qui engendre une absence d'inertie susceptible de causer d'importantes variations de fréquence, de générer des coupures d'électricité, voire de déstabiliser le réseau électrique.

Face à ces enjeux cruciaux, des stratégies innovantes de contrôle des convertisseurs électriques sont élaborées pour créer une inertie artificielle et reproduire certaines propriétés des générateurs synchrones traditionnels.

En relation avec cette problématique, l'objectif de ce travail est de simuler et de valider l'une de ces méthodes, tout en évaluant son efficacité à atténuer les variations de fréquence et de tension dues aux perturbations. Après avoir mené une revue exhaustive de la littérature sur le sujet, nous présentons en détails la modélisation de la commande par générateur synchrone virtuel (VSG). Ensuite, des simulations ont été effectuées pour confirmer la capacité du VSG à réguler la fréquence à la suite de diverses perturbations (surcharges et délestages) en mode isolé en utilisant le logiciel Matlab/Simulink. Aussi, d'autres simulations du VSG en mode

connectée ont été développées pour valider la capacité de la commande par VSG à compenser les variations de tension et de fréquence à la suite de diverses perturbations (surcharges, délestages et injection du courant actif et réactif dans le réseau). De plus, des calculs ont été réalisées afin d'approuver l'amélioration apportée par la commande VSG sur les tensions des consommateurs.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Réseau électrique

L'introduction des sources d'énergie émergentes a un impact sur le réseau électrique conventionnel. L'inclusion des sources d'énergie renouvelable représente donc un défi majeur. Bien qu'il existe de nombreuses solutions documentées, cette revue se concentre uniquement sur les principales recherches visant l'incorporation d'inerties virtuelles. Nous commencerons par étudier l'inertie fournie par les générateurs synchrones conventionnels et leur impact sur le fonctionnement d'un réseau électrique classique. Ensuite, nous examinerons les problèmes liés aux énergies vertes avant de passer en revue les différentes technologies décrites dans la littérature.

1.1.1 Machine synchrone

Une machine synchrone, également appelée générateur synchrone, est une machine électrique conçue pour transformer l'énergie cinétique rotative en énergie électrique. Elle est principalement utilisée dans des stations de production électrique à grande échelle. La présence de ces machines synchrones contribue à la stabilité des réseaux électriques en raison de leur inertie (Karapanos, S.W.H. de Haan et K.H. Zwetsloot, 2011). Elles sont conçues pour résister aux fluctuations auxquelles elles sont soumises.

Cependant, l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable (SER) à travers des dispositifs de conversion de puissance force l'évolution de la configuration du réseau électrique classique. En effet, en plus des générateurs synchrones traditionnels, on trouve désormais des SER, qui présentent de faibles empreintes écologiques. En contrepartie, ces dispositifs de génération d'énergie présentent également des interruptions de production, à la différence des centrales thermiques, nucléaires ou hydrauliques. Cette évolution vers les sources d'énergie renouvelable se traduit par une hausse de la production décentralisée dans le réseau électrique.

Cependant, il est important de mentionner que l'énergie générée par les générateurs synchrones peut être ajustée et surveillée. L'opérateur du réseau a la capacité de démarrer ou d'arrêter les générateurs synchrones en fonction des besoins, ce qui n'est pas possible pour les installations de production d'électricité décentralisées qui dépendent souvent des conditions météorologiques (Bollen et Hassan, 2011). Cette particularité accorde une certaine préférence à la génération centralisée d'électricité par opposition à la génération décentralisée. Par ailleurs, il est crucial de garantir un équilibre entre la puissance requise et la puissance générée (puissance centralisée et décentralisée).

En tenant compte d'une demande stable, l'incorporation des générateurs décentralisés entraîne une baisse de la production centralisée, ce qui réduit l'inertie globale du système. Donc, une croissance de la part des sources d'énergie renouvelable entraîne une baisse de l'inertie du réseau, ce qui diminue sa stabilité.

1.1.2 L'inertie d'un réseau classique

Le concept d'inertie électrique fait référence à la capacité d'un réseau électrique à maintenir une fréquence stable malgré les variations de la génération et de la consommation d'électricité. L'inertie est une propriété cruciale pour assurer la stabilité du réseau électrique. Elle est principalement associée à la présence de générateurs synchrones, tels que ceux utilisés dans les centrales électriques traditionnelles. Ces générateurs synchrones ont des rotors massifs en rotation, et l'énergie contenue dans leur inertie en mouvement contribue à stabiliser la fréquence du réseau.

Lorsque la demande d'électricité augmente ou diminue, les générateurs synchrones, en raison de leur inertie, maintiennent une certaine stabilité dans leurs vitesses de rotation. Cette inertie aide à amortir les fluctuations de fréquence, assurant ainsi une distribution d'énergie électrique stable.

L'inertie du réseau électrique est un facteur important pour garantir le bon fonctionnement des équipements électriques connectés au réseau et maintenir la qualité de l'électricité fournie aux consommateurs. Avec l'introduction croissante de sources d'énergie renouvelable intermittentes, gérer les événements transitoires (court-circuit par exemple) devient un défi important pour assurer la stabilité du réseau.

1.2 Les défis associés aux énergies renouvelable

1.2.1 Des sources d'énergie variables

Les sources d'énergie renouvelable (SER) sont des sources d'énergie dont la production fluctue de manière significative en fonction de conditions externes changeantes. Ces sources sont souvent caractérisées par leur intermittence, car la quantité d'énergie produite dépend de divers facteurs comme le temps, la météo ou d'autres conditions environnementales. En d'autres termes, la structure du mix énergétique varie en fonction de la période à laquelle on le regarde : sur une base annuelle, même si leur contribution augmente, les énergies renouvelables restent minoritaires dans plusieurs pays. Cependant, à l'échelle quotidienne, il est possible d'observer des pics de production supérieures à la consommation.

Cette variabilité de production des sources d'énergie renouvelable pose des défis pour leurs inclusion dans le réseau électrique, nécessitant des procédés de stockage d'énergie et des mécanismes de gestion de la charge pour garantir une alimentation stable et fiable.

1.2.2 Synchronisation de la production et de la consommation

En cas de surproduction ou de surconsommation, les déséquilibres de puissance et de charge entraînent des variations de la fréquence du réseau. Dans le cas où la puissance demandée par les consommateurs est supérieure à celle produite, l'énergie cinétique emmagasinée dans les rotors des générateurs synchrones est dissipée afin de compenser le déficit de puissance. Puisque la vitesse de rotation des rotors évolue proportionnellement à la fréquence, comme le

montre l'équation (1.1), un ralentissement de la vitesse de rotation entraîne une baisse de la fréquence.

$$n(\text{tr/min}) = \frac{60}{p} \times f \quad (1.1)$$

Où p , f et n représentent le nombre de paires de pôles, la fréquence du réseau (Hz) et le nombre de tours par minute de la machine synchrone respectivement.

Prenons l'exemple d'un rotor de 30 tonnes, avec 60 paires de pôles et un rayon de 5 mètres, tournant à une fréquence d'environ 1 Hz. Le moment d'inertie du rotor est déterminé à l'aide de la formule présentée dans l'équation (1.2), où m représente la masse du rotor (en kg) et r le rayon du rotor (en m).

$$I = \frac{1}{2} \times m \times r^2 = 375000 \text{ kg.m}^2 \quad (1.2)$$

l'énergie cinétique stockée dans le rotor est calculée comme indiqué dans l'équation (1.3), où I représente le moment d'inertie du rotor (en $kg.m^2$) et ω la vitesse angulaire (en rad/s).

$$E_{rotor} = \frac{1}{2} \times I \times \omega^2 = 7,4 \text{ MJ} \quad (1.3)$$

L'énergie consommée pendant 2 cycles de 60 Hz par un générateur de 200 MW est calculée comme indiqué dans l'équation (1.4), où P représente la puissance fournie par le générateur et t le temps pendant lequel cette puissance est délivrée.

$$E_{conso_2_cycles} = P \times t = 6.66 \text{ MJ} \quad (1.4)$$

L'énergie cinétique accumulée dans les rotors des générateurs synchrones permet de pallier le manque d'énergie et assurer la stabilité du réseau pendant de courtes périodes (2 cycles de 60). Grâce à cette réserve d'énergie, le réseau peut ajuster la variation de vitesse causée par l'écart

entre la production et la consommation. Par conséquent, l'inertie a un impact direct sur la capacité d'un réseau à maintenir sa fréquence. En cas d'augmentation de la proportion des sources d'énergie renouvelables intermittentes, ce mécanisme de contrebalancement deviendra de plus en plus prononcé, entraînant ainsi des difficultés accrues pour la stabilité du réseau. Dans ce contexte, l'émulation du fonctionnement d'un générateur synchrone est une démarche pertinente pour interfaçer ces sources fluctuantes vers un tout concordant sur le réseau.

1.2.3 Impact de l'inertie sur les fluctuations de fréquence

Une diminution de l'inertie du réseau se produit lorsque des unités décentralisées à faible inertie remplacent les générateurs synchrones. Ainsi, les perturbations de charges entraîneront une accentuation des oscillations de fréquence. Ceci est validé par une baisse de la fréquence minimale suite à un défaut ou une hausse du ROCOF (Rate Of Change Of Frequency) (Visscher et De Haan, 2008). Par conséquent, la fréquence minimale peut être plus basse lorsque l'inertie du réseau est faible. Néanmoins, une faible valeur de fréquence pourrait occasionner des dégâts à certains équipements ou les mettre temporairement hors service, accentuant ainsi la déstabilisation du réseau électrique.

1.2.4 Problème de synchronisation avec la fréquence du réseau

Une autre problématique liée à la diminution de l'inertie affecte le fonctionnement des sources d'énergie renouvelable connectées via des convertisseurs électroniques de puissance (CEP). Ces CEP opèrent en surveillant la fréquence du réseau et en se synchronisant. Jusqu'à maintenant, cette stratégie s'est avérée performante, car la fréquence était supposée constante. Cependant (Sakimoto, Miura et Ise, 2012) mentionnent que dans le cas où la proportion des sources d'énergie renouvelables (SER) reliées au réseau par des CEP (onduleurs) devient excessivement importante, cette présomption perd sa validité, ce qui dégrade le rendement du réseau.

1.3 Intégration d'inertie virtuel et les topologies

Pour assurer la production d'énergie et l'équilibre de la charge, diverses mesures de contrôle sont appliquées dans un système électrique sur des échelles de temps multiples (Tamrakar *et al.*, 2017). La séquence chronologique des différents contrôles est la suivante :

- La réponse du régulateur représente la principale action de contrôle qui se produit dans les premières secondes (généralement de 10 à 30 secondes) après un événement, dans le but de réduire l'écart de fréquence.
- Le contrôle automatique de la génération est une action de contrôle secondaire qui intervient dans les minutes suivantes (généralement de 10 à 30 minutes) et ramène la fréquence du système à sa valeur nominale.
- L'action de contrôle tertiaire concerne le déploiement de réserves lorsque des mesures sont prises pour mobiliser les capacités requises pour répondre aux perturbations actuelles ou futures du système.

Chaque fois qu'il y a un écart entre la production et la consommation dans un système électrique, les générateurs ne peuvent pas réagir instantanément pour rétablir l'équilibre. La compensation de ce déséquilibre est assurée par l'énergie cinétique emmagasinée dans les rotors, fournissant une réponse inertielle jusqu'à l'activation du contrôle de fréquence primaire. Avec le remplacement des générateurs conventionnels par des sources d'énergie renouvelable, la réponse inertielle diminue également. Cela entraîne une augmentation du ROCOF et une chute rapide de la fréquence (point de fréquence minimale) en très peu de temps. Le contrôle de fréquence primaire ne peut pas réagir dans le court laps de temps (généralement moins de 10s) nécessaire pour stopper la variation de fréquence du système. Cette période est mise en évidence par la section AB dans la figure 1.1.

Il est clairement visible sur cette figure que dans les systèmes présentant une faible inertie, le creux de fréquence est considérablement plus bas. De telles situations peuvent entraîner le déclenchement des relais de fréquence (causant une coupure de charge en cas de sous-fréquence (UFLS)) et, dans les cas les plus graves, peuvent entraîner des pannes en cascade (Mokhlis *et al.*, 2013). Donc l'ajout d'inertie pourrait assurer la protection des équipements et prévenir les délestages, ce qui favoriserait une augmentation du niveau d'intégration des énergies renouvelables.

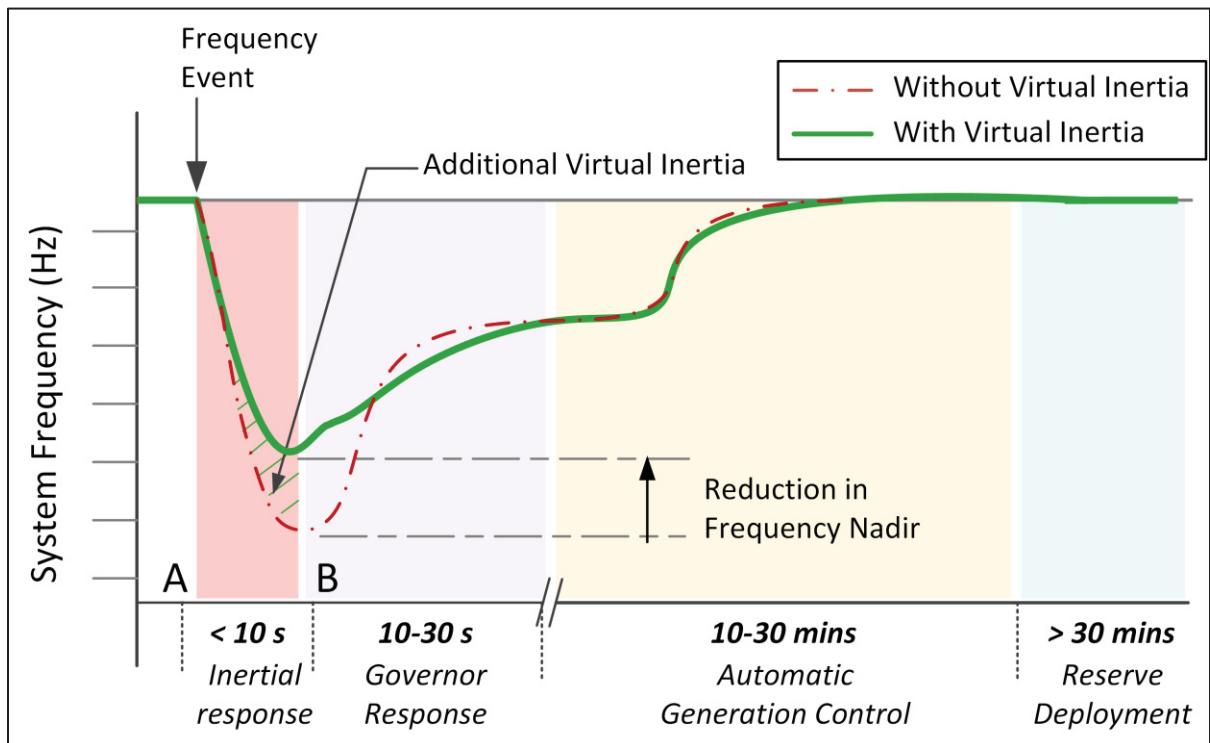


Figure 1.1 Réponse de fréquence à plusieurs échelles de temps dans un système électrique à la suite d'une perturbation
 Tirée de Tamrakar *et al.*, (2017, p. 3)

Étant donné que le coût des installations de génération d'électricité varie peu en fonction de la taille de l'unité de production, les détenteurs des entités décentralisées seront découragés de mettre en place des dispositifs supplémentaires qui ne sont pas strictement nécessaires à la production d'énergie électrique. (Bollen & Hassan, 2011, p. 86). Par conséquent, des technologies directement intégrées dans les systèmes de commande des convertisseurs

électroniques de puissance pourraient être plus appropriées. Une solution envisagée consiste à introduire de l'inertie virtuelle grâce à des approches récentes de régulation des unités de génération. Commander l'onduleur de façon à imiter le fonctionnement du générateur synchrone classique est la stratégie utilisée dans ce mémoire.

1.3.1 Ajouter une inertie réelle

La première recherche sur l'intégration de l'inertie a été effectuée par (Morren, Pierik et De Haan, 2006). Pour ces travaux, ils ont utilisé une éolienne pour incorporer de l'inertie. Un grand nombre des éoliennes en service sont connectées au réseau via des convertisseurs électroniques de puissance pour permettre une régulation de la vitesse. En effet, ces éoliennes fonctionnent de manière plus efficace avec une fréquence variable. L'inertie est diminuée à la suite de cette configuration car, le fonctionnement à vitesse variable des éoliennes découple les systèmes mécaniques et électriques, ce qui signifie que les changements de fréquence du réseau ne sont pas ressentis par le rotor de l'éolienne. Deux approches de régulation ont été élaborées par (Morren, Pierik et De Haan, 2006), offrant ainsi à l'éolienne la possibilité d'ajouter de l'inertie. En premier lieu, ils ont imité le fonctionnement d'un générateur synchrone classique en ajustant proportionnellement la puissance fournie au réseau en fonction du dérivé de fréquence. En second lieu, ils ont mis en œuvre une régulation de type "contrôle par statisme", une méthode de contrôle permettant de maintenir la stabilité de la fréquence en ajustant la puissance produite proportionnellement à la différence entre la fréquence mesurée et la fréquence nominale. Selon cette recherche, il a été démontré que l'inertie physique n'est pas la seule solution pour ajouter de l'inertie.

1.3.2 Synchronverter

La technique du synchronverter est expliquée par (Zhong et Weiss, 2011). Elle repose sur une émulation précise d'un générateur synchrone, tout en exploitant les techniques existantes pour la régulation des générateurs synchrones. Son objectif est d'améliorer la proportion des ressources énergétiques distribuées en maintenant les opérations et les commandes des réseaux existants, qui sont conçus pour les générateurs synchrones. Le synchronverter présente ainsi

les avantages inhérents aux générateurs synchrones, tel que l'inertie, mais aussi des inconvénients, comme l'oscillation aux alentours de la fréquence conventionnelle. Néanmoins, la présente technologie donne la faculté de contourner les limitations liées à la saturation et aux pertes par friction (l'énergie qui serait normalement gaspillée en raison du frottement mécanique virtuel n'est pas réellement perdue, elle est réacheminée vers le bus continu). De plus, elle offre la possibilité de choisir les paramètres spécifiques du générateur synchrone, tels que le moment d'inertie, le coefficient de friction et l'inductance du champ. Quatre équations forment la base de la modélisation du générateur synchrone, comprenant deux équations relatives à la puissance, l'équation de tension du champ ainsi que l'équation du couple. La discréétisation et la résolution de ces équations sont effectuées en utilisant les mesures préalablement acquises des courants et des tensions de ligne.

1.3.3 Générateur synchrone virtuel et configurations analogues

Le principe du générateur synchrone virtuel (VSG) englobe une vaste gamme de méthodes variées, tout en maintenant inchangé le concept fondamental de reproduire la réponse inertie d'un générateur synchrone. La modélisation dans ce mémoire repose fortement sur les recherches menées par (Sakimoto, Miura et Ise, 2012) et (Bevrani, François et Ise, 2017). Le fonctionnement sera détaillé davantage dans le chapitre 2. Cependant, l'idée principale consiste à résoudre de l'équation du mouvement (1.5).

$$P_{in} - P_{out} = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} + D(\omega_m - \omega_0) \quad (1.5)$$

Où

- P_{in} est la puissance d'entrée.
- P_{out} est la puissance de sortie.
- ω_m est la vitesse angulaire virtuelle.
- ω_0 est la vitesse angulaire nominale.
- J est le moment d'inertie du rotor.

- D est le facteur d'amortissement.

L'utilisation de méthodes d'analyse numérique s'impose, puisque cette équation ne peut pas être résolue de manière analytique. Ensuite, on utilise directement la résolution de cette équation pour générer l'angle de phase du PWM comme présenté dans la figure 1.2.

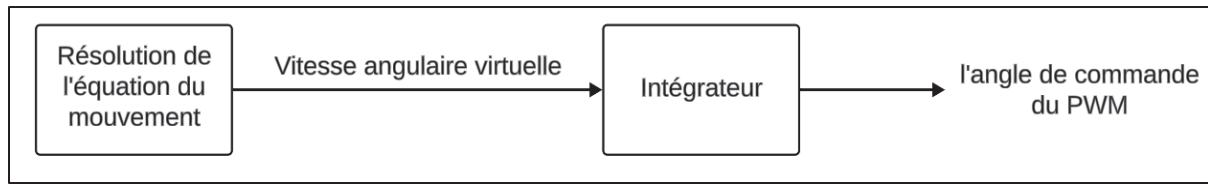


Figure 1.2 Schéma bloc du contrôle de l'angle de commande du PWM

(Shrestha *et al.*, 2017) proposent une formulation différente de ce modèle mathématique donnée par l'équation (1.6).

$$P_{VI} = K_I \frac{d\Delta f}{dt} + K_D \Delta f \quad (1.6)$$

Où Δf représente la différence de fréquence du système par rapport à la fréquence nominale (60 Hz), K_I est la constante d'émulation d'inertie et K_D est le facteur d'amortissement.

L'avantage de cette équation réside dans sa linéarité, ce qui en facilite la résolution. En outre, ajuster les valeurs des paramètres K_I et K_D est plus direct en utilisant les valeurs nominales de puissance et la fréquence maximale imposée, comme illustré dans les équations (1.7) et (1.8).

$$K_I = \frac{P_{VI_nom}}{\left(\frac{d\Delta f}{dt}\right)_{max}} \quad (1.7)$$

$$K_D = \frac{P_{VI_nom}}{(\Delta f)_{max}} \quad (1.8)$$

Le courant de référence du convertisseur électronique est calculé en utilisant la puissance fournie par l'équation (1.7). Ensuite, ce dernier est transmis au PWM en tant que référence. On observe alors deux différences majeures par rapport au générateur synchrone virtuel proposé dans cette étude. En premier lieu, la modélisation de l'équation du mouvement diffère et elle n'est pas directement liée au PWM.

En second lieu, une configuration alternative présentée par Torres et Lopes (2009) vise à ajouter une inertie virtuelle tirée d'une batterie pour assurer le contrôle d'un générateur diesel. En outre, la puissance produite est régulée de manière réciproque à l'accélération du générateur diesel afin de reproduire une inertie artificielle. La loi de contrôle de l'onduleur est donnée par l'équation (1.9).

$$P_{VI} = -K_{vi}\omega_0 \frac{d\omega}{dt} \quad (1.9)$$

Le paramètre $K_{vi} > 0$ présente le moment d'inertie virtuelle. Sa valeur dépend de la quantité d'énergie à injecter dans le réseau et de la réserve de stockage (batterie).

1.3.4 Importance des capacités de stockage

Afin d'introduire de l'inertie artificielle dans des systèmes où il n'y a pas de rotor, il est nécessaire d'avoir une réserve d'énergie. L'absence d'une source de stockage pourrait entraîner une diminution du rendement de l'installation de génération. Cependant, nous avons utilisé une source d'énergie parfaite (batterie) dans ce mémoire.

1.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné l'importance de l'inertie dans un réseau électrique, ainsi que les défis associés à l'intégration des énergies renouvelables. Nous avons également étudié les recherches sur l'intégration de l'inertie virtuelle et les différentes topologies présentées dans la littérature. La stratégie adoptée dans ce mémoire consiste à commander l'onduleur de

manière à reproduire le comportement d'un générateur synchrone. La modélisation de cette commande par générateur synchrone virtuel (VSG) sera détaillée davantage dans le chapitre 2.

CHAPITRE 2

MODÉLISATION DU VSG

2.1 Introduction

La régulation inertielle décrite par (Tamrakar *et al.*, 2017), représente le premier mécanisme de réponse aux fluctuations de fréquence. L'avantage de la présence de l'inertie du rotor des générateurs synchrones réside dans sa capacité à atténuer les variations de fréquence pouvant survenir en raison d'un déséquilibre entre la demande et la capacité de production d'énergie. Ce phénomène se produit notamment dès qu'une charge significative est branchée sur le réseau, entraînant une demande accrue en énergie qui est alors puisée de l'énergie inertielle contenue dans le rotor en rotation. La diminution de la vitesse du rotor résultant de cette action permet de compenser le déséquilibre grâce à son inertie, ce processus perdurant jusqu'à l'activation du contrôle de fréquence primaire. De manière similaire, en cas d'excès d'énergie dans le réseau, l'équilibre est rétabli en réduisant la vitesse de rotation du rotor. La multitude de générateurs synchrones utilisés comme sources de production électrique constitue une stratégie de protection contre les fluctuations de fréquence en exploitant leur inertie.

L'absence d'inertie dans les onduleurs et leurs systèmes de commande actuels, se traduit par une réactivité instantanée des interrupteurs. Contrairement aux générateurs synchrones, les onduleurs ne possèdent pas cette capacité à lisser les variations de fréquence, car ils n'ont pas d'énergie emmagasinée. Pourtant, l'utilisation d'onduleurs est répandue dans de nombreuses sources d'énergie renouvelables, telles que certaines éoliennes et les panneaux photovoltaïques (Tamrakar *et al.*, 2017). L'intégration de ces sources d'énergie au sein des micro-réseaux et dans le réseau électrique ne cesse d'augmenter, ce qui signifie que la proportion d'inertie dans les réseaux devient de plus en plus faible. Cette évolution pourrait entraîner des risques d'instabilités des réseaux électriques.

Comme mentionné précédemment, une solution qui vise à stabiliser un tel réseau consiste à intégrer une inertie supplémentaire de manière virtuelle. Cette inertie virtuelle peut être créée

pour les générateurs distribués (DGs) ou les sources d'énergie renouvelable (SER) en combinant un stockage d'énergie avec un onduleur/convertisseur de puissance et un mécanisme de contrôle approprié (Bevrani, François et Ise, 2017). On fait référence à ce principe en utilisant le terme de VSG (Générateur Synchrone Virtuel) ou VSM (Machine Synchrone Virtuelle). En opérant de cette manière, les unités se comportent de manière similaire à des générateurs synchrones, affichant une quantité d'inertie et un facteur d'amortissement similaires à celles des machines synchrones traditionnelles. En conséquence, le concept d'inertie virtuelle peut servir pour maintenir une part importante de DGs/SER dans les futurs réseaux, tout en préservant leur stabilité.

Le générateur synchrone virtuel (VSG) est constitué de trois éléments essentiels tels que présentés dans la figure 2.1: 1) le stockage d'énergie, 2) l'onduleur et 3) le dispositif de commande (contrôle VSG). Il joue le rôle d'interface entre une source primaire identifiée par DG (habituellement en CC) et le réseau électrique.

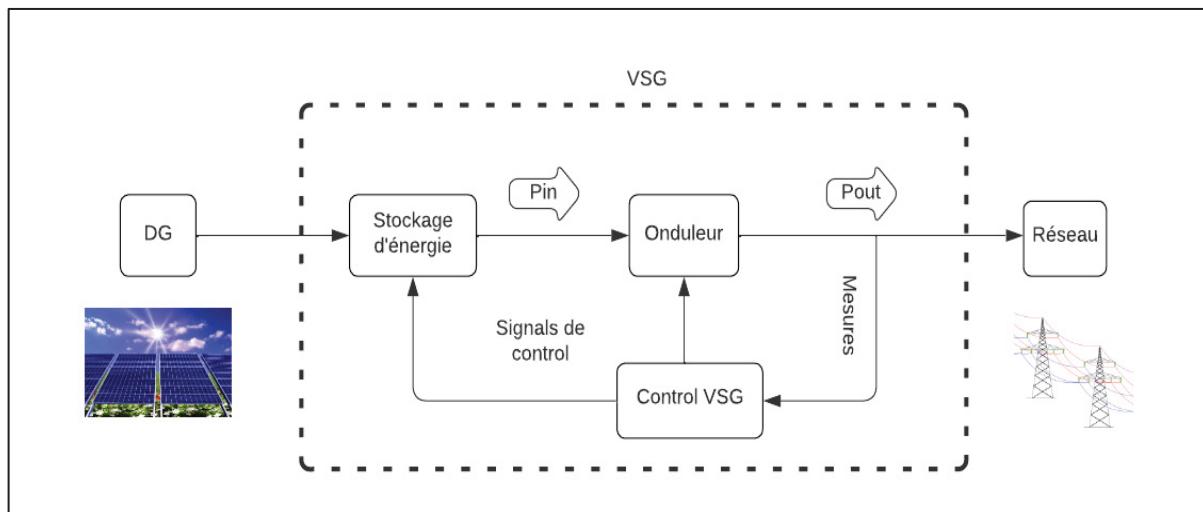


Figure 2.1 Structure du VSG
Tirée de Bevrani et al., (2017, p. 308)

2.2 Schéma du système global

Le schéma opérationnel du système global est illustré dans la figure 2.2. La substitution d'une source de courant continu à la place de la batterie et la source d'énergie renouvelable vise à simplifier la simulation. La conversion de cette tension continue en une tension alternative triphasée s'effectue ensuite via l'onduleur, qui est connecté à une charge principale à travers un filtre. De plus, afin de simuler une surcharge, on connecte une charge auxiliaire en parallèle avec la première et elle est activée à l'aide d'un interrupteur.

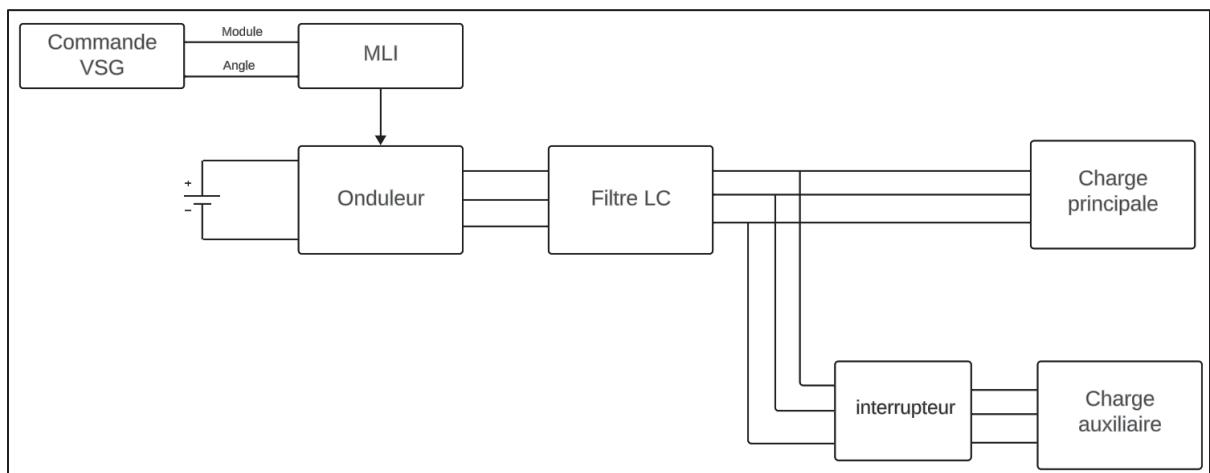


Figure 2.2 Schéma du fonctionnement du système

2.3 Commande du VSG

Le schéma opérationnel du générateur synchrone virtuel est illustré à la figure 2.3. L'onduleur est commandé à travers un générateur d'impulsions en utilisant le module PWM appelé aussi MLI (modulation de largeur d'impulsion). Pour générer ces impulsions, ce module reçoit en entrée un signal sinusoïdal décomposable en un angle et un module. L'amplitude et la fréquence de la tension de sortie sont respectivement influencées par le module et l'angle de commande

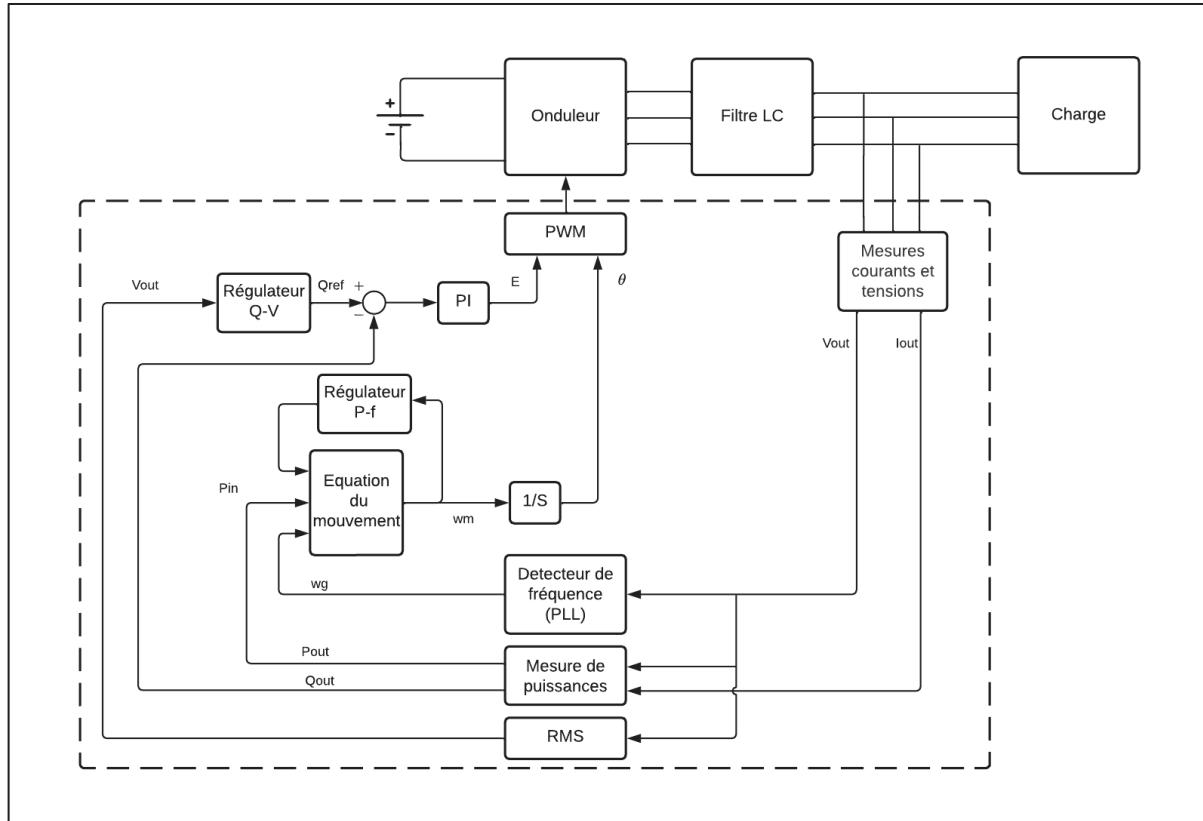


Figure 2.3 Schéma opérationnel du générateur synchrone virtuel
Tirée et adaptée de Bevrani et al., (2017, p. 309)

L'angle θ appliqué au générateur de modulation de largeur d'impulsion (MLI) constitue la base du concept de contrôle par VSG. En cas d'écart entre la puissance de sortie (P_{out}) et la puissance d'entrée (P_{in}) dans un générateur synchrone traditionnel, l'angle entre le champ magnétique et le rotor augmente. En conséquence, la vitesse de rotation (ω_m) varie avec une certaine inertie qui est influencée notamment par la masse du rotor et les dispositifs d'amortissement. Pour émuler le comportement d'un SG classique et son inertie, l'équation de mouvement du rotor est mise à contribution. C'est le sujet de la prochaine section.

2.3.1 Équation du mouvement

En appliquant la loi de la dynamique pour une masse en rotation, on peut déduire l'équation (2.1) qui régit la rotation du rotor.

$$\sum C_i = C_{mec} - C_{elec} = J\alpha_m \quad (2.1)$$

Où

- α_m est l'accélération angulaire du rotor en rad.s⁻².
- J est le moment d'inertie du rotor en Kg.m².
- C_{mec} est le couple mécanique en N.m.
- C_{elec} est le couple électrique donné par le générateur en N.m.

Or, en substituant $\frac{d\omega_m}{dt}$ à α_m et en effectuant une multiplication de chaque côté de cette équation par ω_m , on parvient à la formulation de l'équation (2.2).

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_{mec} - P_{elec} \quad (2.2)$$

La puissance mécanique P_{mec} est considérée comme une puissance d'entrée, et elle est nommée P_{in} . De manière similaire, la puissance électrique P_{elec} fournie par le système est assimilée comme une puissance de sortie, et, par conséquent, elle est nommée P_{out} . En conditions stationnaires, il n'y a pas de divergence entre ces deux puissances. En fonction de son signe, pendant les phases transitoires, cette inégalité indique la puissance nécessaire pour ajuster la vitesse du rotor et la maintenir à une valeur constante. Afin d'émuler l'effet des amortisseurs d'un générateur synchrone classique, on intègre un coefficient d'amortissement (D), ce qui conduit à l'équation (2.3).

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} + D(\omega_m - \omega_g) = P_{in} - P_{out} \quad (2.3)$$

Où D est le facteur d'amortissement, ω_g est la vitesse angulaire mesurée à la charge et ω_m est la vitesse angulaire virtuelle.

2.3.2 Commande de l'angle θ

Recevant en entrée la valeur de la vitesse mesurée ω_g , ainsi que les puissances P_{out} et P_{in} , l'algorithme génère la vitesse de commande ω_m . Ensuite, un intégrateur est utilisé pour convertir la vitesse angulaire virtuelle en un angle de commande θ . Les détails de la technique de résolution sont expliqués dans la section 3.6. Le schéma bloc de la commande de l'angle θ est présenté à la figure 2.4.

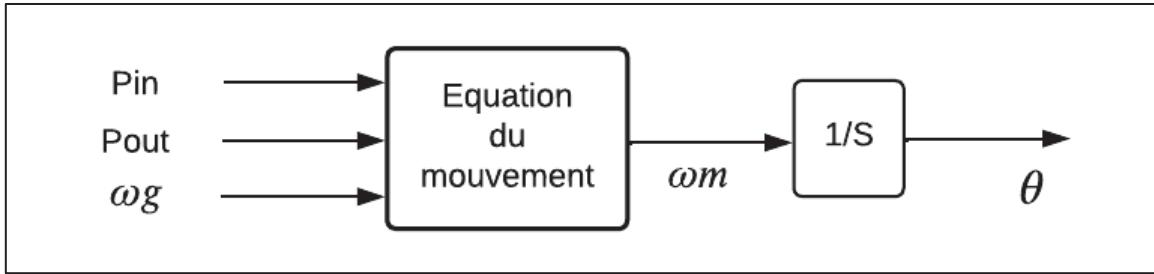


Figure 2.4 Schéma bloc du contrôle de l'angle θ

2.3.3 Unités de régulation

Afin d'émuler la caractéristique de statisme présente dans le contrôle des générateurs synchrones, le contrôle de statisme (appelé aussi Droop control) est mis en évidence. Ce contrôle est la première réponse lorsqu'une perturbation survient (Cupelli *et al.*, 2018). La tension de sortie du système et sa puissance réactive sont liées, comme présenté dans l'équation (2.4).

$$Q = Q_0 - K_1 \times (V_{out} - V_0) \quad (2.4)$$

Où Q est la puissance réactive, Q_0 est la puissance réactive nominale, K_1 est le gain de proportionnalité, V_{out} est la tension à la sortie ainsi que V_0 est la tension nominale. Une modification de la puissance réactive est provoquée en cas d'écart entre la tension de sortie et la tension nominale. On parle alors d'une régulation de tension-puissance réactive (Q-V droop).

Aussi, la fréquence et la puissance active sont liées comme illustre l'équation (2.5).

$$P = P_0 - K_2 \times (f - f_0) \quad (2.5)$$

Où P est la puissance active, P_0 est la puissance active nominale, K_2 est le gain de proportionnalité, f est la fréquence de la tension à la sortie ainsi que f_0 est la fréquence nominale. Pareillement, une variation de la puissance active survient en cas d'écart entre la fréquence et la fréquence nominale. On parle alors d'une régulation de fréquence-puissance active (P-f droop).

2.3.3.1 Régulateur P- ω

Le régulateur P- ω ajuste la puissance active en fonction de la fréquence. En cas de diminution de la fréquence par rapport à la fréquence nominale, le VSG augmente sa production de puissance active afin de compenser cette baisse et de stabiliser la fréquence, comme illustré à la figure 2.5.

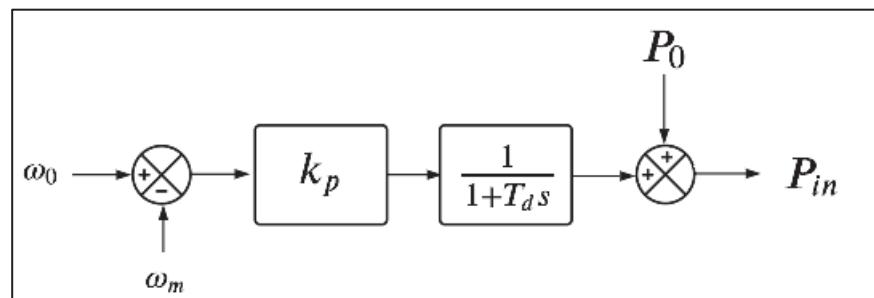


Figure 2.5 Schéma bloc du régulateur P- ω
Tirée et adaptée de Bevrani et al., (2017, p. 310)

Où ω_0 est la vitesse angulaire nominale, ω_m est la vitesse angulaire virtuelle, P_0 est la puissance active nominale, T_d est la constante de temps du retard du régulateur utilisée pour simuler la réponse mécanique retardée d'un régulateur réel d'un générateur synchrone ainsi que k_p est le gain du régulateur.

2.3.3.2 Régulateur Q-V

Le régulateur Q-V ajuste la puissance réactive en fonction des variations de la tension. Lorsque la tension de sortie diminue par rapport à la tension nominale, la production de puissance réactive augmente pour compenser cette baisse et stabiliser la tension comme perceptible dans la figure 2.6.

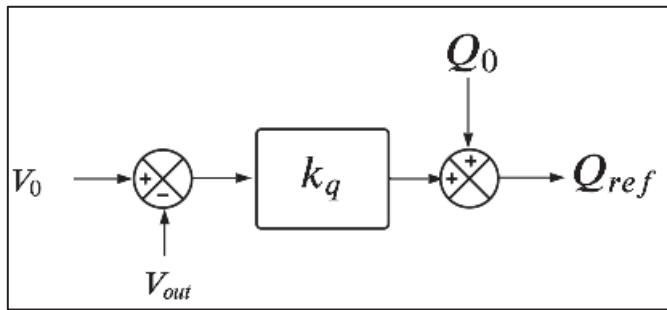


Figure 2.6 Schéma bloc du régulateur Q-V
Tirée et adaptée de Bevrani et al., (2017, p. 310)

Où V_0 est la tension nominale, V_{out} est la tension à la sortie, Q_0 est la puissance réactive nominale ainsi que k_q est le gain du régulateur.

2.3.3.3 Régulateur PI

En effet, ce régulateur PI est utilisé pour annuler l'écart entre la puissance de référence Q_{ref} générée par le régulateur Q-V et la puissance de sortie Q_{out} , tel que représenté sur la figure 2.7.

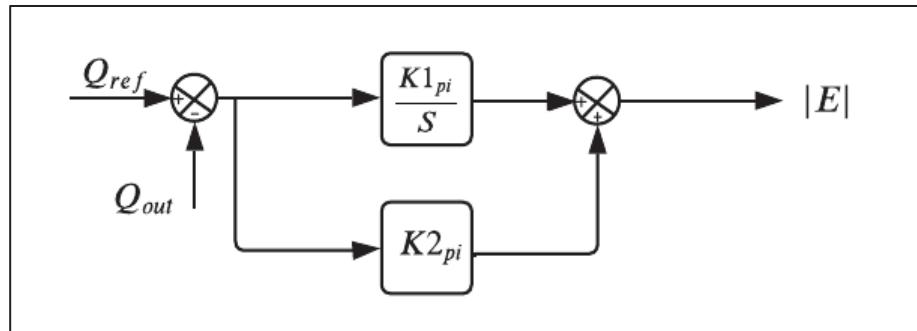


Figure 2.7 Schéma bloc du régulateur PI
Adaptée de Bevrani et al., (2017, p. 309)

Où $K1_{pi}$ et $K2_{pi}$ correspondent respectivement aux gains de la partie intégrale et de la partie proportionnelle du régulateur PI.

2.3.4 Boucle à verrouillage de phase

Le bloc détecteur de fréquence identifie la fréquence et l'angle de la tension de sortie. La boucle à verrouillage de phase (PLL) joue le rôle d'unité de détection de fréquence. Le schéma bloc d'une unité PLL est illustré dans la figure 2.8.

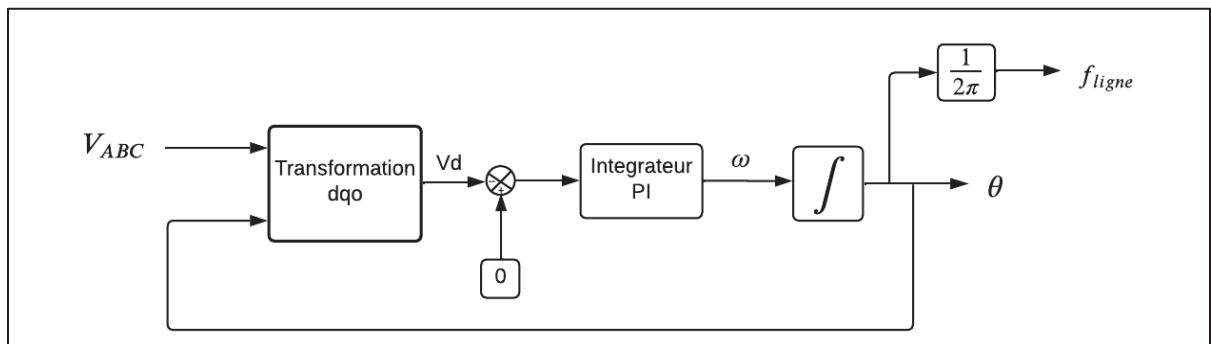


Figure 2.8 Schéma bloc du détecteur de fréquence

Pour transformer les composantes triphasées (V_{ABC}) en coordonnées dq (V_{dq}) comme illustré dans la figure 2.9, deux changements de repères sont effectués.

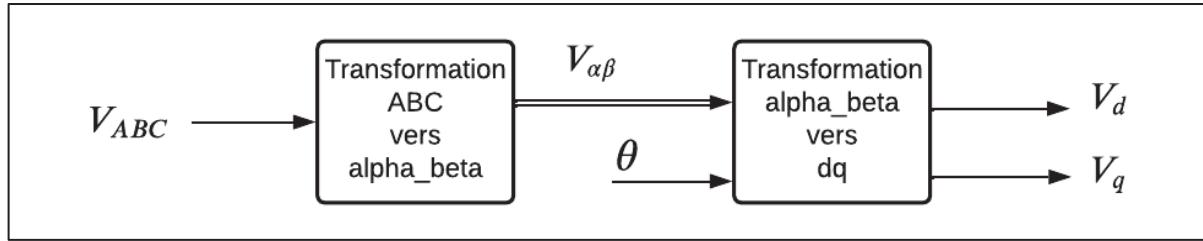


Figure 2.9 Schéma bloc du changement du référentiel ABC vers dq

La première matrice de transformation $T_{ABC/\alpha\beta}$ donnée par l'équation (2.6) sert à transformer les composantes triphasées (V_{ABC}) en cordonnées alpha/beta ($V_{\alpha\beta}$). Elle est donnée par

$$T_{ABC/\alpha\beta} = \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

La deuxième matrice de transformation $T_{\alpha\beta/dq}$ donnée par l'équation (2.7) permet de convertir les composantes alpha/beta ($V_{\alpha\beta}$) en repère dq (V_{dq}). Elle s'exprime par

$$T_{\alpha\beta/dq} = \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\Theta) & \sin(\Theta) \\ -\sin(\Theta) & \cos(\Theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Où Θ est l'angle de la tension à la sortie.

2.3.5 Mesures de puissances réactive et active

Le bloc de mesure de puissances détermine les valeurs des puissances active P_{out} et réactive Q_{out} de sortie comme indiqué dans les équations (2.8) et (2.9). Afin de simplifier la représentation, l'indice temporel t est exclu des variables.

$$P_{out} = V_{out_a} i_{out_a} + V_{out_b} i_{out_b} + V_{out_c} i_{out_c} \quad (2.8)$$

$$Q_{out} = \frac{1}{\sqrt{3}} [i_{out_a}(V_{out_b} - V_{out_c}) + i_{out_b}(V_{out_c} - V_{out_a}) + i_{out_c}(V_{out_a} - V_{out_b})] \quad (2.9)$$

Le schéma fonctionnel du bloc de mesure de puissances active et réactive est présenté à la figure 2.10.

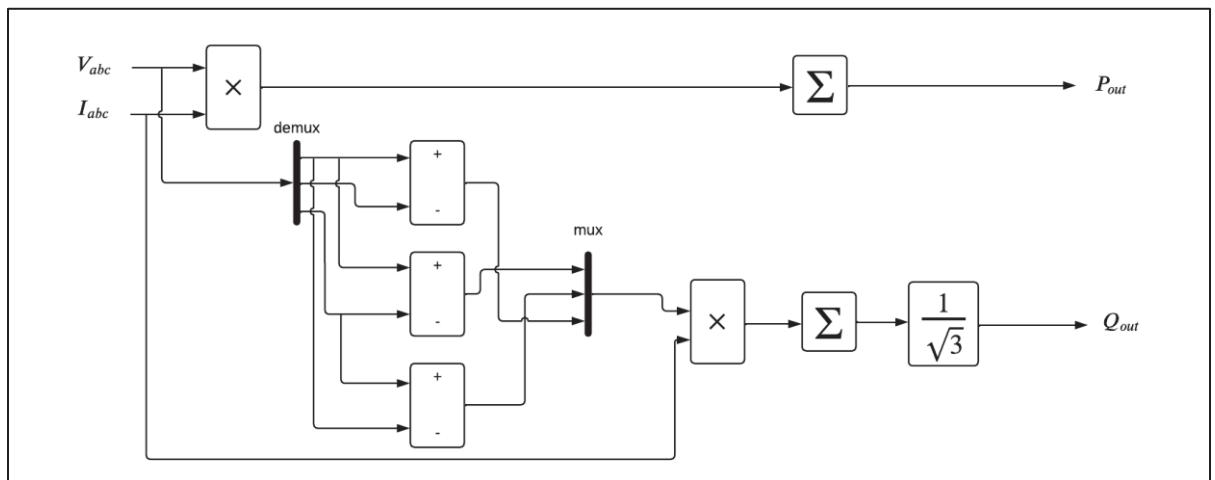


Figure 2.10 Bloc de mesure de puissances

2.3.6 Approche pour la résolution de l'équation du mouvement

En utilisant un code Matlab, une équation de validation a été utilisée pour garantir la précision de l'approche numérique Runge-Kutta 4. Cette approche offre un équilibre optimale entre la précision et la complexité de calcul. elle est plus précise que Runge-Kutta 2 et Runge-Kutta 3, mais elle est moins précise que Runge-Kutta 5. Cependant, la méthode de Runge-Kutta 5 introduit une complexité de calcul supplémentaire par rapport à Runge-Kutta 4. Compte tenu de la connaissance préalable de la solution de cette dernière, une comparaison a été effectuée entre la solution exacte et la méthode de résolution numérique RK-4.

2.3.6.1 Validation de la méthode de résolution

Nous avons choisi l'équation (2.10) comme exemple pour assurer l'efficacité de la méthode de résolution numérique (RK-4) dans l'environnement Matlab/Simulink. Cette dernière a été sélectionnée en raison de sa simplicité et du fait que sa solution analytique est établie (Gadisa et Garoma, 2017), telle que fournie dans l'équation (2.11).

$$y'(x) = x^2 + xy \quad \text{avec} \quad y(0) = 1 \quad (2.10)$$

$$y(x) = \sqrt{2} e^{\frac{x^2}{2}} \int_0^{\frac{x^2}{\sqrt{2}}} e^{-t^2} dt + e^{\frac{x^2}{2}} - x \quad (2.11)$$

Les étapes détaillées de l'application de l'algorithme de la méthode numérique RK4 pour résoudre l'équation (2.8) sont exposées dans les équations (2.12) à (2.16).

$$K1 = h \cdot f(x_n, y_n) \quad (2.12)$$

$$K2 = h \cdot f(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{K1}{2}) \quad (2.13)$$

$$K3 = h \cdot f(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{K2}{2}) \quad (2.14)$$

$$K4 = h \cdot f(x_n + h, y_n + K3) \quad (2.15)$$

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{6} (K1 + 2K2 + 2K3 + K4) \quad (2.16)$$

Le Tableau 2.1 présente les résultats issus de la solution exacte et de la résolution numérique avec un intervalle $h = 0.1s$. L'écart entre les solutions exacte et numérique est évalué en utilisant l'équation 2.17.

$$erreur = y_{exact}(x) - y(x) \quad (2.17)$$

Tableau 2.1 Les valeurs exactes, numériques et l'erreur pour un pas $h = 0.1s$

X	Solution exacte $y_{exact}(x)$	Runge Kutta 4	
		$y(x)$	Erreur
0	1	1	0
0.1	1.00534652	1.00534648	4.16045076e-08
0.2	1.02288946	1.02288937	8.26715582e-08
0.3	1.05519196	1.06551918	1.23028944e-07
0.4	1.10531895	1.10531878	1.63324792e-07
0.5	1.17697497	1.17697476	2.05804531e-07
0.6	1.27467899	1.27467873	2.55623723e-07
0.7	1.40398831	1.40398799	3.23029686e-07
0.8	1.57178776	1.57178734	4.26941256e-07
0.9	1.78666585	1.78666525	6.00768873e-07
1	2.05940740	2.05940650	9.01815251e-07

D'après les résultats obtenus, on remarque que la résolution en utilisant la méthode Runge-Kutta 4 avec un pas de temps $h = 0.1s$ assure une précision adéquate étant donné que la moyenne de l'écart entre les deux solutions, exacte et numérique, est faible soit de l'ordre de 2.84 e^{-7} . En se basant sur ces résultats, l'équation (2.3) va donc être résolue en employant la méthode Runge-Kutta 4 à l'aide du logiciel Matlab.

2.3.6.2 Calcul de la vitesse angulaire virtuelle

Avant de pouvoir résoudre l'équation du mouvement, il est nécessaire de commencer par extraire la vitesse angulaire virtuelle comme montre l'équation (2.18).

$$\omega_m' = \frac{P_{in} - P_{out} - D(\omega_n - \omega_g)}{J\omega_n} \quad (2.18)$$

L'algorithme utilisé pour la résolution de cette dernière équation est présenté à la figure 2.11, où le bloc d'initialisation sert à initialiser les paramètres du VSG, notamment le facteur d'amortissement (D), l'inertie (J) et le pas de temps (h).

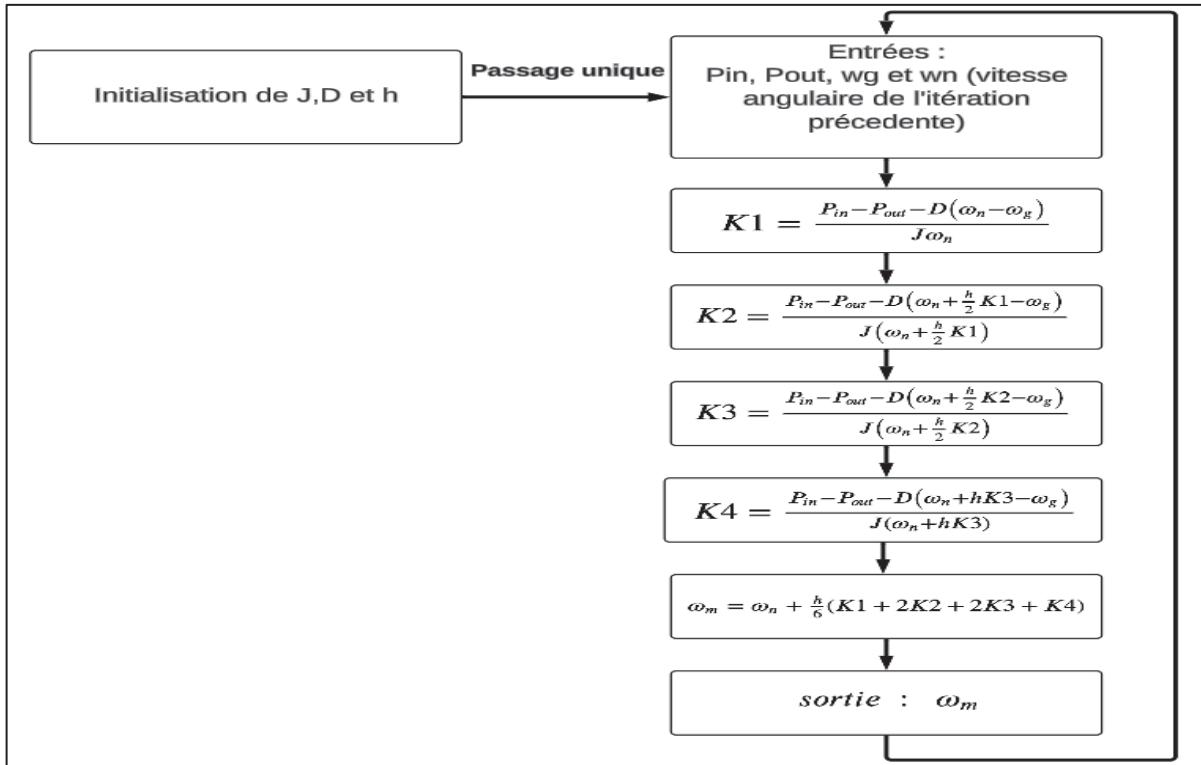


Figure 2.11 Algorithme pour résoudre l'équation du mouvement
Tirée et adaptée de Bevrani et al., (2017, p. 313)

2.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la modélisation d'un générateur synchrone virtuel (VSG). Nous avons repris la démonstration de l'équation du mouvement, qui joue un rôle crucial dans la performance du générateur synchrone virtuel. La description et l'explication des blocs utilisés, ainsi que de leurs contributions, ont été fournies. Par ailleurs, pour résoudre l'équation du mouvement, nous avons testé la méthode numérique RK-4. L'exécution de ces expérimentations est impérative pour assurer la précision et la fiabilité de la résolution. Les résultats de la simulation en configuration déconnectée (mode isolé) sont présentés dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 3

TEST D'UN VSG EN MODE ISOLÉ

3.1 Introduction

Ce chapitre se concentrera sur la validation du générateur synchrone virtuel en mode isolé. Cette situation peut se présenter lorsque l'onduleur opère en mode autonome, sans connexion au réseau électrique. Ensuite, nous analyserons les résultats de la simulation d'un onduleur contrôlé par la commande VSG à la suite de diverses perturbations de charge.

L'un des buts de la commande via un générateur synchrone virtuel est d'atténuer les variations de tension et de fréquence en cas de perturbation. C'est pour cela, nous nous concentrerons sur les allures de tension à la sortie, la fréquence du VSG ainsi que son taux de variation (RoCoF).

3.2 Résultats obtenus de la simulation du VSG en mode isolé

La figure 3.1 présente le schéma de simulation du VSG en mode isolé. Le VSG alimente une charge résistive principale de 25 kW à travers un filtre LC. Le sectionneur K1 permet d'ajouter une autre charge résistive aux intervalles [1 s à 1,5 s] et [2,1 s à 2,6 s], afin d'observer l'effet d'une surcharge brusque sur la puissance et la fréquence du VSG, ainsi que sur la tension et le courant aux bornes de la charge. En configuration ligne à ligne, la tension nominale est 575 V.

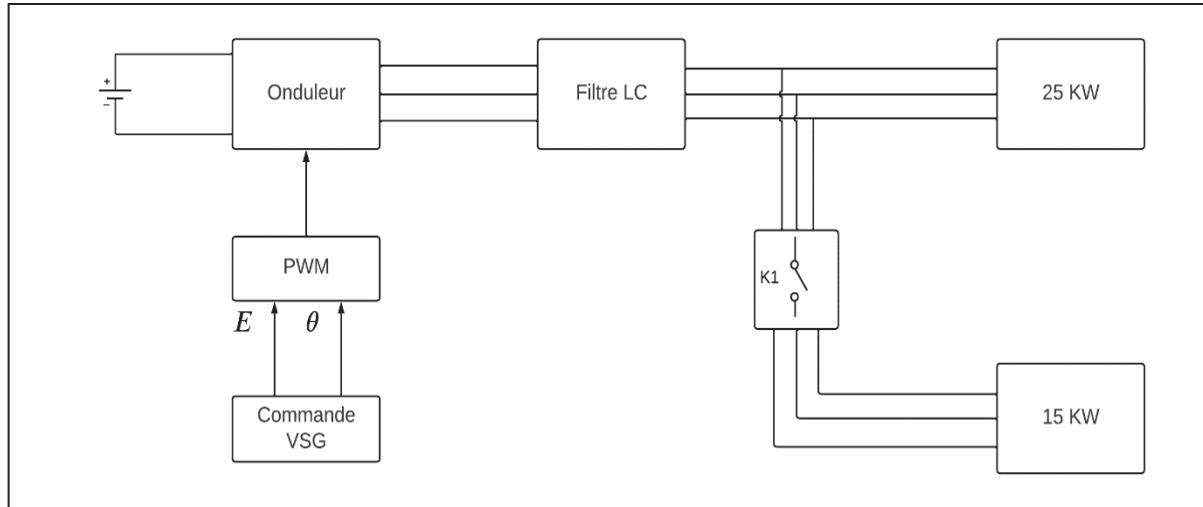


Figure 3.1 Modèle de simulation du générateur synchrone virtuel en mode isolé

Le tableau 3.1 illustre les valeurs des variables du générateur synchrone virtuel.

Tableau 3.1 Les variables du générateur synchrone virtuel

Symbole	Description	Valeur	Unité
h	Pas de temps (algorithme Runge-Kutta)	0,1	s
J	Moment d'inertie	0,99	$\text{Kg} \cdot \text{m}^2$
D	Facteur d'amortissement	0,035	N/A

3.2.1 Analyse des puissances

La figure 3.2 présente les caractéristiques des puissances d'entrée et de sortie de l'onduleur notées P_{in} et P_{out} . La puissance P_{in} est obtenue en calculant le produit de la tension et le courant à l'entrée de l'onduleur.

Le VSG alimente initialement une charge résistive de 25 kW, puis une seconde charge résistive de 15 kW est connectée aux intervalles [1 s ; 1,5 s] et [2,1 s ; 2,6 s]. On remarque que la puissance d'entrée suit la puissance de sortie comme présenté à la figure 3.2. la variation de charge est directement perceptible sur P_{out} .

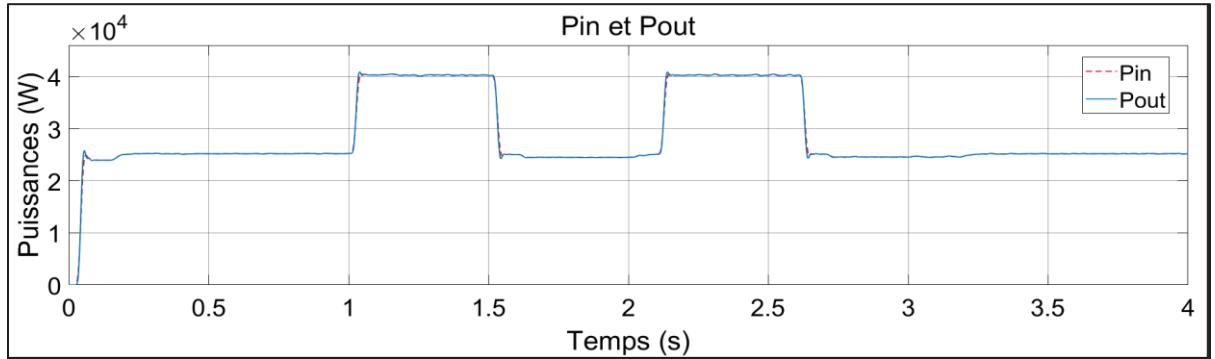


Figure 3.2 Caractéristiques des puissances à la suite des perturbations

3.2.2 Analyse de fréquence

La figure 3.3 présente la réponse en fréquence du VSG après la connexion d'une surcharge de 15 kW, ajoutée à la charge principale, aux intervalles [1 s ; 1,5 s] et [2,1 s ; 2,6 s] à l'aide du sectionneur K1. Un agrandissement de la fréquence du VSG est illustré à la figure 3.4. Dès le début de simulation, on remarque que le contrôle VSG parvient à ramener la fréquence à sa valeur souhaitée de 60 Hz et à la maintenir à ce niveau.

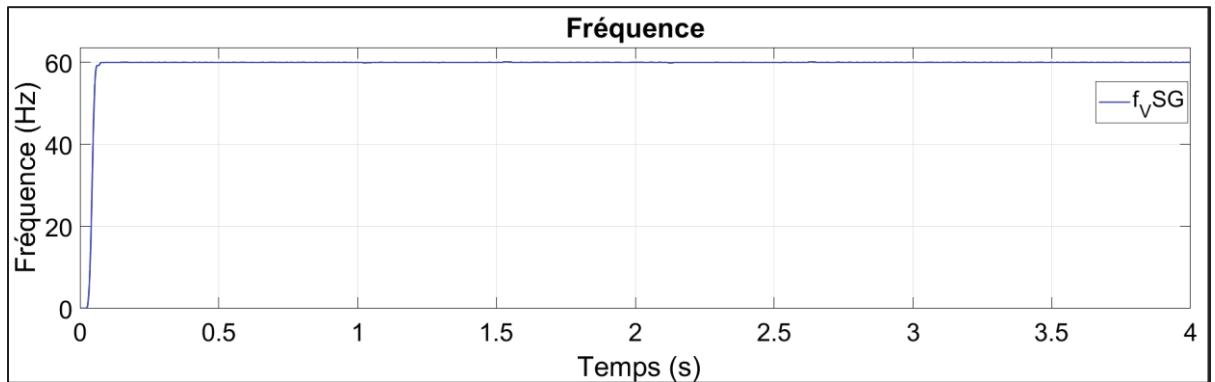


Figure 3.3 Fréquence du VSG

Si on examine la situation juste après la fermeture de l'interrupteur K1, à $t = 1\text{s}$ ou à $t = 2.1\text{s}$, on observe une chute rapide de la fréquence en raison de la nature instantanée de la surcharge.

Cette baisse de fréquence est suivie d'une stabilisation de la fréquence. On remarque alors que le contrôle VSG ramène la fréquence à sa valeur nominale et atténue la baisse de fréquence.

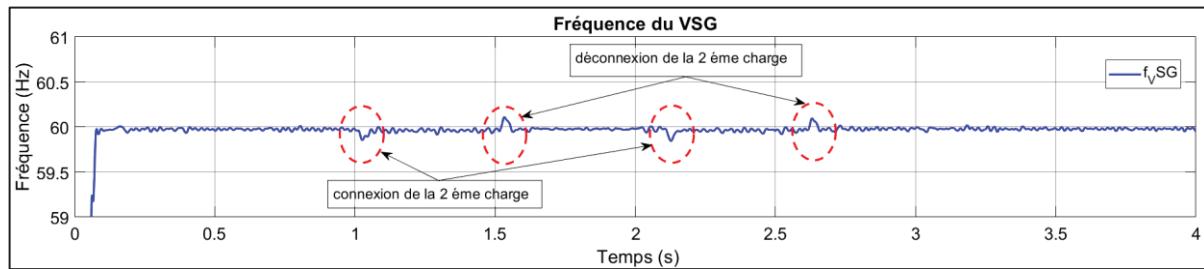


Figure 3.4 Agrandissement de la fréquence du VSG

De même, lors de la déconnexion de la surcharge à $t = 1.5s$ ou à $t = 2.6s$, on constate que la commande par VSG arrive à réduire l'augmentation de fréquence et de ramener cette dernière à sa valeur nominale. Cette réaction met en évidence la nature inertielle de la commande VSG. Néanmoins, les fluctuations de la fréquence ne sont pas assez majeures, mais il est possible d'envisager une chute moins prononcée. En variant les paramètres de l'équation du mouvement (J et D), il est possible d'ajuster l'amortissement de la fréquence (Lamalle, 2020).

Quant au taux de variation de la fréquence (RoCoF), tel que présenté dans la figure 3.5, il fluctue dans une fourchette de -8 à 10 Hz/s. L'augmentation du RoCoF au début de la simulation est due à l'évolution de la fréquence de 0 Hz à 60 Hz dans un intervalle de temps réduit. Les brusques augmentations du RoCoF sont dues à la connexion (à $t=1s$ et à $t=2.1s$) et à la déconnexion (à $t=1.5s$ et à $t=2.6s$) des charges supplémentaires, comme nous l'avons décrit précédemment. Les valeurs des pics du RoCoF sont influencées par l'inertie de la machine et de la surcharge ajoutée.

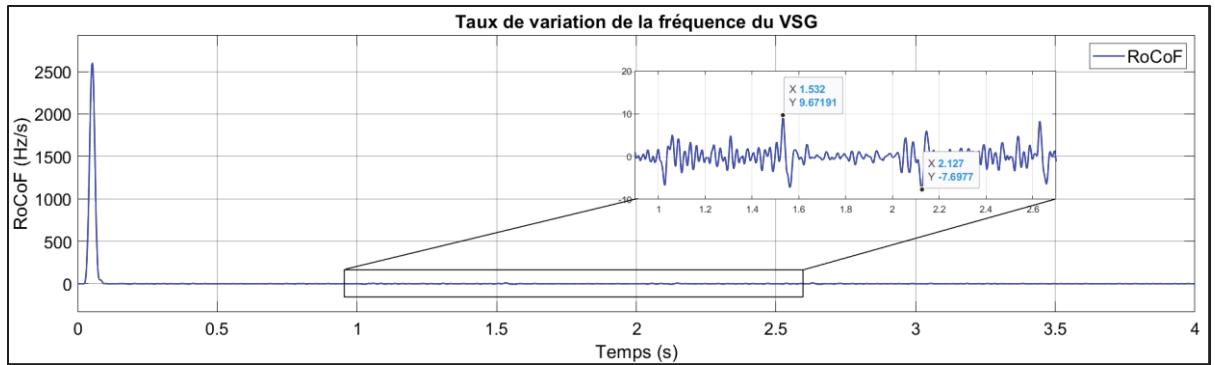


Figure 3.5 Taux de variation de la fréquence du VSG

3.2.3 Analyse des formes d'ondes du courant et de la tension de sortie

Afin de visualiser le comportement du système, nous avons choisi de tracer les formes d'ondes du courant et de la tension mesurées aux bornes de la charge (deux charges résistives en parallèles), comme le montrent les figures 3.6 et 3.7.

Comme illustré dans la figure 3.6, on observe deux légères variations dans les ondes de tension, dues à la connexion instantanée de la surcharge aux instants $t = 1.5s$ et $t = 2.6s$. Ces variations sont rapidement corrigées par la commande VSG.

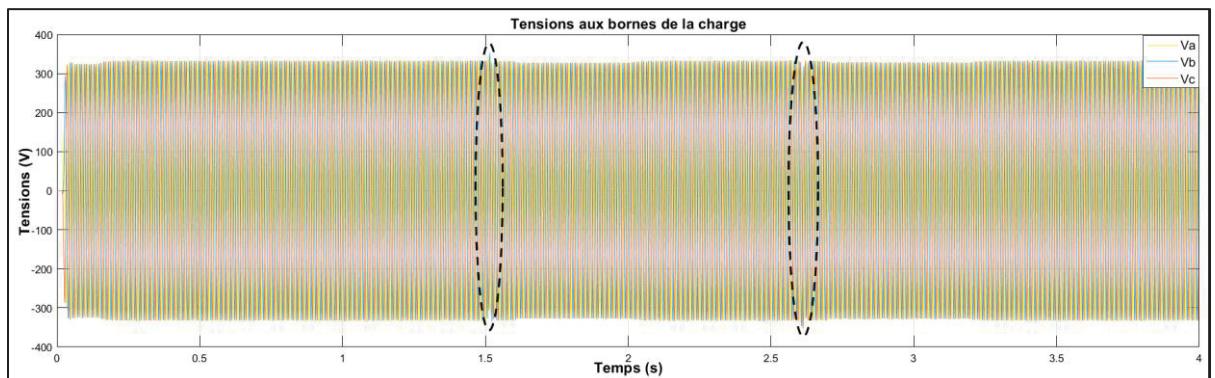


Figure 3.6 Les tensions mesurées aux bornes de la charge

De même, on constate des pics de courant durant les intervalles $[1s ; 1.5s]$ et $[2.1s ; 2.6s]$

comme perceptible dans la figure 3.7. Ces pics de courant sont dus à la connexion de la surcharge.

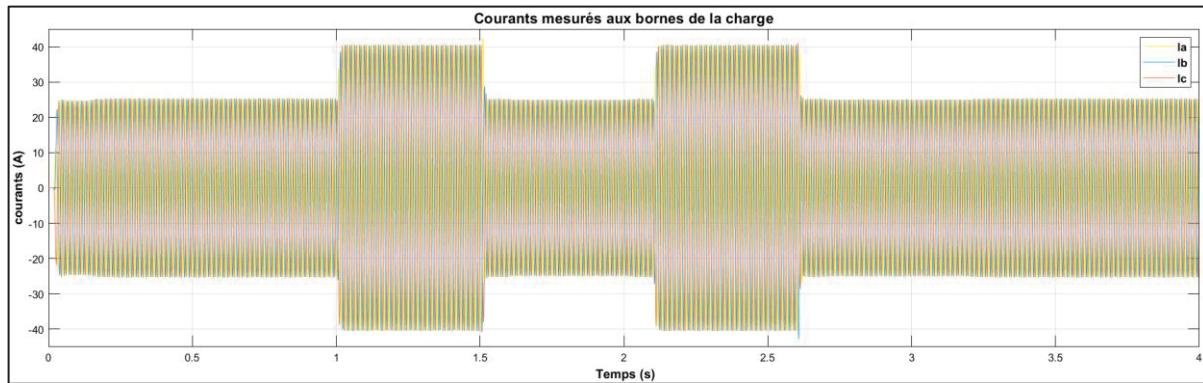


Figure 3.7 Les courants mesurés aux bornes de la charge

Un agrandissement de la tension aux bornes de la charge est présenté à la figure 3.8. On observe que la commande de l'onduleur par VSG a stabilisé les tensions et les a ramenées vers les valeurs souhaitées.

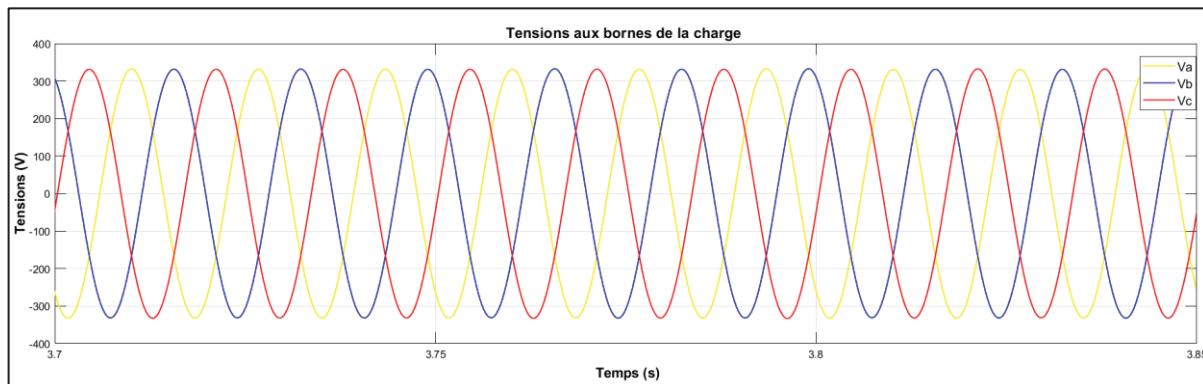


Figure 3.8 Agrandissement de la tension mesurée aux bornes de la charge

3.2.4 Test de robustesse de la commande VSG

Afin de garantir la stabilité de la commande du VSG, nous avons réalisé une simulation où le VSG alimente une charge résistive principale de 25 kW et subit deux surcharges supplémentaires, comme illustré à la figure 3.9. Ces surcharges varient de 30 % à 40 % de la charge principale. La première surcharge de 7,5 kW est ajoutée pendant l'intervalle [1 s ; 3,5s] l'aide du sectionneur K2. Quant à la deuxième surcharge, elle est connectée à l'aide du sectionneur K1 pendant l'intervalle [2 s ; 4 s].

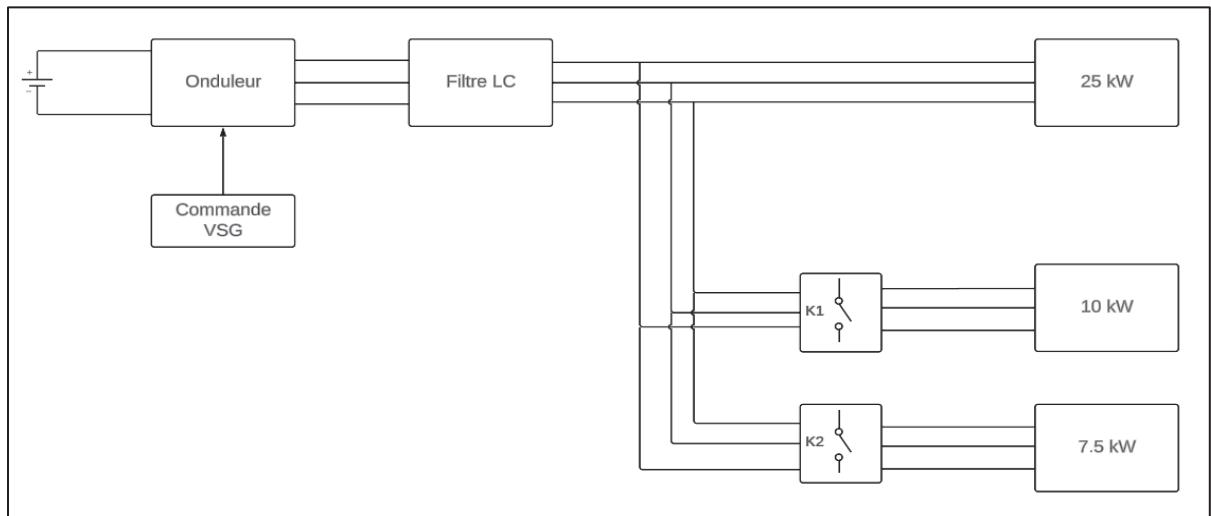


Figure 3.9 Schéma de simulation du VSG avec deux surcharges résistives

La figure 3.10 présente les caractéristiques des puissances d'entrée et de sortie de l'onduleur notées P_{in} et P_{out} .

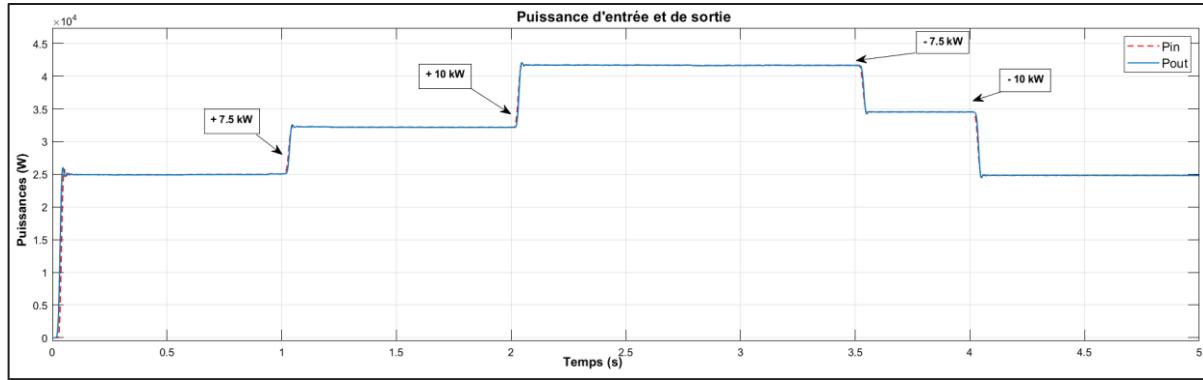


Figure 3.10 Les puissances d'entrée et de sortie

Comme illustré dans la figure 3.10, il est évident qu'une modification de la charge entraîne une variation immédiate de la puissance de sortie et d'entrée de l'onduleur. La première surcharge de 7,5 kW est ajoutée à $t = 1\text{s}$, puis retirée à $t = 3,5\text{s}$, suivie de la seconde surcharge de 10 kW qui est connectée à $t = 2\text{s}$ et retirée à $t = 4\text{s}$.

La figure 3.11 présente la réponse en fréquence du VSG après la connexion des deux surcharges ajoutées à la charge principale, aux intervalles $[1\text{s} ; 3,5\text{s}]$ et $[2\text{s} ; 4\text{s}]$ à l'aide des sectionneurs K1 et K2.

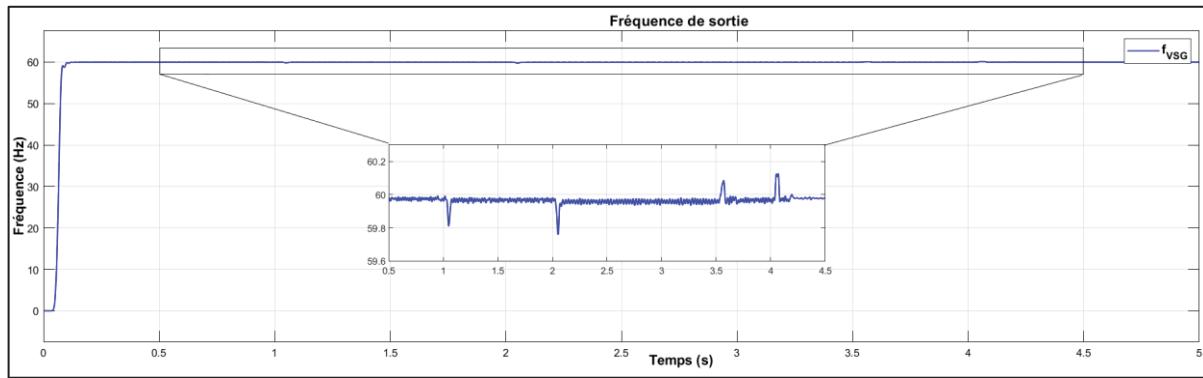


Figure 3.11 Fréquence du VSG

La commande VSG démontre son efficacité pour maintenir la fréquence stable malgré les surcharges et les délestages soudains, comme le montre la figure 3.11. Il est remarquable que des diminutions de fréquence surviennent au moment de l'application des surcharges et des

délestages aux intervalles [1 s ; 3,5 s] et [2 s ; 4 s], mais ces variations sont rapidement atténuées grâce à la commande VSG. De plus, il est à noter que l'ampleur des baisses de fréquence est proportionnelle à l'importance de la surcharge. Dans notre cas, la diminution de fréquence due à la surcharge de 10 kW est plus significative que celle résultant de la surcharge de 7,5 kW. Cette observation vaut également pour les délestages.

Comme présentée dans la figure 3.12, le taux de variation de la fréquence fluctue entre -10 Hz/s et 10 Hz/s. On remarque que les variations du RoCoF sont proportionnelles aux surcharges et aux délestages, comme décrit précédemment.

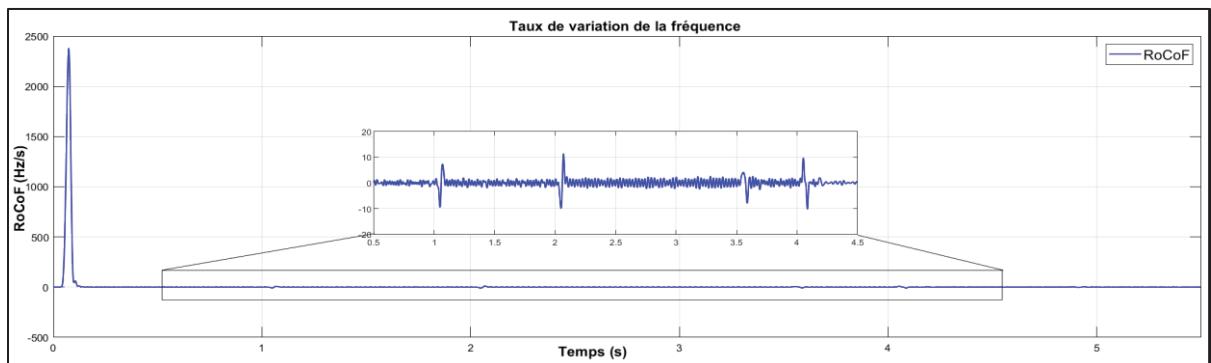


Figure 3.12 Caractéristique du ROCOF

De plus, les résultats de cette configuration sont cohérents avec ceux obtenus précédemment. Nous avons observé que la commande du VSG reste stable même en présence de contraintes élevées, telles que les surcharges et les délestages consécutifs.

3.3 Conclusion

Dans ce chapitre, des simulations ont été réalisées pour évaluer le comportement d'un onduleur contrôlé par une commande VSG en mode isolé. La réponse inertielle du générateur synchrone virtuel face à diverses perturbations (surcharges et décharges) a été confirmée par l'allure fréquentielle. En ajustant certains paramètres spécifiques tel que l'inertie et le facteur d'amortissement, la légère variation de fréquence repérée à la suite des perturbations peut être

amélioré. En dernier lieu, la commande a passé avec succès des tests de stabilité impliquant plusieurs surcharges et délestages consécutifs.

CHAPITRE 4

Test du VSG en mode connecté

4.1 Introduction

À la suite de la réalisation des tests sur le générateur synchrone virtuel en mode isolé, ce chapitre se concentrera sur la validation du VSG en mode connecté. Ce dernier est connecté au réseau à travers un transformateur de tension (25kV/575V). Le réseau alimente également des maisons via un transformateur (25kV/240V). Les charges se trouvent à 80 km du poste de distribution. À cette distance, la résistance linéaire des câbles est de 6,42 mΩ/km, tandis que l'inductance est de 1,9 mH/km. Les détails des calculs de l'impédance des lignes de distribution est présentée dans la section 2.2.3.

Ensuite, nous examinerons les résultats de simulation à la suite de certaines perturbations et nous nous concentrerons sur les formes d'ondes des tensions, des puissances et des fréquences afin d'évaluer la capacité du VSG à atténuer les variations induites par ces perturbations.

4.2 Schémas de simulation du VSG en mode connecté

Les schémas de simulation de la machine synchrone virtuelle en mode connecté au réseau sont présentés aux figures 4.1 et 4.2. Afin d'étudier la réaction du VSG face aux perturbations, deux manipulations ont été effectuées. Dans les deux manipulations, le VSG est connectée au réseau via un transformateur (25kV/575V). Parallèlement, le réseau alimente six résidences à travers un transformateur (25kV/240V). Ces manipulations sont décrites dans les paragraphes suivants.

Manipulation 1 : Comme présenté à la figure 4.1, le générateur synchrone virtuel est connecté au réseau via un transformateur (25 kV/575 V) et alimente une charge résistive principale de 15 kW ainsi que deux charges auxiliaires de 25 kW et 50 kW. Ces charges auxiliaires seront connectées respectivement aux intervalles [0,15 s ; 0,3 s] et [0,5 s ; 0,7 s] à l'aide des

sectionneurs K1 et K2. Les résidences connectées au réseau via un transformateur (25 kV/240 V) ne sont pas perturbées. Afin d'observer l'influence du VSG sur le réseau et sur les tensions des consommateurs, nous avons activé et désactivé la compensation du VSG.

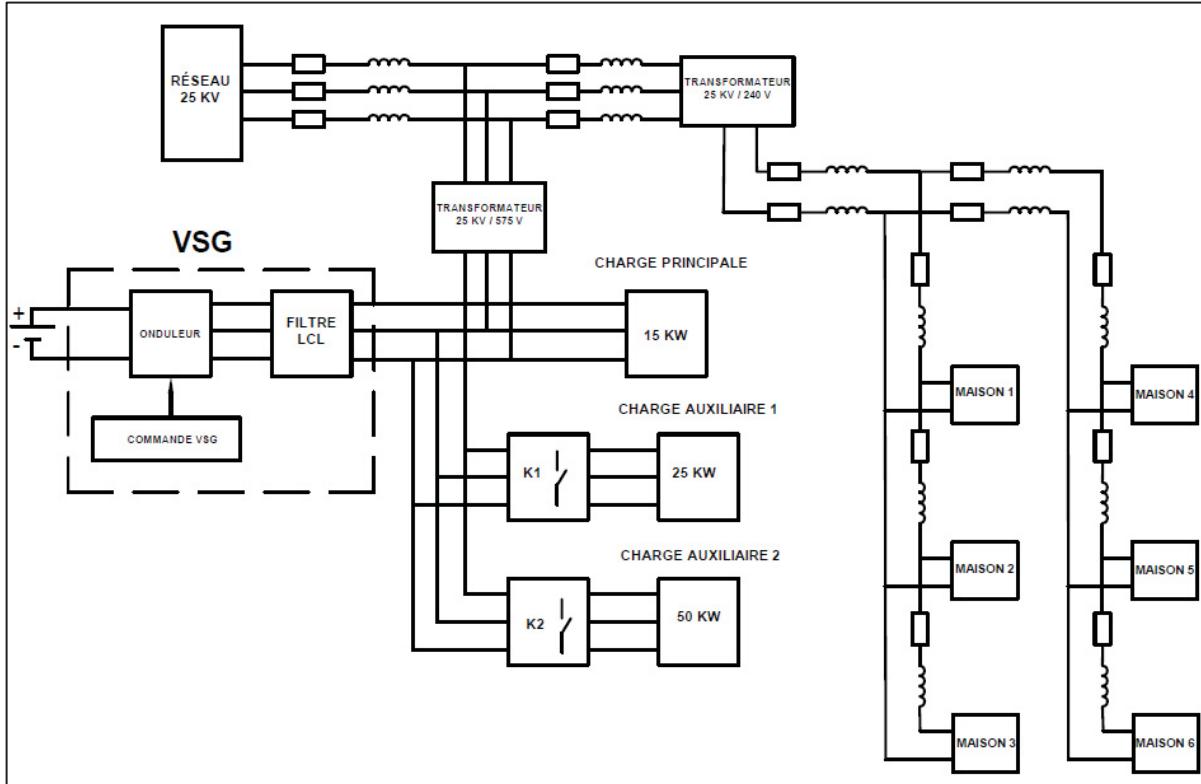


Figure 4.1 Schéma de simulation de la manipulation 1

Manipulation 2 : Comme présenté à la figure 4.2, le générateur synchrone virtuel est connecté directement au réseau à travers un transformateur (575V/25kV). De même, le réseau alimente six résidences à travers un transformateur (25kV/240V). Dans cette manipulation, les résidences sont perturbées par l'injection de courant actif (réel), noté R_e , et de courant réactif (imaginaire), noté I_{img} . Chaque bloc "MAISON" contient une charge résistive représentant la charge des consommateurs, ainsi qu'un PLL monophasé permettant de détecter l'angle de phase du réseau au point de connexion. Cet angle de phase est ensuite transmis à un bloc sinus ou cosinus, puis multiplié par l'amplitude du courant afin d'obtenir respectivement la composante imaginaire ou réelle. Ces composantes sont ensuite injectées dans le réseau à travers le bloc source de courant contrôlée. Il fut également opté pour activer et désactiver la compensation

du générateur synchrone virtuel (VSG) afin d'observer son effet sur le réseau et sur les tensions délivrées aux consommateurs. Les prochaines sections illustrent les résultats obtenus.

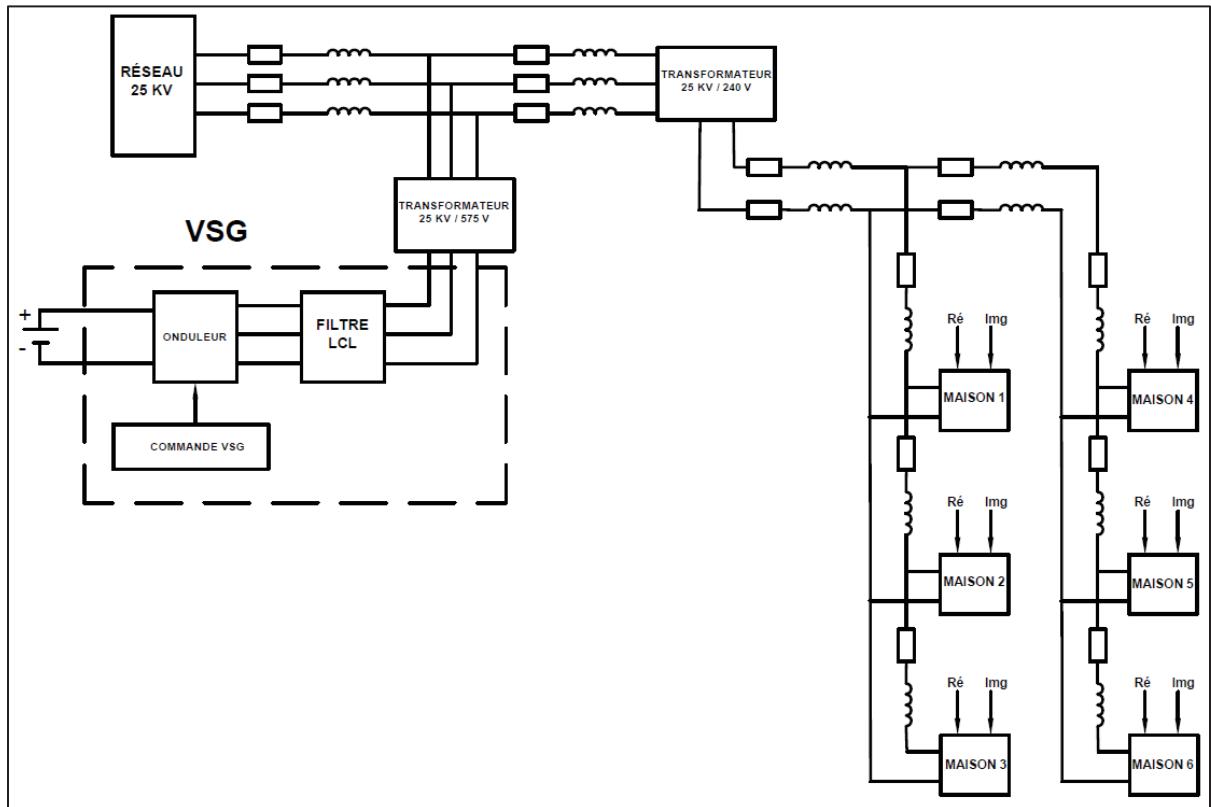


Figure 4.2 Schéma de simulation de la manipulation 2

4.2.1 Résultat de simulation de la manipulation 1

4.2.1.1 Analyse de fréquence

Les figures 4.3 et 4.4 présentent la réponse du contrôle en fréquence du VSG ainsi que le taux de variation de celle-ci. Dès le début de la simulation, il est notable que le contrôle par VSG parvient à ajuster rapidement la fréquence à sa valeur cible de 60 Hz et à la maintenir à ce niveau nominal malgré les variations des charges.

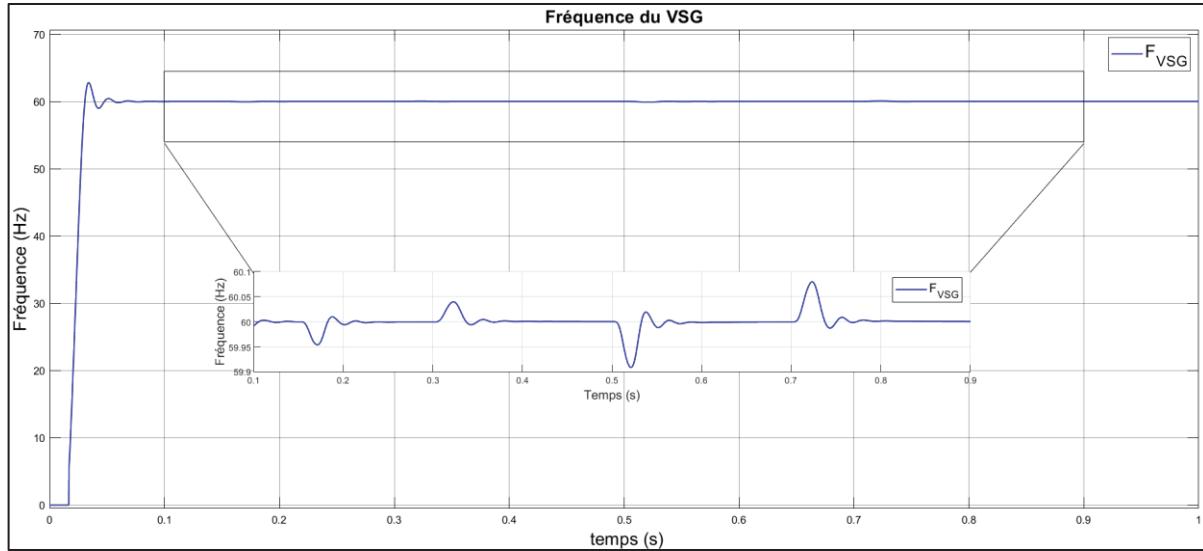


Figure 4.3 Caractéristique de la fréquence

Comme présenté dans la figure 4.3, un agrandissement de la fréquence a été effectué afin d'analyser l'impact des perturbations de charge sur la fréquence du VSG. Dès le début de la simulation, on remarque que le contrôle par VSG réussit à stabiliser la fréquence à sa valeur nominale. Cependant, la fermeture de l'interrupteur K1 à l'instant $t = 0,15$ s entraîne une chute de la fréquence due à la connexion instantanée de la première charge auxiliaire de 25 kW. Malgré cette surcharge, le régulateur réussit à stabiliser la fréquence à sa valeur nominale. De même, la déconnexion de la première charge à $t = 0,3$ s entraîne une augmentation de la fréquence. Le régulateur atténue cette augmentation et ramène la fréquence à sa valeur nominale. Le même scénario se reproduit lorsque la deuxième charge auxiliaire de 50 kW est connectée via l'interrupteur K2 à l'instant $t = 0,5$ s, puis déconnectée à $t = 0,7$ s. On observe une variation plus marquée de la fréquence, suivie d'une stabilisation. En analysant la courbe de fréquence, il est évident que la variation de fréquence due à la deuxième charge auxiliaire de 50 kW est plus prononcée que celle observée lors de la première charge auxiliaire de 25 kW. Ainsi, on note que plus la charge est importante, plus la variation de fréquence est significative. Dans l'ensemble, le contrôle par VSG se révèle efficace pour ramener la fréquence à sa valeur nominale et pour atténuer les variations de fréquence, grâce à sa nature inertielle.

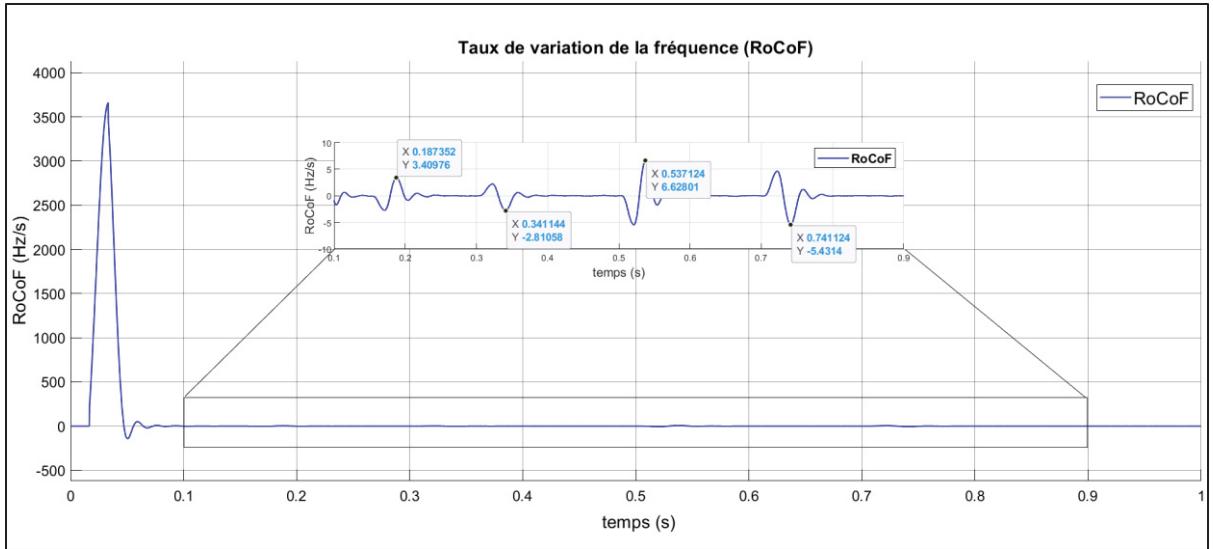


Figure 4.4 Taux de variation de fréquence

La figure 4.4 présente le taux de variation de la fréquence (RoCoF), qui varie dans une plage comprise entre -6 à 7 Hz/s. L'augmentation du taux observée au début de la simulation est due à la variation rapide de la fréquence, passant de 0 Hz à 63 Hz en un intervalle de temps très court.

Les variations du RoCoF sont principalement dues à la connexion (à $t=0.15$ et à $t=0.5$) et à la déconnexion des charges auxiliaires (à $t=0.3$ s et à $t=0.7$ s). Comme présenté à la figure 4.4, plus les surcharges et les délestages sont importants, plus le taux de variation de la fréquence est significatif (pour la première surcharge de 25kW, RoCoF = 3.4 Hz/s, tandis que pour la deuxième surcharge de 50kW, RoCoF = 7 Hz/s). Donc, le contrôle du VSG réussi à atténuer les variations de fréquence et ramène son taux de variation proche de zéro après chaque perturbation de charge. Il convient de noter que les pics du RoCoF sont d'autant plus élevés que la charge est plus importante.

4.2.1.2 Analyse des puissances

Pour évaluer l'influence de la compensation du VSG sur les puissances active et réactive du réseau, le modèle a été simulé avec et sans compensation. De plus, le flux de puissance active du modèle a été calculé.

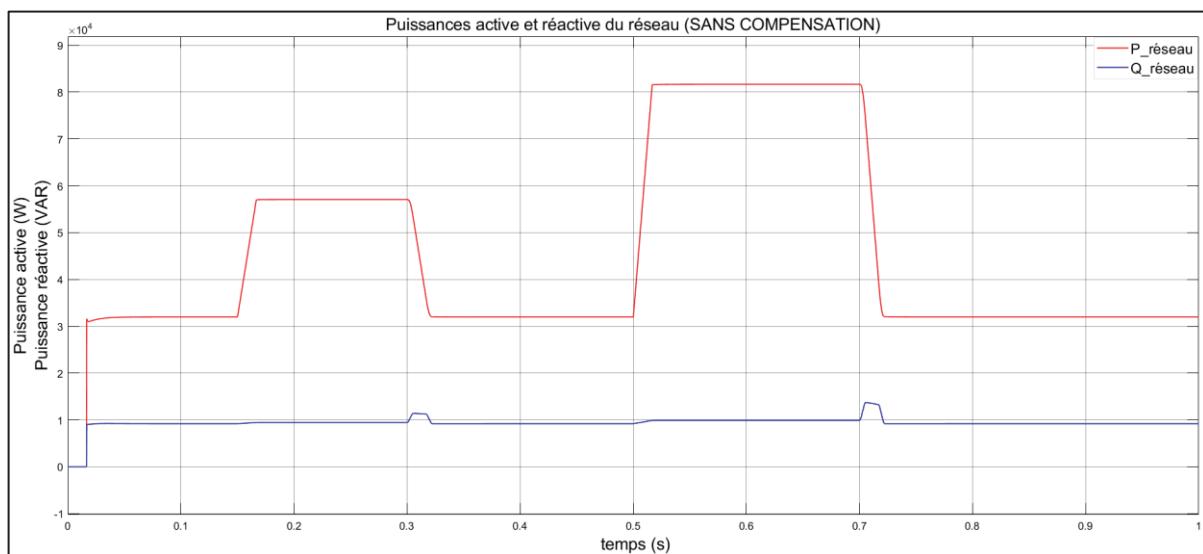


Figure 4.5 Puissances réactive et active du réseau sans compensation

Comme présenté sur la figure 4.5, lorsque la compensation est désactivée, on observe que la puissance active du réseau augmente lors de la connexion des deux charges auxiliaires aux intervalles $[0,15 \text{ s} ; 0,3 \text{ s}]$ et $[0,5 \text{ s} ; 0,7 \text{ s}]$. De plus, le réseau fournit de la puissance réactive malgré la nature résistive des surcharges. Cette puissance réactive est due aux inductances présentes dans les lignes de distribution et les transformateurs. Aussi, aux moments de déconnexion des charges auxiliaires ($t=0.3\text{s}$ et $t=0.7\text{s}$), on remarque une légère augmentation de la puissance réactive, suivie d'un retour à sa valeur nominale. Cette légère augmentation est due aux différents éléments réactifs qui se trouvent sur le réseau. De même, Les inductances présentes dans le circuit s'opposent à la montée rapide du courant aux moments de la connexion des charges auxiliaires à $t=0.15\text{s}$ et $t=0.5\text{s}$, provoquant ainsi un retard dans l'augmentation de la puissance réactive.

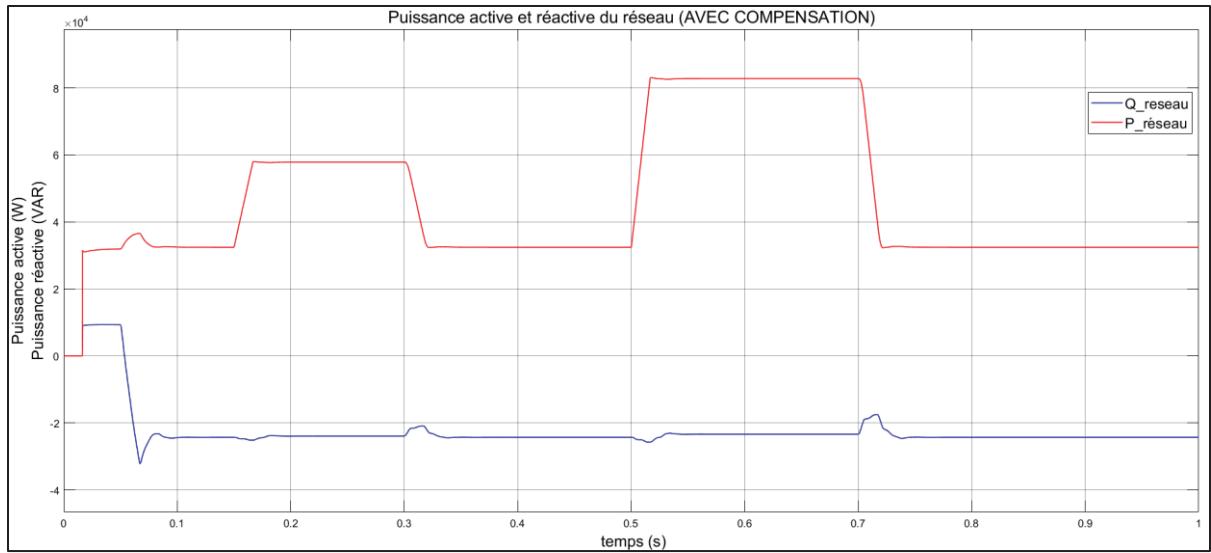


Figure 4.6 Puissances réactive et active du réseau avec compensation

Comme le montre la figure 4.6, lorsque la compensation est activée à $t = 0,05$ s, le VSG absorbe de la puissance réactive, ce qui engendre une puissance réactive négative dans le réseau. La compensation du VSG permet de stabiliser la tension des consommateurs et de la maintenir stable. De plus, il est observé que la puissance active du réseau augmente lors de la connexion des surcharges aux intervalles $[0,15$ s ; $0,3$ s] et $[0,5$ s ; $0,7$ s]. Les surcharges influencent également la puissance réactive du réseau. Lorsque les surcharges sont connectées aux instants $t = 0,15$ s et $t = 0,5$ s, les inductances du circuit provoquent un retard dans l'augmentation de la puissance réactive en raison de leur nature à s'opposer à la montée rapide du courant. De plus, après la déconnexion des surcharges aux instants $t = 0,3$ s et $t = 0,7$ s, on observe une légère augmentation de la puissance réactive, suivie d'une stabilisation. Cette augmentation est due aux différents éléments réactifs qui se trouvent sur le réseau.

4.2.1.3 Calcul du flux de puissance

Afin de valider les résultats obtenus en simulation, nous avons également calculé le flux de puissance active dans le circuit pour confirmer la valeur de la puissance active du réseau observée dans la figure 4.5. Pour y parvenir, les caractéristiques des deux transformateurs utilisés dans le modèle sont présentées dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 Les caractéristiques des deux transformateurs
Adapté de Gönen (2014, p. 104)

	Symbol	Description	valeur	unité
Transformateur 25kV/575V	V_1	Tension de l'enroulement primaire	25	kV
	V_2	Tension de l'enroulement secondaire	575	V
	R_1	Résistance de l'enroulement primaire	27,65	Ω
	L_1	inductance de l'enroulement primaire	0,22	H
	R_2	résistance de l'enroulement secondaire	0,015	Ω
	R_{m1}	Résistance de magnétisation	138,2	$k\Omega$
	L_{m1}	inductance de magnétisation	366,7	H
Transformateur 25kV/240V	V_{12}	Tension de l'enroulement primaire	25	kV
	V_{22}	Tension de l'enroulement secondaire	240	V

4.1 Les caractéristiques des deux transformateurs
 Adapté de Gonen (2014, p. 104) (suite)

Transformateur 25kV/240V	R_{12}	Résistance de l'enroulement primaire	27,65	Ω
	L_{12}	inductance de l'enroulement primaire	0,22	H
	R_{22}	Résistance de l'enroulement secondaire	0,015	Ω
	R_{m2}	Résistance de magnétisation	138,2	$k\Omega$
	L_{m2}	inductance de magnétisation	366,7	$k\Omega$

Les rapports de transformation des deux transformateurs sont calculés comme indiqué dans les équations (4.1) et (4.2), où a_1 est celui du transformateur (25kV/575V) et a_2 celui du transformateur (25kV/240V).

$$a_1 = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_{575V}}{I_{25kV}} = 43,5 \quad (4.1)$$

$$a_2 = \frac{V_{12}}{V_{22}} = \frac{I_{240V}}{I_{25kV}} = 104,17 \quad (4.2)$$

4.2.1.3.1 Calcul de la puissance ohmiques perdu dans un seul enroulement du transformateur (25kV/575V)

La figure 4.7 présente le schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/575 V).

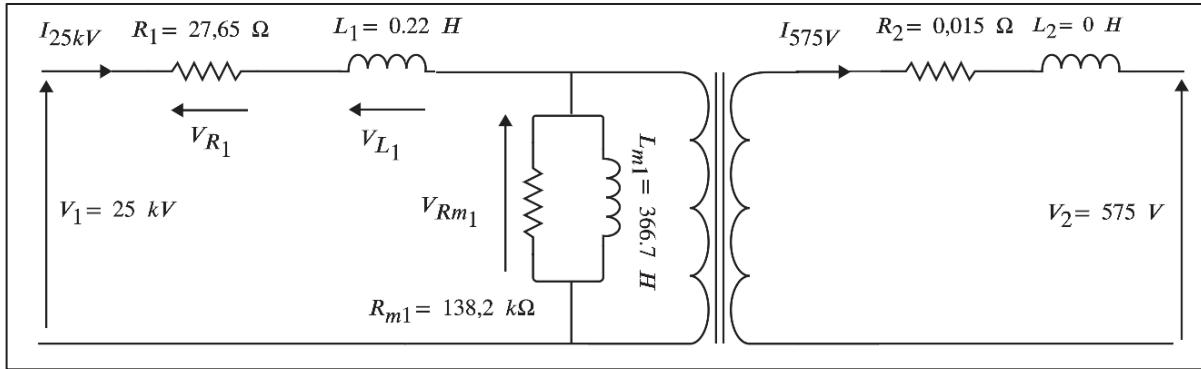


Figure 4.7 Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/575V)

La valeur crête du courant coté 575V $I_{575V_peak} = 100 \text{ A}$, sa valeur efficace est calculée comme présentée dans l'équation (4.3).

$$I_{575V} = \frac{I_{575V_peak}}{\sqrt{2}} = 70,7 \text{ A} \quad (4.3)$$

La valeur efficace du courant coté 25kV est calculée comme illustré à l'équation (4.4).

$$I_{25kV} = \frac{I_{575V}}{a_1} = 1,6 \text{ A} \quad (4.4)$$

La tension aux bornes de la résistance R_1 est calculée comme illustré dans l'équation (4.5)

$$V_{R_1} = R_1 \times I_{25kV} = 44,2 \text{ V} \quad (4.5)$$

Aussi, La tension aux bornes de la résistance L_1 est calculée comme indiqué dans l'équation (4.6).

$$|V_{L_1}| = L_1 * \omega * I_{25kV} = L_1 \times 2\pi f \times I_{25kV} = 132,7 \text{ V} \quad (4.6)$$

D'après la loi des mailles, la tension aux bornes de la résistance de magnétisation R_{m1} est calculée comme présenté dans l'équation (4.7).

$$V_{R_{m1}} = \frac{V_1}{\sqrt{3}} - (V_{R_1} + |V_{L_1}|) = 14,3 \text{ kV} \quad (4.7)$$

L'équation (4.8) illustre la puissance perdue dans les deux résistances R_1 et R_2 .

$$P_{R_1R_2} = R_1 \times I_{25kV}^2 + R_2 \times I_{575V}^2 = 145,8 \text{ W} \quad (4.8)$$

La puissance ohmique perdue dans la résistance de magnétisation R_{m1} est calculée comme indiqué dans l'équation (4.9).

$$P_{R_{m1}} = \frac{V_{R_{m1}}^2}{R_{m1}} = 1,48 \text{ kW} \quad (4.9)$$

La puissance ohmique perdue dans un seul enroulement est calculée comme présenté dans l'équation (4.10).

$$P_{enroulement} = P_{R_1R_2} + P_{R_{m1}} = 1,6 \text{ kW} \quad (4.10)$$

Donc la puissance ohmique perdue dans le transformateur (25kV/575V) est calculée comme indiqué dans l'équation (4.11).

$$P_{tot_perdue} = 3 \times P_{enroulement} = 4,8 \text{ kW} \quad (4.11)$$

4.2.1.3.2 Calcul de la puissance ohmiques perdu dans un seul enroulement du transformateur (25kV/240V)

La figure 4.8 présente le schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/240 V).

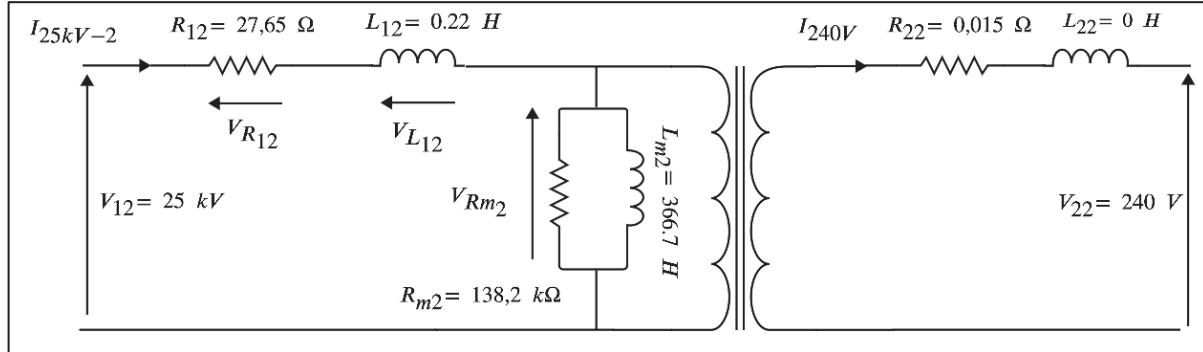


Figure 4.8 Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/240V)

La valeur crête du courant coté 240V $I_{240V_peak} = 46.2 \text{ A}$, sa valeur efficace est calculée comme présentée dans l'équation (4.12).

$$I_{240V} = \frac{I_{240V_peak}}{\sqrt{2}} = 32,7 \text{ A} \quad (4.12)$$

La valeur efficace du courant coté 25kV est calculée comme illustré à l'équation (4.13).

$$I_{25kV-2} = \frac{I_{575V}}{a_2} = 0,3 \text{ A} \quad (4.13)$$

La tension aux bornes de la résistance L_{12} est calculée comme indiqué dans l'équation (4.14).

$$|V_{L_{12}}| = L_{12} \times \omega \times I_{25kV-2} = L_{12} \times 2\pi f \times I_{25kV-2} = 24,9 \text{ V} \quad (4.14)$$

Aussi, la tension aux bornes de la résistance R_1 est calculée comme illustré dans l'équation (4.15).

$$V_{R_{12}} = R_{12} \times I_{25kV-2} = 8,3 \text{ V} \quad (4.15)$$

En utilisant la loi des mailles, la tension aux bornes de la résistance de magnétisation R_{m2} est calculée comme présenté dans l'équation (4.16).

$$V_{R_{m2}} = \frac{V_{12}}{\sqrt{3}} - (V_{R_{12}} + |V_{L_{12}}|) = 14,4 \text{ kV} \quad (4.16)$$

L'équation (4.17) illustre la puissance perdue dans les deux résistances R_{12} et R_{22} .

$$P_{R_{12}R_{22}} = R_{12} \times I_{25kV-2}^2 + R_{22} \times I_{240V}^2 = 18,5 \text{ W} \quad (4.17)$$

La puissance ohmique perdue dans la résistance de magnétisation R_{m2} est calculée comme indiqué dans l'équation (4.18).

$$P_{R_{m2}} = \frac{V_{R_{m2}}^2}{R_{m2}} = 1,5 \text{ kW} \quad (4.18)$$

La puissance ohmique perdue dans un seul enroulement est calculée comme présenté dans l'équation (4.19).

$$P_{enroulement_2} = P_{R_{12}R_{22}} + P_{R_{m2}} = 1,52 \text{ kW} \quad (4.19)$$

Donc la puissance ohmique perdue dans le transformateur (25kV/240V) est calculée comme indiqué dans l'équation (4.20).

$$P_{tot_perdue_2} = 3 \times P_{enroulement_2} = 4,56 \text{ kW} \quad (4.20)$$

Alors, la puissance ohmiques perdue dans les deux transformateurs (25kV/575V) et (25kV/240V) est calculée comme indiqué dans l'équation (4.21).

$$P_{2_XFO} = P_{tot_perdue_2} + P_{tot_perdue} = 9,36 \text{ kW} \quad (4.21)$$

4.2.1.3.3 Calcul de la puissance des résidences

Sachant que la valeur efficace du courant consommé par les six résidences coté 240V $I_{240V} = 32,7 \text{ A}$ et la tension nominale des résidences $V_{rénidences} = 240 \text{ V}$. La puissance totale des résidences est calculée comme présenté dans l'équation (4.22).

$$P_{rénidences} = I_{240V} \times V_{rénidences} = 7,8 \text{ kW} \quad (4.22)$$

4.2.1.3.4 Calcul de la puissance produite par le réseau

La puissance active produite par le réseau est la somme de la puissance de charge principale ($P_{ch_p} = 15 \text{ kW}$), la puissance consommées par les six résidences et la puissance ohmique perdue dans les deux transformateurs. Elle est calculée comme illustré dans l'équation (4.23).

$$P_{réseau} = P_{rénidences} + P_{2_XFO} + P_{ch_p} = 32,2 \text{ kW} \quad (4.23)$$

Selon le calcul du flux de puissance dans le circuit, la valeur de la puissance active du réseau obtenue dans les simulations a été validée.

4.2.1.4 Analyse des formes d'ondes de la tension délivrée aux consommateurs

Pour évaluer l'impact de la compensation du VSG sur les tensions des résidences, nous avons choisi de simuler le modèle avec et sans compensation du VSG.

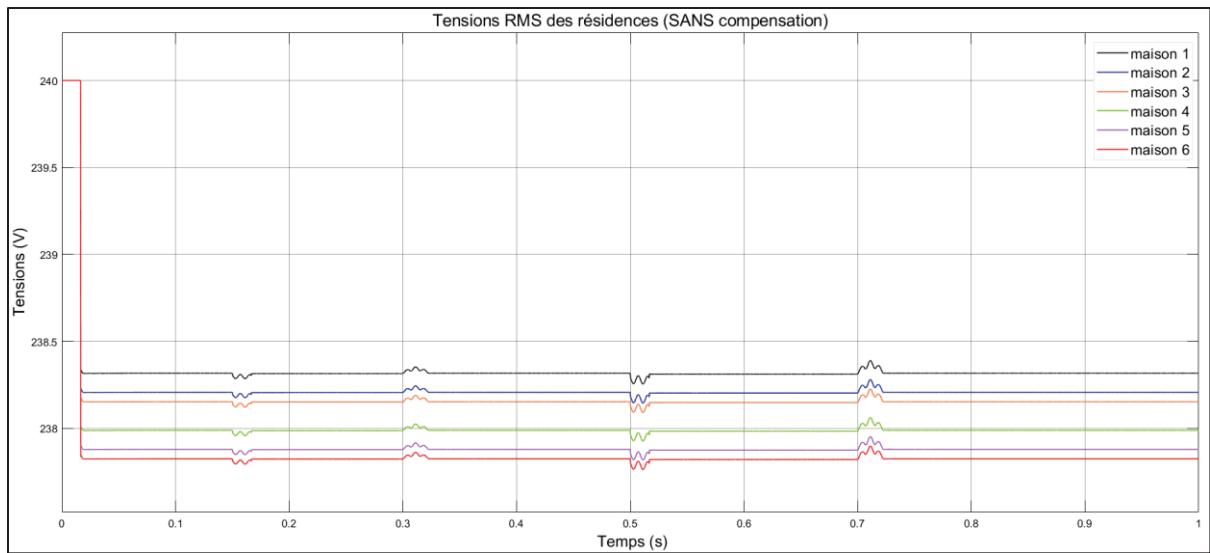


Figure 4.9 Tensions des résidences sans la compensation du VSG

Comme présenté dans la figure 4.9, on constate que les tensions des consommateurs ont diminué par rapport à la tension nominale de 240V. Cette baisse de tension est due aux chutes de tension dans les lignes de distribution. De plus, la connexion des charges auxiliaires aux instants $t=0,15$ s et $t=0,5$ s entraîne une légère diminution supplémentaire des tensions des consommateurs, suivie d'une stabilisation. Cette diminution est due aux réactances inductives des lignes de distribution et des transformateurs qui s'opposent aux variations de courant. De plus, lors de la déconnexion des surcharges aux instants $t=0,3$ s et $t=0,7$ s, on observe une légère augmentation des tensions des consommateurs suivie d'une stabilisation. Cette augmentation est due au courant emmagasiné dans les inductances des lignes de distribution et des transformateurs. Une fois ce courant emmagasiné épuisé, les tensions des résidences se stabilisent.

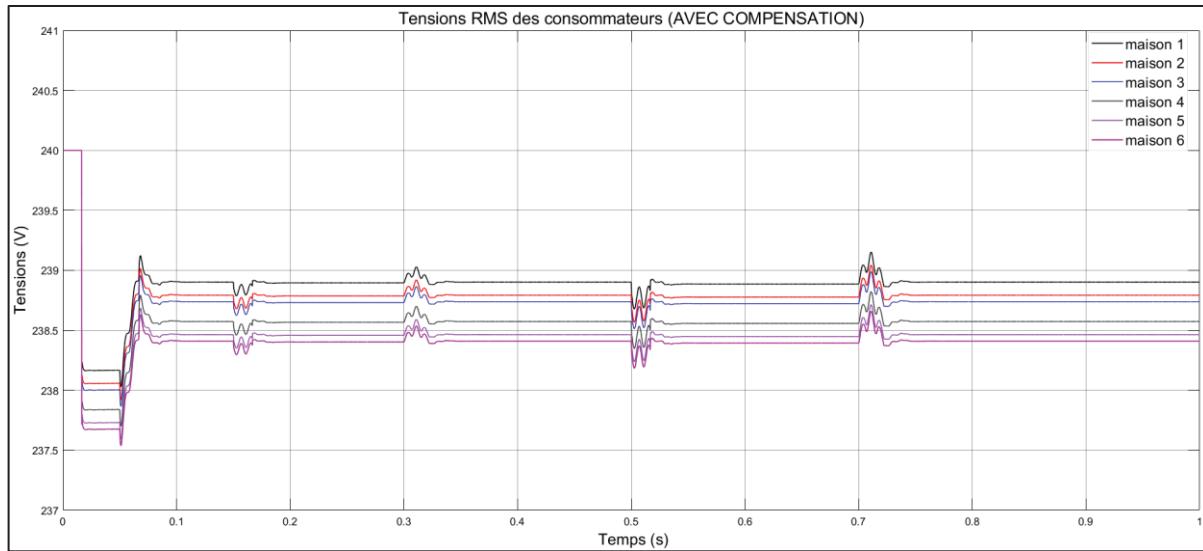


Figure 4.10 Tensions des consommateurs avec la compensation du VSG

Comme présenté dans la figure 4.10, l'activation de la compensation à $t=0,05$ s a entraîné une amélioration notable des tensions des consommateurs, les rapprochant de la valeur nominale de 240V. De plus, les variations des tensions des résidences lors de la connexion (à $t=0,15$ s et à $t=0,5$ s) et de la déconnexion des surcharges (à $t=0,3$ s et à $t=0,7$ s) sont dues aux réactances inductives des lignes de distribution et des transformateurs, comme expliqué précédemment. Donc, la compensation de tension mise en œuvre joue un rôle essentiel dans le maintien de la stabilité de la tension. La capacité du système à maintenir une tension stable malgré les perturbations est un indicateur de la haute qualité de l'alimentation électrique. Cette stabilité réduit les risques de dommages aux équipements des consommateurs et assure une performance optimale des appareils électriques.

4.2.2 Résultats de simulation de la manipulation 2

Dans cette manipulation, le réseau est perturbé par l'injection de courant réactif (imaginaire) et de courant actif (réel) dans les résidences. Il fut également opté pour l'activation et la désactivation de la compensation du VSG afin d'évaluer son influence sur les tensions des résidences et sur le réseau.

4.2.2.1 Injection du courant réactif (imaginaire)

4.2.2.1.1 Variations des tensions des résidences

L'injection de courant réactif dans les résidences aux instants $t = 0.2s$ et $t = 0.35s$ entraîne une diminution des tensions des consommateurs, comme présenté sur les figures 4.11 et 4.12. Les lignes de distribution possèdent une certaine impédance, composée de résistance et d'inductance. La circulation du courant réactif à travers ces inductances provoque une chute de tension proportionnelle à la valeur du courant réactif. Plus le courant réactif est élevé, plus la chute de tension à travers les inductances est importante, ce qui entraîne une diminution des tensions des consommateurs comme présenté sur la figure 4.15.

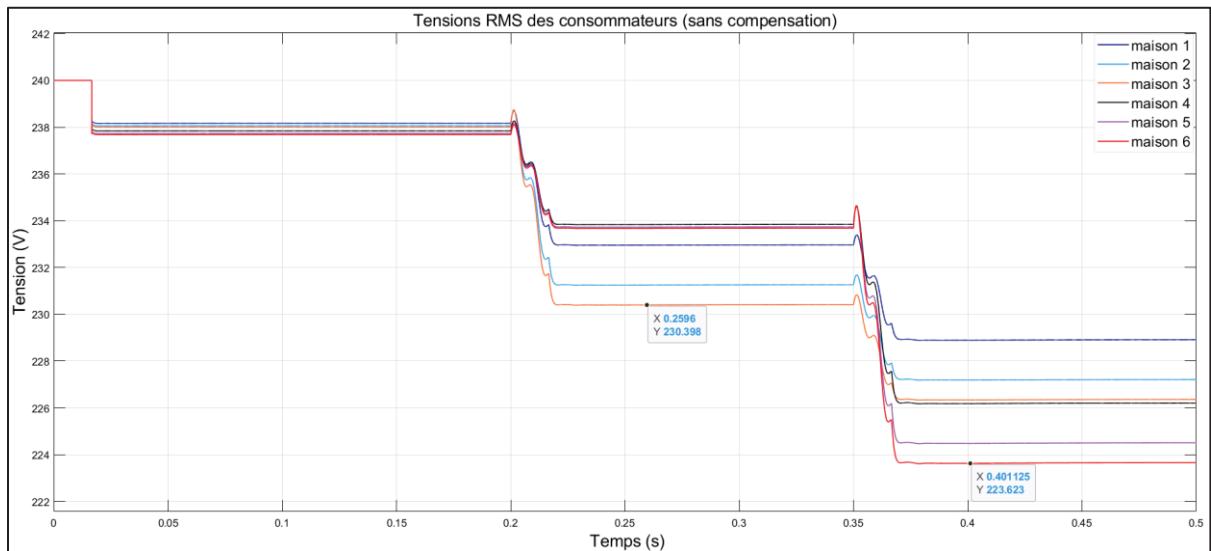


Figure 4.11 Allures des tensions des résidences sans compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences

L'activation de la compensation du VSG à $t = 0.05s$ entraîne une amélioration notable des tensions des résidences, comme présenté sur la figure 4.16. Ce gain de tension indique que le VSG a stabilisé la tension à un niveau supérieur à celui observé sans compensation, comme indiqué sur la figure 4.15. Cela s'explique par la capacité du VSG à absorber le courant réactif

injecté, réduisant ainsi les chutes de tension dues à la circulation de ce dernier dans les inductances des lignes de distribution et des transformateurs.

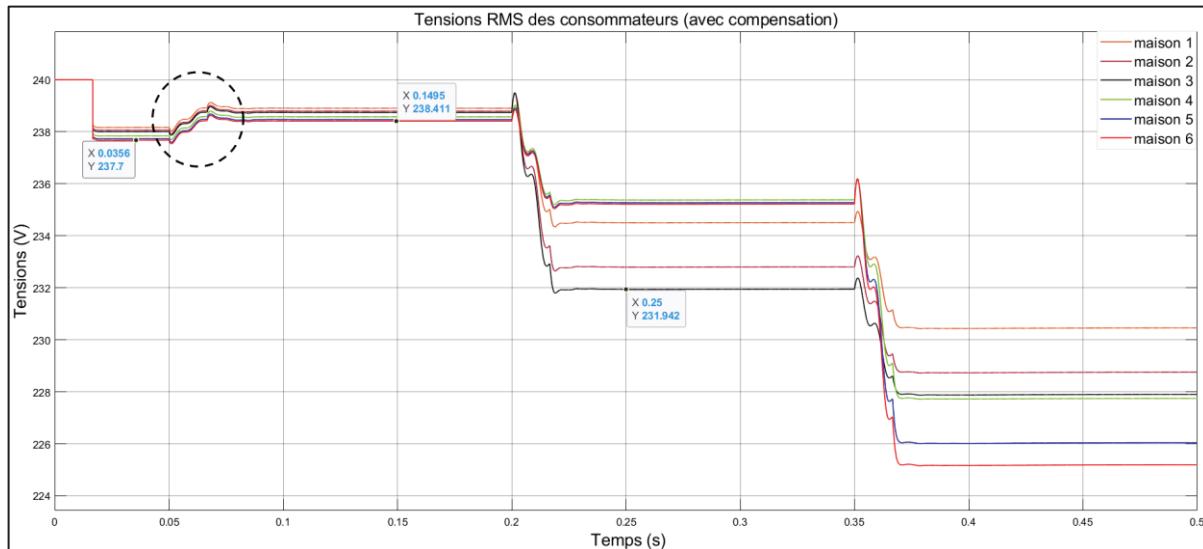


Figure 4.12 Allures des tensions des résidences avec compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences

4.2.2.1.2 Variations des puissances réactive et active du réseau

L'injection de courant réactif aux instants $t = 0.2s$ et $t = 0.35s$ a changé à la fois les puissances active et réactive du réseau, comme présenté à la figure 4.13. La circulation du courant réactif à travers les inductances des lignes de distribution et des transformateurs entraîne l'ajout de puissance réactive supplémentaire au réseau, expliquant ainsi son augmentation après l'injection de courant réactif. De plus, cette injection augmente le courant total dans le réseau, ce qui entraîne des pertes résistives plus élevées et donc une augmentation de la puissance active nécessaire pour compenser ces pertes.

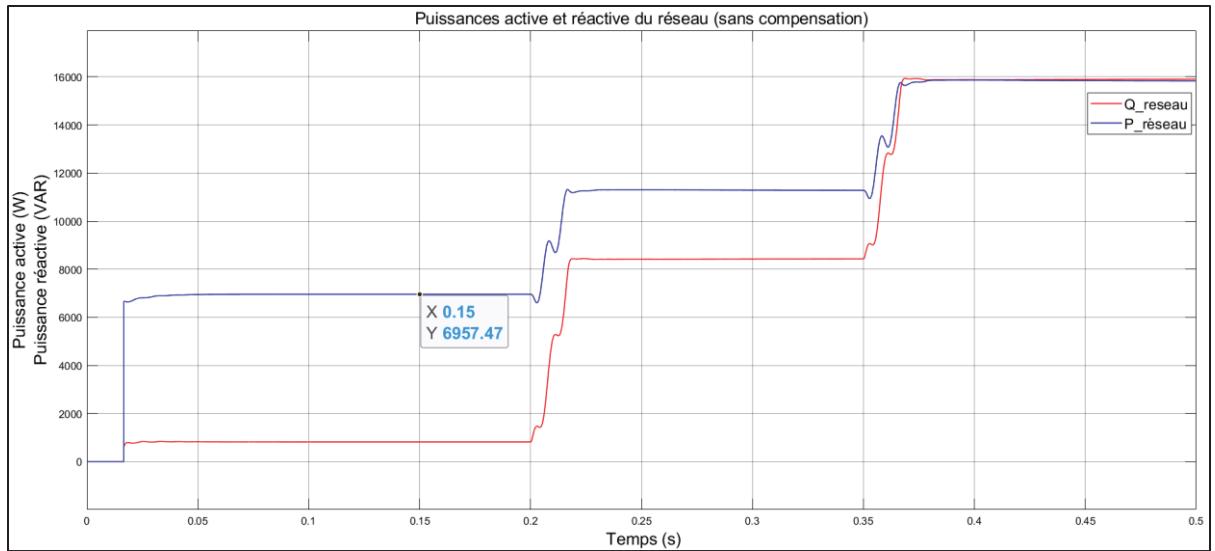


Figure 4.13 Variations des puissances réactive et active du réseau sans compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences

L'activation de la compensation à $t = 0.05s$ n'a pas pour objectif de modifier la puissance active du réseau, mais plutôt de réguler les tensions des consommateurs en gérant la puissance réactive. Par conséquent, la puissance active du réseau reste presque inchangée, comme présenté aux figures 4.13 et 4.14. De plus, la puissance réactive devient négative, ce qui signifie que le VSG absorbe l'excès de la puissance réactive, contribuant ainsi à stabiliser les tensions des résidences.

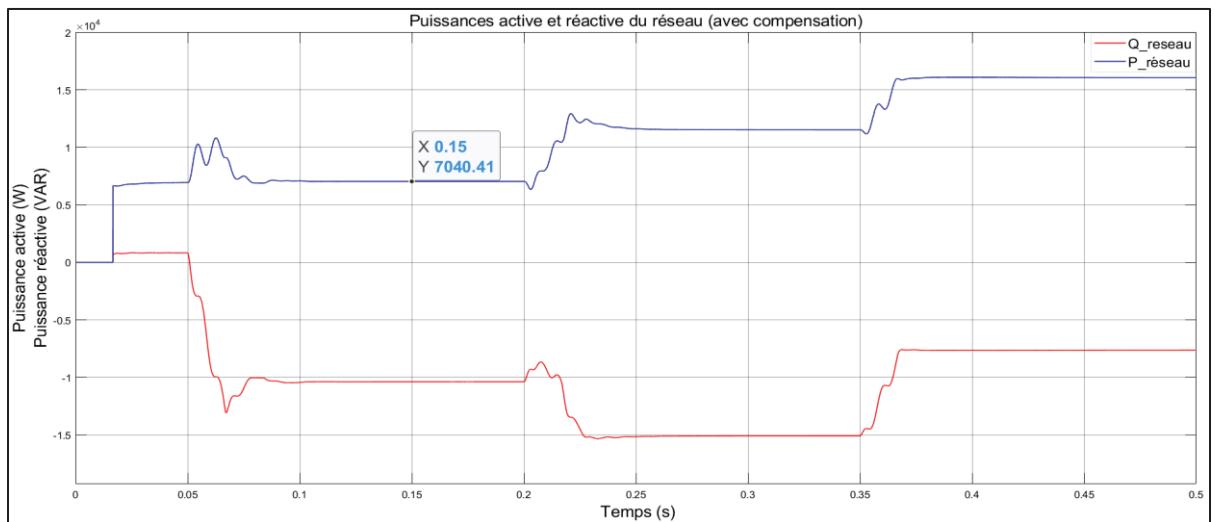


Figure 4.14 Variations des puissances active et réactive avec compensation à la suite de l'injection de courant réactif du côté des résidences

4.2.2.2 Injection du courant actif (réel)

4.2.2.2.1 Variations des tensions des résidences

L'injection de courant actif (réel) dans les résidences aux instants $t = 0.2s$ et $t = 0.35s$ entraîne une augmentation des tensions des consommateurs par rapport à la valeur nominale, comme illustré dans les figures 4.15 et 4.16. L'injection de courant actif entraîne une augmentation de la tension chez les consommateurs, car la partie réelle du courant est positive, ce qui émule les sources d'énergie distribuées. Cette surtension est causée par la réduction des chutes de tension dans les inductances des lignes de distribution et des transformateurs, car la composante réactive du courant est réduite. Ainsi, l'injection du courant actif va diminuer la puissance réactive produite par les éléments inductifs (inductances des lignes de distribution et des transformateurs).

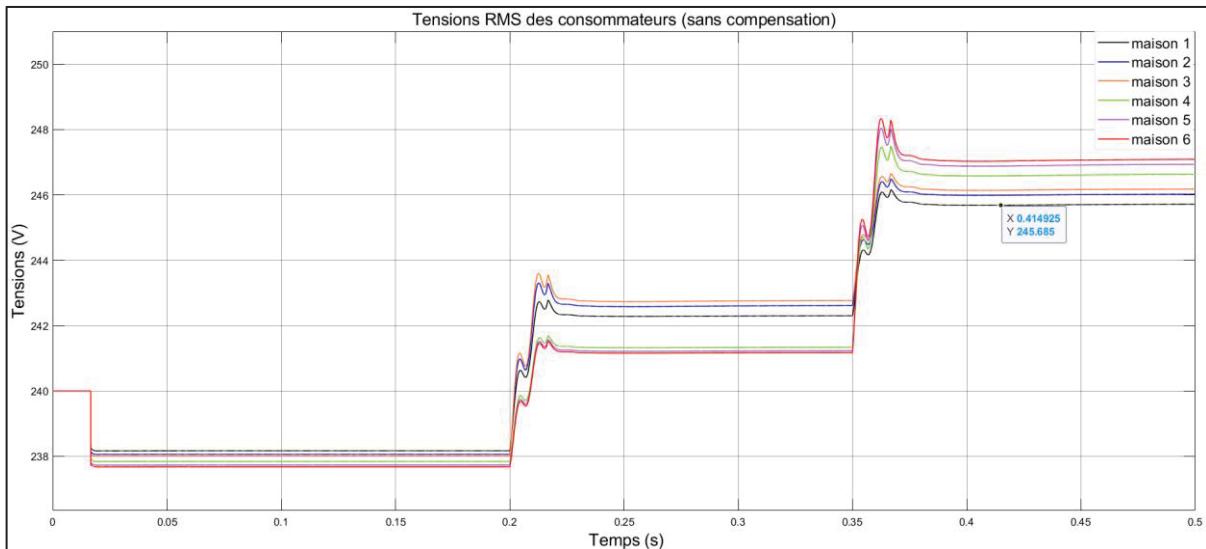


Figure 4.15 Allures des tensions des résidences sans compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences

Lorsque la compensation est activée à $t = 0.05s$, le VSG commence à fournir du courant réactif pour compenser les effets de l'injection de courant actif. Cette action augmente les chutes de tension dans les éléments inductifs, ce qui réduit les surtensions et ramène les tensions des

consommateurs à des niveaux plus proches de la valeur nominale, comme illustré à la figure 4.16.

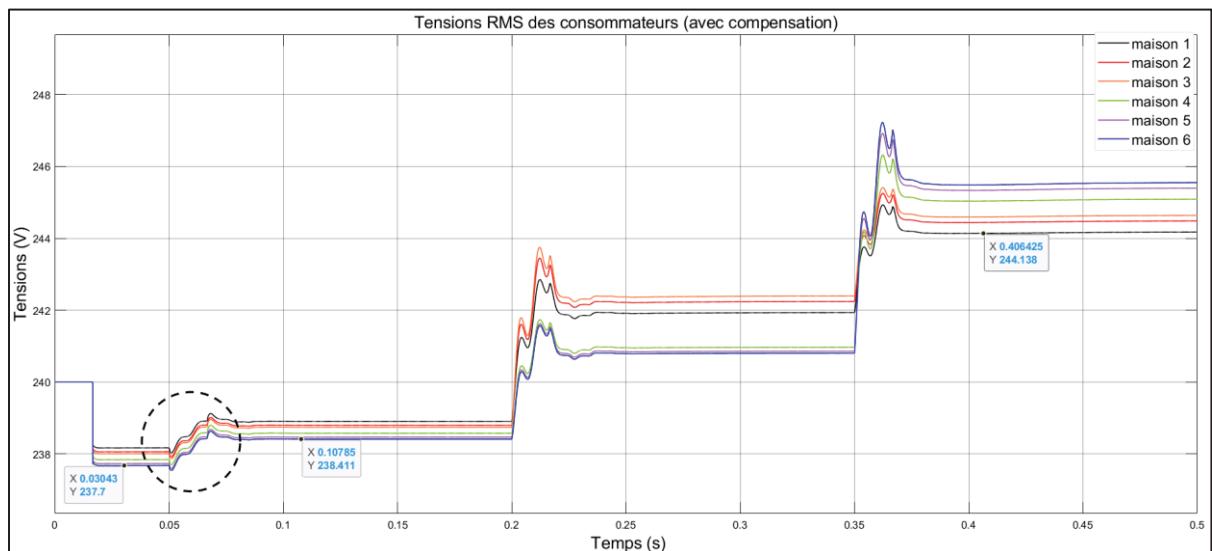


Figure 4.16 Allures des tensions des résidences avec compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences

4.2.2.2 Variations des puissances réactive et active du réseau

L'injection de courant actif aux instants $t = 0.2s$ et $t = 0.35s$ entraîne une diminution de la puissance active et une augmentation de la puissance réactive, comme illustré sur la figure 4.17. Cette injection accentue les pertes ohmiques dans les résistances des lignes de distribution et des transformateurs. Ces pertes se traduisent par une réduction de la puissance active du réseau, car une partie de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur. De plus, le réseau doit fournir davantage de puissance réactive pour compenser les chutes de tension induites par les éléments inductifs, ce qui atténue les surtensions causées par l'injection de courant actif et ramène les tensions des consommateurs à des niveaux proches de leur valeur nominale.

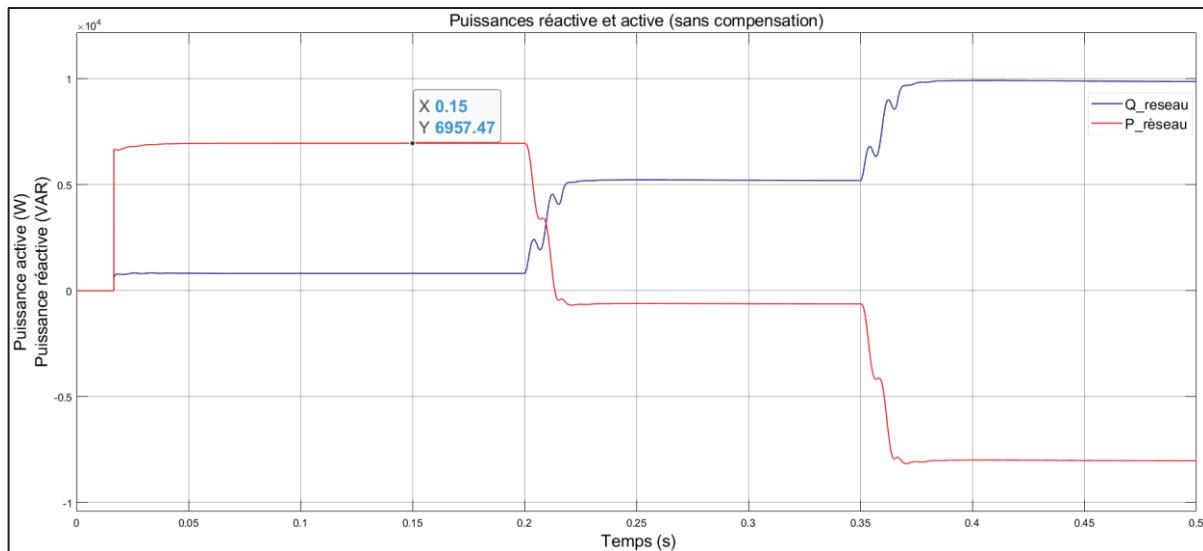


Figure 4.17 Variations des puissances réactive et active du réseau sans compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences

L'activation de la compensation à l'instant $t = 0.05s$ entraîne une augmentation de la puissance réactive tout en maintenant la puissance active constante. Ainsi, cette dernière reste inchangée, que la compensation soit activée ou désactivée, comme le montrent les figures 4.17 et 4.18. Comme illustré dans la figure 4.18, lors de l'activation de la compensation, le VSG commence à fournir de la puissance réactive au réseau pour compenser les chutes de tension des éléments inductifs et ramener les tensions des résidences à leur valeur nominale, ce qui explique l'augmentation de la puissance réactive dans le réseau.

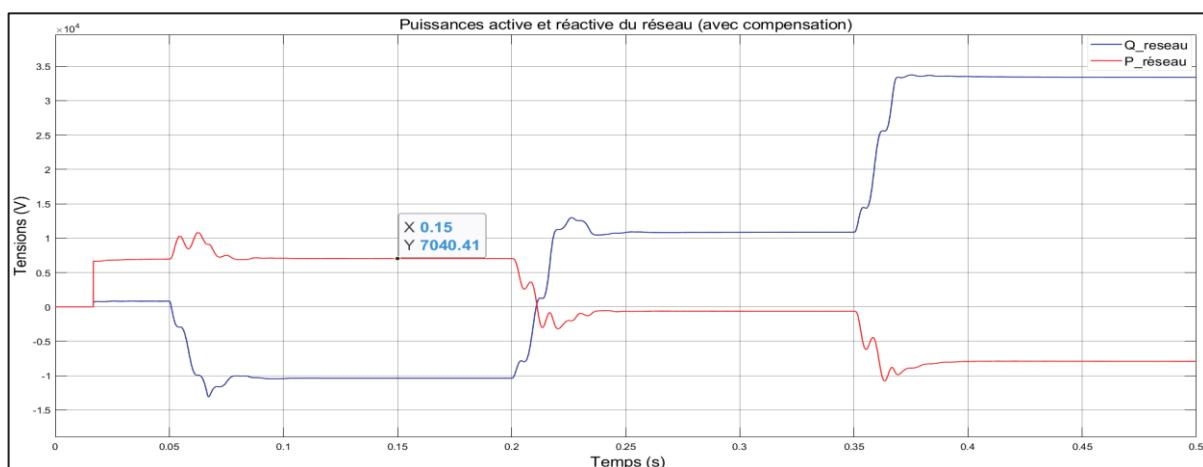


Figure 4.18 Variations des puissances réactive et active du réseau avec compensation à la suite de l'injection de courant actif du côté des résidences

4.2.2.3 Calcul de la variation de tension côté résidentielles

Nous avons calculé la variation de la tension côté résidentielles (240V) afin de valider les variations observées précédemment lors de l'injection de courant actif et réactif du côté des résidences. Les caractéristiques du réseau sont présentées dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2 Les caractéristiques du réseau

Symbol	Description	Valeur	Unité
V_{25kV}	Tension ligne à ligne	25	kV
f	Fréquence du réseau	60	Hz
V_{240V}	Tension ligne à ligne côté consommateurs	240	V
V_{575V}	Tension ligne à ligne côté VSG	575	V
$L_{25kV/km}$	Inductance de la ligne 25kV par kilomètre	1,9	mH/km
$R_{25kV/km}$	Résistance de la ligne 25kV par kilomètre	6,42	mΩ/km
$Long_{25kV}$	Longueur de la ligne 25kV	80	km
I_{575_peak}	Valeur crête du courant côté 575V	80	A
I_{240_peak}	Valeur crête du courant côté 240V	47	A

La figure 4.19 présente un schéma simplifié de la manipulation 2.

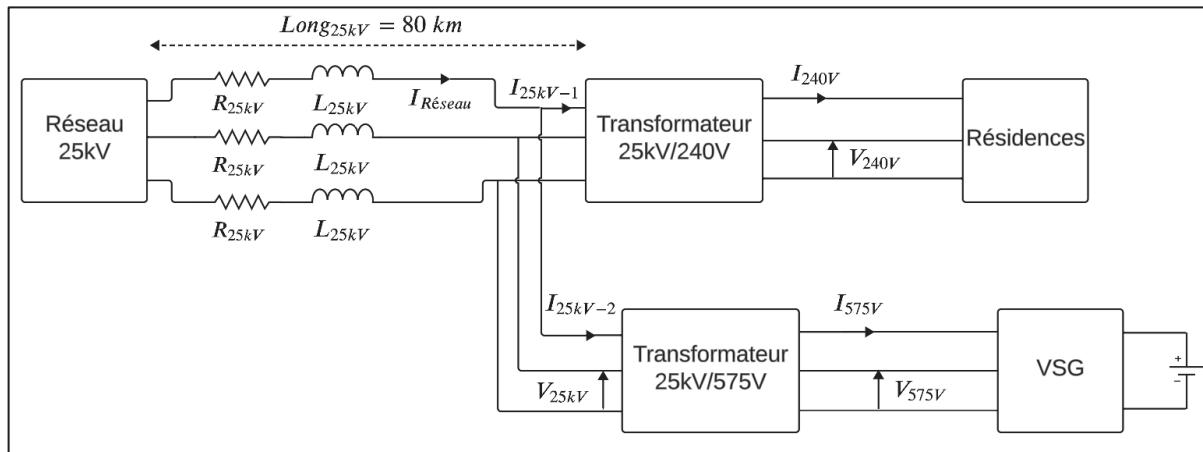


Figure 4.19 Le schéma simplifié de la manipulation 2

L'inductance de la ligne 25kV est calculée comme indiquée dans l'équation (4.24).

$$L_{25kV} = L_{25kV/km} \times Long_{25kV} = 152 \text{ mH} \quad (4.24)$$

Aussi, la résistance de la ligne 25kV est calculée par (4.25).

$$R_{25kV} = R_{25kV/km} \times Long_{25kV} = 514 \text{ m}\Omega \quad (4.25)$$

L'équation (4.26) présente le calcul de la réactance inductive de la ligne 25kV.

$$X_L = L_{25kV} \times \omega = L_{25kV} \times 2\pi f = 57,3 \Omega \quad (4.26)$$

Le module de l'impédance de la ligne est calculé selon l'équation (4.27).

$$|Z_L| = \sqrt{R_{25kV}^2 + X_L^2} = 57,3 \Omega \quad (4.27)$$

L'équation (4.28) illustre le calcul de la valeur efficace du courant coté 575V.

$$I_{575V} = \frac{I_{575_peak}}{\sqrt{2}} = 56,6 \text{ A} \quad (4.28)$$

La figure 4.20 présente le schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/575 V).

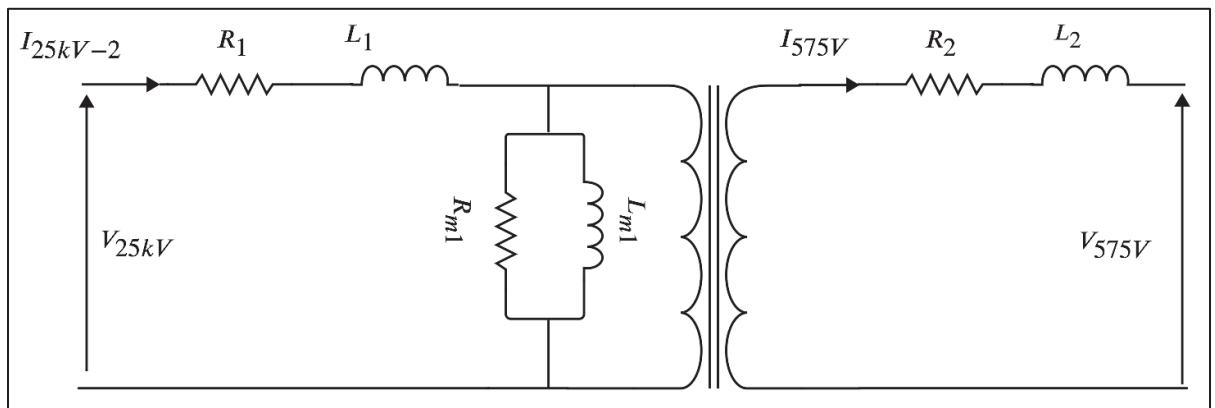


Figure 4.20 Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/575V)

Le rapport de transformation du transformateur (25kV/575V) est calculé comme présenté dans l'équation (4.29).

$$a_1 = \frac{V_{25kV}}{V_{575V}} = \frac{I_{575V}}{I_{25kV-2}} = 43,5 \quad (4.29)$$

Le courant efficace coté 25kV est calculée comme illustré à l'équation (4.30).

$$I_{25kV-2} = \frac{I_{575V}}{a_1} = 1,3 \text{ A} \quad (4.30)$$

La figure 4.21 présente le schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/240 V).

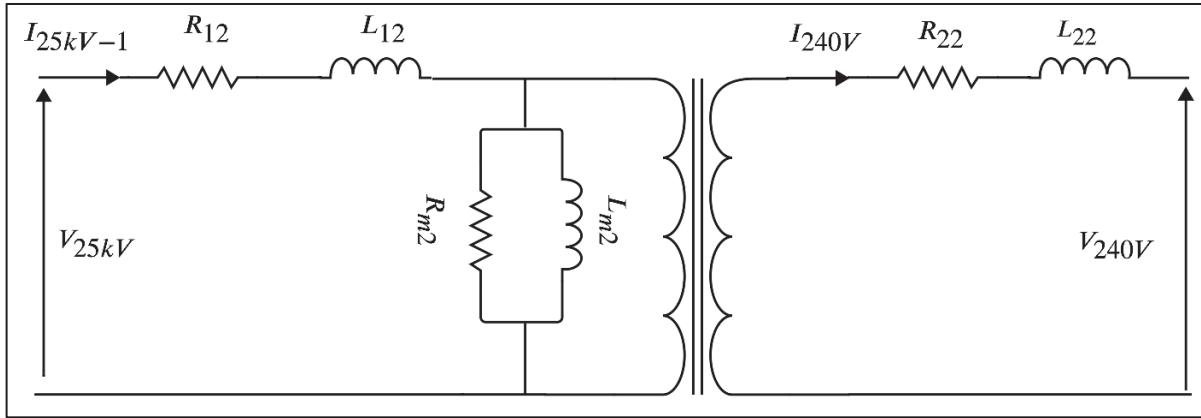


Figure 4.21 Schéma électrique équivalent d'un seul enroulement du transformateur (25kV/240V)

Le rapport de transformation du transformateur (25kV/240V) est calculé comme présenté dans l'équation (4.31).

$$a_2 = \frac{V_{25kV}}{V_{240V}} = \frac{I_{240V}}{I_{25kV-1}} = 104,17 \quad (4.31)$$

L'équation (4.32) illustre le calcul de la valeur efficace du courant coté 240V.

$$I_{240V} = \frac{I_{240_peak}}{\sqrt{2}} = 33.2 \text{ A} \quad (4.32)$$

Le courant efficace coté 25kV est calculée comme illustré à l'équation (4.33).

$$I_{25kV-1} = \frac{I_{240V}}{a_2} = 0,3 \text{ A} \quad (4.33)$$

D'après la loi des nœuds, le courant efficace du réseau est calculé comme présenté dans l'équation (4.34).

$$I_{Réseau} = I_{25kV-1} + I_{25kV-2} = 1,6 \text{ A} \quad (4.34)$$

Le calcul de la tension générée aux bornes de l'inductance de la ligne 25kV est perceptible dans l'équation (4.35).

$$V_{L_25kV} = j L_{25kV} \times \omega \times I_{Réseau} = L_{25kV} \times 2\pi f \times I_{Réseau} = 91,7 \text{ jV} \quad (4.35)$$

Donc la variation de tension proportionnelle du coté 240V est calculée comme présentée dans l'équation (4.36).

$$V_{var_240V} = \frac{|V_{L_25kV}|}{a_2} = 0,9 \text{ V} \quad (4.36)$$

D'après le calcul fait, le dimensionnement des impédances de lignes coté 25kV donne une variation de 0.9V coté consommateurs. Donc, les résultats de ce calcul correspondent bien à la variation de tension observée dans les résultats de simulation présentés sur les figures 4.16 et 4.12.

4.3 Conclusion

Dans ce chapitre, des simulations ont été réalisées afin d'évaluer le comportement d'un onduleur contrôlé par la commande VSG en mode connecté au réseau. Deux manipulations ont été effectuées. La première consiste à faire varier la charge en connectant deux surcharges auxiliaires à la charge principale. Les résultats ont démontré la capacité de la commande par VSG à améliorer les tensions des consommateurs et à lisser la fréquence malgré les perturbations de charge (surcharge et délestage brusque). La deuxième manipulation consiste à perturber le réseau en injectant du courant actif et réactif à travers les résidences connectées au réseau. Les résultats ont démontré la capacité du VSG à améliorer la stabilité du réseau en compensant les variations de tension des résidences dues aux perturbations (injection de courant actif et réactif) à réguler les tensions des consommateurs à des valeurs proches de leurs

valeurs nominales. Enfin, des calculs ont été effectués pour justifier l'amélioration de la tension apportée par la commande VSG.

CONCLUSION

L'objectif de ce mémoire est de simuler et d'évaluer le comportement d'un modèle de générateur synchrone virtuel (VSG) destiné à introduire une inertie virtuelle à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink. Premièrement, il a été nécessaire d'élaborer la modélisation de la commande par VSG après avoir effectué une revue exhaustive de la littérature sur le sujet. Ensuite, deux simulations d'un onduleur contrôlé par la commande VSG modélisée ont été réalisées : la première en mode isolé (déconnecté) et la deuxième en mode connecté au réseau. Les résultats de simulation du VSG en mode déconnecté ont démontré la nature inertielle de la commande par VSG ainsi que son efficacité à atténuer les variations de fréquence et à réduire son taux de variation (RoCoF) face aux perturbations (surcharges et délestages brusques). La deuxième simulation a été réalisée en mode connecté au réseau. Elle comprend deux manipulations, la première consiste à perturber le générateur synchrone virtuel avec des surcharges et des délestages brusques. Les résultats de cette manipulation ont également démontré l'efficacité de la commande à améliorer la stabilité du réseau en compensant les variations de tension des résidences dues aux perturbations et à atténuer les variations de fréquence. Quant à la deuxième manipulation, les résidences connectées au réseau l'ont perturbé en injectant du courant actif et réactif. De même, la commande par VSG a démontré sa capacité à compenser ces perturbations injectées et à réduire les variations de tension, assurant ainsi une stabilité accrue des tensions résidentielles. Finalement, des calculs ont été réalisés pour justifier la compensation apportée par le VSG sur les tensions des consommateurs.

RECOMMANDATIONS

Dans ce mémoire, nous avons considéré que les charges des résidences ainsi que celles du générateur synchrone virtuel étaient des charges résistives. De plus, les fournisseurs d'électricité, tels qu'Hydro-Québec, installent des bancs de condensateurs sur les lignes de distribution afin de réduire les chutes de tension. Pour les futures recherches, nous recommandons de prendre en compte ces bancs capacitifs et d'intégrer des modèles de charge plus réalistes, comprenant des charges non linéaires et des charges comportant des composants électroniques, afin de vérifier la robustesse de la commande VSG.

BIBLIOGRAPHIE

- Bevrani, Hassan, Bruno François et Toshifumi Ise. 2017. *Microgrid Dynamics and Control*. John Wiley & Sons, 712 p.
- Bollen, Math H. J. et Fainan Hassan. 2011. *Integration of Distributed Generation in the Power System*. John Wiley & Sons, 526 p.
- Cupelli, Marco, Antonino Riccobono, Markus Mirz, Mohsen Ferdowsi et Antonello Monti. 2018. *Modern Control of DC-Based Power Systems: A Problem-Based Approach*. Academic Press, 304 p.
- Gadisa, Gashu et Habtamu Garoma. 2017. « Comparison of Higher Order Taylor's Method and Runge- Kutta Methods for Solving First Order Ordinary Differential Equations ». *Journal of Computer and Mathematical Sciences*, vol. 8, p. 12-23. <<https://doi.org/10.5539/jmr.v7n3p41.7>>.
- Gönen, Turan. 2014. *Electric power distribution engineering*, 3rd ed. Boca Raton, FL : CRC Press.<https://students.aiu.edu/submissions/profiles/resources/onlineBook/Z7e5T7_Electric_Power_Distribution_Engineering-_Third_Edition.pdf>.
- Karapanos, Vasileios, S.W.H. de Haan et K.H. Zwetsloot. 2011. « Testing a Virtual Synchronous Generator in a Real Time Simulated Power System ».
- Lamalle, Thomas. 2020. Commande d'un convertisseur DC/AC basé sur un générateur synchrone virtuel. masters. École de technologie supérieure. Repéré à <https://espace.etsmtl.ca/id/eprint/2537/>
- Mokhlis, Hazlie, Mazaher Karimi, Amidaddin Shahriari, Abdul Halim, Ab Halim Abu Bakar, Ahmed Javed et J.A. Laghari. 2013. *A New Under-Frequency Load Shedding Scheme for Islanded Distribution Network*. <<https://doi.org/10.1109/ISGT.2013.6497803>>.
- Morren, Johan, Jan Pierik et Sjoerd W.H. De Haan. 2006. « Inertial response of variable speed wind turbines ». *Electric Power Systems Research*, vol. 76, n° 11, p. 980-987. <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.12.002>>.
- Sakimoto Kenichi, Miura Yushi et Ise Toshifumi. 2012. « Stabilization of a Power System including Inverter Type Distributed Generators by the Virtual Synchronous Generator ». *IEEJ Transactions on Power and Energy*, vol. 132, n° 4, p. 341-349. <<https://doi.org/10.1541/ieejpes.132.341>>.
- Shrestha, Dipesh, Ujjwol Tamrakar, Zhen Ni et Reinaldo Tonkoski. 2017. « Experimental verification of virtual inertia in diesel generator based microgrids ». In *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. (mars 2017), p. 95-100. <<https://doi.org/10.1109/ICIT.2017.7913065>>.

- Tamrakar, Ujjwol, Dipesh Shrestha, Manisha Maharjan, Bishnu P. Bhattarai, Timothy M. Hansen et Reinaldo Tonkoski. 2017. « Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions ». *Applied Sciences*, vol. 7, n° 7, p. 654. <<https://doi.org/10.3390/app7070654>>.
- Visscher, K. et S.W.H. De Haan. 2008. « Virtual synchronous machines (VSG's) for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation ». In *CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*. (juin 2008), p. 1-4.
- Zhong, Qing-Chang et George Weiss. 2011. « Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n° 4, p. 1259-1267. <<https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2048839>>.