

**République Algérienne Démocratique Et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Ahmed Draïa Adrar**  
**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département de Génie Electrique**



**THÈSE**

En vue de l'obtention du diplôme de Doctorat LMD en Electrotechnique

Option : Génie Electrique

Présentée Par : **Abderrahmane SMAHI**

Thème :

---

***Contribution à l'amélioration de l'inertie des systèmes d'énergie  
intégrant des générateurs renouvelables***

---

**Soutenue publiquement le : 25/09/2025, Devant le jury composé de :**

Pr. Messaoud HAMOUDA	Président	Université d'Adrar
Pr. Salim MAKHLOUFI	Directeur de thèse	Université d'Adrar
Pr. Slimane LARIBI	Examineur	Université d'Adrar
Dr. Smaïl MANSOURI	Examineur	Université d'Adrar
Dr. Salah LACHTAR	Examineur	URERMS-Adrar

2024/2025

*Dédicace*

A mes parents bien-aimés

A ma chère épouse

A mes sœurs

A toute ma famille et à mes amis

## ***Remerciements***

Avant tout, je voudrais exprimer ma gratitude à ALLAH, le Tout-Puissant, pour m'avoir accordé la force et la patience tout au long de ces années d'études doctorales.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude et ma plus grande reconnaissance à mon superviseur, le professeur Salim MAKHLOUFI, professeur à l'université Ahmed Draia d'Adrar. Ses conseils ont nourri en moi une curiosité scientifique toujours plus grande tout en m'inculquant la rigueur indispensable à mon travail. Sa confiance et les moyens qu'il a mis à ma disposition m'ont permis de progresser dans les meilleures conditions.

Ensuite, je voudrais adresser mes sincères remerciements à tous les membres du jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter d'évaluer mon travail : Le Professeur Messaoud HAMOUDA, Professeur et Directeur du laboratoire LDDI à l'Université Ahmed Draia d'Adrar, pour avoir aimablement accepté de présider ce jury ; le Professeur Slimane LARIBI, le Dr Smaïl MANSOURI, et le Dr Salah LACHTAR pour avoir accepté d'examiner cette thèse.

Je tiens également à exprimer ma sincère gratitude à mes amis, collègues, enseignants et doctorants, avec lesquels j'ai partagé des moments inestimables. Il serait impossible de les citer tous.

Enfin, j'exprime ma profonde gratitude à mes parents, à mon épouse et à toute ma famille pour leur soutien moral et leurs encouragements sans faille tout au long de ces années d'études doctorales. Je leur suis extrêmement reconnaissant.

*Alderrahmane Smahi*

## *Résumé*

L'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable (SER) dans les réseaux électriques modernes a entraîné une diminution de l'inertie du système, posant des défis importants en matière de stabilité de fréquence et de fiabilité du réseau. Les systèmes électriques traditionnels reposent sur l'inertie mécanique inhérente des générateurs synchrones (GS) pour atténuer les fluctuations de fréquence et maintenir un fonctionnement stable. Cependant, avec le remplacement des générateurs conventionnels par des systèmes d'énergie renouvelable basés sur l'électronique de puissance, l'absence d'inertie naturelle a conduit à des taux de variation de fréquence (TVF) plus élevés et à une vulnérabilité accrue face aux perturbations. Pour remédier à cette problématique, des stratégies de contrôle innovantes sont nécessaires afin de fournir une inertie synthétique et d'améliorer la réponse dynamique du réseau.

Cette thèse propose un contrôleur de Machine Synchrone Virtuelle basé sur l'Intelligence Artificielle (AIVSM) conçu pour reproduire le comportement des générateurs synchrones traditionnels à l'aide d'un réseau de neurones artificiels (RNA) entraîné avec l'algorithme de Levenberg-Marquardt. L'AIVSM ajuste dynamiquement sa réponse aux conditions du réseau, améliorant ainsi la stabilisation de la fréquence et renforçant la résilience globale des systèmes électriques dominés par les énergies renouvelables.

Des simulations approfondies ont été réalisées afin d'évaluer les performances de l'AIVSM dans divers scénarios opérationnels, notamment en conditions normales de réseau, lors de perturbations de fréquence et en présence de défauts. Les résultats montrent que le contrôleur proposé surpasse les approches VSM conventionnelles sur plusieurs aspects clés, notamment une réponse transitoire plus rapide, des écarts de fréquence réduits et une meilleure robustesse face aux perturbations du réseau. L'approche basée sur l'intelligence artificielle permet un contrôle plus adaptatif et optimisé, en faisant une solution prometteuse pour améliorer l'inertie des systèmes électriques à forte pénétration d'énergies renouvelables.

Les Résultats de cette recherche contribuent au développement de méthodologies de contrôle avancées pour les réseaux électriques du futur, mettant en avant le rôle de l'intelligence artificielle dans l'amélioration de la stabilité du réseau. L'intégration des machines synchrones virtuelles pilotées par l'IA constitue une voie viable pour atténuer les défis liés à l'inertie et garantir le fonctionnement fiable des réseaux électriques riches en énergies renouvelables.

Les travaux futurs porteront sur la mise en œuvre en temps réel, l'intégration de systèmes de stockage hybrides et l'évaluation de l'évolutivité pour des applications à grande échelle

## الملخص

أدى التكامل المتزايد لمصادر الطاقة المتجددة (RESS) في شبكات الطاقة الحديثة إلى انخفاض القصور الذاتي للنظام، مما يشكل تحديات كبيرة لاستقرار التردد وموثوقية الشبكة. تعتمد أنظمة الطاقة التقليدية على القصور الذاتي الميكانيكي الطبيعي للمولدات المتزامنة (SGs) لتخفيف تقلبات التردد والحفاظ على التشغيل المستقر. ومع ذلك، مع استبدال المولدات التقليدية بأنظمة طاقة متجددة تعتمد على إلكترونيات القدرة، أدى غياب القصور الذاتي الطبيعي إلى زيادة معدلات تغير التردد (RoCoF) وزيادة التعرض للاضطرابات. يتطلب حل هذه المشكلة استراتيجيات تحكم مبتكرة قادرة على توفير قصور ذاتي اصطناعي وتعزيز الاستجابة الديناميكية للشبكة.

تقترح هذه الأطروحة وحدة تحكم قائمة على الذكاء الاصطناعي تُعرف باسم الآلة المتزامنة الافتراضية (AIVSM)، والتي تم تصميمها لمحاكاة سلوك المولدات المتزامنة التقليدية باستخدام شبكة عصبية اصطناعية (ANN) تم تدريبها باستخدام خوارزمية ليفينبيرغ - ماركوارت. يقوم نظام AIVSM بضبط استجابته ديناميكياً وفقاً لظروف الشبكة، مما يعزز استقرار التردد ويقوي مرونة أنظمة الطاقة التي تعتمد بشكل كبير على مصادر الطاقة المتجددة.

تم إجراء محاكاة مكثفة لتقييم أداء AIVSM في سيناريوهات تشغيلية مختلفة، بما في ذلك ظروف الشبكة العادية واضطرابات التردد وحالات الأعطال. أظهرت النتائج أن وحدة التحكم المقترحة تتفوق على أساليب الآلة المتزامنة الافتراضية التقليدية في عدة جوانب رئيسية، بما في ذلك الاستجابة العابرة الأسرع، وتقليل انحرافات التردد، وتحسين الممانعة في مواجهة اضطرابات الشبكة. يتيح النهج القائم على الذكاء الاصطناعي تحكماً أكثر تكيفاً وتحسيناً، مما يجعله حلاً واعداً لتعزيز القصور الذاتي في أنظمة الطاقة ذات نسبة عالية من مصادر الطاقة المتجددة.

تساهم نتائج هذا البحث في تطوير منهجيات تحكم متقدمة لشبكات الطاقة المستقبلية، مع التركيز على دور الذكاء الاصطناعي في تحسين استقرار الشبكة. يتيح دمج الآلات المتزامنة الافتراضية القائمة على الذكاء الاصطناعي مساراً فعالاً للتخفيف من تحديات القصور الذاتي وضمان التشغيل الموثوق لشبكات الطاقة التي تعتمد على مصادر الطاقة المتجددة. سيركز العمل المستقبلي على التطبيق في الزمن الحقيقي، ودمج أنظمة التخزين الهجينة، وتقييم القابلية للتوسع لتطبيقات أنظمة الطاقة واسعة النطاق.

## *Abstract*

The increasing integration of renewable energy sources (RESs) into modern power grids has led to a decline in system inertia, posing significant challenges to frequency stability and grid reliability. Traditional power systems rely on the inherent mechanical inertia of synchronous generators (GSs) to dampen frequency fluctuations and maintain stable operation. However, as power electronics-based renewable energy systems replace conventional generators, the lack of natural inertia has resulted in higher rates of change of frequency (RoCoF) and increased vulnerability to disturbances. Addressing this issue requires innovative control strategies capable of providing synthetic inertia and enhancing the dynamic response of the grid.

This thesis proposes an Artificial Intelligence-based Virtual Synchronous Machine (AIVSM) controller designed to emulate the behavior of traditional synchronous generators using an artificial neural network (ANN) trained with the Levenberg-Marquardt algorithm. The AIVSM dynamically adjusts its response to grid conditions, improving frequency stabilization and enhancing the overall resilience of renewable-dominated power systems.

Extensive simulations were conducted to evaluate the performance of the AIVSM in various operational scenarios, including normal grid conditions, frequency disturbances, and fault events. The results demonstrate that the proposed controller outperforms conventional VSM approaches in several key aspects, including faster transient response, reduced frequency deviations, and improved robustness against grid disturbances. The AI-driven approach allows for more adaptive and optimized control, making it a promising solution for enhancing inertia in high-RES power systems.

The findings of this research contribute to the development of advanced control methodologies for future power grids, emphasizing the role of artificial intelligence in improving grid stability. The integration of AI-driven virtual synchronous machines offers a viable pathway for mitigating inertia-related challenges and ensuring the reliable operation of renewable-rich power networks. Future work will focus on real-time implementation, hybrid energy storage integration, and scalability assessments for large-scale power system applications.

## ***Table des Matières***

Dédicace .....	I
Remerciements .....	II
Résumé .....	III
المخلص .....	V
Abstract .....	VI
Table des Matières.....	VII
Liste des Figures.....	XI
Liste des Tableaux.....	XIII
Liste des Acronymes .....	XIV
Introduction générale.....	2
Chapitre I Techniques pour améliorer l'inertie du réseau.....	5
I.1 Introduction.....	5
I.2 Inertie dans le réseau électrique conventionnel .....	6
I.3 Techniques pour améliorer l'inertie .....	8
I.3.1 Condenseurs synchrones .....	9
I.3.2 Éoliennes.....	12
I.3.3 Systèmes de stockage d'énergie .....	14
I.3.3.1 Condensateur de liaison CC.....	15
I.3.3.2 Ultra-condensateur .....	17
I.3.3.3 Batteries .....	19
I.3.3.4 Volants d'inertie .....	21
I.3.3.5 Hydroélectricité.....	23
I.4 Résumé des techniques d'amélioration de l'inertie.....	25
I.4.1 Un survol sur les techniques d'amélioration de l'inertie.....	25
I.4.2 Implications et orientations futures.....	26
I.5 Analyse qualitative des coûts des techniques d'amélioration de l'inertie.....	28

I.5.1 Solutions à coût élevé : Condenseurs synchrones et volants d'inertie .....	28
I.5.2 Solutions à coût modéré : Batteries et supercondensateurs .....	28
I.5.3 Des options rentables : Éoliennes .....	29
I.5.4 Évaluation stratégique des coûts pour les gestionnaires de réseau .....	29
I.6 Conclusion .....	30
Chapitre II Générateurs synchrones virtuels GSVs .....	33
II.1 Introduction .....	33
II.2 Technique de déchargement .....	33
II.2.1 Pour les centrales photovoltaïques.....	34
II.2.2 Pour les centrales éoliennes .....	36
II.2.2.1 Techniques de déchargement des éoliennes .....	36
II.2.2.2 Emulation de l'inertie dans les éoliennes .....	38
II.3 Inducverter.....	41
II.4 Synchronverters .....	44
II.5 Contrôleur de synchronisation de puissance.....	47
II.6 Contrôleur de tension synchrone .....	49
II.7 Topologie de la machine synchrone virtuelle du 5 <sup>ème</sup> ordre .....	52
II.8 MSV avec modèle d'ordre inférieur.....	56
II.9 Machine synchrone virtuelle zéro Inertie .....	58
II.10 ISE Lab VSM .....	61
II.11 Modèle algébrique du MSV .....	63
II.12 MSV universel.....	66
II.13 Discussions .....	69
II.13.1 Exigences techniques et caractéristiques des MSV .....	69
II.13.2 Comparaison des topologies MSV .....	70
II.14 Quelques questions relatives à la mise en œuvre de l'inertie.....	72
II.14.1 Délais .....	73

II.14.2 Placement de l'inertie.....	73
II.14.3 Inertie adaptative .....	74
II.14.4 Conception de marché pour les services à inertie.....	74
II.15 L'IA dans les réseaux électriques et l'amélioration des GSV .....	75
II.15.1 Réseaux neuronaux pour la régulation de la puissance .....	76
II.15.2 Fonction de base radiale pour la stabilité de la fréquence .....	78
II.15.3 Double RNA pour la stabilité et la fiabilité.....	79
II.15.4 Commande intégrale à mode glissant par rétro-pédalage basée sur un réseau de neurones .....	81
II.16 Conclusion.....	83
Chapitre III Conception d'un MSV piloté par l'IA .....	86
III.1 Introduction.....	86
III.2 Modélisation du réseau et de l'inertie émulée .....	87
III.3 Modèle de réseau neuronal pour l'émulation de l'inertie.....	88
III.3.1 RNA avec l'algorithme de Levenberg-Marquardt.....	89
III.3.2 La commande RNA proposée .....	91
III.4 Conclusion.....	97
Chapitre IV Validation du système et analyse des performances.....	100
IV.1 Introduction.....	100
IV.2 Système connecté au réseau .....	102
IV.2.1 Augmentation de la charge.....	102
IV.2.2 Diminution de la charge .....	103
IV.2.3 Scénario de défaillance .....	104
IV.3 Synchronisation et fonctionnement en îlotage .....	106
IV.3.1 Synchronisation.....	107
IV.3.2 Mode îlotage .....	109
IV.3.2.1 Variation de la charge .....	109

IV.3.3 Sous défaut.....	111
IV.4 Comparaison de l'AIVSM proposé avec d'autres techniques.....	114
IV.5 Conclusion .....	115
Conclusion générale et perspectives.....	118
Références .....	121

## *Liste des Figures*

Figure I.1 La constante de l'inertie équivalente en Europe entre 1996 et 2016 [9].....	8
Figure I.2 Schéma du condensateur synchrone [17]. .....	10
Figure I.3 Schéma de l'éolienne pour l'amélioration de l'inertie [21]. .....	14
Figure I.4 Schéma typique d'un condensateur de liaison à courant continu [32].....	17
Figure I.5 Schéma typique d'un ultra-condensateur [31]. .....	18
Figure I.6 Schéma typique d'une batterie via une liaison CC [22].....	20
Figure I.7 Schéma typique d'une batterie via Ultra-capaciter [22]. .....	21
Figure I.8 Schéma du volant d'inertie pour l'amélioration de l'inertie [39].....	22
Figure I.9 Schéma des PS-MHPP pour le soutien de l'inertie [46]. .....	23
Figure II.1 Technique de déchargement PV, (a) $V_{(del,1)} > V_{MPP}$ , (b) $V_{(del,2)} < V_{MPP}$ [70]. .....	35
Figure II.2 Diagramme de la technique de délestage du PV [70]. .....	36
Figure II.3 Technique de contrôle de l'angle de tangage [71]. .....	37
Figure II.4 Technique de contrôle de la vitesse [72] .....	38
Figure II.5 Schéma de commande de l'émulation à inertie cachée [72].....	39
Figure II.6 Diagramme d'émulation de la réserve de puissance rapide [72] .....	41
Figure II.7 Schéma de commande de l'inducverter [75] .....	42
Figure II.8 Schéma de commande du synchroniseur [76].....	46
Figure II.9 Schéma du contrôleur de synchronisation de puissance [77].....	48
Figure II.10 Schéma du contrôleur de tension synchrone [81] .....	52
Figure II.11 Diagramme de la commande MSV 5 <sup>ème</sup> ordre [82].....	54
Figure II.12 Modèle d'ordre inférieur du diagramme de contrôle du MSV [84] .....	56
Figure II.13 Schéma de contrôle du VSM0H [85] .....	59
Figure II.14 Schéma de contrôle du MSV d'ISE Lab [86] .....	61
Figure II.15 Diagramme de contrôle algébrique [89].....	64
Figure II.16 Schéma de contrôle du MSV universel [90] .....	67
Figure II.17 Effet d'une commande d'inertie adaptative [14].....	74
Figure II.18 Schéma du contrôleur prédictif à réseau neuronal [122].....	77
Figure II.19 Diagramme du contrôleur MSV basé sur un réseau neuronal RBF [123] .....	79
Figure II.20 Diagramme double RNA pour la stabilité et la fiabilité [6].....	80
Figure II.21 Diagramme de commande à rétroaction en mode coulissant intégral basé sur un réseau neuronal [124] .....	82

Figure III.1 MSV connecté à un réseau électrique.....	86
Figure III.2 Schéma du système de contrôle de l'AIVSM proposé, basé sur le RNA.....	88
Figure III.3 Schéma du système de générateur diesel.....	92
Figure III.4 Schéma de la structure d'un réseau neuronal.....	94
Figure III.5 Régression d'entraînement du réseau neuronal.....	94
Figure III.6 Performances de formation du réseau neuronal.....	95
Figure III.7 Histogramme d'erreur d'apprentissage du réseau neuronal.....	95
Figure III.8 Organigramme d'une conception RNA utilisant l'algorithme LM pour l'émulation de l'inertie dans un réseau électrique.....	96
Figure III.9 Organigramme d'un système d'IA basé sur un RNA pour l'émulation de l'inertie dans un réseau électrique.....	97
Figure IV.1 Schéma du système AIVSM proposé.....	100
Figure IV.2 Schéma du MSV conventionnel basé sur la commande PI [15].....	101
Figure IV.3 Schéma du MSV adaptatif [14].....	101
Figure IV.4 Réponses en fréquence du système pour le scénario d'augmentation de la charge.....	103
Figure IV.5 Réponses en fréquence du système pour le scénario de diminution de la charge.....	104
Figure IV.6 Réponses en fréquence du système pour le scénario de défaillance.....	105
Figure IV.7 Tension du réseau par unité pendant les scénarios susmentionnés.....	105
Figure IV.8 Puissance du réseau par unité dans les scénarios susmentionnés.....	106
Figure IV.9 Réponses en fréquence du système pour le scénario de connexion au réseau....	108
Figure IV.10 Réponses en fréquence du système pour le scénario de déconnexion du réseau.....	108
Figure IV.11 Tension du réseau par unité pour les scénarios de connexion et de déconnexion du réseau.....	109
Figure IV.12 Réponses en fréquence du système pour le scénario d'augmentation de la charge en mode îloté.....	110
Figure IV.13 Réponses en fréquence du système pour le scénario de diminution de la charge en mode îloté.....	111
Figure IV.14 Réponses en fréquence du système pour le scénario de défaut en mode îloté.....	112
Figure IV.15 Tension du système par unité pendant les scénarios de mode îloté.....	113
Figure IV.16 Puissance du système par unité pendant les scénarios en mode îloté.....	113

***Liste des Tableaux***

Tableau I.1 Résumé des techniques d'amélioration de l'inertie..... 27

Tableau I.2 Comparaison qualitative des coûts associés aux différentes techniques d'amélioration de l'inertie. .... 29

Tableau II.1 Résumé des topologies MSV ..... 71

Tableau III.1 Caractéristiques du générateur diesel. .... 91

Tableau IV.1 Paramètres de la simulation..... 102

Tableau IV.2 Tableau comparatif résumant les stratégies de contrôle récentes, y compris l'AIVSM proposé..... 114

## *Liste des Acronymes*

SER s	Sources d'énergie renouvelables
GS	Générateur synchrone
PV	Photovoltaïque
TVF	Taux de variation de la fréquence
MSVs	Machines synchrones virtuelles
GSVs	Générateurs synchrones virtuels
RBOs	Ressources basées sur les onduleurs
IA	Intelligence artificielle
RNAs	Réseau de neurones artificiels
AIVSM	Machine synchrone virtuelle basée sur l'intelligence artificielle
CSs	Condenseurs synchrones
GADAs	Générateurs à double alimentations
GSAPs	Générateurs synchrones à aimant permanent
GAVFs	Générateurs à induction à vitesse fixe
SSEs	Systèmes de stockage d'énergie
PS-MHPPs	Microcentrales hydroélectriques à réserve pompée
MPPT	Suivi du point de puissance maximale
MPP	Point de puissance maximale
WTs	Éoliennes
PLLs	Boucles à verrouillage de phase
PI	Proportionnel-Intégral
FRT	Traversée des défauts
SyncVC	Contrôleur de tension synchrone
FPB	Filtre passe-bas
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
VSM0H	Machine synchrone virtuelle Inertie zéro
OSEs	Opérateurs de systèmes énergétiques
KHI	Kawasaki Heavy Industries
AVR	Régulateur de tension automatique
REDs	Ressources énergétiques distribuées
RBF	Fonction de base radiale

ANNLC	Réseau de neurone artificiel pour Cycle de vie
ANNt	Réseau de neurone artificiel pour la température
LM	Levenberg-Marquardt
GSD	Générateur synchrone diesel
MLIS	Modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale
PD	Production décentralisée
HIL	Matériel en boucle
SSEB	Systèmes de stockage d'énergie par batterie

## *Introduction générale*

## ***Introduction générale***

La transition des systèmes électriques modernes vers la durabilité a été largement favorisée par l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelables (SER), telles que l'énergie éolienne et solaire. Bien que ces technologies offrent des avantages environnementaux et économiques significatifs, leur adoption généralisée a introduit de nouveaux défis pour la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques. L'une des préoccupations les plus pressantes dans cette transition est la réduction de l'inertie du système, qui est traditionnellement assurée par masses tournantes des générateurs synchrones (GS) dans les centrales électriques conventionnelles [1].

Dans les réseaux conventionnels dominés par des générateurs synchrones, l'énergie cinétique stockée dans les masses en rotation permet d'amortir les fluctuations de fréquence et d'améliorer la résistance du système aux perturbations [2]. Cependant, la plupart des SER, en particulier les systèmes solaires photovoltaïques (PV) et certains types de turbines éoliennes, n'ont pas de masse rotative significative et dépendent plutôt de l'électronique de puissance pour la connexion au réseau. Par conséquent, l'inertie naturelle du système électrique diminue, ce qui entraîne une volatilité accrue de la fréquence, un taux de variation de la fréquence plus élevé (TVF) et une plus grande vulnérabilité aux perturbations. Ces effets présentent des risques importants, notamment l'instabilité de la fréquence, la dégradation de la qualité de l'énergie et, dans les cas extrêmes, des pannes d'électricité à grande échelle [3].

Pour relever ces défis, les chercheurs se sont concentrés sur le développement de stratégies de contrôle innovantes qui peuvent améliorer l'inertie synthétique et la stabilité du réseau dans les systèmes d'alimentation à haute fréquence. Parmi ces solutions, les machines synchrones virtuelles (MSV) sont apparues comme une technologie prometteuse [4]. Les MSV sont des algorithmes de contrôle avancés mis en œuvre dans des ressources basées sur des onduleurs (RBO) qui imitent le comportement dynamique des générateurs synchrones conventionnels. Ce faisant, elles fournissent une inertie synthétique, contribuent à la stabilisation de la fréquence et facilitent l'intégration transparente des SER dans le réseau [5].

Malgré leur potentiel, les mises en œuvre traditionnelles des MSV reposent sur des paramètres de contrôle prédéfinis qui peuvent ne pas s'adapter totalement aux conditions du réseau en temps réel, ce qui limite leur efficacité dans des scénarios d'exploitation variés. Pour surmonter ces limitations, des approches de contrôle basées sur l'intelligence artificielle (IA) ont été proposées, tirant parti de techniques d'apprentissage automatique pour optimiser la

réponse des MSV de manière dynamique [6]. Les réseaux neuronaux artificiels (RNA), en particulier, ont démontré un potentiel significatif d'apprentissage et d'adaptation aux dynamiques complexes des systèmes électriques, ce qui en fait un candidat durable pour l'amélioration des performances des MSV [7].

La contribution de cette thèse est l'étude du développement et la mise en œuvre d'un contrôleur de machine synchrone virtuelle basé sur l'intelligence artificielle (AIVSM) afin d'améliorer la stabilité de la fréquence dans les réseaux électriques modernes avec une forte pénétration de l'électricité renouvelable. L'AIVSM proposé utilise un RNA formé avec l'algorithme de Levenberg-Marquardt pour émuler plus efficacement la dynamique du générateur synchrone. L'étude vise à évaluer les performances de l'AIVSM dans divers scénarios opérationnels, y compris les conditions normales, les perturbations de fréquence et les événements de défaillance, en les comparant aux approches MVS conventionnelles. Les résultats de cette recherche contribuent corpus croissant de connaissances sur les techniques de contrôle pilotées par l'IA pour les systèmes électriques modernes et fournissent des indications précieuses sur l'avenir de la stabilité du réseau dans les environnements dominés par les énergies renouvelables.

La thèse est organisée comme suit : le Chapitre I présente un survol des techniques d'amélioration de l'inertie du réseau ; le Chapitre II propose une revue des générateurs synchrones virtuels ; le Chapitre III décrit la proposition et la conception d'une MSV pilotée par l'IA ; le Chapitre IV porte sur la validation du système et l'analyse des performances ; enfin, la thèse se clôt par une conclusion générale et des perspectives.

## *Chapitre I*

### *Techniques pour améliorer l'inertie du réseau*

## ***Chapitre I Techniques pour améliorer l'inertie du réseau***

### ***I.1 Introduction***

L'inertie représente un concept fondamental dans le fonctionnement et la stabilité des réseaux électriques traditionnels, servant de composant critique pour assurer à la fois la stabilité et la fiabilité opérationnelle. Fondamentalement, l'inertie est définie par l'énergie stockée dans les masses en rotation, en particulier celles que l'on trouve dans les générateurs synchrones. Cette énergie cinétique stockée résiste intrinsèquement aux changements soudains de la fréquence du système, agissant comme un tampon contre les perturbations transitoires et contribuant de manière significative à la résilience du réseau électrique. Cette caractéristique a toujours fait partie intégrante du fonctionnement fiable des systèmes électriques conventionnels [8].

Toutefois, l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelables dans les réseaux électriques modernes a entraîné une diminution marquée de la disponibilité de l'inertie mécanique inhérente. Contrairement aux générateurs synchrones, de nombreuses technologies d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire photovoltaïque et certaines configurations d'éoliennes, ne possèdent pas de composants rotatifs significatifs capables de stocker de l'énergie cinétique. Ce changement a posé des défis considérables à la stabilité du réseau, car les mécanismes traditionnels de régulation de la fréquence et d'atténuation des perturbations sont de plus en plus compromis. La réduction de l'inertie inhérente nécessite l'exploration et l'adoption de stratégies alternatives pour garantir l'intégrité opérationnelle et la robustesse des systèmes électriques dans ce paysage énergétique en pleine évolution [9].

Ce chapitre présente une revue détaillée et complète des diverses stratégies proposées et mises en œuvre pour améliorer l'inertie du réseau dans les systèmes qui dépendent de plus en plus des énergies renouvelables. Il examine la fonction critique des générateurs synchrones dans les réseaux électriques conventionnels, en soulignant leur rôle essentiel dans la fourniture d'une inertie mécanique inhérente et dans le soutien de la stabilité de la fréquence. Avec la pénétration croissante des énergies renouvelables, les sources traditionnelles d'inertie sont progressivement déplacées, ce qui crée un besoin pressant de solutions innovantes pour remédier à ces déficits.

Parmi les méthodes explorées, ce chapitre examine le déploiement de condensateurs synchrones, qui peuvent émuler l'inertie traditionnellement fournie par des masses en rotation. En outre, le texte examine les progrès de la technologie des turbines éoliennes, y compris les modifications qui permettent l'émulation de l'inertie partielle, comblant ainsi le fossé entre la

production d'énergie renouvelable et les exigences conventionnelles en matière de stabilité du réseau. Au-delà des solutions mécaniques, le potentiel des systèmes avancés de stockage d'énergie est analysé en profondeur. Ces systèmes, qui comprennent les condensateurs de liaison à courant continu, les ultra-condensateurs, les technologies de stockage par batterie, les volants d'inertie, les systèmes de stockage de l'énergie, etc. Les réservoirs hydroélectriques, offrent des possibilités de générer une inertie synthétique ou virtuelle. En stockant et en libérant rapidement de l'énergie en réponse aux perturbations du réseau, ces technologies peuvent imiter les effets stabilisateurs de l'inertie mécanique, offrant ainsi une alternative viable dans les systèmes à faible inertie.

Chacune de ces techniques fait l'objet d'une évaluation critique en termes d'efficacité opérationnelle, de faisabilité technique et de difficultés rencontrées lors de la mise en œuvre. En outre, la discussion s'étend à l'impact plus large de ces solutions sur la stabilité du réseau, en tenant compte des facteurs tels que l'évolutivité, la rentabilité et l'intégration dans l'infrastructure existante. Ce chapitre vise à présenter une perspective holistique de l'amélioration de l'inertie du réseau, en offrant un aperçu des méthodologies établies et des innovations émergentes qui promettent de maintenir la fiabilité du réseau face à l'évolution de la demande d'énergie.

## ***1.2 Inertie dans le réseau électrique conventionnel***

Les générateurs synchrones sont fondamentaux dans l'architecture des systèmes traditionnels de production d'électricité, car ils constituent l'épine dorsale qui garantit la stabilité du réseau et une régulation efficace de la fréquence. Ces générateurs sont des composants indispensables des sources d'énergie conventionnelles, telles que les centrales électriques au charbon, au gaz naturel, nucléaires et hydroélectriques, où ils servent non seulement de producteurs d'électricité mais aussi d'éléments stabilisateurs pour le réseau [10], [11]. En raison de leurs masses rotatives importantes, les générateurs synchrones possèdent intrinsèquement la capacité d'ajuster leurs vitesses de rotation en réponse aux déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité. Cette réponse dynamique stabilise efficacement la fréquence du système et assure le fonctionnement synchrone des générateurs interconnectés. Par conséquent, ils jouent un rôle crucial dans la prévention des instabilités graves du réseau et la réduction du risque de pannes généralisées [12], [13], [14].

L'inertie du réseau, paramètre déterminant dans le maintien de la stabilité, est étroitement liée à l'énergie cinétique stockée dans la masse tournante du rotor du générateur. Cette relation est définie mathématiquement par l'équation suivante :

$$E_{kin} = \frac{1}{2}J\omega_r^2 \quad (I.1)$$

Dans cette équation,  $E_{kin}$  représente l'énergie cinétique du rotor,  $\omega_r$  la vitesse angulaire du rotor à sa vitesse nominale et  $J$  le moment d'inertie du rotor. L'inertie de rotation fournie par les générateurs synchrones joue un rôle essentiel dans la résistance aux changements rapides de fréquence, agissant ainsi comme tampon naturel contre les perturbations transitoires et les écarts de fréquence.

Cependant, à mesure que les SER continuent d'être intégrées dans les réseaux électriques, la disponibilité de l'inertie naturelle des générateurs synchrones diminue. Cette tendance est particulièrement préoccupante lorsque la pénétration des SER dépasse des seuils critiques. Au-delà de ces niveaux, les générateurs synchrones du système sont incapables de fournir une inertie suffisante pour maintenir la stabilité de la fréquence dans des conditions dynamiques [15]. La contribution réduite des générateurs synchrones conventionnels entraîne une diminution parallèle de l'inertie du système, ce qui pose des problèmes importants pour le maintien de la stabilité du réseau dans les systèmes dominés par les SER.

La réduction de l'inertie n'augmente pas seulement le TVF mais exacerbe également les écarts de fréquence lors des perturbations du réseau. Ces défis deviennent plus prononcés à mesure que la pénétration des SER augmente, étant donné que de nombreuses technologies SER, telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque, sont interfacées avec le réseau par l'intermédiaire de l'électronique de puissance qui, par nature, ne dispose pas de la masse rotative nécessaire pour assurer l'inertie physique [16]. Cette dynamique souligne le besoin pressant de traiter les conséquences de la diminution de l'inertie au fur et à mesure de l'évolution des systèmes électriques modernes.

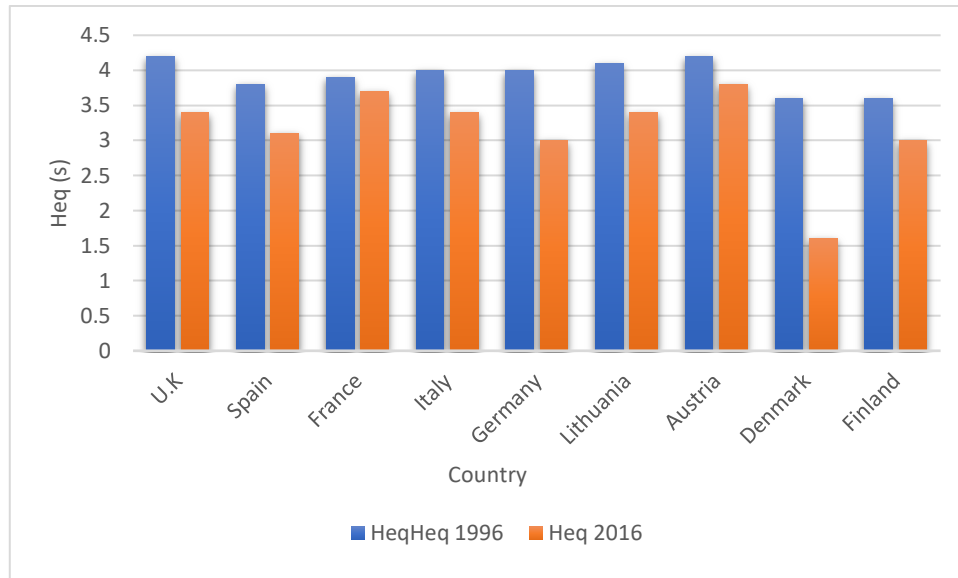


Figure I.1 La constante de l'inertie équivalente en Europe entre 1996 et 2016 [9].

La Figure I.1 illustre la tendance à la baisse de la constante d'inertie équivalente ( $H_{eq}$ ) dans plusieurs pays européens entre 1996 et 2016. Cette mesure,  $H_{eq}$ , permet d'évaluer l'impact de l'activité économique sur l'environnement.

L'inertie globale agrégée d'un système électrique. Les données montrent clairement qu'au fur et à mesure que la pénétration des SER augmentait au cours de cette période, l'inertie totale du système diminuait en conséquence. Cette réduction met en évidence la diminution de la capacité des générateurs synchrones à maintenir des niveaux élevés d'inertie, ce qui aggrave les difficultés rencontrées pour assurer la stabilité du réseau. La figure souligne l'importance de l'inertie du système pour la stabilité du réseau et le besoin urgent de stratégies innovantes pour compenser la perte d'inertie inhérente aux systèmes électriques intégrant une part importante d'énergies renouvelables.

### ***1.3 Techniques pour améliorer l'inertie***

Pour maintenir la stabilité des réseaux électriques modernes face à la pénétration croissante des énergies renouvelables, l'amélioration ou l'émulation de l'inertie est devenue une exigence essentielle. Le déclin progressif de l'inertie mécanique traditionnelle - résultant du remplacement des générateurs synchrones par des technologies SER - pose des défis importants à la performance dynamique du réseau. Contrairement aux sources d'énergie conventionnelles, de nombreuses SER, telles que les systèmes éoliens et solaires photovoltaïques, sont connectées au réseau par l'intermédiaire de l'électronique de puissance, qui ne dispose pas des masses rotatives nécessaires pour assurer l'inertie naturelle. Ce changement fondamental nécessite le

développement et la mise en œuvre de stratégies innovantes pour compenser perte d'inertie inhérente et garantir la stabilité et la fiabilité du réseau dans des conditions en constante évolution.

Cette section explore en détail les techniques conventionnelles et avancées visant à augmenter l'inertie du réseau. Elle commence par examiner les approches traditionnelles, telles que le déploiement de condensateurs synchrones, qui peuvent restaurer une partie de l'inertie traditionnellement fournie par les générateurs synchrones. Ces dispositifs utilisent leurs masses rotatives pour émuler la réponse inertielle des générateurs conventionnels, offrant ainsi une méthode familière et éprouvée pour stabiliser la dynamique de la fréquence.

Au-delà des méthodes traditionnelles, cette section étudie également des solutions de pointe conçues pour relever les défis uniques posés par l'intégration de la haute résolution. Ces techniques avancées comprennent des modifications de la conception des éoliennes qui permettent l'émulation de l'inertie partielle, ainsi que l'application d'algorithmes de contrôle de l'inertie virtuelle dans les convertisseurs électroniques de puissance. En outre, le potentiel des systèmes de stockage d'énergie - tels que les batteries, les volants d'inertie et les ultra-condensateurs - pour fournir une inertie synthétique est explorée en détail. En injectant ou en absorbant rapidement de l'énergie lors de perturbations de la fréquence, ces systèmes peuvent reproduire les effets stabilisateurs de l'inertie mécanique, offrant ainsi une alternative viable dans les réseaux à faible inertie.

Pour chaque technique, la discussion porte sur les principes sous-jacents qui régissent son fonctionnement, les méthodes impliquées dans sa mise en œuvre pratique et son impact potentiel sur la stabilité du réseau. En outre, l'analyse évalue ces solutions en termes d'évolutivité, de rentabilité et de compatibilité avec l'infrastructure existante. En abordant à la fois les méthodologies bien établies et les innovations émergentes, cette section vise à fournir une vision holistique de la stabilité du réseau ; la compréhension des stratégies disponibles pour augmenter l'inertie du réseau, en soulignant leur rôle dans le maintien de systèmes électriques stables et résistants dans le contexte de l'adoption croissante des énergies renouvelables.

### ***1.3.1 Condensateurs synchrones***

Les condensateurs synchrones (CS) sont essentiellement des générateurs synchrones qui fonctionnent sans charges mécaniques, connectés directement au réseau électrique pour soutenir la stabilité du système. Leur fonction principale réside dans la régulation de la tension, obtenue par l'absorption ou l'injection dynamique de puissance réactive, qui contribue à

maintenir les niveaux de tension du réseau dans des conditions de charge variables [17], [18]. Lorsqu'ils sont utilisés comme condensateurs synchrones, ces dispositifs utilisent leurs masses rotatives pour fournir une inertie supplémentaire, améliorant ainsi la stabilité globale du système électrique. La Figure I.2 présente une représentation schématique de la technologie, illustrant ses principes de fonctionnement et son intégration dans le réseau.

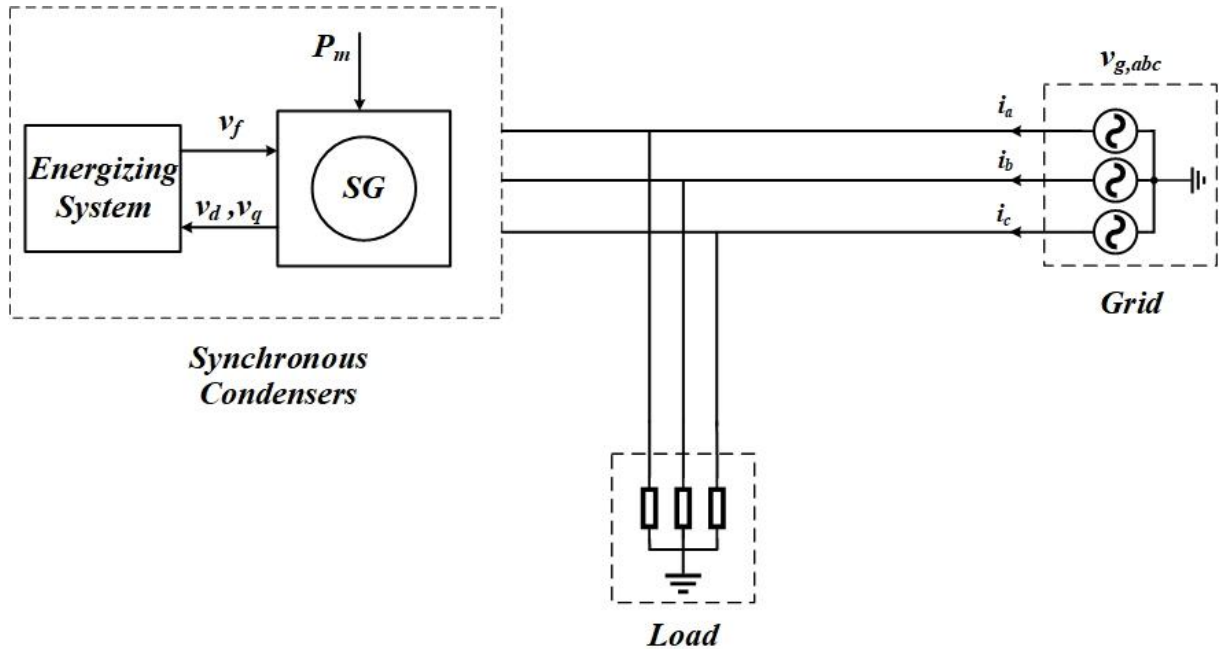


Figure I.2 Schéma du condensateur synchrone [17].

Le rôle des condensateurs synchrones dans l'augmentation de l'inertie du réseau peut être décrit quantitativement à l'aide de la relation suivante :

$$E_{gen} = \frac{1}{2} J (2\pi f_{nom})^2 \quad (I.2)$$

$$H_{gen} = \frac{E_{gen}}{S_{gen}} \quad (I.3)$$

$$H_{sys} = \sum_i \frac{H_{gen} S_{gen}}{S_{sys}} \quad (I.4)$$

Ici,  $H_{gen}$  représente la constante d'inertie d'un générateur synchrone individuel et  $f_{nom}$  fréquence nominale du système. La constante d'inertie globale du système,  $H_{sys}$  représente la fonction de la puissance nominale des différents générateurs synchrones,  $S_{gen}$ , et de la puissance totale du système,  $S_{sys}$ . Cette équation démontre que l'augmentation de la contribution à l'inertie des générateurs individuels améliore proportionnellement la constante

d'inertie à l'échelle du système, renforçant ainsi la capacité du système à résister aux écarts de fréquence en cas de perturbations.

Les condensateurs synchrones sont particulièrement efficaces pour traiter les paramètres critiques de la stabilité du réseau, tels que le TVF et le nadir de fréquence observé pendant les perturbations transitoires. En exploitant l'énergie cinétique stockée dans leurs masses en rotation, les condensateurs synchrones peuvent apporter un soutien immédiat au réseau, en atténuant la gravité des excursions de fréquence et en réduisant le risque d'instabilité du système [19].

Malgré leurs avantages techniques, l'application des condensateurs synchrones dans les systèmes électriques modernes présente plusieurs limitations notables :

1. *Coûts d'exploitation élevés* : Le fonctionnement des générateurs synchrones dépend souvent de sources d'énergie traditionnelles telles que le charbon, le gaz naturel, le pétrole ou les combustibles nucléaires. Ces combustibles sont non seulement coûteux, mais aussi nuisibles à l'environnement en raison des émissions de gaz à effet de serre qu'ils génèrent. De plus, le fonctionnement de ces dispositifs sans charge mécanique réduit la rentabilité, car leur objectif premier n'est plus la production d'énergie mais la fourniture d'inertie [14].

2. *Coûts d'installation substantiels* : La charge financière que représente la construction de nouvelles installations dédiées uniquement à l'amélioration de l'inertie peut être prohibitive. L'adaptation des infrastructures existantes pour qu'elles fonctionnent comme des condensateurs synchrones est une option, mais même cette solution nécessite d'importants investissements, ce qui la rend moins attrayante dans de nombreux contextes [14].

3. *Dépendance à l'égard des combustibles fossiles* : La dépendance à l'égard des condensateurs synchrones à base de combustibles fossiles va à l'encontre des objectifs primordiaux de l'adoption des énergies renouvelables, qui donnent la priorité à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et à la transition vers des systèmes énergétiques durables. Cette dépendance compromet les avantages environnementaux que l'intégration des hautes énergies renouvelables cherche à obtenir [20].

Compte tenu de ces limitations, si les condensateurs synchrones offrent des avantages techniques évidents en améliorant l'inertie du réseau, leurs inconvénients économiques et environnementaux limitent leur applicabilité dans des systèmes électriques avec une forte pénétration des sources d'énergie renouvelables. Alors que le paysage énergétique évolue vers

la durabilité et la réduction de l'empreinte carbone, les solutions alternatives qui s'alignent sur les principes de l'adoption des SER doivent être privilégiées. Néanmoins, les condensateurs synchrones peuvent encore jouer un rôle transitoire dans les systèmes hybrides, où coexistent des sources d'énergie traditionnelles et renouvelables.

### ***1.3.2 Éoliennes***

L'énergie éolienne s'est imposée comme l'une des sources d'énergie renouvelable les plus prometteuses en raison de sa disponibilité à l'échelle mondiale et de sa capacité à fonctionner de manière constante tout au long de la journée et au fil des saisons. Cette fiabilité fait des éoliennes une solution très robuste et durable pour l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques modernes. Avec les progrès technologiques, les systèmes modernes de production d'énergie éolienne - en particulier ceux qui intègrent des générateurs à induction à double alimentation (GADA) - sont largement déployés à de multiples niveaux de l'infrastructure du réseau. Ces systèmes produisent non seulement de l'énergie propre, mais contribuent également à la stabilité du réseau en émulant l'inertie, une capacité qui améliore considérablement la fonctionnalité et l'attrait des systèmes d'énergie éolienne [21].

Plusieurs configurations clés sont utilisées dans les systèmes d'éoliennes, chacune contribuant de manière unique à l'inertie globale du système. Il s'agit notamment des GADA, des générateurs à induction à vitesse fixe (GAVF) et des générateurs synchrones à aimant permanent (GSAP). Chacune de ces configurations apporte un soutien essentiel à la stabilité du réseau grâce à leurs contributions d'inertie inhérentes et synthétiques [22], [23].

Les systèmes GADA, en particulier, sont largement reconnus pour leur connexion directe au réseau via le stator, ce qui leur permet de fournir un soutien inertiel substantiel. Le rotor est relié au réseau par l'intermédiaire d'un système de convertisseurs dos à dos, comprenant des convertisseurs côté production et côté réseau. Ces convertisseurs remplissent des rôles distincts et essentiels : le convertisseur côté réseau est responsable de la régulation de la tension du circuit continu et de la gestion de la puissance réactive, tandis que le convertisseur côté production supervise la production de puissance active, le contrôle de la vitesse du rotor et, dans certains cas, la gestion de la puissance réactive. Cette configuration à double convertisseur permet aux systèmes GADA de fournir un soutien dynamique à la stabilité du réseau dans des conditions opérationnelles variables [24], [25].

Les systèmes GSAP représentent une autre configuration avancée d'éolienne. Ces systèmes relient le stator au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur dos à dos, ce qui

permet un contrôle précis de la vitesse du rotor et de la puissance produite. La conception rationalisée des systèmes GSAP, qui comprend souvent des boîtes de vitesses simplifiées ou des mécanismes d'entraînement direct, améliore leur fiabilité et leur efficacité.

En outre, leur capacité à fournir une inertie synthétique les rend particulièrement bien adaptés aux systèmes électriques modernes à forte pénétration d'énergie renouvelable [26].

Les générateurs à induction à vitesse fixe (GAVF) jouent également un rôle important en fournissant une inertie inhérente. Avec des stators directement couplés au réseau électrique, les systèmes GAVF contribuent à stabiliser la fréquence du réseau en tirant parti de leur masse rotative. Pour optimiser encore leurs performances, des systèmes de contrôle avancés sont souvent intégrés dans les configurations des GAVF. Il s'agit notamment de mécanismes de réglage de l'angle d'inclinaison des pales et de commandes électroniques de puissance sophistiquées, qui améliorent la réponse inertielle des éoliennes aux changements soudains des conditions du réseau [27], [28], [29].

Malgré leurs avantages techniques et environnementaux, l'adoption généralisée des techniques d'amélioration de l'inertie des éoliennes n'est pas sans poser de problèmes. Les coûts initiaux élevés associés aux technologies de l'énergie éolienne restent un obstacle important, limitant leur accessibilité et leur déploiement à l'échelle mondiale. En outre, la variabilité inhérente à l'énergie éolienne pose des problèmes opérationnels. La production d'énergie éolienne dépend fortement des fluctuations de la vitesse du vent et de la disponibilité géographique de ressources éoliennes idéales, qui sont souvent concentrées dans des régions spécifiques [30].

La Figure I.3 donne une représentation schématique d'une éolienne configurée pour améliorer l'inertie, illustrant les principes opérationnels et les composants clés qui permettent à cette technologie de contribuer efficacement à la stabilité du réseau. La figure souligne l'interaction complexe entre les systèmes mécaniques, électriques et de contrôle des éoliennes, mettant en évidence leur potentiel en tant que générateurs d'énergie et éléments stabilisateurs des réseaux électriques modernes.

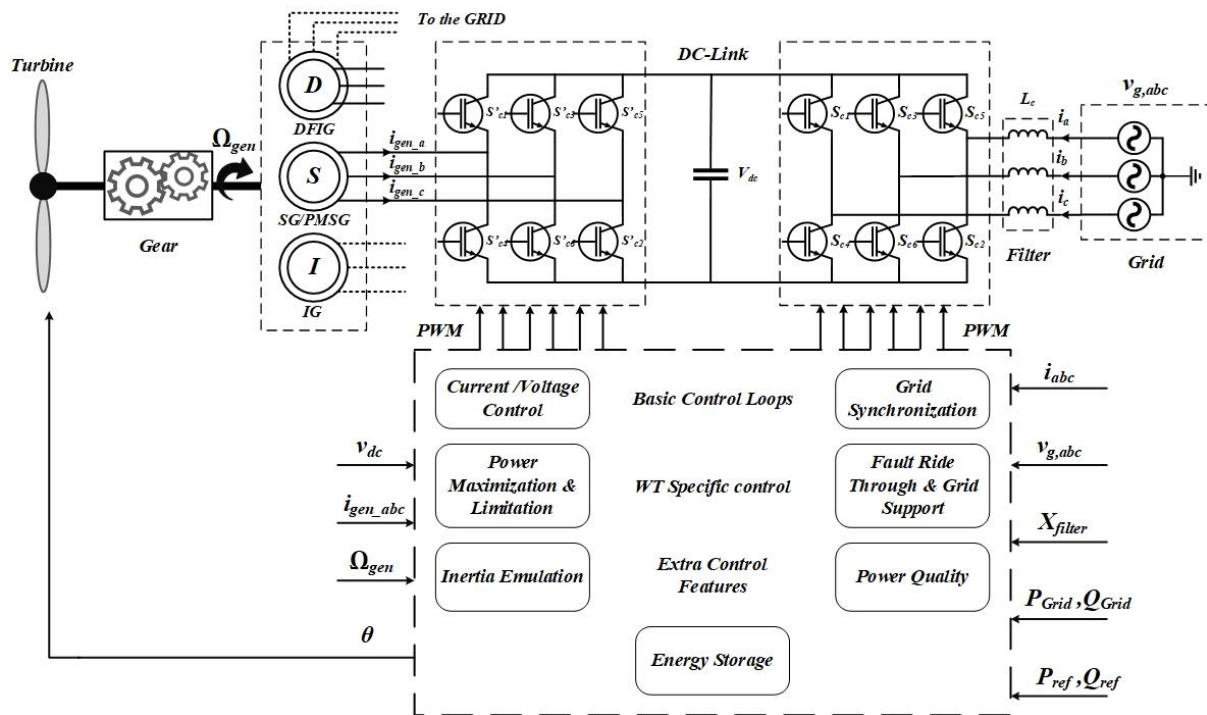


Figure I.3 Schéma de l'éolienne pour l'amélioration de l'inertie [21].

### 1.3.3 Systèmes de stockage d'énergie

Les systèmes de stockage d'énergie (SSE) apparaissent comme une solution polyvalente et très efficace pour améliorer l'inertie du réseau, en particulier dans les réseaux électriques qui intègrent une part importante de sources d'énergie renouvelables. Les systèmes de stockage d'énergie englobent toute une série de technologies, notamment les condensateurs, les supercondensateurs, les batteries et les volants d'inertie, qui contribuent tous à la stabilité du réseau en injectant ou en absorbant dynamiquement de l'énergie active en fonction de la demande en temps réel du réseau. En réagissant aux fluctuations de la production et de la consommation d'électricité, ces systèmes jouent un rôle essentiel dans l'atténuation des perturbations de la fréquence et le maintien de la stabilité globale du réseau.

La stratégie opérationnelle des SSE est centrée sur leur capacité à agir à la fois comme fournisseurs d'électricité et comme réservoirs d'énergie. Pendant les périodes de pénurie d'électricité ou d'instabilité du réseau, les SSE déchargent l'énergie stockée pour compenser les déficits, réduisant ainsi la gravité des écarts de fréquence. Inversement, lorsque les sources d'énergie renouvelables génèrent un surplus d'énergie, les systèmes électriques d'urgence absorbent et stockent cette énergie en vue d'une utilisation ultérieure, ce qui permet d'atténuer les fluctuations causées par la nature variable de la production d'énergie renouvelable. Pour obtenir des performances optimales et prolonger la durée de vie du système, les SSE sont

généralement exploités dans une plage d'état de charge spécifique, souvent maintenue entre 50 % et 80 % de leur capacité totale. Cette stratégie opérationnelle garantit que des réserves d'énergie suffisantes sont disponibles pour soutenir l'émulation de l'inertie tout en évitant la surcharge ou la décharge profonde, qui peuvent dégrader le support de stockage [31].

L'intégration des SSE dans les réseaux électriques a catalysé le développement de techniques innovantes et de configurations de systèmes conçues pour maximiser leur efficacité et leur compatibilité avec l'infrastructure de réseau existante. Ces progrès comprennent le déploiement d'algorithmes de contrôle optimisés, qui permettent aux SSE de réagir rapidement et précisément aux perturbations du réseau, améliorant ainsi leur contribution à l'émulation de l'inertie. Des stratégies de placement améliorées ont également été introduites pour s'assurer que les systèmes électriques d'urgence sont situés à des endroits stratégiques du réseau, maximisant ainsi leur impact sur la stabilité et minimisant les pertes de transmission. En outre, les progrès réalisés dans les topologies du SSE, telles que les conceptions modulaires et les configurations hybrides, permettent une plus grande flexibilité et une plus grande évolutivité, ce qui permet leur intégration transparente dans diverses architectures de réseaux électriques.

Les sous-sections suivantes analysent en détail les technologies SSE les plus utilisées, en explorant leurs caractéristiques uniques, leurs principes de fonctionnement et leurs contributions spécifiques à l'inertie du réseau. Cet examen approfondi permet de mieux comprendre les forces et les limites de chaque technologie, ainsi que leur capacité à relever les défis liés à la pénétration des SER dans les réseaux électriques modernes.

### ***1.3.3.1 Condensateur de liaison CC***

Les condensateurs de liaison CC sont des composants essentiels des systèmes énergétiques contemporains, jouant un rôle crucial dans l'isolation des circuits électriques - tels que les SER et les onduleurs - au sein d'une configuration de liaison CC. Ces condensateurs facilitent le transfert d'énergie et assurent la compatibilité entre les différents sous-systèmes électriques. Au-delà de cette fonction première, les condensateurs de liaison CC remplissent plusieurs rôles essentiels, notamment la stabilisation de la tension de la liaison CC, le filtrage des harmoniques pour maintenir la qualité de l'énergie et la compensation de la puissance réactive, ce qui contribue à la stabilité globale du réseau [32], [33].

En plus de ces applications conventionnelles, les condensateurs à liaison CC ont démontré un potentiel considérable en contribuant à l'inertie synthétique. En émulant efficacement le comportement des générateurs synchrones classiques, ces condensateurs

peuvent atténuer de manière significative les écarts de fréquence lors des perturbations du réseau. Leur capacité à réduire le nadir de la fréquence et le TVF pendant les déséquilibres de puissance souligne leur valeur dans les systèmes électriques modernes à forte pénétration de SER [34].

L'analogie entre le comportement des condensateurs à liaison CC et des générateurs synchrones fournit une base théorique pour leur utilisation dans les applications d'inertie virtuelle. Dans cette analogie, les paramètres électriques du condensateur à liaison CC correspondent aux propriétés mécaniques d'un générateur synchrone. La relation entre la tension du lien CC ( $V_{cdc}$ ) et la capacité ( $C_{cdc}$ ) est analogue à la fréquence du système ( $f_r$ ) dérivée de la vitesse angulaire ( $\omega_r$ ) et le moment d'inertie ( $J$ ), comme représenté par les équations suivantes :

$$H_{gen} = \frac{J\omega_r^2}{2S_{gen}} \quad (I.5)$$

$$H_{cap} = \frac{C_{cdc}V_{cdc}^2}{2S_{cap}} \quad (I.6)$$

$$\omega_r = 2\pi f_r \quad (I.7)$$

Cette analogie met en évidence la capacité des condensateurs de liaison à courant continu à émuler la réponse inertielle des machines tournantes, à stabiliser les fluctuations de fréquence et à améliorer la résilience du réseau pendant les événements transitoires.

Pour exploiter cette capacité, des algorithmes de contrôle avancés sont utilisés, ce qui permet aux condensateurs du lien CC de répondre dynamiquement aux écarts de fréquence et de contribuer à l'inertie synthétique. Ces algorithmes gèrent les cycles de charge et de décharge des condensateurs, garantissant que l'énergie est injectée ou absorbée en fonction des besoins pour compenser les déséquilibres de puissance. Cette réponse dynamique permet de maintenir la fréquence du réseau dans des limites acceptables, réduisant ainsi le risque d'instabilité du système.

La Figure I.4 illustre une configuration typique d'un condensateur à liaison CC dans un système électrique. Le schéma met l'accent sur son intégration avec les SER et les onduleurs, montrant son rôle multiforme dans le soutien de la stabilité du système électrique. La figure met également en évidence la capacité du condensateur à s'interfacer de manière transparente avec les infrastructures de réseau modernes, ce qui en fait un élément indispensable pour parvenir à un système énergétique résilient et durable.

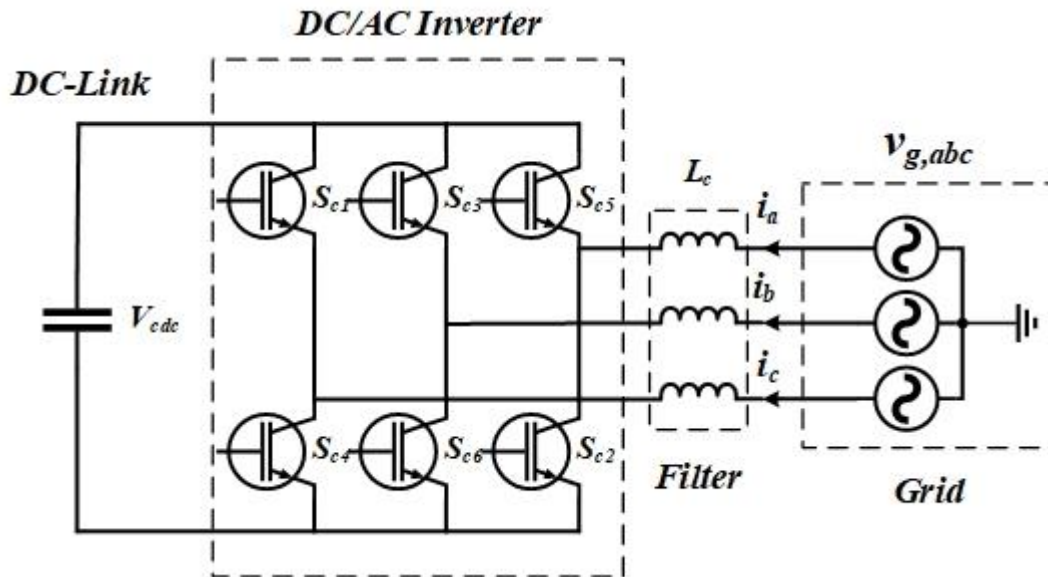


Figure I.4 Schéma typique d'un condensateur de liaison à courant continu [32].

### I.3.3.2 Ultra-condensateur

Les supercondensateurs sont des dispositifs de stockage d'énergie avancés qui se distinguent par leur efficacité élevée et leurs caractéristiques opérationnelles exceptionnelles. Leurs performances sont définies par des attributs tels qu'un courant de décharge élevé, une longue durée de vie du cycle de charge et de décharge et la capacité de fournir de l'énergie rapidement et de manière fiable. Ces qualités font des supercondensateurs des candidats idéaux pour les applications nécessitant une puissance d'impulsion, ce qui est essentiel pour la réponse à la fréquence primaire dans les réseaux électriques modernes. Leur déploiement est particulièrement avantageux dans les scénarios où les capacités des condensateurs de liaison CC sont inadéquates ou lorsqu'un soutien supplémentaire pour la régulation de la fréquence est nécessaire. De nombreuses configurations et topologies ont été développées pour améliorer leur intégration dans les réseaux électriques, en optimisant leurs performances et leur adaptabilité, comme le souligne [31]. La Figure I.5 illustre une représentation schématique standard d'un ultra-condensateur intégré dans un système d'alimentation.

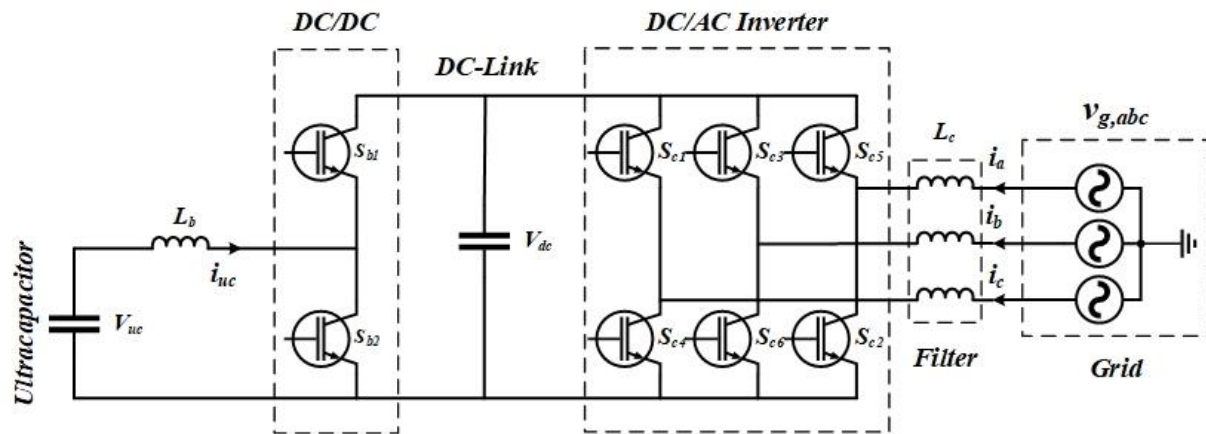


Figure I.5 Schéma typique d'un ultra-condensateur [31].

Les avantages des supercondensateurs vont bien au-delà de leur efficacité énergétique. Leur capacité à répondre presque instantanément aux fluctuations de la charge constitue un avantage significatif pour le maintien de la stabilité du réseau. En outre, leur conception modulaire offre une certaine évolutivité, ce qui les rend adaptés à toute une série d'applications, depuis les systèmes à petite échelle jusqu'aux opérations de réseau à grande échelle. Les supercondensateurs ont une longue durée de vie, souvent supérieure à celle des batteries conventionnelles, et leur absence de maintenance réduit les coûts d'exploitation et la complexité. En outre, leurs caractéristiques écologiques en font une alternative convaincante aux solutions traditionnelles de stockage de l'énergie, en particulier dans les applications alignées sur les objectifs de durabilité [35].

En termes de stabilité du réseau, les supercondensateurs jouent un rôle essentiel en retardant le nadir de la fréquence et en atténuant le TVF pendant les perturbations. Ce retard est crucial car il constitue un tampon temporel qui permet aux sources d'énergie à réaction plus lente, telles que les générateurs conventionnels ou les systèmes de batteries à grande échelle, de s'activer et de remédier efficacement aux déviations de fréquence. En contribuant à cette stabilisation dynamique, les supercondensateurs aident à réduire le risque de défaillances en cascade et à améliorer la résilience globale du réseau électrique.

Cependant, malgré leurs nombreux avantages, les supercondensateurs ne sont pas sans limites. L'une des principales contraintes est leur temps de décharge relativement court, qui limite leur capacité à fournir une alimentation soutenue sur de longues périodes. Cette caractéristique peut limiter leur applicabilité dans des scénarios nécessitant une fourniture d'énergie prolongée. Néanmoins, le temps de réponse rapide et l'efficacité élevée des

supercondensateurs l'emportent souvent sur ces inconvénients, ce qui garantit leur utilité en tant que composant essentiel des systèmes d'alimentation modernes.

La Figure I.5 explique plus en détail les principes de fonctionnement des supercondensateurs et leur intégration dans les systèmes électriques, en mettant en évidence leur rôle dans la réduction de l'écart entre l'électricité à court terme et l'électricité à long terme. Le stockage de l'énergie et la fourniture d'énergie à grande vitesse. Cette capacité unique fait des supercondensateurs un outil indispensable dans le paysage en évolution de la stabilisation des réseaux et de l'intégration des énergies renouvelables.

### **I.3.3.3 Batteries**

Les batteries font partie des dispositifs de stockage d'énergie les plus polyvalents, offrant une combinaison de densité énergétique élevée, de capacités de réponse rapide et de durées de décharge prolongées. Ces caractéristiques font des batteries l'une des solutions les plus efficaces pour le contrôle et la régulation de la fréquence dans les systèmes électriques contemporains [22]. Fonctionnant en courant continu (CC), les batteries nécessitent des niveaux de tension stables et cohérents pour garantir des processus de charge efficaces et fiables. L'intégration des batteries dans les réseaux électriques nécessite le déploiement de convertisseurs électroniques de puissance et d'algorithmes de contrôle avancés. Ces technologies permettent une régulation précise de la puissance de sortie et permettent aux batteries d'émuler l'inertie, contribuant ainsi de manière significative à la stabilité et à la résilience du réseau [36]. Diverses configurations et topologies pour l'intégration des batteries dans les infrastructures de réseau ont été étudiées de manière approfondie, comme le souligne [37].

Dans les applications pratiques du réseau, les batteries sont généralement connectées par un lien CC, une configuration qui facilite l'échange d'énergie entre le système de stockage et le réseau. La Figure I.6 donne une représentation schématique d'une telle configuration, illustrant l'intégration des batteries dans l'écosystème du réseau. Si le temps de réponse des batteries est généralement plus lent que celui des supercondensateurs, leurs durées de décharge beaucoup plus longues compensent efficacement cette limitation. Cette caractéristique permet aux batteries de fournir une alimentation soutenue en cas de perturbations prolongées, garantissant ainsi une alimentation stable et fiable dans des scénarios où les supercondensateurs risquent de ne pas suffire

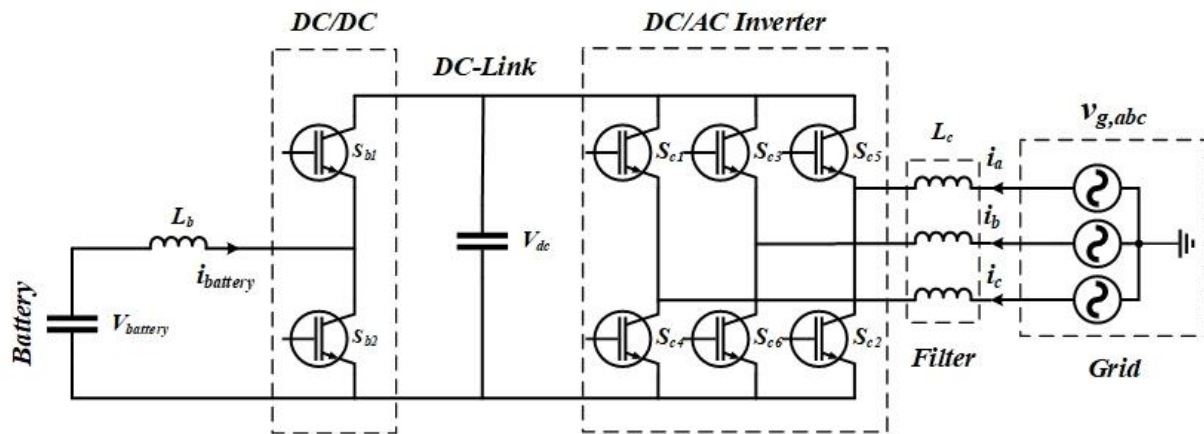


Figure I.6 Schéma typique d'une batterie via une liaison CC [22].

La capacité des batteries à répondre aux demandes d'énergie à long terme les rend indispensables dans les systèmes électriques modernes, en particulier ceux qui présentent des niveaux élevés de pénétration des énergies renouvelables. En répondant de manière dynamique aux fluctuations de fréquence et en atténuant le TVF, les batteries jouent un rôle essentiel dans le maintien de la stabilité du réseau pendant les périodes de fluctuation de la production ou de la demande d'énergie.

Pour maximiser les avantages des deux technologies, les systèmes de stockage d'énergie hybrides combinant des batteries et des supercondensateurs sont apparus comme une solution prometteuse. Ces systèmes hybrides sont conçus pour tirer parti des temps de réponse rapides et des capacités de haute puissance des supercondensateurs, tout en tirant parti des périodes de décharge prolongées offertes par les batteries. Cette combinaison synergique garantit une gestion optimale de l'énergie, en répondant aux besoins en énergie à court et à long terme. La Figure I.7 illustre la topologie d'un système hybride typique, mettant en évidence son potentiel pour améliorer la stabilité du réseau et l'efficacité énergétique [38].

En intégrant les forces complémentaires des batteries et des supercondensateurs, les systèmes hybrides offrent une solution complète aux défis posés par le fonctionnement des réseaux modernes. Leur capacité à fournir à la fois des poussées de puissance immédiates et un soutien énergétique durable en fait un élément essentiel de la transition vers des systèmes électriques plus fiables et plus durables.

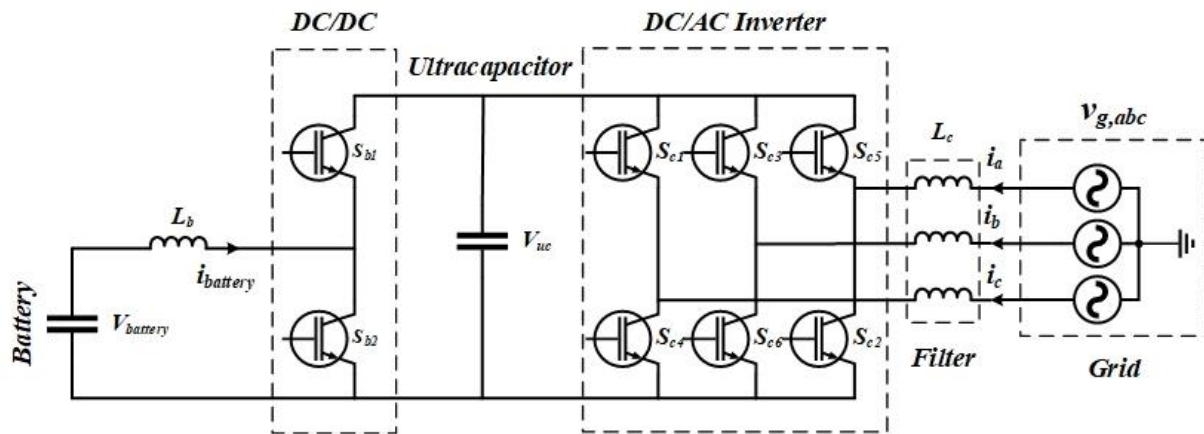


Figure I.7 Schéma typique d'une batterie via Ultra-capaciter [22].

### I.3.3.4 Volants d'inertie

Les volants d'inertie sont des systèmes de stockage d'énergie avancés qui se distinguent par leurs caractéristiques de performance exceptionnelles, notamment des temps de réponse rapides, un rendement élevé et une durée de vie opérationnelle prolongée. Ces caractéristiques font que les volants d'inertie sont particulièrement bien adaptés à une variété d'applications de réseaux modernes [39], [40]. En tirant parti de l'énergie cinétique stockée dans une masse tournant à grande vitesse, les volants d'inertie offrent une inertie importante, ce qui permet une grande souplesse dans la fourniture de services auxiliaires essentiels. Ces services comprennent la régulation de la fréquence, le maintien de la tension et l'équilibrage de l'énergie, qui sont tous essentiels pour maintenir la stabilité du réseau dans les systèmes électriques avec des niveaux élevés d'intégration des énergies renouvelables [41], [42].

La capacité des volants d'inertie à répondre instantanément aux perturbations du réseau les rend inestimables pour relever les défis liés à la variabilité et à l'intermittence des SER. En injectant ou en absorbant rapidement de l'énergie selon les besoins, les volants d'inertie contribuent à stabiliser le réseau, en particulier lors d'événements transitoires tels que des changements soudains de la charge ou de la production. Leur principe de fonctionnement est centré sur la conversion de l'énergie électrique en énergie cinétique pendant les phases de charge et sa reconversion en énergie électrique pendant la décharge, ce qui constitue une solution de stockage d'énergie dynamique et très réactive.

La recherche récente s'est concentrée sur l'amélioration de la fonctionnalité et de l'efficacité des systèmes de stockage d'énergie basés sur des volants d'inertie grâce à des méthodes de contrôle innovantes. Par exemple, une étude réalisée par [43] a introduit une stratégie de contrôle de la fréquence pour les systèmes à volant d'inertie intégrés dans les micro-

réseaux. Cette approche a démontré la capacité des volants d'inertie à réaliser des injections rapides de puissance tout en minimisant efficacement les fluctuations de la tension du lien CC, améliorant ainsi la fiabilité du système. De même, des analyses comparatives de divers schémas de contrôle pour le stockage d'énergie par volant d'inertie ont fourni des indications précieuses sur l'optimisation de leur intégration dans les infrastructures de réseau, en abordant des questions telles que les pertes d'énergie et la stabilité du système [44].

Le développement de systèmes de stockage d'énergie hybrides qui combinent les volants d'inertie avec d'autres technologies, telles que les batteries lithium-ion, a encore élargi leur potentiel d'application. Ces configurations hybrides sont conçues pour exploiter les atouts uniques de chaque technologie : la réponse rapide et les capacités de haute puissance des volants d'inertie et la durée de décharge prolongée des batteries. Ces systèmes se sont révélés particulièrement efficaces pour lisser la production des systèmes photovoltaïques, renforcer la fiabilité du réseau et améliorer les stratégies globales de gestion de l'énergie [45].

La Figure I.8 présente une représentation schématique d'un système de volant d'inertie configuré pour soutenir l'inertie, en soulignant son rôle dans le renforcement de la stabilité du réseau. Ce diagramme illustre comment les volants d'inertie peuvent rapidement décharger de l'énergie pour contrer les écarts de fréquence et récupérer de l'énergie efficacement pour maintenir l'équilibre du réseau. L'adoption croissante des systèmes de stockage d'énergie par volant d'inertie reflète le rôle essentiel qu'ils jouent pour relever les défis posés par la dynamique des réseaux modernes. Leur combinaison de vitesse, de durabilité et de flexibilité opérationnelle les positionne comme une technologie de base dans la recherche de systèmes électriques résilients et durables.

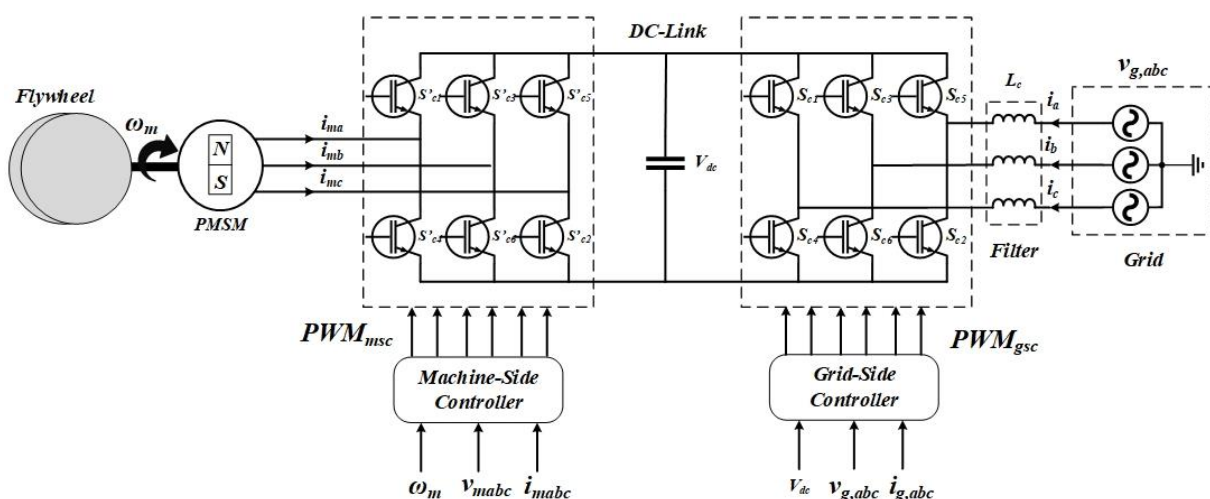


Figure I.8 Schéma du volant d'inertie pour l'amélioration de l'inertie [39].

### I.3.3.5 Hydroélectricité

L'hydroélectricité est depuis longtemps la pierre angulaire du stockage mondial de l'électricité, représentant environ 99 % de la capacité totale de stockage dans le monde. Sa flexibilité et son évolutivité inhérentes la rendent indispensable au maintien d'une alimentation électrique fiable et stable, en particulier dans les réseaux électriques intégrant une part importante d'énergies renouvelables [46]. Parmi les technologies de ce domaine, les microcentrales hydroélectriques à pompage (PS-MHPP) sont apparues comme une solution de premier plan pour le stockage de l'énergie et la gestion de la stabilité du réseau. Ces systèmes fonctionnent selon deux modes principaux : la production et le pompage, ce qui leur permet de répondre de manière dynamique aux fluctuations de l'offre et de la demande du réseau.

En mode de production, les centrales PS-MHPP libèrent l'eau d'un réservoir surélevé pour actionner des turbines et produire de l'électricité, ce qui permet de faire face aux pénuries d'électricité pendant les périodes de forte demande. Inversement, en mode de pompage, l'électricité excédentaire du réseau est utilisée pour pomper l'eau dans le réservoir, stockant ainsi l'énergie potentielle en vue d'une utilisation ultérieure. Ce fonctionnement cyclique facilite non seulement le stockage de l'énergie, mais garantit également que l'alimentation électrique s'aligne sur les fluctuations de la demande. La Figure I.9 présente une représentation schématique d'un système PS-MHPP, illustrant sa structure opérationnelle et ses composants.

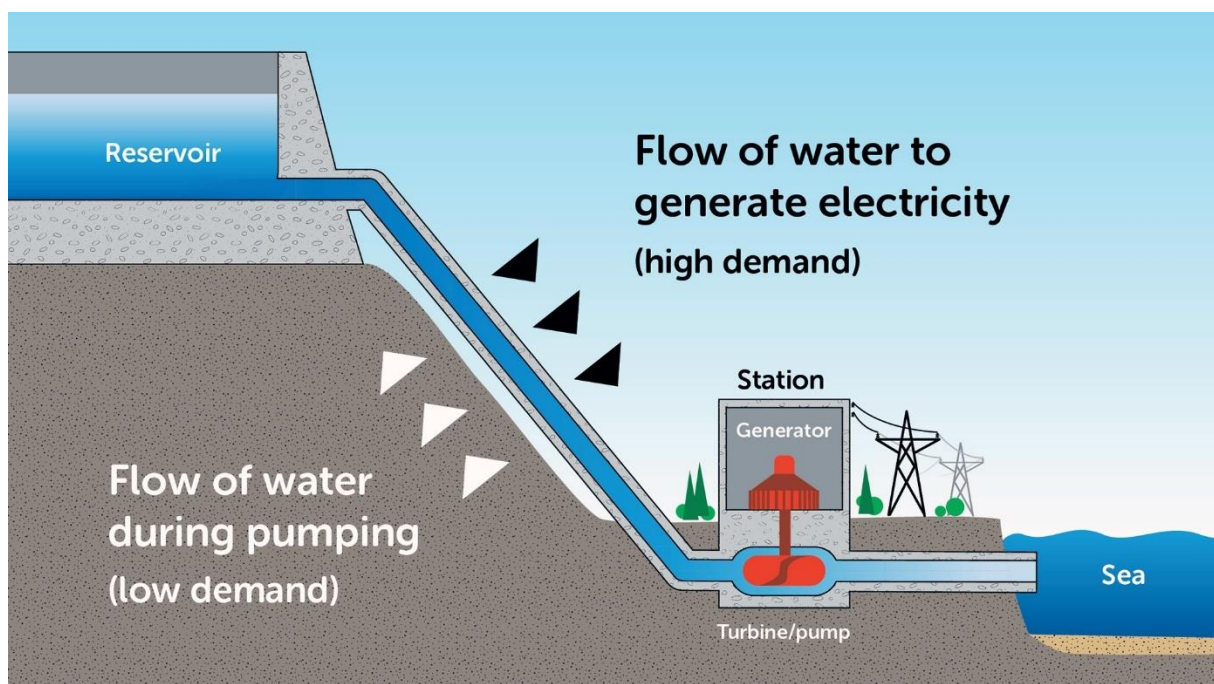


Figure I.9 Schéma des PS-MHPP pour le soutien de l'inertie [46].

### ***Systèmes de contrôle avancés pour les centrales PS-MHPP***

Le fonctionnement efficace des centrales hydroélectriques PS-MHPP repose sur des schémas de contrôle sophistiqués capables de gérer des changements rapides et imprévisibles dans la production d'énergie. Les applications modernes utilisent fréquemment des convertisseurs électroniques de puissance, qui servent à découpler la machine hydroélectrique de la connexion traditionnelle au réseau. Ces convertisseurs offrent une plus grande flexibilité en permettant l'utilisation d'unités à vitesse réglable, optimisant ainsi les processus de conversion de l'énergie et améliorant l'efficacité globale du système. La technologie à vitesse réglable est particulièrement utile pour s'adapter à des conditions de charge variables, car elle permet de réguler avec précision la vitesse de la turbine et la puissance produite. Cette adaptabilité est cruciale pour maintenir la stabilité du réseau, en particulier dans les systèmes à forte pénétration d'énergies renouvelables intermittentes telles que l'énergie éolienne et solaire [47].

En outre, l'intégration de convertisseurs électroniques de puissance dans les centrales hydroélectriques à cycle combiné facilite le contrôle précis de la production d'électricité, contribuant ainsi directement à la stabilité de la fréquence du réseau. Cette capacité est particulièrement précieuse lors d'événements transitoires, où des temps de réponse rapides sont essentiels pour atténuer les écarts de fréquence et maintenir l'équilibre du système.

### ***Défis et compromis***

Malgré leurs avantages, l'incorporation de convertisseurs électroniques de puissance pose des problèmes importants. L'un des inconvénients majeurs est la réduction de la contribution de l'inertie naturelle du système hydroélectrique. Traditionnellement, la masse rotative des turbines hydroélectriques fournit une inertie inhérente qui joue un rôle essentiel dans l'amortissement des fluctuations de fréquence lors des perturbations du réseau. Cependant, le découplage de la turbine du réseau par le biais de l'électronique de puissance diminue ce soutien inertiel, ce qui peut avoir un impact sur la capacité du système à répondre efficacement aux écarts de fréquence.

Il est essentiel d'équilibrer ces compromis pour optimiser les performances des centrales PS-MHPP dans les réseaux électriques modernes. D'une, l'électronique de puissance améliore la flexibilité opérationnelle, l'efficacité et la précision, permettant aux centrales PS-MHPP de mieux compléter les SER. D'autre, le maintien de niveaux adéquats d'inertie du système

nécessite une conception et des stratégies d'intégration minutieuses afin de garantir que ces centrales puissent continuer à fournir des services auxiliaires essentiels.

#### ***1.4 Résumé des techniques d'amélioration de l'inertie***

Ce chapitre a fourni une analyse approfondie des différentes techniques visant à renforcer l'inertie dans les réseaux électriques, en soulignant leur importance critique dans le maintien de la stabilité alors que les SER dominent de plus en plus le mix énergétique. Traditionnellement, les réseaux électriques s'appuient sur l'inertie mécanique intrinsèque des générateurs synchrones pour atténuer les écarts de fréquence et garantir la fiabilité opérationnelle. Cependant, l'intégration croissante des SER - caractérisées par leur manque d'inertie mécanique inhérente - a introduit des défis importants pour la stabilité du réseau, nécessitant des solutions innovantes pour préserver l'intégrité du système. Le Tableau I.1 présente un résumé des techniques d'amélioration de l'inertie mentionnées ci-dessus.

##### ***1.4.1 Un survol sur les techniques d'amélioration de l'inertie***

Pour réduire l'inertie mécanique, plusieurs stratégies ont été proposées et examinées de manière critique :

###### *1- Condenseurs synchrones*

Ces dispositifs, essentiellement des générateurs synchrones non chargés, sont réutilisés pour fournir une inertie supplémentaire et un support de puissance réactive. Leur capacité à émuler l'inertie mécanique les rend précieux pour atténuer la TVF en cas de perturbations. Toutefois, leurs limites économiques et environnementales, notamment les coûts opérationnels élevés et la dépendance à l'égard des sources d'énergie conventionnelles, peuvent restreindre leur adoption à grande échelle.

###### *2- Technologies des éoliennes*

Les progrès réalisés dans la configuration des éoliennes, telles que celles qui intègrent des GADA et des GSAP, permettent une émulation synthétique de l'inertie grâce à des mécanismes de contrôle avancés. Ces mécanismes de contrôle permettent d'émuler l'inertie synthétique ; présentent un potentiel important pour la stabilisation de la fréquence, mais sont limités par la variabilité inhérente à l'énergie éolienne et le coût élevé de la mise en œuvre.

### 3- *Systèmes de stockage d'énergie (SSE)*

Un large éventail de technologies SSE - y compris les condensateurs de liaison à courant continu, les ultra-condensateurs, les batteries et les volants d'inertie - est apparu comme la pierre angulaire de l'émulation de l'inertie. Ces systèmes injectent ou absorbent dynamiquement de la puissance active pour stabiliser les fluctuations de fréquence lors des perturbations du réseau. Si les SSE offrent des temps de réponse rapides et une grande capacité d'adaptation, leur efficacité dépend de leur emplacement optimal, des stratégies de contrôle et des compromis économiques associés à leur déploiement.

### 4- *Solutions hydroélectriques*

Les centrales hydroélectriques de type PS constituent un mécanisme robuste de stockage de l'énergie et de soutien de l'inertie, tirant parti de leur fonctionnement bi-mode pour faire face aux pénuries et aux excédents d'énergie. Cependant, l'intégration de convertisseurs électroniques de puissance, qui découplent les machines hydroélectriques du réseau, réduit la contribution de l'inertie naturelle de ces systèmes, ce qui représente un compromis critique entre la flexibilité et la stabilité.

#### ***1.4.2 Implications et orientations futures***

La mise en œuvre réussie de ces techniques d'amélioration de l'inertie est essentielle pour garantir la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques modernes caractérisés par une forte pénétration des ERs. Chaque technologie présente des avantages et des limites qui lui sont propres, de sorte que leur sélection et leur application dépendent des exigences spécifiques du système, des contraintes opérationnelles et de la faisabilité économique. En outre, l'intégration de ces solutions exige des algorithmes de contrôle avancés, une meilleure coordination du réseau et des cadres politiques solides pour optimiser leurs performances et faciliter leur adoption sans heurts.

Alors que le secteur de l'énergie se dirige vers un avenir durable et dominé par les énergies renouvelables, le développement et le déploiement de stratégies innovantes d'amélioration de l'inertie seront essentiels. Ces efforts permettront non seulement de renforcer la résilience des réseaux électriques, mais aussi de tenir compte de la nature dynamique et décentralisée de la demande et de la production d'électricité modernes. L'évolution continue de ces technologies, associée à la recherche et à la collaboration interdisciplinaires, jouera un rôle central dans l'élaboration de l'avenir des infrastructures énergétiques stables et durables.

Tableau I.1 Résumé des techniques d'amélioration de l'inertie.

Technologie	Compensation de l'inertie	Coût	Fonctions	Problèmes	Éprouvé	Références
Condenseurs Synchrones	Haut	Haut	Compensation de la puissance réactive et le contrôle de tension	Sources non Renouvelables	Oui	[48], [49], [50], [51]
Éoliennes	Haut	Moyen	Contrôle de La fréquence et Source Renouvelable	Émulation de l'inertie non linéaire	Oui	[52], [53], [54]
Condensateur du circuit intermédiaire	Faible	Faible	Soutien de la tension du circuit intermédiaire et filtrage des harmoniques	Dimensionnement des condensateurs de liaison à courant continu	Non	[34], [55], [56]
Ultra-capaciter	Haut	Haut	Contrôle de la fréquence	Dimensionnement et placement des supercondensateurs	Non	[41], [51]
Batteries	Haut	Haut	Contrôle de la fréquence	Mesure de la TdCdF, dimensionnement et placement des batteries	Non	[57], [58]
Volants d'inertie	Haut	Haut	Compensation de la puissance réactive et contrôle de tension	—	Non	[40], [59]
Hydroélectricité	Haut	Haut	Contrôle de La fréquence et Source Renouvelable	Dépendance à l'égard de la disponibilité de l'eau et l'utilisation des sols	Oui	[46], [47]

### ***1.5 Analyse qualitative des coûts des techniques d'amélioration de l'inertie***

Cette section évalue les implications financières des différentes techniques d'amélioration de l'inertie, en mettant l'accent sur les investissements initiaux, les dépenses opérationnelles et les besoins de maintenance. L'analyse est résumée dans le Tableau I.2, qui donne un aperçu comparatif des coûts relatifs associés à ces technologies.

#### ***1.5.1 Solutions à coût élevé : Condenseurs synchrones et volants d'inertie***

Les condenseurs synchrones et les volants d'inertie représentent le niveau supérieur des coûts d'amélioration de l'inertie, en grande partie en raison de leur dépendance à l'égard des composants mécaniques et de leurs opérations à forte intensité énergétique. Les condenseurs synchrones, qui sont essentiellement des générateurs synchrones reconvertis, nécessitent des investissements initiaux importants pour leur installation, en particulier lorsqu'une infrastructure dédiée est nécessaire. Leurs exigences élevées en matière de maintenance, dues à l'usure des composants mécaniques, augmentent encore leurs coûts d'exploitation. De même, les volants d'inertie, malgré leur conception compacte et leur longue durée de vie, exigent des ressources financières considérables pour les matériaux avancés, la fabrication de précision et les opérations de démarrage à forte intensité énergétique. Ces coûts, bien que considérables, sont justifiés dans les applications où leurs capacités de réponse rapide et leur contribution importante à l'inertie sont essentielles à la stabilité du réseau.

#### ***1.5.2 Solutions à coût modéré : Batteries et supercondensateurs***

Les systèmes de batteries et les supercondensateurs constituent un équilibre entre fonctionnalité et coût. Leurs conceptions avancées et leurs matériaux à haute performance augmentent l'investissement initial, ce qui rend leur déploiement relativement coûteux. Toutefois, leur modularité et leur évolutivité permettent des mises en œuvre sur mesure, ce qui permet aux opérateurs de réseaux électriques d'optimiser les coûts en fonction d'exigences opérationnelles spécifiques. Les batteries, en particulier, offrent l'avantage d'une longue durée de décharge, ce qui les rend aptes à soutenir le réseau en cas de perturbations prolongées. Supercondensateurs, quant à eux, excellent dans la fourniture rapide d'énergie, ce qui permet de relever efficacement les défis de la stabilité transitoire. Malgré leurs coûts initiaux plus élevés, leurs exigences réduites en matière de maintenance et leur efficacité énergétique élevée les rendent attrayants pour les scénarios nécessitant précision et flexibilité dans la gestion de l'énergie.

### ***1.5.3 Des options rentables : Éoliennes***

Les éoliennes, en tant que solution basée sur les énergies renouvelables, constituent une alternative à coût plus modéré pour l'amélioration de l'inertie. Leur prix relativement abordable par rapport aux solutions mécaniques telles que les condensateurs synchrones et les volants d'inertie s'explique par leur double rôle de générateurs d'énergie et de fournisseurs d'inertie. Cependant, la faisabilité financière des éoliennes est fortement influencée par les conditions environnementales, en particulier la disponibilité et la régularité des ressources éoliennes. Les régions présentant des profils de vent favorables bénéficient de coûts d'exploitation plus faibles et d'un meilleur rendement énergétique, ce qui fait des éoliennes une option compétitive. En revanche, les régions où les conditions de vent sont moins prévisibles sont confrontées à une plus grande variabilité en termes de rentabilité en raison d'infrastructures sous-utilisées et de temps d'arrêt potentiels.

### ***1.5.4 Évaluation stratégique des coûts pour les gestionnaires de réseau***

En évaluant soigneusement les implications financières de chaque technologie, les opérateurs de réseaux électriques peuvent prendre des décisions éclairées, adaptées à leurs contraintes économiques et à leurs priorités opérationnelles. Les options à coût élevé telles que les condensateurs synchrones et les volants d'inertie peuvent être réservées aux applications critiques nécessitant une inertie solide, tandis que les systèmes de batteries et d'ultra-condensateurs peuvent être déployés pour leur flexibilité et leur efficacité. Les turbines éoliennes, avec leur double fonctionnalité, sont idéales pour les régions dotées de solides politiques en matière d'énergie renouvelable et de conditions environnementales favorables. En fin de compte, un portefeuille équilibré de technologies, soutenu par des investissements stratégiques et des incitations politiques, sera essentiel pour parvenir à une amélioration rentable et fiable de l'inertie dans les réseaux électriques modernes.

Tableau I.2 Comparaison qualitative des coûts associés aux différentes techniques d'amélioration de l'inertie.

Technologie	Investment Initial	Coûts Opérationnels	Coûts Maintenance	Commentaires
Condenseurs Synchrones	Haut	Haut	Haut	Efficace, mais coûteux en raison de la dépendance aux énergies conventionnelles et de la complexité
Éoliennes	Moyen	Moyen	Moyen	Source renouvelable,

				fiable mais dépendante de la disponibilité du vent
Condensateur du circuit intermédiaire	Faible	Faible	Faible	Compensation d'inertie limitée, prend principalement en charge la régulation de tension continue
Ultra-capaciter	Haut	Haut	Moyen	Réponse rapide, mais coûteux et temps de fonctionnement courts
Batteries	Haut	Moyen	Moyen	Excellente pour le soutien à long terme, mais coûts initiaux élevés et préoccupations en matière de ressources
Volants d'inertie	Haut	Moyen	Moyen	Efficace, avec une réponse rapide et longue durée de vie

## 1.6 Conclusion

Ce chapitre a présenté un examen complet des différentes techniques d'amélioration de l'inertie, en soulignant leur rôle essentiel dans le maintien de la stabilité du réseau dans le contexte de la pénétration croissante des SER. La transition des systèmes électriques traditionnels, qui dépendent de l'inertie mécanique fournie par les générateurs synchrones, vers des systèmes dominés par les SER a introduit des défis importants. Le principal d'entre eux est la diminution de l'inertie mécanique inhérente, qui menace la capacité du réseau à maintenir la stabilité de la fréquence en cas de perturbations. Il est essentiel de résoudre ce problème pour garantir la fiabilité des réseaux électriques modernes.

Un éventail de solutions innovantes a été exploré pour atténuer ces défis. Les condensateurs synchrones, réaffectés à partir de générateurs conventionnels, offrent une approche pratique pour le soutien de l'inertie tout en fournissant une compensation précieuse de la puissance réactive. De même, les progrès des technologies éoliennes facilitent la production

d'inertie synthétique grâce à des mécanismes de contrôle dynamique et adaptatif, améliorant ainsi leur contribution à la stabilité du réseau.

En outre, les systèmes électriques et électroniques sont devenus des outils indispensables pour l'émulation de l'inertie. Des technologies telles que les condensateurs de liaison CC, les ultra-condensateurs, les batteries, les volants d'inertie et les systèmes hydroélectriques présentent un potentiel important pour stabiliser la fréquence du réseau et atténuer les écarts rapides. Chacune de ces approches présente des avantages et des contraintes opérationnelles uniques, ce qui nécessite une évaluation personnalisée de leur adéquation aux conditions spécifiques du réseau.

L'intégration de ces techniques dans les réseaux électriques permet de préserver la stabilité et la fiabilité, même dans des scénarios à forte pénétration de SER. Toutefois, pour parvenir, il faut non seulement comprendre leurs caractéristiques techniques et opérationnelles, mais aussi analyser en profondeur leurs implications économiques et leur compatibilité avec l'infrastructure existante. Une stratégie holistique équilibrant les performances, la rentabilité et la durabilité est essentielle pour un déploiement réussi.

Alors que le secteur de l'énergie continue d'évoluer vers un avenir durable, l'amélioration de l'inertie du réseau restera une pierre angulaire des systèmes électriques résilients et adaptatifs. En adoptant ces stratégies innovantes, les opérateurs de réseaux et les décideurs politiques peuvent garantir un approvisionnement énergétique stable et fiable, capable de s'adapter à la nature dynamique et décentralisée de la production d'électricité moderne. Cette transition représente une étape cruciale dans l'alignement de l'exploitation des réseaux électriques sur l'engagement mondial en faveur d'un avenir durable et axé sur les énergies renouvelables.

***Chapitre II***  
***Générateurs synchrones virtuels GSVs***

## ***Chapitre II      Générateurs synchrones virtuels GSVs***

### ***II.1 Introduction***

Le concept de générateurs synchrones virtuels (GSV) est fondé sur le principe de la reproduction du comportement dynamique et des caractéristiques opérationnelles des générateurs synchrones traditionnels au sein des réseaux électriques. Cette émulation est particulièrement cruciale dans les réseaux modernes, où l'intégration des énergies renouvelables a considérablement réduit la disponibilité de l'inertie mécanique conventionnelle, posant des défis à la stabilité de la fréquence et à la fiabilité du réseau [60]. En imitant les propriétés d'inertie et d'amortissement inhérentes aux GS, les GSV permettent de répondre à ces problèmes de stabilité, et donc d'intégrer plus facilement les SER.

La mise en œuvre de techniques d'émulation de l'inertie basées sur les GSV est influencée par plusieurs facteurs, notamment le type d'énergie renouvelable intégrée (par exemple, éolienne, solaire), son emplacement géographique et la disponibilité des systèmes de stockage d'énergie. En outre, la technologie SSE spécifique employée - qui va des batteries et des supercondensateurs aux volants d'inertie et aux configurations hybrides - joue un rôle essentiel dans la détermination de l'efficacité des stratégies d'émulation de l'inertie.

Ce chapitre propose une analyse approfondie des technologies d'émulation de l'inertie, en mettant l'accent sur leurs principes de fonctionnement, leurs applications pratiques et les défis inhérents. Les principales exigences techniques, telles que la conception du contrôle, la vitesse de réponse et l'extensibilité de la puissance, sont examinées en même temps que les limites de ces techniques, notamment les implications en termes de coûts et les complexités d'intégration. En examinant ces aspects, le chapitre fournit des indications précieuses sur le rôle des macro-générateurs dans l'amélioration de la stabilité du réseau dans le contexte de la pénétration croissante des SER.

### ***II.2 Technique de déchargement***

La technique de délestage est une stratégie de contrôle employée pour améliorer la flexibilité et la réactivité des SER dans les réseaux électriques modernes. Cette méthode consiste à faire fonctionner les SER, telles que les éoliennes ou les systèmes photovoltaïques, en dessous de leur capacité de production maximale, ce qui permet de maintenir une réserve de puissance. Cette réserve permet aux SER de participer activement à la régulation de la fréquence du réseau en ajustant rapidement leur production en réponse aux perturbations ou aux fluctuations de la fréquence.

En réduisant une partie de leur production disponible, les SER déchargées peuvent augmenter leur puissance en cas de baisse soudaine de la fréquence ou la réduire en cas de surfréquence. Cette capacité imite le comportement des générateurs synchrones classiques, contribuant à la stabilité du réseau et favorisant l'intégration de parts plus importantes de SER. La technique de déchargement est particulièrement efficace dans les scénarios à forte pénétration des énergies renouvelables, où l'absence d'inertie mécanique conventionnelle pose des défis importants pour le contrôle de la fréquence.

Malgré ses avantages, la mise en œuvre de la technique de délestage s'accompagne de compromis, notamment une efficacité réduite et des pertes économiques potentielles dues à la réduction de la production d'énergie. Cependant, des progrès dans les algorithmes de contrôle et les mécanismes de marché sont en cours d'exploration pour optimiser son application, en assurant un équilibre entre la performance technique et la viabilité économique.

### ***II.2.1 Pour les centrales photovoltaïques***

Les systèmes photovoltaïques fonctionnent traditionnellement en mode de suivi du point de puissance maximale (MPPT), qui maximise la production d'énergie en ajustant continuellement le système aux variations en temps réel de la température (T) et de l'irradiation (G) [61]. Bien que ce mode garantisse une récolte d'énergie optimale dans des conditions de fonctionnement standard, il n'a pas la capacité inhérente de réserver de l'énergie pour soutenir le réseau en cas de perturbations de la fréquence. Par conséquent, l'absence de marge de puissance réservée limite la capacité des systèmes photovoltaïques à contribuer à la régulation de la fréquence en cas d'instabilité du réseau [62].

Pour remédier à cette limitation, plusieurs méthodes ont été proposées pour améliorer l'inertie et les capacités de réponse en fréquence des centrales photovoltaïques [52]-[59]. Parmi ces méthodes, le mode de décharge a été considéré comme une solution viable [65], [69]. Contrairement au MPPT conventionnel, la technique de décharge consiste à faire fonctionner les systèmes PV en dessous de leur point de puissance maximale (MPP), en réservant effectivement une partie de la puissance disponible pour la stabilisation du réseau. Cette approche élimine la dépendance à l'égard des systèmes électriques externes pour la régulation de la fréquence, ce qui permet aux systèmes photovoltaïques de répondre directement aux écarts de fréquence du réseau [64], [68].

Une application pratique de la technique de décharge utilise le contrôle de la puissance active pour ajuster dynamiquement la sortie du système PV pendant les événements liés à la

fréquence du réseau. Lorsque la fréquence du réseau augmente, le système réduit sa puissance active pour contrer la perturbation, stabilisant ainsi la fréquence [70]. En mode de décharge, la réserve de puissance est définie comme la différence entre la sortie au point de puissance maximale ( $P_{MPP}$ ) et la puissance délestée. ( $P_{del}$ ), comme le montre la Figure II.1. Cette réserve sert de tampon pour faire face efficacement aux déséquilibres soudains de puissance ou aux écarts de fréquence.

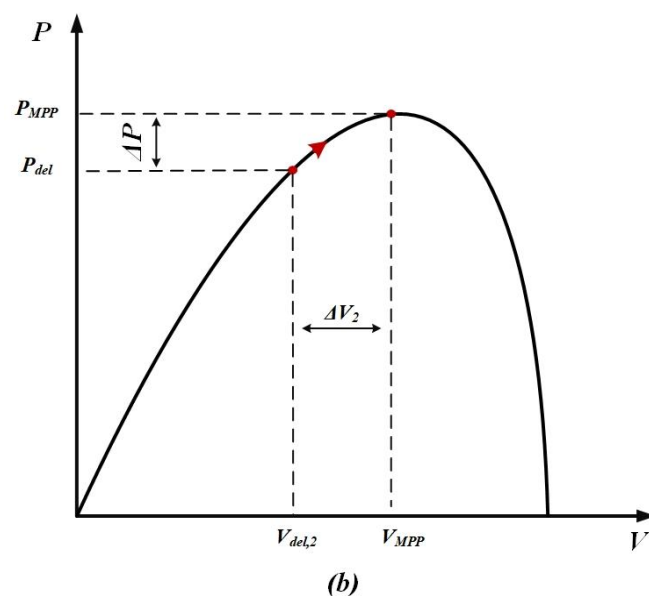
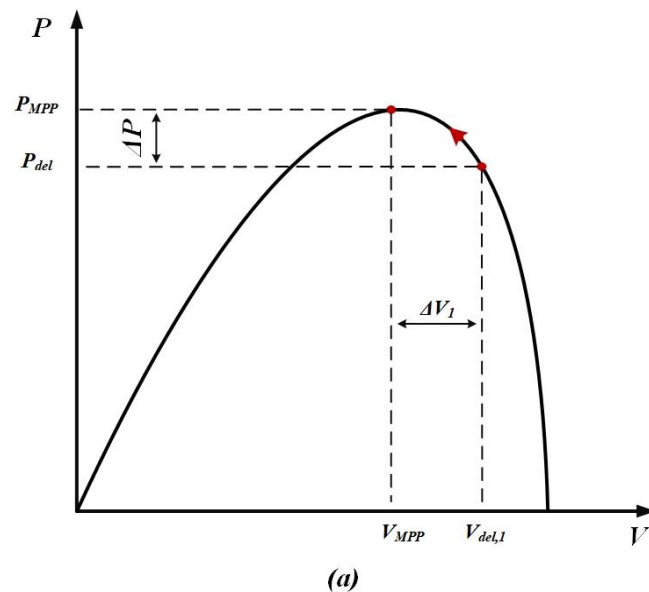


Figure II.1 Technique de déchargement PV, (a)  $V_{del,1} > V_{MPP}$ , (b)  $V_{del,2} < V_{MPP}$  [70].

Le bon fonctionnement des systèmes PV en mode de décharge repose sur une régulation précise de la tension du bus CC, qui régit la capacité du système à maintenir une réserve de

puissance stable tout en réagissant aux perturbations. La Figure II.2 illustre le schéma d'un système PV fonctionnant en mode de décharge, étayé par les équations directrices (II.1) et (II.2). Ces équations détaillent la relation entre la tension du bus CC et le mécanisme de régulation de la puissance, garantissant des performances optimales dans des conditions de réseau dynamiques.

$$V_{del,1} > V_{MPP} \quad (II.1)$$

$$V_{del,2} < V_{MPP} \quad (II.2)$$

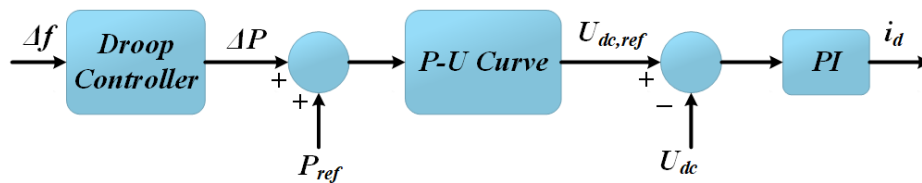


Figure II.2 Diagramme de la technique de délestage du PV [70].

### II.2.2 Pour les centrales éoliennes

Comme les systèmes photovoltaïques, les éoliennes fonctionnent généralement en mode MPPT, qui optimise la capture d'énergie en alignant le fonctionnement de l'éolienne sur les conditions de vent en temps réel. Cependant, pour améliorer la stabilité du réseau, la méthode de délestage peut être employée, permettant aux éoliennes de maintenir une réserve de puissance pour la régulation de la fréquence. En fonctionnant délibérément en dessous du niveau MPPT, cette approche crée une marge pour répondre aux variations de fréquence du réseau.

#### II.2.2.1 Techniques de déchargement des éoliennes

La décharge des systèmes éoliens est mise en œuvre au moyen de deux techniques principales :

##### a- Contrôle de l'angle de tangage :

Dans cette méthode, l'angle de calage ( $\beta$ ) des pales du rotor est ajusté dans des prédéfinies ( $\beta_0$  et  $\beta_1$ ) pour réguler la puissance active de l'éolienne ( $P_{del}$ ) en maintenant une vitesse de rotor constante ( $\Omega_{MPP}$ ) [71]. En modifiant l'orientation des pales, Cette stratégie assure une réduction contrôlée de la puissance de sortie, créant une réserve pour la stabilisation de la fréquence. La Figure II.3 illustre le mécanisme de contrôle, où les ajustements de l'angle d'inclinaison jouent un rôle essentiel dans le maintien de l'équilibre du système et le soutien dynamique du réseau.

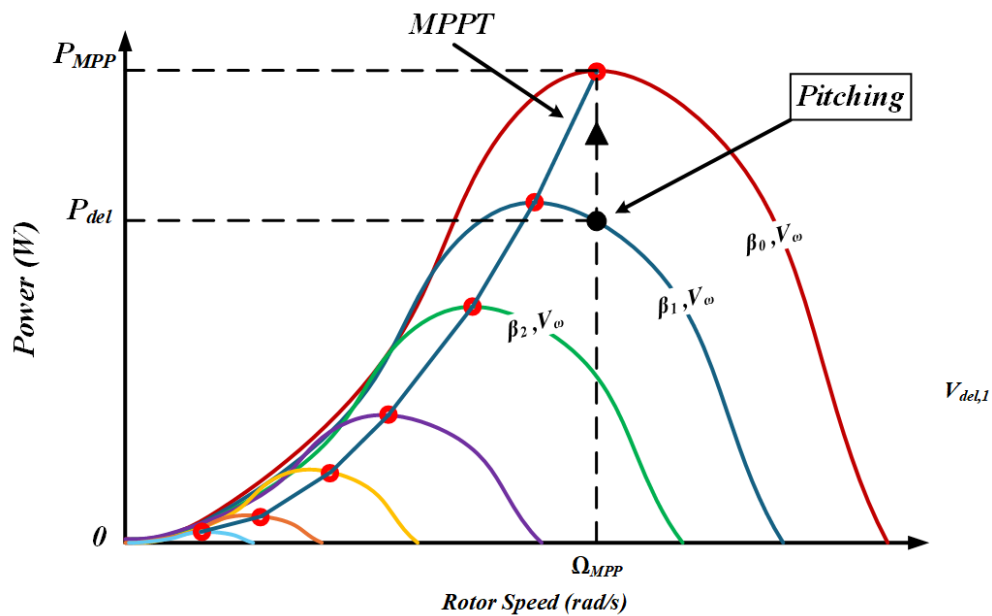


Figure II.3 Technique de contrôle de l'angle de tangage [71].

#### b- Contrôle de la vitesse :

Cette technique consiste à modifier la vitesse du rotor pour faire passer la puissance active de sortie de son niveau MPPT ( $P_{MPP}$ ) à un niveau déchargé ( $P_{del}$ ) tout en maintenant l'angle de calage constant à  $\beta_0$ .

Deux stratégies distinctes sont utilisées dans le cadre du contrôle de la vitesse :

- Contrôle de la survitesse (Figure II.4a) : La vitesse du rotor est augmentée pour stocker de l'énergie cinétique supplémentaire, qui peut être libérée en cas de perturbations de la fréquence.
- Contrôle de sous-vitesse (Figure II.4b) : La vitesse du rotor est réduite pour limiter l'extraction de puissance. Cependant, cette méthode est généralement déconseillée en raison de son impact négatif sur les performances et la fiabilité de la turbine [72], [73].

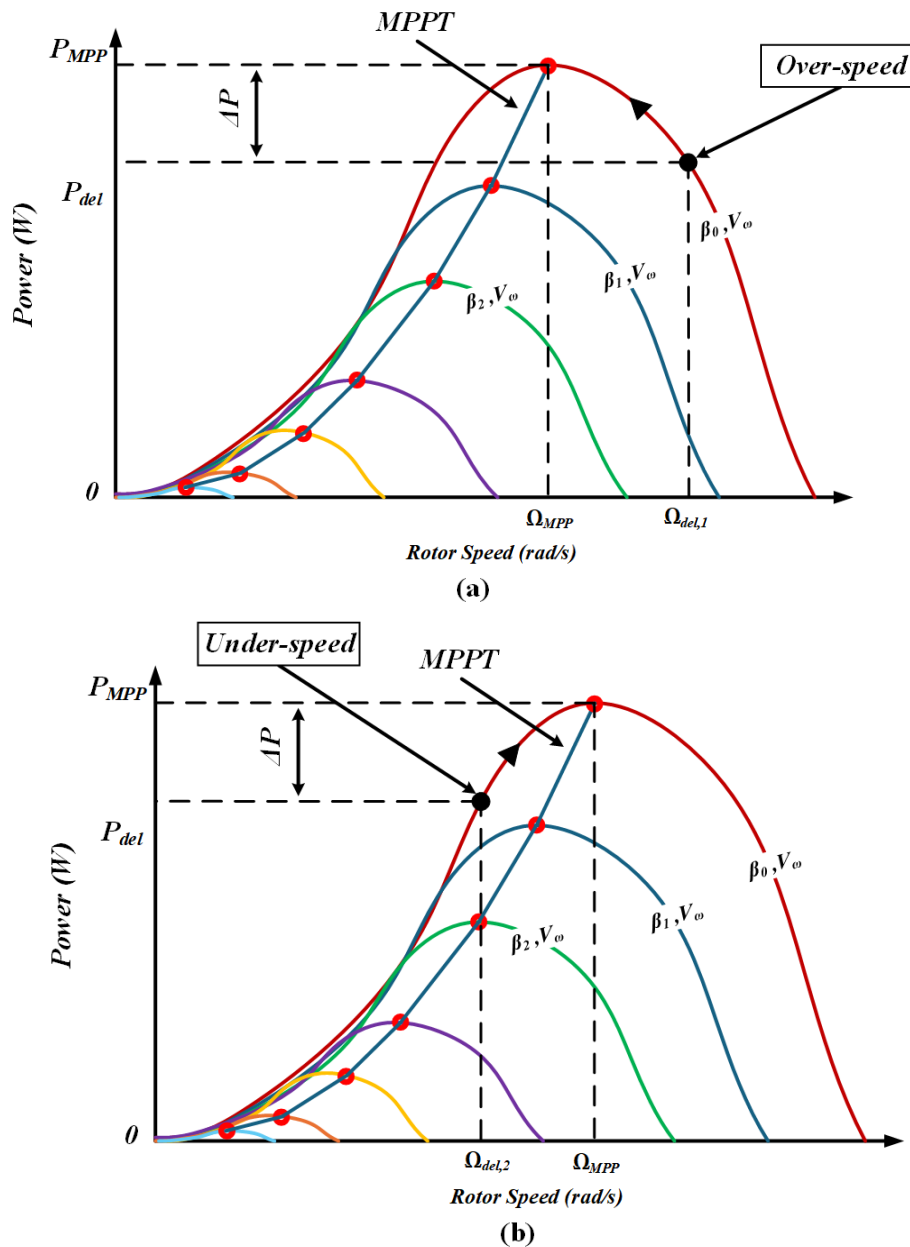


Figure II.4 Technique de contrôle de la vitesse [72]

### II.2.2.2 Emulation de l'inertie dans les éoliennes

En plus du délestage, les TAE peuvent émuler l'inertie pour imiter la réponse dynamique des GV traditionnels. Des techniques avancées telles que l'émulation d'inertie cachée et la méthode de réserve de puissance rapide permettent aux TAE de fournir un soutien inertiel efficace pendant les perturbations du réseau.

#### a- Émulation à inertie cachée

Cette méthode exploite les écarts de TVF et de fréquence ( $\Delta f$ ) pour générer de la puissance inertielle. Deux stratégies de contrôle primaires sont utilisées :

- Contrôle en boucle unique : Cette approche s'appuie uniquement sur la TVF pour calculer la puissance inertielle produite, exprimée par l'équation (II.3). Les paramètres clés sont la puissance inertielle ( $P_{inertia}$ ), la fréquence angulaire de la grille ( $\omega_g$ ) et la constante d'inertie ( $H$ ). Bien qu'elle soit efficace pour une réponse immédiate, cette méthode ne permet pas de rétablir la fréquence du réseau à sa valeur nominale ( $f_0$ ), comme illustré dans le graphique structure de contrôle de la Figure II.5(a).

$$P_{inertia} = 2H\omega_g \frac{d\omega_g}{dt} \quad (II.3)$$

- Contrôle à deux boucles : Intégrant à la fois la RdC et l'écart de fréquence ( $\Delta f$ ), cette méthode améliore la vitesse de réponse et rétablit la fréquence du réseau.  $f_0$ . La puissance inertielle est décrite par l'équation (II.4), où  $K_I K_{droop}$  représentent respectivement le gain d'inertie et le gain de statisme. La Figure II.5(b) illustre l'architecture de contrôle à deux boucles, qui garantit une capacité de régulation de fréquence plus robuste et plus complète.

$$P_{inertia} = K_I \frac{df}{dt} + K_{droop} \Delta f \quad (II.4)$$

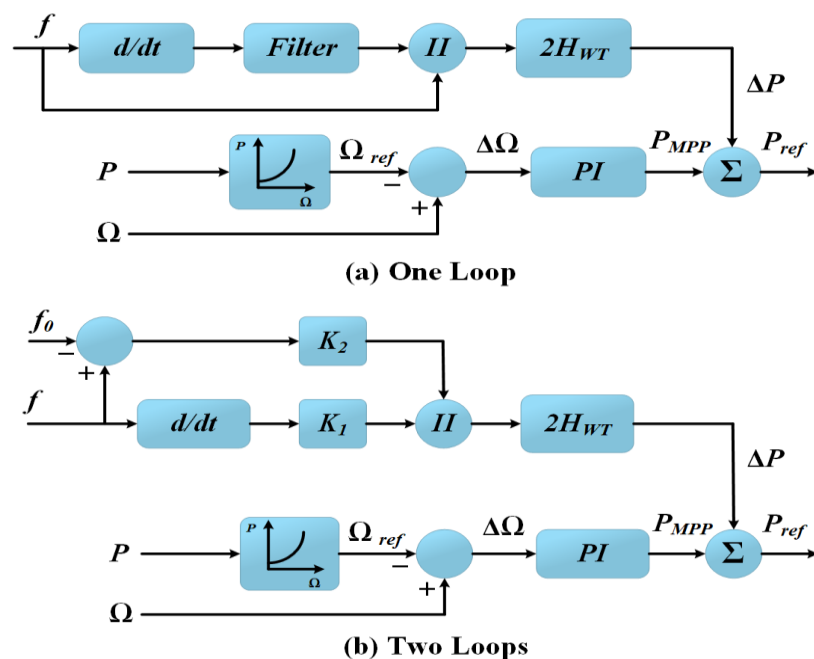


Figure II.5 Schéma de commande de l'émulation à inertie cachée [72]

***b- Méthode de la réserve rapide de puissance***

La technique de la réserve de puissance rapide renforce l'inertie du réseau en faisant fonctionner les machines électriques en dessous du niveau MPPT, en ajustant la vitesse du rotor à une plage sous-optimale [74]. Cette approche permet une commutation dynamique entre :

- Mode surproduction : La vitesse du rotor augmente, ce qui permet de libérer l'énergie cinétique stockée dans le réseau en cas de déséquilibre de puissance.
- Mode de sous-production : L'énergie est reconstituée en réduisant la production d'électricité une fois les perturbations atténuées.

Des transitions douces entre ces modes sont essentielles pour éviter les variations brusques de puissance et assurer la stabilité du réseau. La réserve de puissance disponible est définie mathématiquement par l'équation (II.5), et le mécanisme de contrôle est détaillé à la Figure II.6

$$P_{const,t} = \frac{1}{2}J\omega_{r,o}^2 - \frac{1}{2}J\omega_{r,t}^2 \quad (II.5)$$

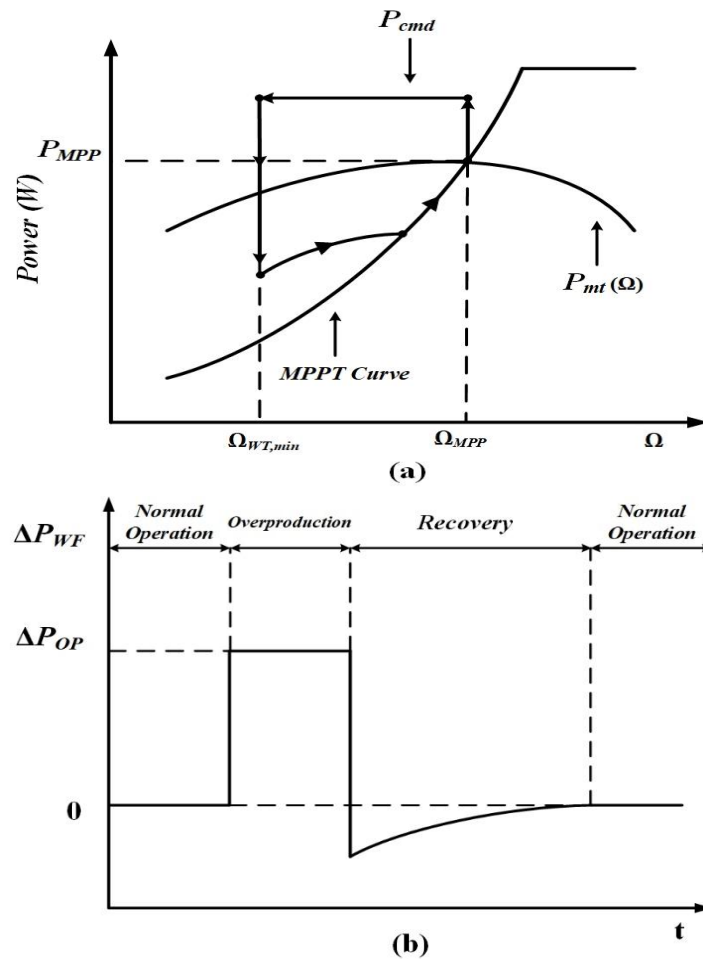


Figure II.6 Diagramme d'émulation de la réserve de puissance rapide [72]

### Résumé

Les turbines à vitesse variable présentent des performances supérieures à celles des turbines à vitesse fixe dans leur capacité à absorber et à libérer rapidement l'énergie cinétique stockée. Ces techniques avancées, notamment le délestage, l'émulation de l'inertie cachée et les méthodes de réserve de puissance rapide, font des éoliennes une ressource essentielle pour améliorer la résilience du réseau, en particulier dans les systèmes à forte pénétration d'énergies renouvelables.

### II.3 Inducverter

L'inducverter représente une approche innovante de l'émulation de l'inertie, reproduisant les propriétés dynamiques des machines à induction, en particulier leurs caractéristiques d'inertie inhérentes. Les machines à induction se distinguent par leur capacité à s'auto-démarrer, à se synchroniser automatiquement avec le réseau et à présenter un comportement de démarrage en douceur sans dépendre de mécanismes de synchronisation externes tels que les boucles à

verrouillage de phase (PLL). L'inducverter exploite ces capacités inhérentes en utilisant un onduleur électronique de puissance pour imiter l'inertie virtuelle du rotor d'une machine à induction, facilitant ainsi la régulation de la puissance active et de la fréquence. Grâce à l'intégration d'un onduleur, d'un filtre et d'un système de contrôle-commande, l'inducverter fonctionne effectivement comme une machine à induction virtuelle [75]. L'architecture de contrôle de l'inducverter est décrite à la Figure II.7 et dans les équations suivantes.

$$J \frac{d\omega_v}{dt} = T_m - T_e + D_p \omega_v \quad (\text{II.6})$$

$$\theta = \int (\omega_r + \omega_{slip} + \omega_{ref}) \quad (\text{II.7})$$

$$I_{dref} = (P_{ref} - P) \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) \quad (\text{II.8})$$

$$I_{qref} = (Q_{ref} - Q) \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) \quad (\text{II.9})$$

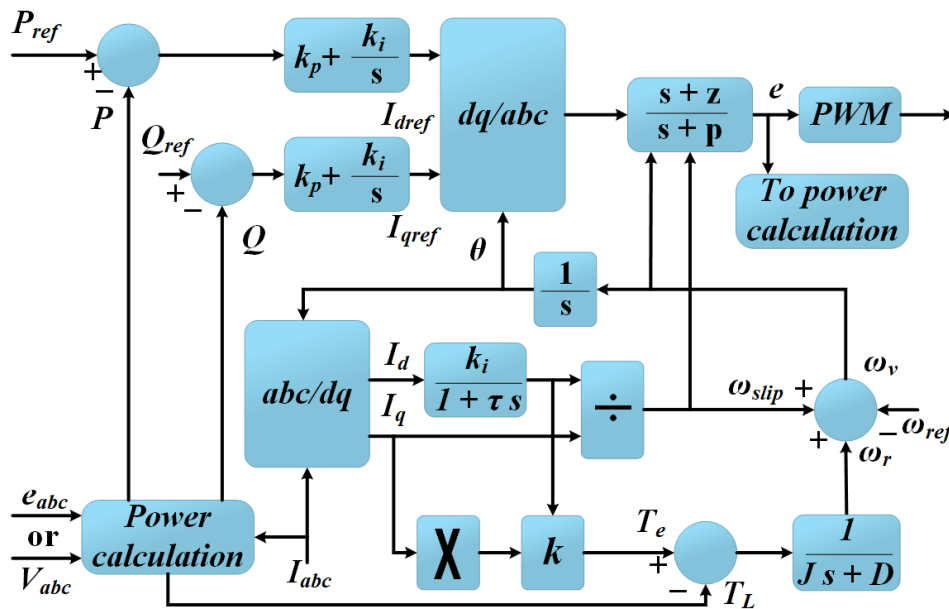


Figure II.7 Schéma de commande de l'inducverter [75]

### Cadre de contrôle de l'inducverter

Le fonctionnement de l'inducverter est régi par un cadre de contrôle comprenant deux composants principaux :

- a- Unité d'amortissement et de synchronisation courant/puissance

Cette unité dote l'onduleur de ses capacités d'auto-démarrage et de démarrage en douceur, permettant une synchronisation fluide et automatique avec le réseau. En

généralisant la fréquence de référence, elle garantit que l'onduleur s'aligne de manière transparente sur les opérations du réseau, ce qui évite d'avoir recours à des PLL et simplifie la synchronisation.

b- Noyau de contrôle

Ce composant est chargé de réguler les sorties qui correspondent aux niveaux de référence spécifiés ( $P_{ref}$  puissance réelle et réactive de l'onduleur  $Q_{ref}$ ).

Les paramètres clés intervenant dans le processus de contrôle, tels que présentés dans les équations (II.6) - (II.9), sont les suivants :

$T_m$  : Couple mécanique

$T_e$  : Couple électrique

$D_p$  : Coefficient d'amortissement

$\omega_v$  : Fréquence angulaire virtuelle

$\omega_{slip}$  : Fréquence de glissement

$\theta$  : Angle de phase

En utilisant ces paramètres, les courants de référence de l'axe dq ( $I_{dref}$  et  $I_{qref}$ ) sont calculés pour s'aligner sur les sorties de puissance active ( $P$ ) et réactive ( $Q$ ) souhaitées. Pour maintenir la stabilité opérationnelle, une boucle de contrôle proportionnelle-intégrale (PI) est mise en œuvre, avec les gains  $K_p$  et  $K_i$  pour réguler les courants de référence.

### ***Avantages et défis de l'inducverter***

La topologie de l'onduleur offre plusieurs avantages qui en font une solution attrayante pour les systèmes électriques modernes avec une forte pénétration des énergies renouvelables :

- Élimination des PLL : L'absence de PLL réduit la complexité du système et élimine les délais de synchronisation.
- Synchronisation simplifiée : L'architecture de l'inducverter permet une intégration transparente dans les systèmes de réseau sans qu'il soit nécessaire de procéder à d'importants ajustements de la commande.
- Démarrage en douceur : Le convertisseur reproduit les caractéristiques de démarrage progressif des machines à induction, réduisant ainsi les transitoires lors de la connexion au réseau.

Cependant, l'inducteur est également confronté à des défis importants :

- Comportement transitoire lors de perturbations importantes : Le contrôle de la tension et du courant en boucle ouverte peut entraîner une instabilité potentielle lors de perturbations importantes du réseau.
- Prise en charge limitée du courant de défaut : Le convertisseur n'est pas en mesure de fournir un courant de défaut rapide, ce qui limite son efficacité en cas de défaut.
- Contraintes liées au fonctionnement en îlotage : Les performances de l'onduleur dans les scénarios de réseaux isolés n'ont pas fait l'objet d'études approfondies, ce qui soulève des inquiétudes quant à sa capacité d'adaptation dans de telles configurations.

### ***Résumé***

Malgré ses limites, l'inducverter présente un potentiel important en tant que technologie d'émulation de l'inertie pour les réseaux électriques modernes, en particulier ceux à forte pénétration d'énergies renouvelables. Sa capacité à reproduire la dynamique des machines à induction, à simplifier la synchronisation et à fournir une régulation active de la fréquence en une solution prometteuse pour améliorer la stabilité du réseau. Des recherches plus approfondies pour surmonter ses limites, telles que l'amélioration de la prise en charge du courant de défaut et l'étude du fonctionnement en îlotage, pourraient ouvrir la voie à une adoption plus large de l'inducverter dans les futurs réseaux électriques.

## ***II.4 Synchronverters***

Le Synchronverter est une topologie MSV méticuleusement conçue pour émuler les caractéristiques opérationnelles d'un GS telles qu'elles sont perçues par le réseau électrique. Son nom souligne cette ressemblance fonctionnelle, dérivée de la combinaison des termes "synchrone" et "onduleur" [76]. En simulant à la fois le comportement dynamique et les principales caractéristiques des GV traditionnels, le synchroniseur s'intègre parfaitement dans les réseaux électriques modernes, contribuant à la stabilité et à l'émulation de l'inertie.

### ***Caractéristiques et fonctionnalités principales***

En tant que système non linéaire, le synchroniseur reflète les avantages et les défis inhérents aux GV. Parmi ses avantages, on peut citer la capacité à fournir de l'inertie et à améliorer la réponse en fréquence dans les systèmes à forte pénétration d'énergie renouvelable. Cependant, comme les GV traditionnels, le Synchronverter est susceptible de présenter des problèmes de stabilité dans certaines conditions de fonctionnement, notamment :

- Sous-excitation : Une condition dans laquelle un courant d'excitation insuffisant entraîne une instabilité ou une réduction du soutien de la puissance réactive.
- Phénomène de chasse : Comportements oscillatoires autour de la fréquence synchrone, qui peuvent avoir un impact sur la stabilité du système s'ils ne sont pas correctement amortis.

### *Adaptabilité et contrôle*

L'un des principaux avantages du synchroniseur réside dans sa flexibilité et son adaptabilité, ce qui le différencie des GV conventionnels. Les paramètres de son système - y compris le coefficient d'inertie, le coefficient de frottement, l'inductance de champ et l'inductance mutuelle - ne sont pas fixes mais peuvent être ajustés dynamiquement pendant le fonctionnement. Cette capacité permet au synchroniseur de :

- Réagir efficacement aux conditions du réseau en temps réel, telles que les écarts de fréquence et les fluctuations de tension.
- S'adapter à des exigences opérationnelles variables, en améliorant sa capacité à stabiliser le réseau dans des scénarios dynamiques.

La structure de contrôle du système permet une émulation précise de la dynamique du GS, ce qui facilite son intégration dans le réseau électrique. Les équations (II.10), (II.11), (II.12), (II.13), (II.14), (II.15) et la Figure II.8 présentent l'architecture de commande du synchroniseur, en soulignant sa capacité à reproduire les comportements clés des GS.

$$T_e = M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin \theta} \rangle \quad (\text{II.10})$$

$$P = \omega_v M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin \theta} \rangle \quad (\text{II.11})$$

$$e = \omega_v M_f i_f \widetilde{\sin \theta} \quad (\text{II.12})$$

$$Q = -\omega_v M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle \quad (\text{II.13})$$

Ici,  $M_f$ ,  $i_f$ , et  $e$  représentent l'inductance mutuelle maximale entre les enroulements du stator et de l'inducteur, le courant d'excitation de l'inducteur et la tension de référence du contrôleur respectivement.  $(\widetilde{\cos \theta})$  et  $(\widetilde{\sin \theta})$  sont représentées par les équations (II.14) et (II.15), et la notation  $\langle -, - \rangle$  désigne produit intérieur dans  $\mathbb{R}^3$ .

$$\widetilde{\cos \theta} = \begin{bmatrix} \cos \theta \\ \cos \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \cos \left( \theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \quad (\text{II.14})$$

$$\widetilde{\sin \theta} = \begin{bmatrix} \sin \theta \\ \sin \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \left( \theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \quad (\text{II.15})$$

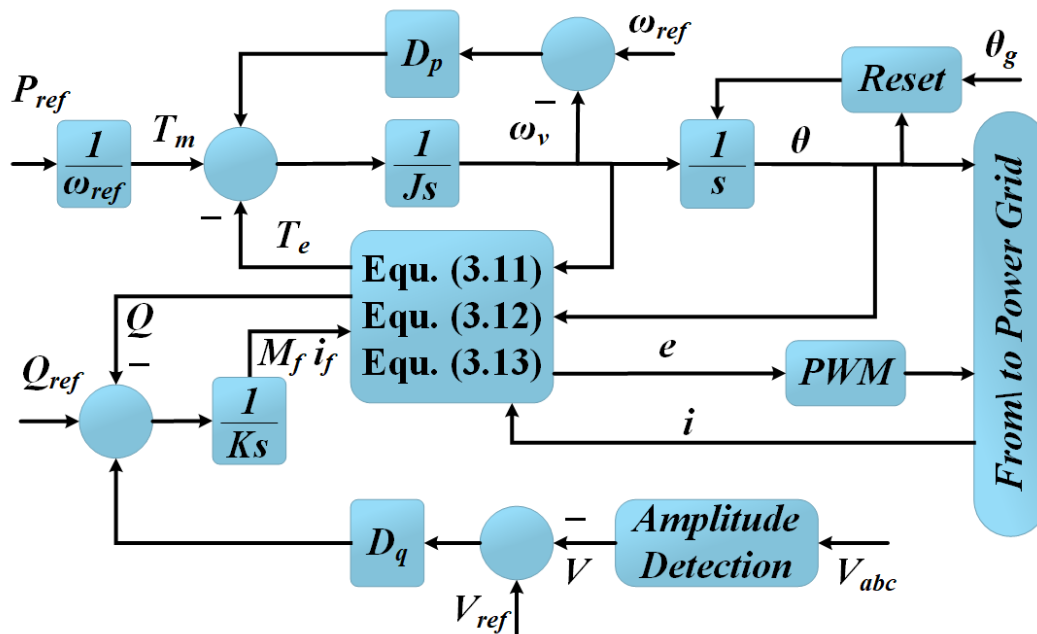


Figure II.8 Schéma de commande du synchroniseur [76]

### Modélisation dynamique et intégration au réseau

Le comportement dynamique du convertisseur synchrone est régi par des équations qui modélisent fidèlement la dynamique du GS :

- Les relations d'angle de pouvoir régissant l'échange de pouvoir actif.
- Interactions tension-courant pour le contrôle de la puissance réactive.
- Mécanismes d'inertie et d'amortissement qui contribuent à la stabilité de la fréquence du réseau.

Ces caractéristiques garantissent que le synchroniseur fonctionne comme un composant robuste et fiable au sein des réseaux électriques, en particulier dans les scénarios où l'inertie mécanique est réduite en raison d'une forte pénétration des énergies renouvelables.

## Résumé

Le synchroniseur est un outil puissant pour les réseaux électriques modernes, offrant un mélange sophistiqué de la dynamique traditionnelle des générateurs synchrones et d'une flexibilité opérationnelle accrue. En ajustant dynamiquement ses paramètres en réponse aux conditions du réseau, le synchroniseur favorise la stabilité et la résilience des réseaux électriques en transition vers une dominance des énergies renouvelables. La poursuite des recherches sur les stratégies de contrôle avancées et l'atténuation des phénomènes d'instabilité non linéaire permettra d'étendre son applicabilité dans les futures architectures de réseau.

### II.5 Contrôleur de synchronisation de puissance

Le contrôleur de synchronisation de l'alimentation représente une topologie MSV avancée conçue pour émuler le comportement des GV traditionnels et permettre l'auto-synchronisation avec le réseau électrique. En incorporant des stratégies de contrôle spécialisées, cette topologie assure une synchronisation sans faille et contribue à la stabilité du réseau, en particulier dans les réseaux électriques à forte pénétration d'énergies renouvelables [77].

#### Architecture de contrôle

Le contrôleur de synchronisation de puissance utilise deux boucles de contrôle primaires, chacune s'occupant d'un aspect distinct du fonctionnement du système :

a- Boucle de contrôle actif de la puissance :

Cette boucle régule la déviation de l'angle de phase ( $\Delta\theta$ ) pour gérer la synchronisation et le flux de puissance active. La logique de commande calcule l'angle de phase ( $\theta$ ) comme la somme de  $\Delta\theta$  et de l'écart de l'angle de référence ( $\theta_{ref}$ ):

$$\theta = \Delta\theta + \theta_{ref} \quad (\text{II.16})$$

L'angle de phase qui en résulte sert de base à la synchronisation du fonctionnement du contrôleur avec la dynamique du réseau.

b- Boucle de contrôle de la tension :

Cette boucle se concentre sur l'atténuation des écarts de tension ( $\Delta E$ ) pour assurer une tension de sortie stable. Elle calcule la tension de sortie ( $E$ ) en ajoutant  $\Delta E$  à la tension de référence ( $E_{ref}$ ) :

$$E = \Delta E + E_{ref} \quad (II.17)$$

La tension ( $e$ ) est donnée par l'équation (II.18) :

$$e = E \sin(\theta) \quad (II.18)$$

La tension de sortie dérivée ( $e$ ) est ensuite introduite dans le système de contrôle de la Modulation de largeur d'impulsion ("pulse-width impulsion") (MLI), qui ajuste le fonctionnement de l'onduleur pour qu'il soit compatible avec le réseau.

La Figure II.9 décrit l'architecture du contrôleur de synchronisation de l'alimentation, en mettant l'accent sur l'interaction entre ces deux boucles pour obtenir une synchronisation et une régulation de la tension efficaces.

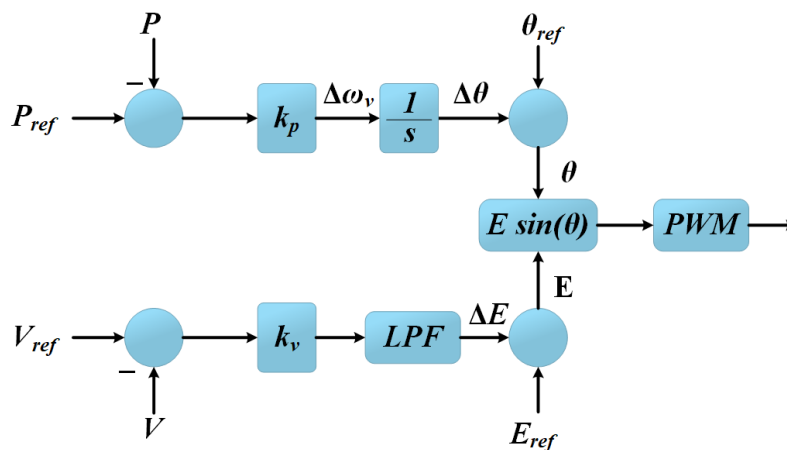


Figure II.9 Schéma du contrôleur de synchronisation de puissance [77]

### Limites et améliorations proposées

Bien que le contrôleur de synchronisation de la puissance soit efficace pour émuler la dynamique du GS, il présente plusieurs limites :

- Événements de surintensité : L'absence d'une boucle intégrée de contrôle du courant rend le système vulnérable à des courants excessifs pendant les perturbations, ce qui peut compromettre l'intégrité du système.
- Erreur en régime permanent : La topologie présente une erreur importante en régime permanent, en particulier dans des conditions de réseau faible, en raison de sa dépendance à l'égard des boucles de contrôle actif et de tension sans régulation de courant.

Pour remédier à ces limitations, les chercheurs ont proposé des améliorations telles que l'intégration d'une boucle de contrôle du courant dans l'architecture [78], [79]. Ces modifications permettent :

- a- Amélioration de la capacité de contournement des défaillances (FRT) : Amélioration de la résistance aux défaillances du réseau et aux perturbations transitoires.
- b- Performance robuste dans les réseaux faibles : Meilleure adaptabilité aux conditions du réseau caractérisées par une faible inertie et une forte pénétration des énergies renouvelables.

#### Capacité de contournement des défauts

La fonctionnalité FRT (fault ride-through) est essentielle pour garantir la fiabilité du système en cas de perturbations transitoires, telles que les baisses de tension causées par des défaillances du réseau. Les systèmes dotés de la fonction FRT continuent de fonctionner sans coupure, ce qui garantit la continuité de l'alimentation électrique des consommateurs [80]. En adaptant leurs réponses de contrôle aux conditions transitoires, les contrôleurs dotés de la fonction FRT :

- Soutenir la résilience globale du réseau.
- Prévenir les défaillances en cascade en garantissant un fonctionnement stable dans les scénarios de défaillance.
- Améliorer l'intégration des systèmes d'énergie renouvelable dans les réseaux modernes.

#### ***Résumé***

Le contrôleur de synchronisation de puissance illustre une approche sophistiquée de l'émulation du comportement des générateurs synchrones dans les topologies MSV. Alors que sa stratégie de contrôle à double boucle traite efficacement la régulation de la puissance active et de la tension, l'intégration de fonctionnalités supplémentaires telles qu'une boucle de contrôle du courant améliore de manière significative ses performances dans des conditions de réseau faibles et lors d'événements de défaillance. Ces avancées font du contrôleur de synchronisation de puissance un élément clé de la stabilité et de la fiabilité futures du réseau dans les systèmes d'alimentation à haute énergie renouvelable.

#### ***II.6 Contrôleur de tension synchrone***

Le contrôleur de tension synchrone (SyncVC) est une topologie de pointe développée pour émuler le comportement dynamique d'un régulateur de puissance par une approche basée

sur la tension. Présenté pour la première fois dans [81], le SyncVC se distingue des contrôleurs de puissance synchrones classiques par l'utilisation de deux boucles de contrôle distinctes, l'une dédiée à la régulation du courant et l'autre au contrôle de la tension. Contrairement aux MSV basés sur la puissance, qui s'appuient sur des boucles de puissance actives pour l'émulation, le SyncVC réalise l'émulation du GS directement via sa boucle de contrôle de la tension. Il s'agit donc d'un excellent exemple de MSV basé sur la tension.

Les équations suivantes décrivent les boucles de contrôle de la tension :

$$\Delta\omega = \left( K_{vd} + \frac{K_{vdl}}{s} \right) \frac{1}{s + \omega_v} (V_{dref} - V_d) \quad (\text{II.19})$$

$$E = \left( K_{vq} + \frac{K_{vql}}{s} \right) \frac{1}{s + \omega_v} (V_{qref} - V_q) \quad (\text{II.20})$$

### ***Architecture de la commande***

Le SyncVC utilise un système de contrôle à deux axes pour réguler le comportement du système :

a- Boucle de contrôle de l'axe d :

La boucle de l'axe d gère le courant continu ( $i_d$ ) et la tension continue ( $V_d$ ), remplissant ainsi deux fonctions essentielles :

- Génération l'inertie virtuelle : la boucle reproduit les caractéristiques d'inertie des GS, ce qui améliore la stabilité du réseau pendant les conditions transitoires.
- Mise en œuvre d'une PLL virtuelle : en intégrant l'émulation de l'inertie, la PLL virtuelle assure une synchronisation robuste avec le réseau sans qu'il soit nécessaire d'utiliser une PLL traditionnelle.

b- Boucle de contrôle de l'axe q : La boucle de l'axe q régit les composantes en quadrature, en particulier la régulation de l'amplitude de la tension ( $V_q$ ), ce qui est essentiel pour maintenir un fonctionnement précis et stable du réseau.

La combinaison de ces boucles de contrôle permet au SyncVC d'émuler efficacement la dynamique des machines synchrones tout en relevant les défis du réseau moderne.

### ***Modes de fonctionnement***

L'architecture SyncVC prend en charge deux modes de fonctionnement principaux, chacun répondant à des besoins spécifiques du réseau :

- Mode de de la puissance réactive constante ( $i_{d-q}$ ) : Dans ce mode, le système maintient une fourniture régulière de puissance réactive à la ligne d'alimentation, assurant ainsi un soutien constant à la stabilité de la tension du réseau.
- Mode de contrôle de tension constante ( $i_d - v$ ) bus : Ce mode se concentre sur la stabilisation de la tension d'alimentation en tirant parti des boucles de contrôle en cascade pour améliorer la tension, la régulation et la fiabilité du réseau.

Les deux modes opérationnels permettent au SyncVC de s'adapter dynamiquement aux conditions variables du réseau, ce qui contribue à sa polyvalence et à son efficacité. Les équations suivantes décrivent les boucles de contrôle de la tension :

### ***Caractéristiques innovantes***

Le SyncVC présente plusieurs innovations qui améliorent ses performances :

a. Simulation de rotor virtuel :

Un filtre passe-bas (FPB)  $1/(s + \omega_v)$  est intégré dans le cadre de contrôle pour simuler le comportement d'un rotor virtuel  $1/Js + D_p$ . Cette fonction permet :

- Effets d'amortissement : Atténuation des oscillations pendant les événements transitoires.
- Emulation du circuit d'excitation RL : Reproduction de la dynamique des systèmes d'excitation dans les machines synchrones.
- Atténuation du bruit de commutation : Suppression du bruit provenant des signaux de modulation de largeur d'impulsion (MLI), améliorant ainsi la stabilité opérationnelle.

c- Dynamique de stabilité améliorée :

Le système de contrôle à double boucle permet une gestion précise de l'inertie virtuelle et de la régulation de la tension, ce qui rend le SyncVC particulièrement efficace dans les réseaux à forte intensité d'énergie renouvelable.

La Figure II.10 donne un aperçu de l'architecture de commande du SyncVC, en soulignant l'interaction entre les boucles de l'axe d et de l'axe q, le rôle du LPF dans l'émulation du rotor virtuel et le cadre de commande en cascade. Le schéma souligne la capacité du

contrôleur à s'intégrer parfaitement dans les réseaux modernes, en fournissant un soutien solide à la dynamique de la tension et à la stabilité du système.

**Résumé**

Le SyncVC représente une avancée significative dans les technologies MSV, combinant l'émulation de la dynamique du GS avec des techniques modernes de contrôle de la tension. Son approche basée sur la tension, son architecture à double boucle et ses caractéristiques innovantes en font un outil essentiel pour améliorer la stabilité du réseau, en particulier dans les systèmes à forte pénétration d'énergies renouvelables. En offrant des modes opérationnels adaptables et des capacités d'amortissement avancées, le SyncVC est bien adapté pour répondre aux demandes évolutives des futurs réseaux électriques.

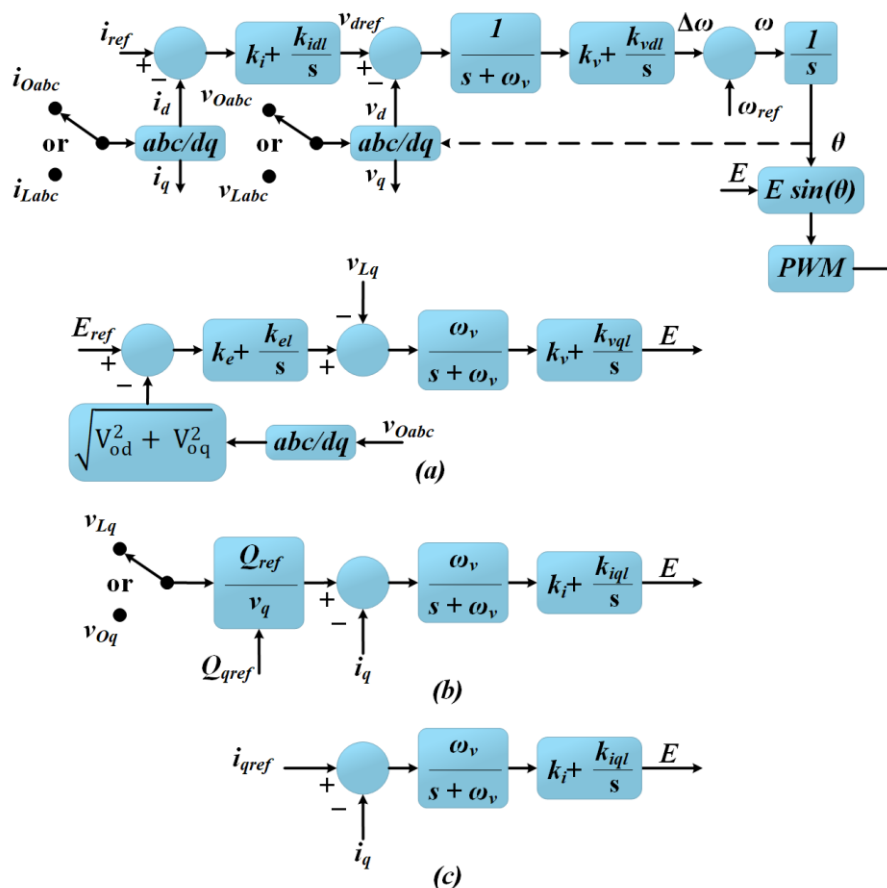


Figure II.10 Schéma du contrôleur de tension synchrone [81]

**II.7 Topologie de la machine synchrone virtuelle du 5<sup>ème</sup> ordre**

Le modèle MSV d'ordre 5 représente un cadre sophistiqué et d'ordre élevé conçu pour reproduire les caractéristiques statiques et dynamiques des GV traditionnels. Ce modèle avancé va au-delà des conceptions MSV de base, offrant une représentation détaillée du comportement

des GV adaptée à l'intégration dans les systèmes électriques modernes avec une forte pénétration des énergies renouvelables. Introduit dans [82], [83], le modèle MSV d'ordre 5 garantit une émulation précise des performances des GV grâce à ses structures mathématiques et de contrôle complètes. La Figure II.11 fournit une représentation schématique de l'architecture de contrôle du MSV.

### Fondation mathématique

La dynamique du MSV d'ordre 5 est régie par un ensemble d'équations (équations (II.21) - (II.23)) qui englobent des paramètres critiques tels que :

- a- Tension du réseau ( $V_g$ ) : Représente la tension d'entrée triphasée.
- b- Résistance du stator ( $R_s$ ) : Tient compte des pertes résistives dans les enroulements du stator.
- c- Inductance du stator ( $L_s$ ) : Modélise la réactance inductive du stator, capturant son comportement de stockage d'énergie.

Ces équations décrivent les interactions entre les domaines électrique et mécanique, fournissant une simulation réaliste de la dynamique des GS dans des conditions de réseau variables.

$$\vec{e} = \vec{V}_g + \vec{i}_{ref} R_s + L_s \frac{d\vec{i}}{dt} \Rightarrow \vec{i}_{ref} = \frac{\vec{e} - \vec{V}_g - L_s \frac{d\vec{i}}{dt}}{R_s} \quad (II.21)$$

$$\omega_v = \int \frac{T_m - T_e}{J - D_p f(s)} \quad (II.22)$$

$$\vec{e} = \begin{pmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{pmatrix} = \vec{E}_p \begin{bmatrix} \sin \theta \\ \sin \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \quad (II.23)$$

### Cadre opérationnel

Le fonctionnement du MSV de 5ème ordre est structuré autour de sa relation entrée-sortie :

- a- Entrée :

L'entrée principale du système est la tension triphasée du réseau ( $V$ ), qui est mesurée en continu et traitée dans le circuit de contrôle.

b- Sortie :

La sortie du système est le courant triphasé ( $i$ ), qui est généré en fonction de la tension d'entrée.

L'architecture de contrôle comprend un contrôleur à hystérésis qui suit l'erreur entre la référence ( $i_{ref}$ ) et le courant de sortie réel ( $i$ ). Cette erreur de courant ( $i_{ref} - i$ ) est le courant qui est traitée par un mécanisme MLI qui ajuste l'entrée de l'onduleur pour minimiser l'erreur de manière dynamique.

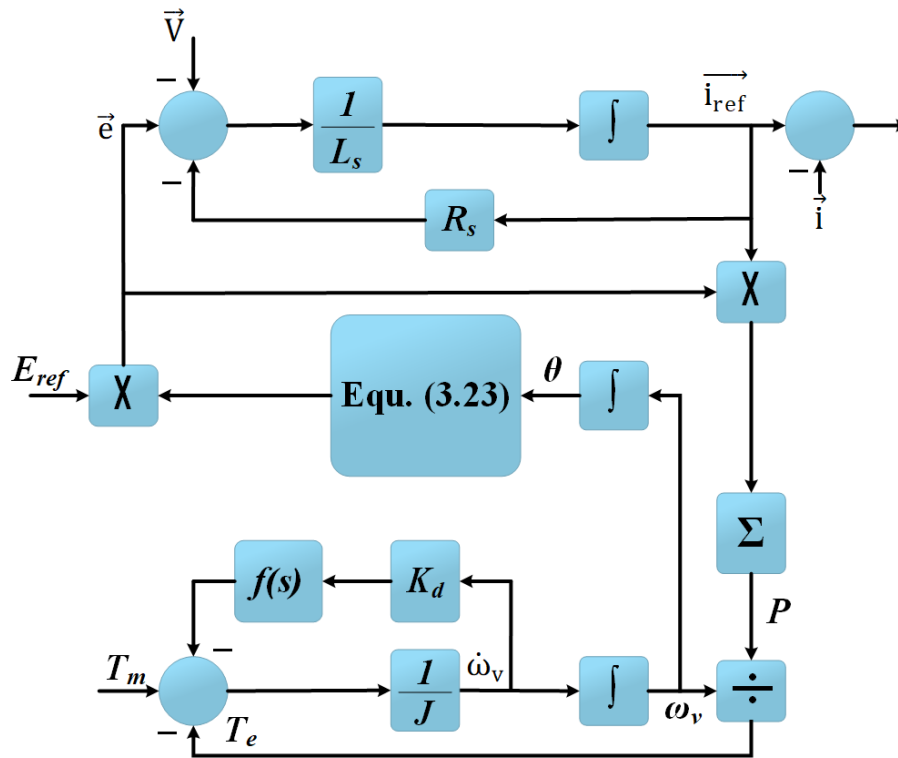


Figure II.11 Diagramme de la commande MSV 5<sup>ème</sup> ordre [82]

**Caractéristiques principales**

a- Régulation active de la puissance :

- Le couple mécanique est le principal mécanisme de régulation et de contrôle de la fourniture de puissance active.
- Cette dynamique permet au MSV de répondre efficacement aux variations de fréquence du réseau et de soutenir sa stabilité.

b- Ajustement de la puissance réactive :

- Contrairement à la puissance active, la puissance réactive n'est pas directement gérée par le MSV d'ordre 5. Au lieu de cela, la puissance réactive est ajustée de

manière externe par les générateurs synchrones traditionnels du réseau, qui complètent le fonctionnement du MSV.

c- Flux d'énergie bidirectionnel :

- La conception prend intrinsèquement en charge le flux d'énergie bidirectionnel, ce qui permet une intégration transparente avec les systèmes de production d'énergie. Cette capacité permet au MSV d'absorber et de fournir de l'énergie, ce qui accroît sa flexibilité dans les réseaux dominés par les énergies renouvelables.

### ***Architecture de contrôle***

L'architecture de contrôle du MSV d'ordre 5 met l'accent sur une intégration robuste du réseau et une adaptabilité dynamique :

- *Génération du courant de référence* : Sur la base de la tension d'entrée, le circuit de commande calcule le courant de référence ( $i_{ref}$ ), souhaitées.
- *Contrôle par hystérésis* : Le contrôleur à hystérésis minimise la différence entre le courant de référence et le courant réel, ce qui garantit un suivi précis et une erreur réduite.
- *Mécanisme MLI* : Le signal d'erreur traité est appliqué à un mécanisme MLI, qui module le fonctionnement de l'onduleur, fournissant un contrôle précis du courant de sortie du système.

### ***Applications et avantages***

Le MSV d'ordre 5 offre plusieurs avantages, en particulier dans les réseaux à forte pénétration d'énergie renouvelable :

- *Amélioration de l'émulation des gaz d'échappement* : En reproduisant avec précision la dynamique des GV, le MSV contribue à la stabilité du réseau et à l'émulation de l'inertie.
- *Intégration du stockage de l'énergie* : Sa capacité de flux d'énergie bidirectionnel le rend idéal pour l'intégration avec les systèmes de stockage d'énergie, facilitant ainsi les solutions avancées de gestion de l'énergie.
- *Précision de la modélisation de haut niveau* : L'inclusion de la résistance et de l'inductance du stator améliore la précision de l'émulation du comportement des GS, ce qui permet une modélisation précise de l'interaction avec le réseau.

**Résumé**

Le modèle MSV d'ordre 5th se distingue comme une solution robuste et d'haute-fidélité pour émuler la dynamique GS traditionnelle dans les systèmes électriques modernes. Son cadre de contrôle avancé, associé à des capacités de flux de puissance bidirectionnel, en fait une technologie essentielle pour assurer la stabilité et la flexibilité des réseaux qui intègrent de plus en plus d'énergies renouvelables. En prenant en charge la régulation active de la puissance et en s'interfaçant de manière transparente avec les systèmes de production d'énergie, le MSV d'ordre 5 joue un rôle essentiel dans la transition vers des systèmes énergétiques durables et résilients.

**II.8 MSV avec modèle d'ordre inférieur**

Le modèle MSV d'ordre inférieur, introduit dans [84], est une approche simplifiée pour reproduire les caractéristiques d'inertie des GS traditionnels. Conçu dans un souci de praticité et d'adaptabilité, ce modèle traite efficacement les variations de fréquence, ce qui le rend adapté à la stabilisation du réseau dans les systèmes à forte pénétration de sources d'énergie renouvelables. La Figure II.12 illustre la structure de cette topologie et met en évidence sa conception de contrôle compacte et simple.

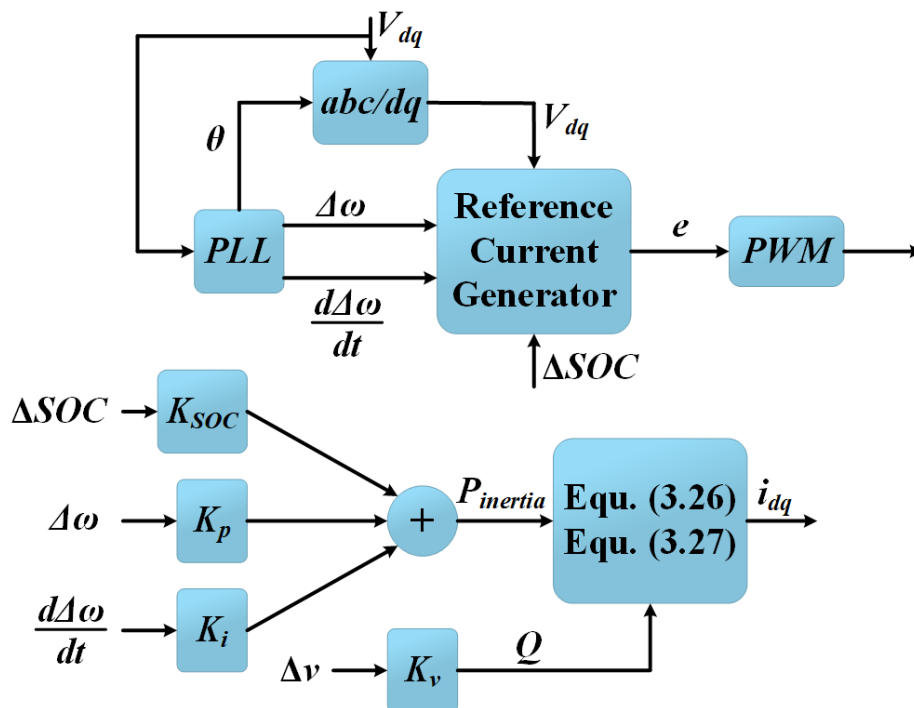


Figure II.12 Modèle d'ordre inférieur du diagramme de contrôle du MSV [84]

$$P_{inertia} = K_{SOC}\Delta_{SOC} + K_p\Delta\omega + K_i\frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (\text{II.24})$$

$$Q = K_v\Delta v \quad (\text{II.25})$$

$$i_d = \frac{v_d P - v_q Q}{(v_d + v_q)^2} \quad (\text{II.26})$$

$$i_q = \frac{v_d Q - v_q P}{(v_d + v_q)^2} \quad (\text{II.27})$$

### Architecture du système de contrôle

Le MSV d'ordre inférieur permet d'émuler l'inertie grâce à un cadre de contrôle minimaliste mais efficace comprenant deux composants principaux :

a- Bloc boucle à verrouillage de phase (PLL) :

- Le bloc PLL calcule des paramètres critiques liés à la fréquence, notamment la fréquence angulaire virtuelle ( $\omega$ ) et la TVF,  $\Delta\omega/dt$ .
- Ces paramètres permettent au MSV d'émuler dynamiquement la réponse inertielle d'un GS, ce qui permet de s'adapter en temps voulu aux perturbations de la fréquence sur le réseau.

b- Bloc générateur de courant de référence :

- Ce composant génère le courant de référence ( $i_{ref}$ ) à l'aide d'équations prédéfinies qui s'alignent sur la dynamique du GS.
- Le courant de référence guide le système pour qu'il fonctionne comme une source à courant contrôlé, simulant efficacement les caractéristiques d'inertie et d'amortissement d'une machine synchrone.

### Principales caractéristiques et avantages

Le MSV d'ordre inférieur offre plusieurs avantages grâce à sa conception simplifiée :

- Solution économique : Sa complexité réduite en fait une option économique pour l'émulation de l'inertie, en particulier dans les systèmes d'alimentation plus petits ou moins complexes.
- Adaptabilité : L'architecture de contrôle simple permet au modèle de s'adapter à une large gamme de conditions de réseau avec des exigences de réglage minimales.

- Réponse dynamique à la fréquence : En intégrant les calculs de TVF et de fréquence angulaire, le modèle fournit une réponse efficace aux écarts soudains de fréquence, contribuant ainsi à la stabilité du réseau.

### **Limites**

Bien que le modèle MSV d'ordre inférieur soit efficace et pratique, sa conception simplifiée présente également certaines limites :

- Dynamique simplifiée : La complexité réduite du modèle peut entraver sa capacité à reproduire le comportement dynamique complet des GS traditionnels, en particulier dans les réseaux soumis à des exigences de stabilité complexes ou à des perturbations graves.
- Champ limité : La MSV d'ordre inférieur peut ne pas convenir aux scénarios exigeant une émulation détaillée des transitoires GS ou des capacités avancées de tolérance aux défauts.

### **Résumé**

Le modèle MSV d'ordre inférieur établit un équilibre entre la simplicité et la fonctionnalité, ce qui en fait un choix attrayant pour les systèmes qui recherchent une émulation d'inertie rentable. Bien qu'il ne puisse pas capturer tout le spectre de la dynamique de la GS, sa conception efficace et ses capacités de réponse en fréquence fiables le rendent apte à améliorer la stabilité dans une variété d'applications de réseau. En fournissant une solution pratique aux défis posés par la réduction de l'inertie mécanique, le MSV d'ordre inférieur joue un rôle précieux dans la modernisation des systèmes électriques en vue de l'intégration des énergies renouvelables.

## **II.9 Machine synchrone virtuelle zéro Inertie**

La topologie VSM0H (Virtual Synchronous Machine Zero Inertia), introduite par des chercheurs du UK National Grid [85], offre une approche unique de la régulation de la fréquence et de la tension dans les réseaux électriques modernes. En renonçant aux éléments de contrôle traditionnels tels que le contrôleur PI, la boucle de contrôle de courant interne et la PLL, la VSM0H présente une architecture rationalisée qui améliore la simplicité et l'efficacité de calcul. La Figure II.13 illustre l'architecture de contrôle, tandis que le comportement dynamique du système est décrit par les équations (II.28) - (II.30), avec  $\tau_s$  représentant la constante de temps du système.

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

$$\omega_v = \omega_{ref} + K_p(P_{ref} - P) \left( \frac{1}{1 + \tau_s} \right) \quad (\text{II.29})$$

$$E = E_{ref} + K_p(Q_{ref} - Q) \quad (\text{II.30})$$

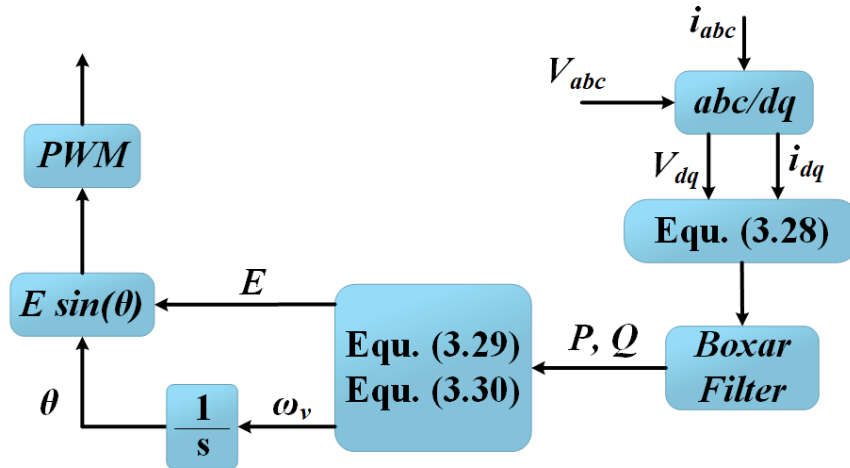


Figure II.13 Schéma de contrôle du VSM0H [85]

### Principales caractéristiques et conception

La topologie VSM0H s'écarte des conceptions MSV conventionnelles à plusieurs égards, en mettant l'accent sur l'efficacité et l'adaptabilité pour les réseaux à forte pénétration de RES.

#### a- Mesures basées sur la puissance :

- Les puissances active (P) et réactive (Q) sont mesurées et traitées à l'aide d'un filtre Boxcar pour calculer la fréquence et la tension du réseau sur un cycle unique.
- Cette approche axée sur les mesures simplifie le contrôle en éliminant le besoin de boucles de rétroaction supplémentaires.

#### b- Contrôle de l'onduleur par MLI :

- La fréquence et la tension calculées sont transmises à l'onduleur par le biais d'un mécanisme de modulation de largeur d'impulsion (MLI), ce qui permet une distribution précise de l'énergie.

c- Amélioration de l'amortissement naturel :

- Le VSM0H tire parti de sa conception rationalisée pour améliorer les caractéristiques d'amortissement naturel des GS dans les réseaux dominés par les technologies MSV.

### ***Avantages***

Le VSM0H présente plusieurs avantages qui en font une topologie prometteuse pour les systèmes électriques de la prochaine génération :

- Architecture de contrôle simplifiée : En éliminant le contrôleur PI, la boucle de courant interne et la PLL, le VSM0H réduit la charge de calcul et la complexité du système.
- Réponse rapide au nadir de fréquence : Malgré son manque d'inertie inhérente, la réponse rapide du VSM0H permet une gestion efficace du nadir de fréquence pendant les perturbations.
- Évolutivité pour les réseaux à 100 % d'énergie renouvelable : Sa capacité à fonctionner efficacement dans des réseaux avec une pénétration de 100 % d'énergies renouvelables le rend très adapté aux systèmes électriques modernes, en particulier ceux qui utilisent des techniques de délestage.

### ***Limites***

Si le VSM0H offre des solutions innovantes, il présente également certains défis :

- Manque d'inertie : la topologie n'offre pas d'inertie inhérente, elle est donc moins efficace pour répondre à la TVF que d'autres conceptions de MSV.
- Support de fréquence limité : Le fait qu'il dépend des mécanismes de réponse rapide plutôt que d'un support inertiel peut limiter ses performances dans les systèmes nécessitant une régulation robuste de la fréquence.

### ***Résumé***

La topologie VSM0H représente une méthode nouvelle et efficace pour relever les défis de la régulation de la fréquence et de la tension dans les réseaux à forte pénétration de SER. Bien que son manque d'inertie inhérente limite sa capacité à émuler la dynamique d'un générateur synchrone traditionnel, sa réponse rapide, sa conception de contrôle simplifiée et son évolutivité en font une option attrayante pour les systèmes électriques modernes. En

améliorant l'amortissement naturel et en permettant l'intégration transparente des SER, le VSM0H contribue à l'avancement d'une infrastructure énergétique durable et résiliente.

### II.10 ISE Lab VSM

La machine synchrone virtuelle ISE Lab (ISE Lab VSM) est une topologie MSV simplifiée développée par des chercheurs de l'université d'Osaka, au Japon [86]. Ce modèle constitue une alternative pratique et efficace en termes de calcul aux conceptions MSV complexes telles que la MSV d'ordre 5 ou le convertisseur synchrone. En utilisant l'équation d'oscillation d'un GS et en fonctionnant en mode de contrôle de tension, la MSV d'ISE Lab réalise une émulation efficace du GS avec une complexité de système réduite.

$$P_{ref} = P_0 + K_p \Delta\omega \tag{II.31}$$

$$Q_{ref} = Q_0 + K_q \Delta V \tag{II.32}$$

$$P_{ref} - P = J\omega_v \frac{d\omega_v}{dt} + D(\omega_v - \omega_g) \tag{II.33}$$

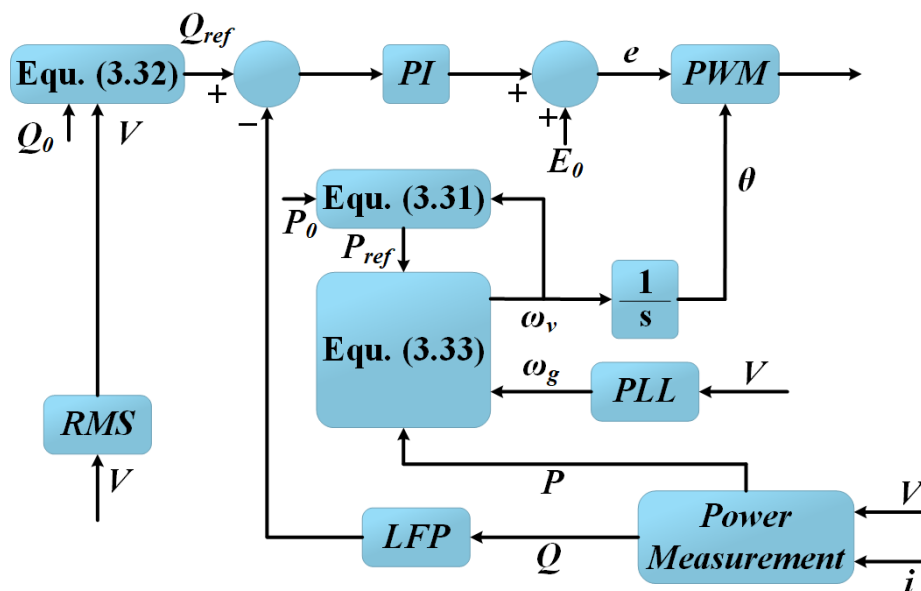


Figure II.14 Schéma de contrôle du MSV d'ISE Lab [86]

#### Architecture de contrôle

La Figure II.14 illustre la structure de contrôle du MSV d'ISE Lab. La conception du système se concentre sur la régulation de la puissance active (P) et réactive (Q) en modulant les composantes de tension directe ( $V_d$ ) et de tension en quadrature ( $V_q$ ) [87]. Les éléments clés de l'architecture sont les suivants :

a- *Calcul de la vitesse angulaire basé sur l'équation de la balançoire :*

- La vitesse angulaire ( $\omega v$ ) est calculée à l'aide de l'équation de l'oscillation, représentée par la formule d'Équation (II.33). Cela garantit un comportement dynamique du système qui s'aligne étroitement sur les GS traditionnels.

b- *Contrôles du statisme et du régulateur :*

- Les caractéristiques de statisme et le mécanisme du gouverneur sont décrits par les équations suivantes (II.31) et (II.32), où  $K_p$  et  $K_q$  représentent les gains de statisme de la puissance active et réactive, respectivement.
- Ces contrôles maintiennent la stabilité de la fréquence et de la tension en ajustant la production d'énergie en fonction des conditions du réseau.

c- *Valeurs de puissance active et réactive pré-réglées :*

- Les valeurs de référence pour la puissance active ( $P_0$ ) et la puissance réactive ( $Q_0$ ) sont déterminées à l'avance sur la base des exigences opérationnelles spécifiées par les gestionnaires de réseaux électriques (OSE) et de la capacité nominale du système [88].

### **Avantages**

Le MSV d'ISE Lab offre plusieurs avantages qui le rendent bien adapté aux systèmes électriques modernes :

- **Conception simplifiée :** Le recours à l'équation d'oscillation et à la commande en mode tension, réduit la complexité de calcul et de mise en œuvre par rapport aux modèles MSV d'ordre élevé.
- **Efficacité :** La faible complexité du système se traduit par des temps de traitement plus rapides, ce qui en fait une solution efficace pour l'émulation GS.
- **Fonctionnement stable :** Les mécanismes de contrôle du statisme et du régulateur assurent une régulation robuste de la fréquence et de la tension dans des conditions de réseau variables.

### **Applications**

En raison de sa simplicité et de son efficacité, le MSV d'ISE Lab est idéal pour toute une série d'applications de réseau, notamment :

- **Soutien à la stabilité du réseau :** Régulation de la fréquence et de la tension dans les systèmes électriques riches en énergies renouvelables.

- Sensible aux coûts Déploiements : Adapté pour les systèmes où la priorité est de minimiser les ressources et les coûts de calcul.
- Formation et simulation : Sa conception simple en fait un outil utile pour l'enseignement et la recherche, en particulier pour l'étude de la dynamique des GS.

### **Limites**

Si le MSV d'ISE Lab offre des avantages pratiques, il présente également certaines limites :

- Dynamique simplifiée : La nature simplifiée du modèle peut ne pas permettre de saisir pleinement la dynamique détaillée des GS traditionnels ou des MSV plus avancés comme le modèle d'ordre 5.
- Extensibilité limitée : Par rapport aux MSV d'ordre supérieur, il peut ne pas être aussi efficace pour gérer des perturbations complexes ou à grande échelle du réseau.

### **Résumé**

Le MSV d'ISE Lab trouve un équilibre entre simplicité et fonctionnalité, offrant une solution efficace pour émuler le comportement du GS dans les systèmes électriques modernes. Son recours à l'équation de l'oscillation et au contrôle du mode de tension garantit un fonctionnement stable tout en minimisant les exigences de calcul. Bien qu'il n'a pas la dynamique détaillée des modèles MSV plus complexes, le MSV d'ISE Lab est un choix pratique pour les applications qui donnent la priorité à l'efficacité et à la rentabilité.

### **II.11 Modèle algébrique du MSV**

Le modèle MSV algébrique, mis au point par des chercheurs de Kawasaki Heavy Industries (KHI) [89], représente une méthode simplifiée pour émuler le comportement d'un générateur de vapeur. Contrairement aux modèles MSV traditionnels qui reposent sur des équations dynamiques complexes, le MSV algébrique utilise le diagramme de phase en régime permanent d'un générateur pour générer des références de courant. Cette simplification réduit les exigences de calcul tout en permettant une émulation efficace du GS.

$$\omega_v = \omega_{ref} + K_p(P_{ref} - P) \left( \frac{1}{1 + \tau_S} \right) \quad (\text{II.34})$$

$$E = \left[ \Delta V + K_q(Q_{ref} - Q) \left( \frac{1}{1 + \tau s} \right) \right] \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) \quad (II.35)$$

$$\begin{bmatrix} i_{dref} \\ i_{qref} \end{bmatrix} = Y \left\{ \begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \right\} \quad (II.36)$$

$\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix}$  et  $Y$  sont définis comme suit :

$$\begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} \cos \theta \\ \sin \theta \end{bmatrix} \quad (II.37)$$

$$Y = \frac{1}{R^2 + X^2} \begin{bmatrix} R & X \\ -X & R \end{bmatrix} \quad (II.38)$$

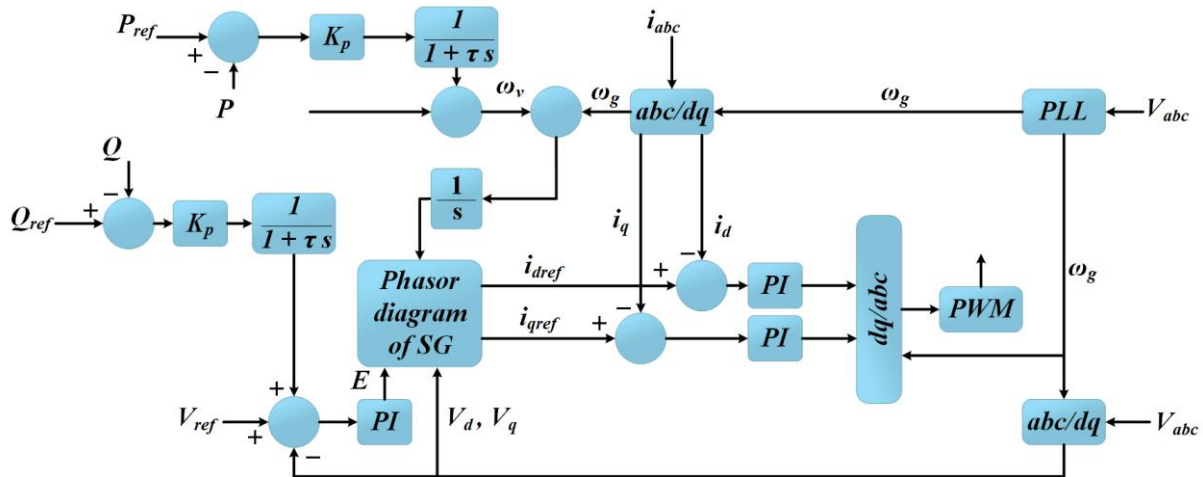


Figure II.15 Diagramme de contrôle algébrique [89]

Les équations (II.34) et (II.35) représentent la dynamique du régulateur et régulateur automatique de tension (AVR), respectivement. Le diagramme du modèle algébrique du MSV est illustré à la Figure II.15.

### Caractéristiques principales

a- Génération de référence de courant basée sur le phasage :

- Le modèle contourne les équations dynamiques détaillées en s'appuyant sur l'analyse des phases en régime permanent, ce qui le rend efficace sur le plan informatique.
- Il utilise les équations différentielles de Park pour combler le fossé entre les calculs de phase et les actions de contrôle de l'onduleur requises.

b- Onduleur à régulation de courant :

- Le système utilise un onduleur contrôlé par le courant pour suivre les références de courant générées et réguler la fourniture d'énergie.

- Cette conception garantit une émulation précise des caractéristiques du GS, y compris la gestion de la puissance active et réactive.

*c- Boucle de contrôle de courant intégrée :*

- L'inclusion d'une boucle de contrôle du courant fournit une protection contre les surintensités, améliorant la sécurité opérationnelle et la stabilité pendant les perturbations du réseau.

### *Avantages*

- Complexité de calcul réduite : En évitant l'utilisation d'équations dynamiques d'ordre élevé, le MSV algébrique réduit considérablement les exigences de traitement, ce qui le rend adapté aux applications en temps réel.
- Protection efficace contre les surintensités : La boucle de contrôle du courant intégrée garantit un fonctionnement fiable, même dans des conditions de réseau difficiles.
- Performance robuste du réseau : La conception simplifiée permet une émulation stable de l'inertie et un fonctionnement sans heurts pendant les perturbations du réseau, ce qui favorise la stabilité du réseau dans les systèmes dominés par les énergies renouvelables.

### *Applications*

Le modèle algébrique MSV est bien adapté aux applications où l'efficacité des calculs et la fiabilité opérationnelle sont des priorités, notamment :

- Intégration des énergies renouvelables : Emulation de l'inertie dans les systèmes à forte pénétration d'énergies renouvelables.
- Ressources énergétiques distribuées (RED) : Idéal pour le déploiement dans les micro-réseaux et les systèmes énergétiques distribués en raison de sa simplicité et de sa fiabilité.
- Scénarios sensibles aux coûts : Réduit les exigences matérielles et logicielles, ce qui en fait une solution rentable pour l'émulation GS.

### Limites

Malgré ses avantages, le MSV algébrique présente certaines limites :

- Précision dynamique limitée : La dépendance à l'égard de l'analyse en régime permanent peut ne pas rendre pleinement compte de la dynamique transitoire des systèmes de guidage traditionnels.
- Capacités de contrôle simplifiées : La conception du modèle peut limiter son adaptabilité à des scénarios de réseau très dynamiques ou à des systèmes électriques complexes.

### Résumé

Le modèle algébrique MSV offre une solution pratique et efficace pour émuler le comportement des GS dans les systèmes électriques modernes. En s'appuyant sur les diagrammes de phase en régime permanent et en intégrant le contrôle du courant pour la protection contre les surintensités, il fournit une émulation fiable de l'inertie avec un surcoût de calcul minimal. Bien qu'il ne reproduise pas complètement la dynamique détaillée des systèmes traditionnels de GS, sa conception robuste et sa simplicité en font un choix attrayant pour les applications nécessitant une performance stable et rentable du réseau.

### II.12 MSV universel

La machine synchrone virtuelle universelle (Universal VSM) est une solution avancée et polyvalente pour l'intégration des SER dans les réseaux électriques. Elle est conçue pour fonctionner de manière transparente dans des conditions de connexion au réseau, d'îlotage et de défaillance [90]. En couplant les SSE avec le MPPT des SER, le MSV universel émule efficacement l'inertie du réseau, apportant ainsi un soutien essentiel à la stabilité du système. La Figure II.16 et ses équations dynamiques sont les suivantes :

$$\Delta I_d = K_v (V - V_{ref}) \quad (\text{II.39})$$

$$i_{ref} = \frac{P_{ref}}{\sqrt{3}PF|V|} \quad (\text{II.40})$$

$$I_{d-v} = \Delta I_d \frac{1}{1 + \tau s} \quad (\text{II.41})$$

$$I_d = I_{d-v} + I_{ref} \quad (\text{II.42})$$

$$\Delta I_q = K_f (f - f_{ref}) \quad (\text{II.43})$$

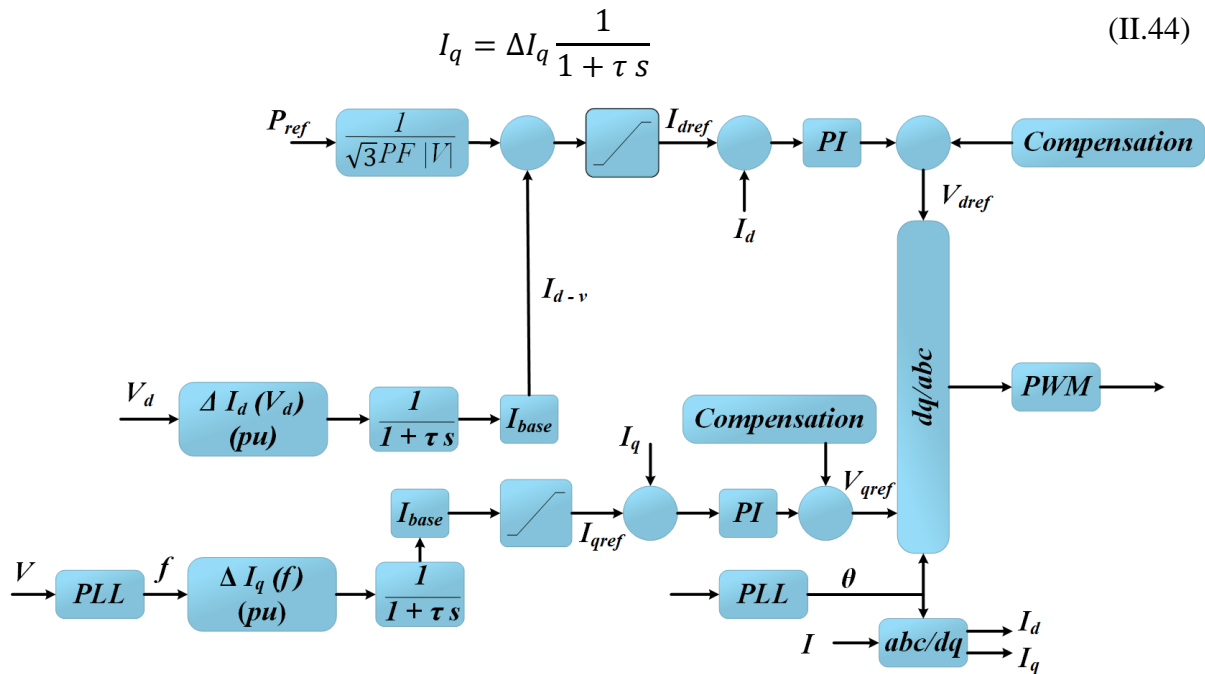


Figure II.16 Schéma de contrôle du MSV universel [90]

### Caractéristiques principales

a- Transition en mode autonome :

- Le MSV universel peut passer d'un mode de fonctionnement à l'autre (connecté au réseau ou isolé) de manière autonome, sans nécessiter d'intervention manuelle.
- Cette adaptabilité garantit une performance ininterrompue du système dans des conditions de réseau dynamiques.

b- Noir-Capacité de démarrage :

- La topologie comprend une fonctionnalité de démarrage à froid, qui permet au système de rétablir de manière indépendante les opérations du réseau après une panne totale.

c- Protection contre les surintensités :

- Intégrant un contrôle du courant sur l'axe dq, le MSV universel offre une protection robuste contre les surintensités, améliorant ainsi la sécurité et la fiabilité du système.

d- Intégration du stockage de l'énergie :

- En s'appuyant sur les SSEs, le système peut stocker et libérer de l'énergie de manière dynamique, ce qui permet une régulation efficace de la fréquence et une émulation de l'inertie.

### ***Architecture de contrôle***

La Figure II.16 illustre l'architecture de contrôle du MSV universel, qui comprend les éléments suivants :

- *Gouverneur virtuel* : Il gère la régulation de la fréquence en ajustant la réponse du système proportionnellement à la puissance active (P).
- *Régulateur automatique de tension (AVR)* : assure la régulation de la tension en gérant la puissance réactive (Q), ce qui garantit des niveaux de tension stables.
- *Comportement dynamique* : Le comportement du système est régi par des équations spécifiques qui modélisent l'interaction entre la puissance active et réactive, la fréquence et la tension, assurant ainsi une émulation précise de la dynamique du GS.

### ***Avantages***

Le MSV universel offre plusieurs avantages qui en font un choix robuste pour les systèmes d'alimentation modernes :

- *Polyvalence* : Fonctionne efficacement dans divers scénarios, notamment en cas de connexion au réseau, d'îlotage et de défaillance.
- *Amélioration de la stabilité du réseau* : Assure une régulation complète de la fréquence et de la tension, améliorant ainsi la fiabilité globale du réseau.
- *Évolutivité* : Idéale pour les systèmes à forte pénétration d'énergies renouvelables, afin de soutenir les objectifs en matière d'énergie durable.
- *Sécurité accrue* : Des fonctions telles que la protection contre les surintensités garantissent un fonctionnement fiable, même en cas de perturbations du réseau.

### ***Limites***

Malgré ses capacités, le MSV universel est confronté à certains défis :

- *Complexité* : L'intégration de multiples composants de contrôle et du SSE ajoute de la complexité à la conception et à la mise en œuvre du système.
- *Coût* : L'intégration du SSE et de mécanismes de contrôle avancés peut augmenter les coûts d'exploitation et de maintenance.

## **Résumé**

Le MSV universel représente une avancée significative dans la technologie des machines synchrones virtuelles. Sa capacité à intégrer les SER avec les ESE, à passer de manière autonome d'un mode opérationnel à l'autre et à fournir une capacité de démarrage à froid en fait une solution essentielle pour les systèmes électriques modernes, riches en énergies renouvelables. Bien que la complexité et le coût posent des problèmes, les avantages du MSV universel - tels que l'amélioration de la stabilité du réseau, l'évolutivité et les mécanismes de protection robustes - soulignent sa valeur dans la promotion d'une infrastructure énergétique durable et résiliente.

## **II.13 Discussions**

### **II.13.1 Exigences techniques et caractéristiques des MSV**

Les MSV doivent répondre à des exigences techniques spécifiques et présenter des caractéristiques distinctes pour garantir leur fonctionnement efficace au sein des réseaux électriques modernes [91], [92]. Ces attributs influencent leur faisabilité opérationnelle, leurs capacités d'intégration et leur adéquation à diverses applications. Bien qu'il n'existe pas encore de normes universelles pour les MSV, les lignes directrices proposées par les OEN fournissent une base pour la définition de ces exigences [93], [94].

#### **Exigences et caractéristiques principales**

*a- Fonctionnement transparent entre les différents modes du réseau :*

- Les MSV doivent passer sans effort d'un mode connecté au réseau à un mode isolé (autonome).
- Cela garantit une alimentation électrique ininterrompue, même en cas d'interruption, de défaillance ou de reconfiguration du réseau.

*b- Protection inhérente contre les surintensités :*

- Les mécanismes intégrés de protection contre les surintensités protègent les équipements et améliorent la fiabilité du système.
- Ces protections empêchent les dommages causés par un flux de courant excessif et maintiennent la stabilité du réseau en cas de perturbations.

*c- Prise en charge dynamique de la tension et de la fréquence :*

- Les MSV doivent ajuster dynamiquement leurs paramètres pour stabiliser la tension et la fréquence du réseau en cas de perturbations transitoires.

- Cette capacité d'adaptation est cruciale pour maintenir la fiabilité du réseau dans des conditions de charge et de production fluctuantes.
- Normes régionales : Les exigences des FRT varient en fonction des cadres réglementaires des gestionnaires de réseaux régionaux, avec des critères spécifiques adaptés aux conditions locales.

d- Noir-Capacité de démarrage :

- La fonction de démarrage à froid permet aux MSV de rétablir de manière autonome le fonctionnement du réseau à la suite d'une panne.
- Cela garantit que les systèmes de production d'électricité peuvent redémarrer de manière indépendante et se synchroniser efficacement avec le réseau en cas de besoin.

### ***Importance des réseaux électriques modernes***

Ces exigences soulignent le rôle essentiel des MSV dans l'amélioration de la stabilité, de la fiabilité et de la résilience du réseau, en particulier dans les systèmes à forte pénétration d'énergies renouvelables. En relevant des défis tels que les perturbations transitoires, (les) et les pannes, les MSV garantissent une alimentation électrique stable et fiable, ce qui permet leur intégration dans diverses applications de réseau.

Au fur et à mesure que le paysage énergétique évolue, l'obtention de ces capacités restera essentielle pour le déploiement réussi des technologies MSV dans les systèmes électriques modernes et futurs.

### ***II.13.2 Comparaison des topologies MSV***

L'analyse des différentes topologies de MSV met en évidence un éventail de caractéristiques et de fonctionnalités conçues pour répondre aux exigences spécifiques du réseau et aux scénarios opérationnels :

- *Soutien de la fréquence* : Toutes les topologies MSV garantissent le maintien de la fréquence, un aspect fondamental de leur rôle dans la reproduction des caractéristiques dynamiques des générateurs synchrones.
- *Régulation de la tension et AVR* : la plupart des topologies utilisent un contrôle en boucle fermée pour la régulation de la tension et l'AVR. Cependant, les conceptions de MSV d'ordre inférieur ne disposent pas de capacités complètes de régulation de la tension, ce qui peut limiter leur efficacité dans le maintien de la stabilité de la tension.

- *Transition transparente entre les différents modes de fonctionnement* : Parmi les topologies évaluées, le MSV universel se distingue par sa capacité à assurer une transition transparente entre les opérations connectées au réseau et les opérations en îlotage. Cette adaptabilité élargit son champ d'application à divers scénarios de réseau.
- *Protection contre les surintensités* : Si certaines topologies de MSV intègrent une protection contre les surintensités, d'autres, comme le MSV d'ISE Lab et le VSM0H, ne le font pas. Dans ces cas, des mesures externes supplémentaires sont nécessaires pour protéger contre les niveaux de courant excessifs.
- *Traversée des défauts (FRT) et détection de fréquence* : Chaque topologie varie dans sa capacité à fournir des capacités de FRT et de détection de fréquence. Ces distinctions sont essentielles pour déterminer la fiabilité et l'efficacité de la topologie dans des conditions de réseau spécifiques.

La sélection d'une topologie MSV optimale nécessite un alignement minutieux sur les demandes opérationnelles et les exigences d'application spécifiques au réseau. Chaque conception présente des forces et des faiblesses uniques qui influencent son adéquation à des scénarios particuliers. Le Tableau II.1 présente un résumé complet des capacités de FRT et de détection de fréquence, ainsi que les avantages et les limites de chaque topologie, offrant ainsi des informations précieuses pour la prise de décision dans le cadre de l'intégration du réseau.

Tableau II.1 Résumé des topologies MSV

Topologie du MSV	Détection de la fréquence	FRT	Avantages	Inconvénients	Références
Inducverter	Oui	Oui	Fonctionnalité de synchronisation souple et automatique	Injection limitée de courant de défaut rapide	[75]
Synchronverters	Oui	Oui	La même dynamique que celle observée par GS à partir du réseau	Instabilité numérique	[94], [95], [96]
Synchronisation de l'alimentation contrôleur	Oui	Oui	Émule la capacité d'auto-synchronisation des GS	Erreur de régime permanent importante	[77], [97], [98]

Contrôleur de tension synchrone	Oui	Non examiné	Émule la dynamique GS dans la boucle de tension	Instabilité pendant le défaut	[81]
5 <sup>ème</sup> ordre MSV	Non	Non examiné	Emplois rapides	Instabilité numérique	[99], [100]
MSV d'ordre inférieur	Oui	Non examiné	Émulation PLL de l'équation de swing du GS	Sensible au bruit provenant du terme dérivé de fréquence	[87], [101], [102], [103]
Machine synchrone virtuelle Zéro Inertie	Non	Non examiné	Simple structure de commande	Aucune protection contre les surintensités intégrée	[104], [105]
VSM universel	Oui	Oui	Fonctionnement sans faille dans tous les modes de fonctionnement	Aucune validation expérimentale	[90], [106], [107]
ISE Lab VSM	Non	Oui	Réplication simplifiée de la dynamique des GS	Oscillations de puissance	[108]
Modèle algébrique du MSV	Oui	Non examiné	Représentation du GS par Phaseur	Nécessité de changer le paradigme de contrôle entre les modes réseau et îlot	[89]

### ***II.14 Quelques questions relatives à la mise en œuvre de l'inertie***

#### ***Défis liés au déploiement de machines synchrones virtuelles (MSV) pour l'amélioration de l'inertie***

La mise en œuvre de machines synchrones virtuelles (MSV) dans les réseaux électriques modernes offre des avantages significatifs en termes d'amélioration de l'inertie, mais pose divers problèmes techniques et opérationnels [109]. Il est essentiel de relever ces défis pour faire progresser la technologie des MSV et parvenir à une intégration transparente dans le réseau. Les principaux défis sont détaillés ci-dessous :

### II.14.1 Délais

Les retards inhérents aux convertisseurs de puissance et aux systèmes de contrôle peuvent compromettre les performances du MSV et la stabilité du réseau [110]. Ces retards, souvent négligés dans les modèles théoriques, sont les suivants :

#### a- Délai de communication :

- *Définition* : Ce délai survient lors de la transmission des données entre les centres de contrôle et les convertisseurs de puissance [111].
- *Défis* : Les délais de communication dépendent de l'efficacité du réseau et des distances physiques, ce qui peut déstabiliser les systèmes de contrôle des fréquences.
- *Solutions proposées* : Les stratégies de contrôle décentralisées réduisent les délais ; cependant, même les systèmes optimisés doivent tenir compte de ces délais lors de la conception [112].

#### b- Délai de contrôle de la puissance :

- *Définition* : Ce phénomène se produit lors des transitions dans les modes des convertisseurs de puissance, comme le passage de la décharge au MPPT [111].
- *Défis* : Les retards lors des transitions de mode peuvent empêcher des réponses rapides en matière d'électricité, ce qui compromet la stabilité du réseau.
- *Solutions proposées* : Les SSE atténuent ces problèmes, mais leur coût élevé et leur durée de vie limitée restent des obstacles importants [113].

### II.14.2 Placement de l'inertie

L'efficacité de l'émulation de l'inertie dépend fortement de l'emplacement stratégique des sources d'inertie, telles que les SSE, au sein du réseau [114].

- *Défis* : Un placement sous-optimal diminue les effets stabilisateurs de l'inertie, réduisant ainsi son impact global sur la performance du réseau.
- *Solutions proposées* : Les techniques d'optimisation visent à améliorer les ratios d'amortissement du système et à minimiser les interactions oscillatoires entre les générateurs [114].

### II.14.3 Inertie adaptative

Les événements dynamiques du réseau impliquent souvent des écarts de fréquence et des taux de changement de fréquence variables (TVF), ce qui nécessite des systèmes d'inertie adaptatifs pour réagir efficacement [115], [116].

- *Défis* : Les valeurs d'inertie fixes sont insuffisantes pour les conditions dynamiques, tandis que les systèmes adaptatifs non linéaires peuvent déstabiliser le réseau par inadvertance [117].
- *Solutions proposées* : Les systèmes adaptatifs en temps réel optimisent l'inertie en fonction des conditions actuelles, en utilisant des algorithmes avancés pour un ajustement continu. Malgré leurs avantages, la gestion du comportement non linéaire de ces systèmes reste un défi permanent [118]. La Figure II.17 présente une comparaison entre une inertie adaptative et une inertie constante lors d'un événement de fréquence [12].

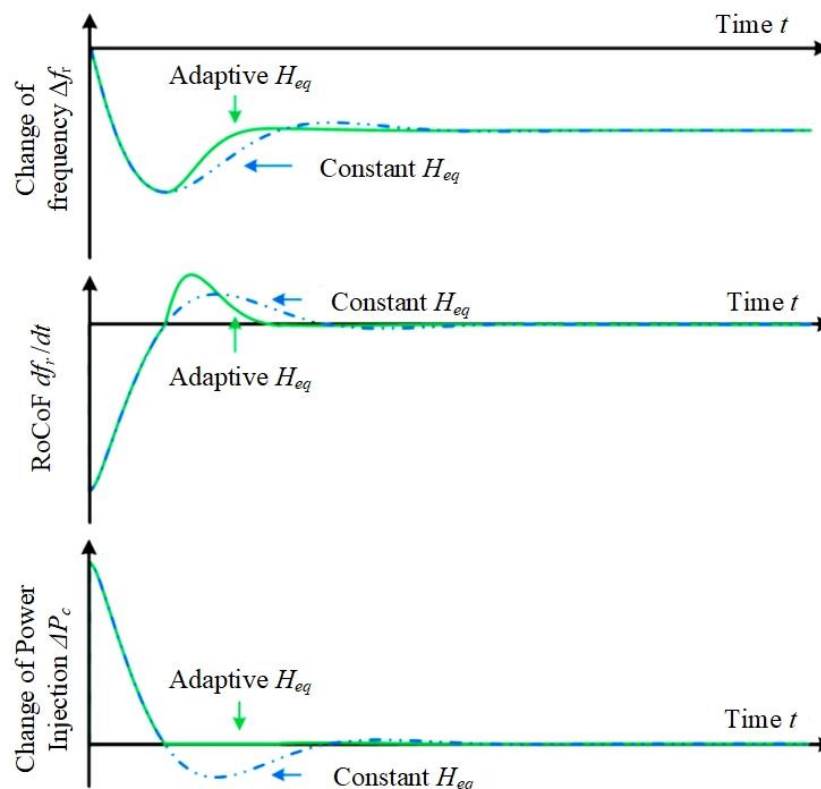


Figure II.17 Effet d'une commande d'inertie adaptative [14]

### II.14.4 Conception de marché pour les services à inertie

L'absence de marchés établis pour les services d'inertie constitue un obstacle important à leur adoption et à leur intégration dans les systèmes électriques existants [119].

- *Nécessité* : Il est essentiel de développer des marchés spécialisés pour les services d'inertie afin d'en promouvoir l'adoption et d'en assurer la faisabilité économique [119].
- *Compatibilité* : L'alignement des services d'inertie sur les cadres actuels de services auxiliaires est essentiel pour la conformité réglementaire et l'intégration transparente dans les réseaux électriques [120].

### ***II.15 L'IA dans les réseaux électriques et l'amélioration des GSV***

L'IA apparaît de plus en plus comme une force de transformation dans diverses industries, secteur des réseaux électriques étant l'un des plus touchés. Les réseaux électriques modernes sont en pleine évolution, sous l'effet de l'intégration des énergies renouvelables, des progrès des ressources énergétiques distribuées et de l'évolution des caractéristiques de la charge [121]. Ces évolutions, bien qu'essentielles pour atteindre les objectifs mondiaux en matière de développement durable, posent des problèmes complexes liés à la stabilité, à la fiabilité et à l'efficacité opérationnelle des réseaux. L'IA s'est avérée être un outil essentiel pour relever ces défis en offrant des outils sophistiqués pour la surveillance du système, la prédiction de la stabilité et l'atténuation des perturbations.

En particulier, l'adoption de techniques basées sur l'intelligence artificielle s'est révélée extrêmement prometteuse pour surmonter les limites inhérentes aux topologies GSV. Bien que les GSV aient joué un rôle essentiel dans l'émulation de l'inertie des machines synchrones traditionnelles et dans l'amélioration de la résilience du réseau, elles sont souvent limitées par des problèmes tels que les délais, l'inertie adaptative et la complexité du placement optimal. Les solutions basées sur l'IA offrent un moyen d'optimiser ces systèmes en permettant l'analyse des données en temps réel, la modélisation prédictive et la prise de décision autonome, améliorant ainsi de manière significative les performances et la fiabilité des GSV dans les environnements de réseau dynamiques.

En outre, la capacité de l'IA à traiter de grandes quantités de données opérationnelles en temps réel permet une prévision plus précise des problèmes de stabilité, tels que les écarts de fréquence et les fluctuations de tension. Cette capacité de prévision est cruciale pour traiter de manière préventive les perturbations potentielles avant qu'elles ne se transforment en défaillances généralisées du réseau. Par exemple, les algorithmes d'apprentissage automatique peuvent analyser les données historiques en temps réel du réseau pour identifier les schémas

indiquant une instabilité, ce qui permet aux opérateurs de réseau de prendre des mesures proactives.

L'intégration de l'IA dans l'exploitation des réseaux est particulièrement importante pour garantir l'incorporation réussie des SER, qui sont caractérisées par l'intermittence et la variabilité. Les stratégies de contrôle basées sur l'IA, telles que l'apprentissage par renforcement et l'optimisation basée sur les réseaux neuronaux, permettent d'équilibrer l'offre et la demande de manière transparente, même dans les réseaux à forte pénétration des SER. Ces avancées s'inscrivent dans les objectifs mondiaux de développement durable en favorisant la transition vers des systèmes énergétiques plus propres tout en maintenant la fiabilité et l'efficacité des réseaux.

En résumé, le rôle de l'IA dans les réseaux électriques modernes va bien au-delà des améliorations opérationnelles ; elle représente un changement de paradigme dans la manière dont les réseaux électriques sont gérés et optimisés. En relevant les défis associés aux macro-générateurs et à l'intégration des SER, l'IA renforce non seulement la stabilité et la fiabilité du réseau, mais contribue également de manière significative aux objectifs plus larges de la durabilité environnementale et de la transition énergétique.

### ***II.15.1 Réseaux neuronaux pour la régulation de la puissance***

Une approche basée sur les réseaux neuronaux (RN) pour la régulation de la puissance active et réactive dans les réseaux électriques a été introduite dans [122], marquant une avancée significative dans les stratégies de contrôle adaptatif pour les systèmes énergétiques modernes. Cette méthode innovante est conçue pour fonctionner efficacement dans diverses configurations de réseau, y compris les réseaux électriques inductifs et non inductifs, améliorant ainsi son applicabilité dans un large éventail de scénarios.

L'architecture RN utilisée dans ce système comporte deux couches cachées, chacune comprenant sept nœuds. Cette configuration a été soigneusement choisie pour équilibrer l'efficacité de calcul et la capacité à capturer les relations non linéaires complexes inhérentes à la dynamique du système électrique. Le réseau neuronal prédit le vecteur de sortie de l'étape suivante, qui sert de base aux décisions de contrôle du système. Contrairement aux méthodes de contrôle traditionnelles qui s'appuient sur plusieurs paramètres d'entrée, cette approche basée sur un réseau neuronal utilise l'amplitude de la tension de l'onduleur comme seule entrée de contrôle. Cette conception simplifie le cadre de contrôle tout en maintenant une précision et une réactivité élevées.

Le vecteur de sortie produit par le RN/la centrale encapsule les paramètres critiques nécessaires à un fonctionnement efficace du réseau. Il s'agit notamment de la puissance réactive et réelle de l'onduleur, des erreurs associées à ces sorties de puissance, de l'erreur de fréquence et de l'angle de phase de l'onduleur. Ces paramètres sont essentiels pour maintenir la stabilité et assurer un flux d'énergie efficace au sein du réseau, en particulier dans le contexte de conditions d'exploitation dynamiques et variables.

Le système est modélisé à l'aide de la représentation de l'espace d'état dans le domaine discontinu, ce qui permet une caractérisation précise de son comportement dynamique. Le fonctionnement du système est décrit par les équations (II.45) et (II.46), qui fournissent le cadre mathématique à la base des capacités de prédiction et de contrôle du réseau neuronal. Le diagramme de cette technique est illustré à la Figure II.18.

$$X(k + 1) = F(X(k), U(k)) \tag{II.45}$$

$$Y(k) = G(X(k), U(k)), \quad k = 1,2,3, \dots \tag{II.46}$$

X, F, U et Y sont respectivement le vecteur d'état, le vecteur d'état dérivé, le vecteur d'entrée et le vecteur de sortie. G est le vecteur de sortie en fonction du vecteur d'entrée.

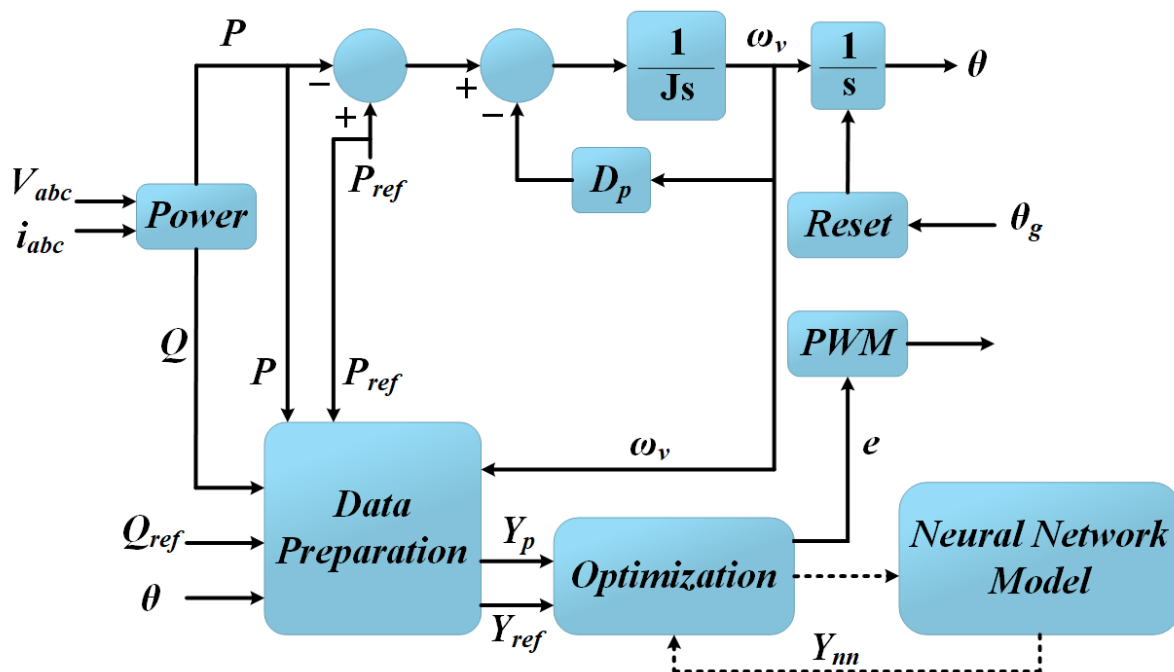


Figure II.18 Schéma du contrôleur prédictif à réseau neuronal [122]

Cette approche basée sur les réseaux neuronaux représente une avancée significative dans le domaine du contrôle des réseaux électriques, offrant une solution robuste et adaptable

pour gérer les complexités des systèmes énergétiques modernes. En tirant parti du pouvoir prédictif des réseaux neuronaux, le système améliore non seulement la régulation de la puissance active et réactive, mais aussi la stabilité et la résilience globales du réseau électrique.

### ***II.15.2 Fonction de base radiale pour la stabilité de la fréquence***

Pour améliorer la stabilité de la fréquence et traiter les limites inhérentes aux systèmes, une stratégie de contrôle basée sur un réseau neuronal à fonction de base radiale (RBF) a été proposée dans [123]. Cette approche avancée vise à optimiser les paramètres opérationnels critiques, offrant une solution plus robuste et adaptative pour les réseaux électriques modernes. Le système est spécialement conçu pour évaluer une gamme complète de paramètres, y compris la marge de stabilité de la GSV, le temps de réglage, la fréquence de coupure du circuit électrique, les normes de connexion au réseau et les plages acceptables pour l'inertie virtuelle ( $J$ ) et le coefficient d'amortissement ( $D_p$ ).

Le cœur du système réside dans le réseau neuronal RBF, qui se caractérise par une architecture à une seule couche cachée. Cette couche utilise la fonction gaussienne comme mécanisme d'activation, ce qui permet au modèle de capturer efficacement des dynamiques non linéaires complexes. La simplicité de l'architecture garantit l'efficacité du calcul tout en maintenant une grande précision, ce qui le rend adapté aux applications en temps réel dans le contrôle des réseaux électriques.

Comme le montre la Figure II.19, le bloc de contrôle traite un ensemble de vecteurs d'entrée, notamment la vitesse angulaire instantanée ( $\omega$ ) et sa dérivée  $\frac{d\omega}{dt}$ . Ces données sont essentielles pour déterminer l'inertie virtuelle optimale ( $J$ ), qui est ajustée dynamiquement pour maintenir la stabilité de la fréquence. En évaluant continuellement ces paramètres, le réseau neuronal RBF prédit les ajustements nécessaires au système, ce qui lui permet de réagir rapidement et efficacement aux changements des conditions du réseau.

Dans l'ensemble, l'intégration d'un réseau neuronal RBF dans les systèmes GSV représente une avancée significative dans le contrôle des systèmes électriques. En améliorant la capacité à maintenir la stabilité de la fréquence dans des conditions d'exploitation variables, cette approche ne s'attaque pas seulement aux limites des conceptions conventionnelles des GSV, mais ouvre également la voie à des infrastructures de réseau plus résilientes et adaptatives.

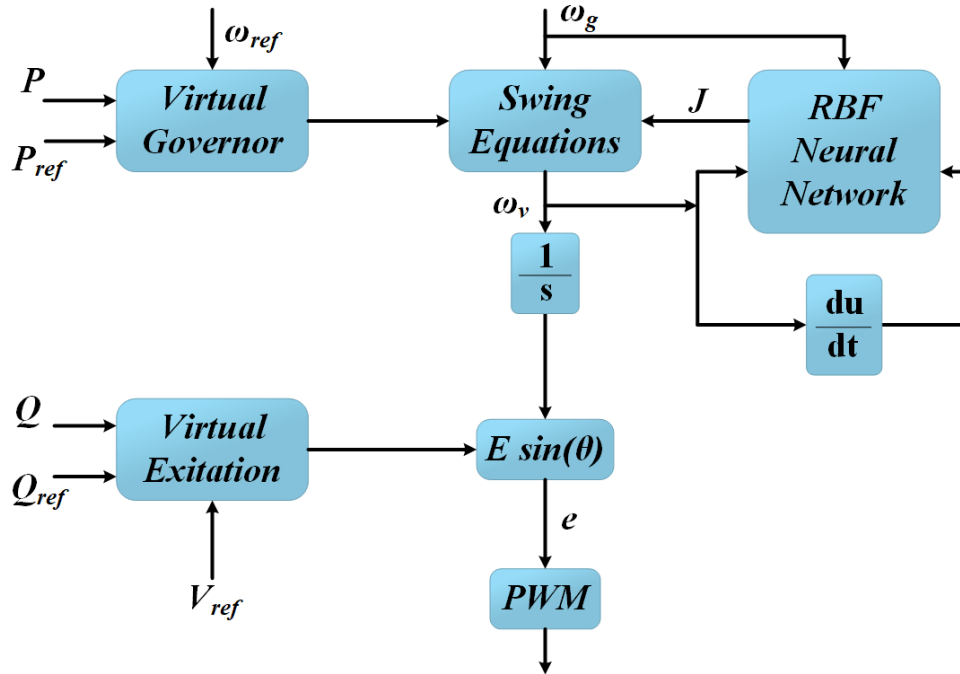


Figure II.19 Diagramme du contrôleur MSV basé sur un réseau neuronal RBF [123]

### II.15.3 Double RNA pour la stabilité et la fiabilité

Un système à double RNA, composé de deux réseaux interconnectés, ANNt et ANNLC, a été proposé dans [6] comme solution innovante pour améliorer simultanément la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques. Ce système à double réseau est spécialement conçu pour estimer la consommation à vie (LC) des appareils électriques tout en optimisant l'émulation de l'inertie, ce qui est essentiel pour maintenir la stabilité de la fréquence dans les réseaux électriques modernes. Le processus d'optimisation est régi par une fonction de coût globale qui équilibre les demandes concurrentes de stabilité et de fiabilité par le biais d'un facteur de pondération ( $\alpha$ ). La Figure II.20 représente le diagramme de contrôle de ce processus d'optimisation et l'équation suivante est la fonction de coût global pour l'optimisation  $H$  avec inertie et la fiabilité.

$$f(H) = LC^2 + \alpha \left(\frac{1}{H}\right)^2 \quad (\text{II.47})$$

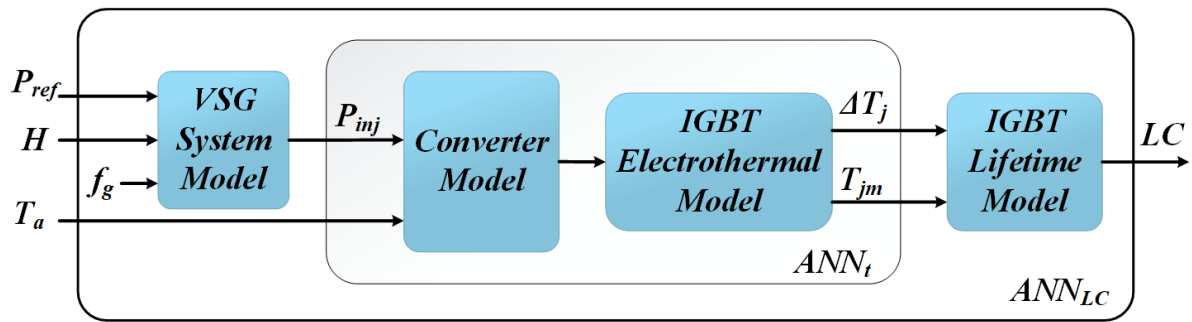


Figure II.20 Diagramme double RNA pour la stabilité et la fiabilité [6]

Dans cette architecture, l'ANNLC est chargé d'estimer le cycle de vie des dispositifs de puissance. Son principal paramètre d'entrée est la constante d'inertie ( $H$ ), un facteur clé pour déterminer la réponse inertielle du système émulé. D'autre part, ANNt se concentre sur la modélisation des effets thermiques et de l'inertie. ( $P_{inj}$ ) caractéristiques de performance des dispositifs de puissance. Ses paramètres d'entrée comprennent l'injection de puissance et la température ambiante ( $T_a$ ), qui influencent toutes les deux de manière significative sur la fiabilité et le comportement thermique des dispositifs.

L'injection de puissance ( $P_{inj}$ ) est dérivée d'un modèle de simulation GSV, qui évalue le comportement du système pour plusieurs valeurs de la constante d'inertie ( $H$ ). En utilisant ces entrées, ANNt génère des sorties critiques telles que la température moyenne de jonction ( $T_{jm}$ ) et l'amplitude du cycle ( $\Delta T_j$ ). Ces paramètres sont essentiels pour évaluer la performance thermique et l'efficacité du système, la fatigue des dispositifs d'alimentation dans diverses conditions opérationnelles, ce qui permet de mieux comprendre leur fiabilité et leur durée de vie prévue.

Cette configuration à deux réseaux permet l'évaluation et l'optimisation complètes des systèmes à inertie virtuelle. En tirant parti des résultats de ANNt et ANNLC, le système atteint un équilibre finement ajusté entre la stabilité et la fiabilité. L'inclusion d'une fonction de coût adaptative garantit que le processus d'optimisation est suffisamment souple pour s'adapter aux différentes conditions du réseau et aux priorités opérationnelles.

En outre, cette approche offre des avantages pratiques significatifs. Elle facilite la conception de systèmes à inertie virtuelle qui sont non seulement robustes et stables, mais aussi capables de prolonger la durée de vie opérationnelle des dispositifs d'alimentation. L'intégration des mesures de consommation de la durée de vie dans le processus d'optimisation garantit que le système peut anticiper et atténuer les problèmes de fiabilité avant qu'ils ne se manifestent, réduisant ainsi les coûts de maintenance et améliorant les performances globales du système.

En résumé, le système double RNA représente une méthode sophistiquée et efficace pour optimiser l'inertie virtuelle dans les réseaux électriques. En traitant à la fois la stabilité et la fiabilité dans un cadre unifié, cette approche contribue au développement de réseaux électriques résilients capables de répondre aux exigences des systèmes énergétiques modernes.

#### ***II.15.4 Commande intégrale à mode glissant par rétro-pédalage basée sur un réseau de neurones***

Une stratégie de contrôle à rétro-pédalage en mode coulissant intégral basée sur un réseau neuronal (RN) a été introduite dans [124] pour permettre aux onduleurs de passer de manière transparente du mode de fonctionnement connecté au réseau au mode de fonctionnement insulaire. Cette méthodologie de contrôle avancée est spécifiquement conçue pour relever les défis posés par les incertitudes de mesure, en minimisant efficacement leur impact préjudiciable sur les performances du système. En mettant en œuvre cette stratégie, les systèmes électriques peuvent obtenir des avantages significatifs, notamment une réduction des oscillations de puissance, des transitions de fréquence plus douces et une précision accrue des mécanismes de contrôle globaux. Les équations suivantes définissent la sortie et les entrées de l'observateur RN RBF.

$$d = \alpha \cdot h \quad (\text{II.48})$$

$$e_1 = \Delta\theta - \Delta\theta_{ref} \quad (\text{II.49})$$

$$e_2 = \Delta\omega - \Delta\omega_{ref} \quad (\text{II.50})$$

$$e_3 = \Delta T_e - \Delta T_{e,ref} \quad (\text{II.51})$$



utilisant cette stratégie peuvent passer de manière transparente d'un mode opérationnel à l'autre sans compromettre les performances, ce qui les rend très adaptables aux exigences dynamiques des réseaux électriques modernes. En outre, la réduction des oscillations de puissance et l'amélioration du contrôle de la fréquence que permet cette conception contribuent à un fonctionnement plus stable et plus efficace du réseau, en particulier dans les scénarios impliquant une forte pénétration des sources d'énergie renouvelables.

La stratégie de contrôle proposée représente une solution pratique et innovante pour faire face aux complexités des réseaux électriques modernes. En combinant les capacités d'adaptation réseaux neuronaux avec la robustesse des techniques de contrôle en mode glissant et en marche arrière, cette approche offre une méthode polyvalente et fiable pour obtenir une précision et une stabilité de contrôle supérieures dans les réseaux électriques.

### ***II.16 Conclusion***

Ce chapitre s'est penché sur un examen approfondi des topologies MSV, mettant en lumière leurs avancées technologiques et l'intégration de méthodologies basées sur l'IA pour surmonter les limitations inhérentes et améliorer les performances globales du système électrique. Une évaluation approfondie a été menée sur les différentes topologies MSV - telles que les convertisseurs synchrones, les convertisseurs inductifs, les MSV universels et d'autres conceptions innovantes - en mettant l'accent sur leurs exigences techniques uniques, leurs forces opérationnelles et leurs limites potentielles. L'analyse a permis de comprendre comment ces systèmes imitent les générateurs synchrones, s'adaptent aux différentes conditions du réseau et répondent aux exigences croissantes des réseaux électriques modernes.

En outre, le chapitre a exploré le rôle central des techniques basées sur l'IA dans l'augmentation des capacités des MSV. Les méthodologies avancées, y compris les réseaux de neurones artificiels RNA, les réseaux RBF et les stratégies de contrôle hybrides, ont été examinées en détail. Ces approches basées sur l'IA démontrent un potentiel remarquable pour relever des défis critiques tels que le maintien de la stabilité de la fréquence, l'amélioration de la fiabilité du système et l'optimisation de la performance du réseau dans des conditions dynamiques. En intégrant des algorithmes d'apprentissage automatique et des modèles prédictifs, ces systèmes peuvent répondre plus efficacement aux perturbations du réseau, s'adapter à des scénarios d'exploitation variables et améliorer l'efficacité globale de la fourniture d'énergie.

La convergence de conceptions innovantes de MSV et de stratégies de contrôle améliorées par l'IA marque une étape importante dans l'évolution de la technologie des systèmes électriques. Cette synergie offre des possibilités de transformation pour faire face aux complexités associées à la forte pénétration des sources d'énergie renouvelables, telles que la production intermittente et la réduction de l'inertie du réseau. Collectivement, ces avancées renforcent la stabilité du réseau, réduisent les oscillations de puissance et contribuent à la création d'une infrastructure énergétique plus résiliente et plus adaptable.

À l'avenir, la recherche devrait se concentrer sur plusieurs domaines clés afin de maximiser le potentiel de ces technologies. La priorité devrait être donnée à l'optimisation de l'évolutivité des systèmes basés sur la MSV et l'IA afin de s'adapter aux différentes tailles et configurations des réseaux. En outre, l'amélioration de leur efficacité opérationnelle grâce à des algorithmes améliorés, à l'intégration du matériel et à l'adaptabilité en temps réel est cruciale pour répondre aux exigences des réseaux électriques qui évoluent rapidement. Le rapport coût efficacité doit également être une considération centrale pour garantir une adoption généralisée et une mise en œuvre pratique.

En fin de compte, l'intégration réussie des technologies MSV avancées et des améliorations basées sur l'IA dans les systèmes électriques représente une étape cruciale vers la mise en place de réseaux énergétiques durables, fiables et efficaces. À mesure que le paysage énergétique mondial continue d'évoluer, ces innovations joueront un rôle essentiel dans l'avenir des systèmes électriques, en soutenant la transition vers un modèle énergétique plus vert et plus robuste.

***Chapitre III***  
***Conception d'un MSV piloté par l'IA***

## Chapitre III Conception d'un MSV piloté par l'IA

### III.1 Introduction

Le domaine des micro-générateurs présente de nombreux défis, ainsi que diverses méthodologies de modélisation et des possibilités d'intégration des SER [125]. Une compréhension globale de ces défis est cruciale pour faire avancer la recherche dans ce domaine. Plusieurs modèles stochastiques ont été proposés pour analyser l'inertie et la réponse de la fréquence de l'énergie, offrant des informations précieuses sur le comportement du système dans des conditions dynamiques [118]-[120]. Cependant, la mise en œuvre des micro-générateurs et l'amélioration effective de leur inertie nécessitent de surmonter plusieurs obstacles techniques. Les principaux défis comprennent les délais de conversion de l'énergie, les délais de communication, le placement optimal de l'inertie et le contrôle adaptatif de l'inertie, entre autres, comme le soulignent [101]-[122]. Des études récentes [113]-[116] ont démontré le potentiel de l'IA pour répondre à ces limitations, en améliorant de manière significative les performances des GSV et l'émulation de l'inertie. La Figure III.1 montre un système contenant une MSV.

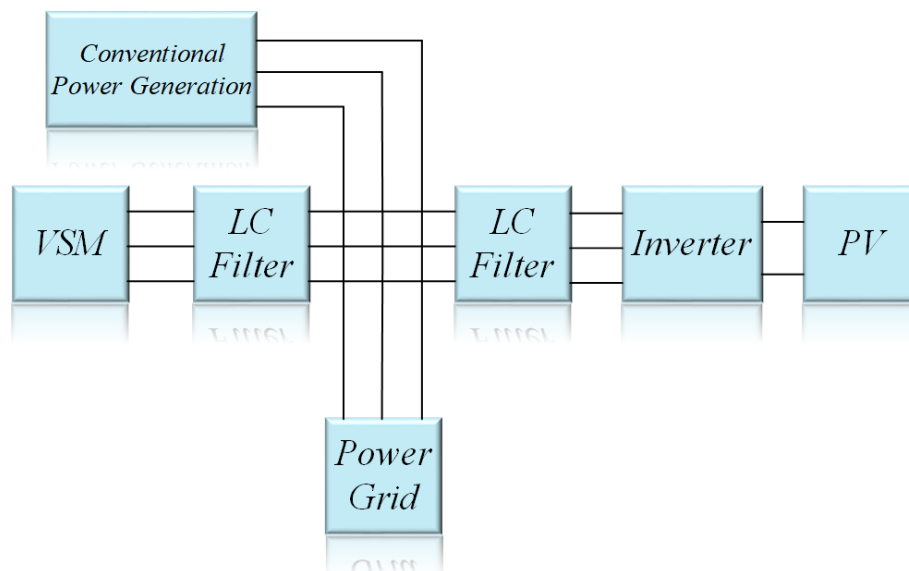


Figure III.1 MSV connecté à un réseau électrique

Les approches basées sur l'IA permettent une simulation plus précise du comportement des GS, ce qui permet aux onduleurs d'émuler leurs caractéristiques électriques avec une plus grande précision. Cela garantit que les paramètres électriques critiques ne sont pas négligés au cours du processus d'émulation, ce qui permet d'améliorer la stabilité du réseau et les performances globales du système [6].

Ce chapitre présente une stratégie d'émulation de l'inertie qui s'appuie sur un SSE avec des supercondensateurs comme composants auxiliaires. L'ensemble du système est régi par un mécanisme de contrôle basé sur l'IA conçu pour reproduire la réponse dynamique d'un générateur synchrone, offrant ainsi une solution robuste pour améliorer la stabilité du réseau.

### III.2 Modélisation du réseau et de l'inertie émulée

Les GSV sont des systèmes électroniques de puissance avancés conçus pour reproduire le comportement dynamique des GS conventionnels en utilisant des convertisseurs ou des onduleurs statiques [131]. Ces systèmes constituent un moyen essentiel d'émulation de l'inertie, améliorant la stabilité du réseau et facilitant l'intégration des SER dans les réseaux électriques modernes. L'un des composants fondamentaux permettant cette fonctionnalité est le condensateur à liaison CC qui, comme la masse rotative des GS, possède des capacités inhérentes de stockage de l'énergie. Cette caractéristique fait des condensateurs à courant continu une solution viable pour l'émulation de l'inertie synthétique, améliorant ainsi la robustesse globale du réseau électrique.

Le concept de constante d'inertie (H) - traditionnellement associé à l'inertie de rotation des générateurs synchrones - peut être étendu aux condensateurs à liaison CC, ce qui conduit à la définition d'un coefficient d'inertie équivalent ( $H_{cap}$ ). Cette formulation établit une relation directe entre la capacité ( $C_{cdc}$ ) et le moment d'inertie (J) du rotor d'un GS, permettant une représentation mathématique de l'inertie synthétique. Les équations directrices (III.1)-(III.3) décrivent cette relation en détail :

$$H_{gen} = \frac{J\omega_r^2}{2S_{gen}} \quad (III.1)$$

$$H_{cap} = \frac{C_{cdc}V_{cdc}^2}{2S_{cap}} \quad (III.2)$$

$$\omega_r = 2\pi f_r \quad (III.3)$$

Ces équations soulignent la capacité des convertisseurs basés sur l'électronique de puissance à générer une inertie synthétique, un avantage clé de la technologie GSV [132]. En ajustant les paramètres condensateur de liaison CC et son schéma de contrôle, les GSV peuvent répondre de manière dynamique aux perturbations du réseau, améliorant ainsi la stabilité de la fréquence.

Pour étudier plus le rôle de l'inertie synthétique dans la stabilisation des systèmes électriques, cette étude met en œuvre un système d'alimentation électrique utilisant des

supercondensateurs en conjonction avec un onduleur triphasé, comme illustré à la Figure III.2. Cette installation sert de système auxiliaire pour l'émulation de l'inertie, permettant une réponse rapide aux variations de la demande d'électricité. Diverses stratégies de contrôle ont été développées pour optimiser l'émulation de l'inertie, tous ces éléments étant axés sur la régulation du fonctionnement de l'onduleur afin d'imiter la réponse dynamique d'un générateur synchrone traditionnel.

Le système proposé fonctionne de manière à assurer une compensation en temps réel des déséquilibres de puissance. Dans les scénarios où la demande de charge augmente ou la production d'énergie des SER diminue, le SSE à base de supercondensateurs décharge rapidement l'énergie stockée pour stabiliser la fréquence du réseau. Inversement, pendant les périodes de baisse de la demande, l'énergie excédentaire est absorbée et stockée dans les supercondensateurs, ce qui permet d'éviter les dépassements de fréquence et d'améliorer la gestion globale de l'énergie. Ce mécanisme bidirectionnel de régulation de l'énergie permet non seulement d'améliorer la fiabilité du réseau, mais aussi de favoriser l'intégration efficace des générateurs renouvelables, garantissant ainsi un système électrique plus résilient et plus adaptable.

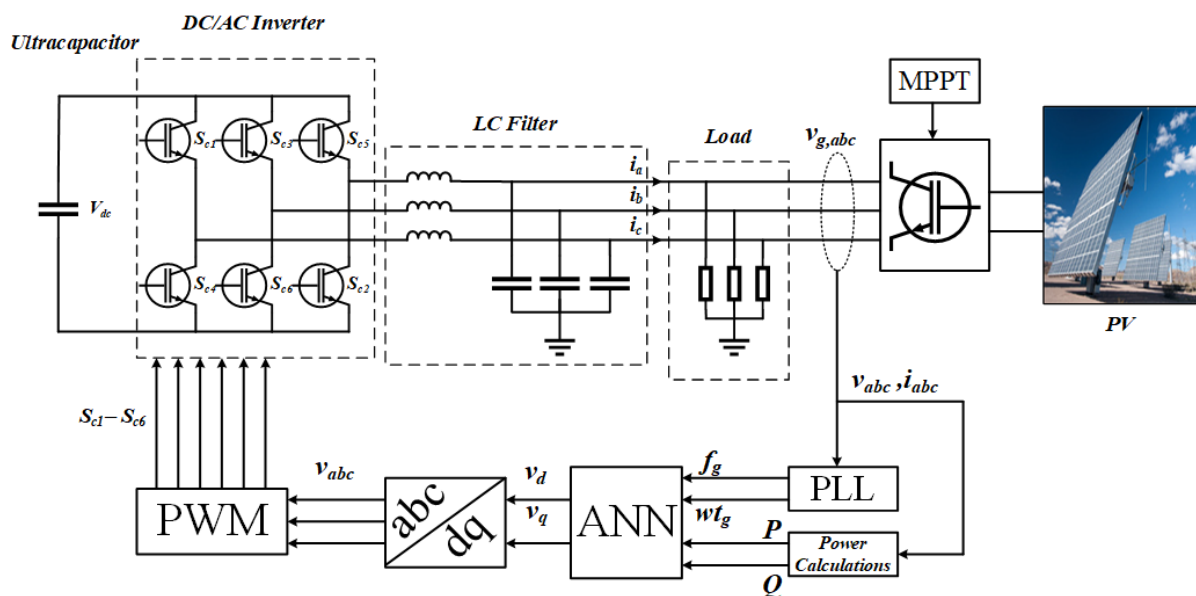


Figure III.2 Schéma du système de contrôle de l'AIVSM proposé, basé sur le RNA.

### III.3 Modèle de réseau neuronal pour l'émulation de l'inertie

Cette section donne un aperçu complet des stratégies de contrôle basées sur les RNA pour l'émulation de l'inertie, en se concentrant sur leur application dans les systèmes électriques avec une forte pénétration des énergies renouvelables. La discussion commence par une

introduction aux principes fondamentaux des architectures RNA, en mettant l'accent sur leur capacité de modélisation de systèmes non linéaires et de contrôle adaptatif. Une attention particulière est accordée à l'algorithme d'optimisation de Levenberg-Marquardt (LM), une méthode d'apprentissage largement utilisée et connue pour son efficacité dans le traitement d'ensembles de données complexes et de haute dimension.

Après cette base théorique, la stratégie de contrôle basée sur les réseaux neuronaux proposée pour l'émulation de l'inertie est examinée en détail. Le cadre de contrôle est conçu pour reproduire le comportement dynamique des GS conventionnels en s'appuyant sur les réseaux neuronaux pour prédire et ajuster les paramètres du système en temps réel. Grâce à l'incorporation de mécanismes d'apprentissage avancés, le contrôleur RNA améliore la stabilité et la fiabilité des systèmes MSV, garantissant une réponse robuste aux fluctuations de fréquence et aux perturbations du réseau.

Cette section explore systématiquement la structure du modèle RNA proposé, y compris ses relations entrée-sortie, ses méthodologies d'apprentissage et son intégration avec les interfaces électroniques de puissance existantes. En outre, les avantages d'une commande basée sur un RNA en termes d'adaptabilité, d'efficacité de calcul et de résistance aux incertitudes du système sont examinés. En mettant en œuvre cette approche de contrôle intelligent, les capacités d'émulation de l'inertie des convertisseurs de puissance peuvent être considérablement améliorées, renforçant ainsi la stabilité du réseau et facilitant l'intégration transparente des sources d'énergie renouvelables.

### ***III.3.1 RNA avec l'algorithme de Levenberg-Marquardt***

L'algorithme LM est une technique d'optimisation largement adoptée pour la formation des RNA, particulièrement appréciée pour son efficacité à minimiser l'erreur entre les sorties prédites d'un RNA et les sorties cibles correspondantes. Cet algorithme itératif est conçu pour résoudre efficacement les problèmes de moindres carrés non linéaires, ce qui le rend parfaitement adapté aux applications de formation des réseaux neuronaux [34]. L'objectif principal de l'algorithme LM est de réduire l'indice de performance, généralement défini comme la somme des carrés des erreurs entre les sorties réelles et prédites. Cette fonction objective est représentée mathématiquement comme suit :

$$E(w) = \frac{1}{2} \left( \sum_{i=1}^N (y_i - f(x_i, W))^2 \right) \quad (\text{III.4})$$

Dans cette équation :

$N$  représente le nombre d'échantillons d'apprentissage.

$W$  représente le vecteur de poids du réseau neuronal.

$x_i$  est le vecteur d'entrée associé au  $i^{\text{ème}}$  échantillon d'apprentissage.

$y_i$  est la sortie cible pour le  $i^{\text{ème}}$  échantillon.

$f(x_i, W)$  indique la sortie prédite par le réseau neuronal pour l'entrée  $x_i$ .

L'algorithme LM met à jour les poids du réseau en calculant un ajustement de poids,  $\Delta\omega$ , qui est donné par la règle de mise à jour suivante :

$$\Delta\omega = (H_{es} + \lambda I)^{-1} G^T e \quad (\text{III.5})$$

Ici :

$H_{es}$  est la matrice de Gauss-Newton, une approximation de la matrice Hessienne des dérivées secondes, définie comme suit :

$$H_{es} = G^T G \quad (\text{III.6})$$

$(\lambda)$  est le paramètre d'amortissement qui contrôle la transition entre la méthode de Gauss-Newton et la méthode de descente de gradient,  $(I)$  est la matrice d'identité,  $(G)$  est la matrice jacobienne, qui comprend les dérivées premières de la fonction d'erreur par rapport à chaque poids du réseau,  $(e)$  est le vecteur d'erreur défini comme la différence entre la sortie cible et la sortie prédite :

$$e = y - f(x, W) \quad (\text{III.7})$$

Les éléments  $G_{ij}$  de la matrice jacobienne sont donnés par :

$$G_{ij} = \frac{\partial E}{\partial W_{ij}} \quad (\text{III.8})$$

La force de l'algorithme LM réside dans sa capacité à équilibrer les propriétés de convergence rapide de la méthode de Gauss-Newton avec la stabilité de la descente de gradient grâce à l'ajustement adaptatif du paramètre d'amortissement  $\lambda$ . Lorsque  $\lambda$  est petit, l'algorithme se comporte comme la méthode de Gauss-Newton, qui est très efficace près de la solution optimale ; lorsque  $\lambda$  est grand, il se rapproche de la descente de gradient, ce qui offre une plus grande stabilité pendant les itérations initiales de l'apprentissage.

Dans l'ensemble, la capacité de l'algorithme LM à optimiser efficacement les poids des réseaux neuronaux en minimisant la fonction d'erreur en fait un outil inestimable pour le développement de stratégies de contrôle robustes et performantes basées sur les réseaux neuronaux. Cette efficacité est particulièrement bénéfique dans les applications de contrôle complexes, telles que celles requises pour la gestion des réseaux électriques et l'émulation de l'inertie, où la convergence rapide et la précision sont essentielles.

### III.3.2 La commande RNA proposée

L'objectif principal de cette étude est de développer une MSV à l'aide d'un RNA formé sur des données réelles obtenues à partir d'un générateur diesel synchrone (GSD). L'RNA a été entraîné hors ligne à l'aide des données opérationnelles historiques du générateur, et l'algorithme d'optimisation LM a été utilisé pour améliorer l'efficacité et la précision de l'entraînement. La phase d'essai a consisté à évaluer le générateur diesel dans une série de conditions de charge différentes, comme l'illustre la Figure III.3, tandis que les principales caractéristiques de performance du système sont résumées dans le Tableau III.1.

Afin de constituer un ensemble complet de données pour la formation et la validation, le générateur diesel a été soumis à divers scénarios opérationnels conçus pour saisir sa réponse dynamique aux variations de charge. Dans un premier temps, le générateur a fonctionné à vide pour établir la performance de base. Ensuite, le système est entré dans une phase transitoire au cours de laquelle la charge 1 a été introduite à  $t=5$  secondes, suivie de l'ajout de la charge 2 à  $t=10$  secondes. Ces augmentations progressives de la charge ont fourni des données précieuses sur la réponse du générateur aux changements soudains et progressifs de la demande. Par la suite, des scénarios de réduction de la charge ont été étudiés en déconnectant la charge 1 à  $t=15$  secondes et en retirant la charge 2 à  $t=20$  secondes, ce qui a permis d'évaluer les capacités de récupération et de stabilisation du système.

Tableau III.1 Caractéristiques du générateur diesel.

Description	Paramètres du système	
	Symbol	Valeur
Constante d'inertie	H	2.8s
Nombre de paires de pôles	p	2
Puissance	S	2 MVA
Tension	V	400 V

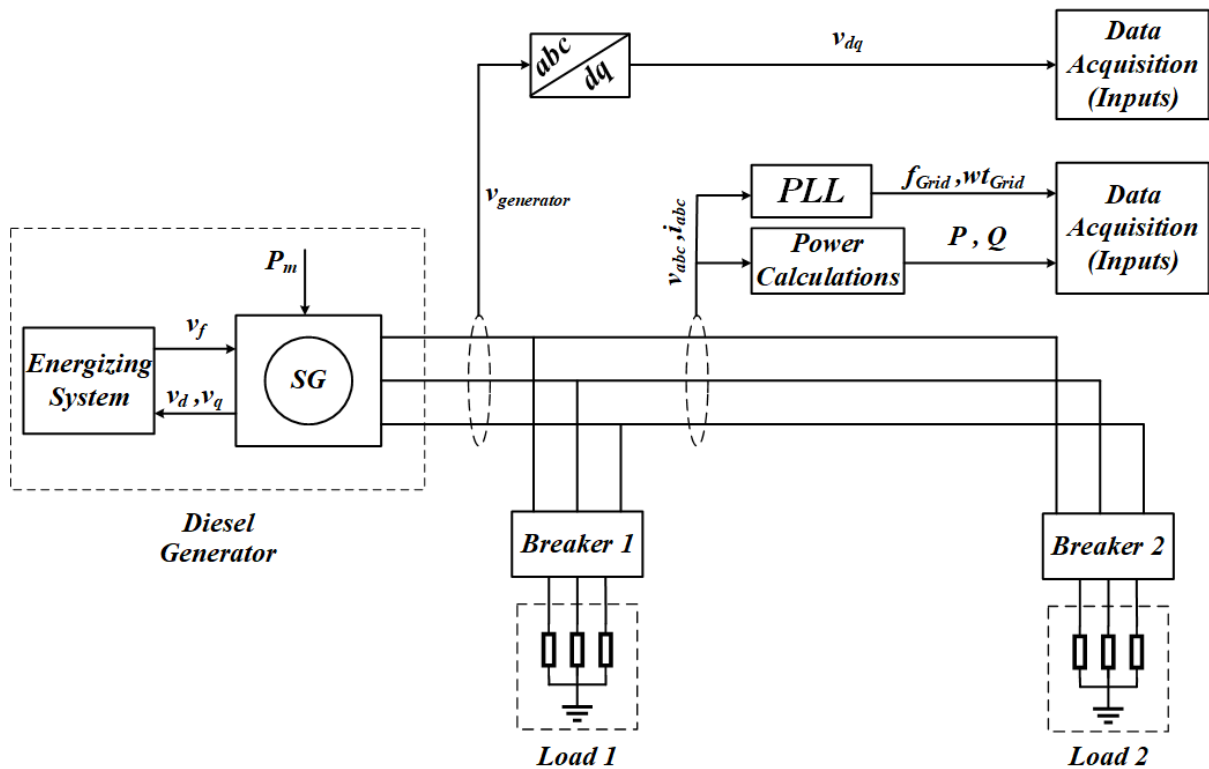


Figure III.3 Schéma du système de générateur diesel.

L'ensemble de données a été construit à l'aide de plusieurs paramètres d'entrée clés, notamment la fréquence de la charge, la position angulaire du rotor ( $\omega t$ ) et les niveaux de puissance active et réactive. Les sorties correspondantes du système étaient les composantes de tension du générateur ( $v_d$  et  $v_q$ ). Avant d'entraîner le RNA avec l'algorithme LM, une phase rigoureuse de prétraitement des données a été menée pour garantir la qualité et la fiabilité des données d'entrée [133]. Ce prétraitement comprenait :

- **Normalisation** : Les valeurs des caractéristiques ont été mises à l'échelle de manière uniforme afin d'améliorer la convergence et les performances du modèle.
- **Traitement des données manquantes** : Les données incomplètes ont été traitées par imputation ou par exclusion, ce qui a permis de réduire les biais potentiels.
- **Sélection des caractéristiques** : Les paramètres les plus pertinents ont été identifiés et retenus pour optimiser la précision du modèle tout en évitant l'ajustement excessif.
- **Répartition de l'ensemble des données** : L'ensemble des données a été divisé en sous-ensembles de formation (70 %), de validation (15 %) et de test (15 %) afin d'évaluer de manière robuste les capacités de généralisation du modèle.

Un prétraitement efficace des données est essentiel pour améliorer la précision et la robustesse des modèles d'apprentissage automatique, en veillant à ce que les prédictions soient fiables et généralisables à de nouvelles données [134].

Après le prétraitement, le processus d'apprentissage du RNA a été lancé à l'aide de l'algorithme LM. L'architecture RNA développée pour la machine virtuelle synchrone basée sur l'IA (AIVSM) comprend quatre nœuds d'entrée, deux couches cachées (chacune contenant dix neurones) et deux nœuds de sortie, comme le montre la Figure III.4. Les résultats de l'apprentissage, illustrés dans les Figure III.5, Figure III.6, et Figure III.7, confirment la convergence réussie du modèle, démontrant sa capacité à prédire avec précision le comportement du système.

Pour réguler l'onduleur, les signaux de sortie du RNA ont été traités par un schéma de modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (MLI), qui permet à l'onduleur de générer la forme d'onde appropriée pour l'intégration au réseau. En outre, les Figure III.8 et Figure III.9 présentent des organigrammes qui décrivent les processus d'émulation de l'inertie par RNA à l'aide de l'algorithme LM et les stratégies de contrôle par RNA pilotées par IA pour l'émulation de l'inertie dans les réseaux électriques.

Dans l'ensemble, cette étude présente un cadre robuste pour l'intégration d'un contrôle basé sur l'IA avec la technologie des machines synchrones virtuelles. En s'appuyant sur des données réelles et des techniques avancées de formation de réseaux neuronaux, l'AIVSM proposé démontre une meilleure stabilité de la fréquence, un meilleur contrôle de l'onduleur et le potentiel d'une intégration transparente dans les réseaux électriques modernes, en particulier dans les environnements où la pénétration des énergies renouvelables est élevée.

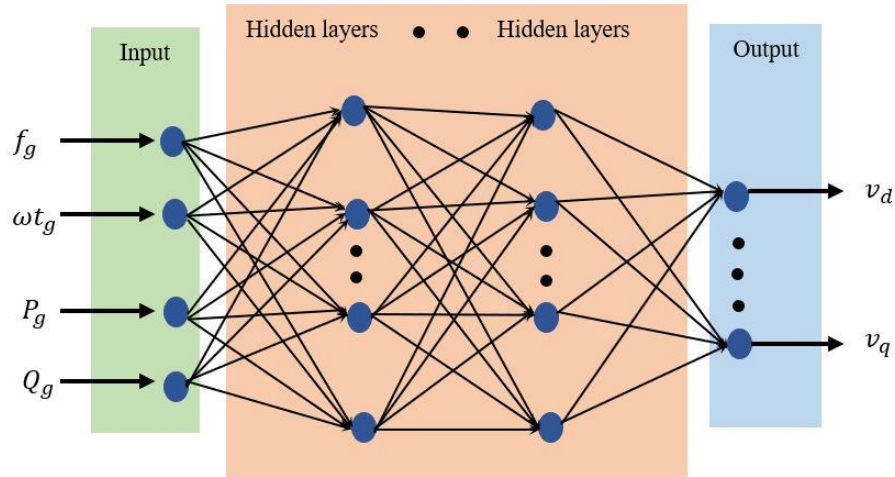


Figure III.4 Schéma de la structure d'un réseau neuronal.

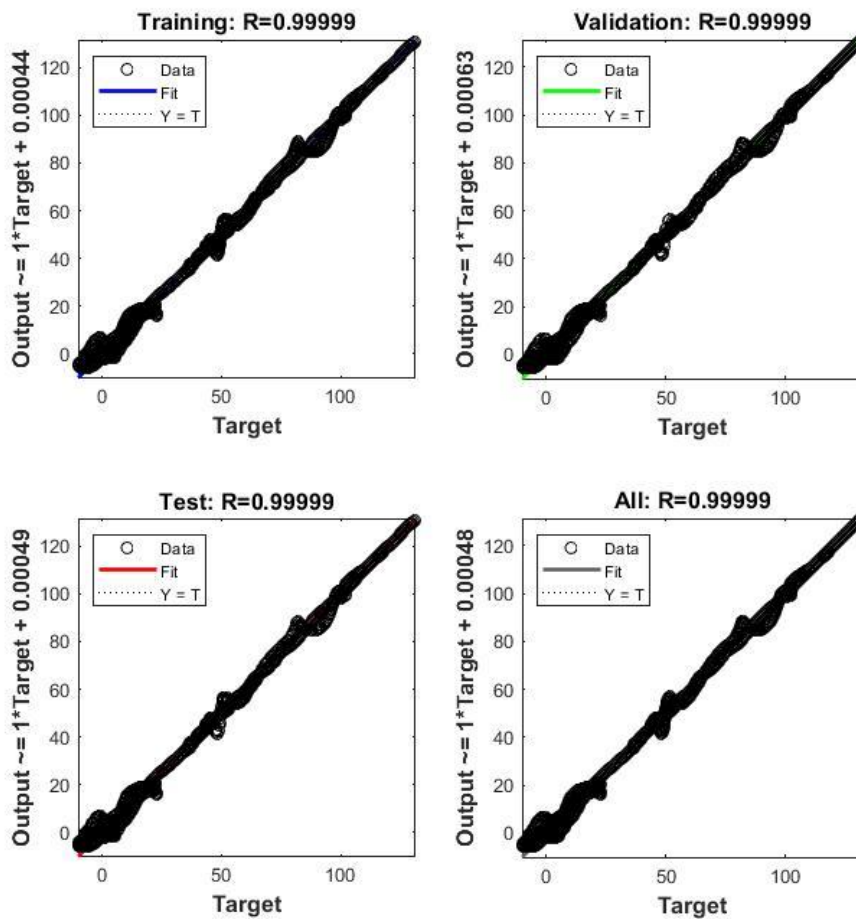


Figure III.5 Régression d'entraînement du réseau neuronal.

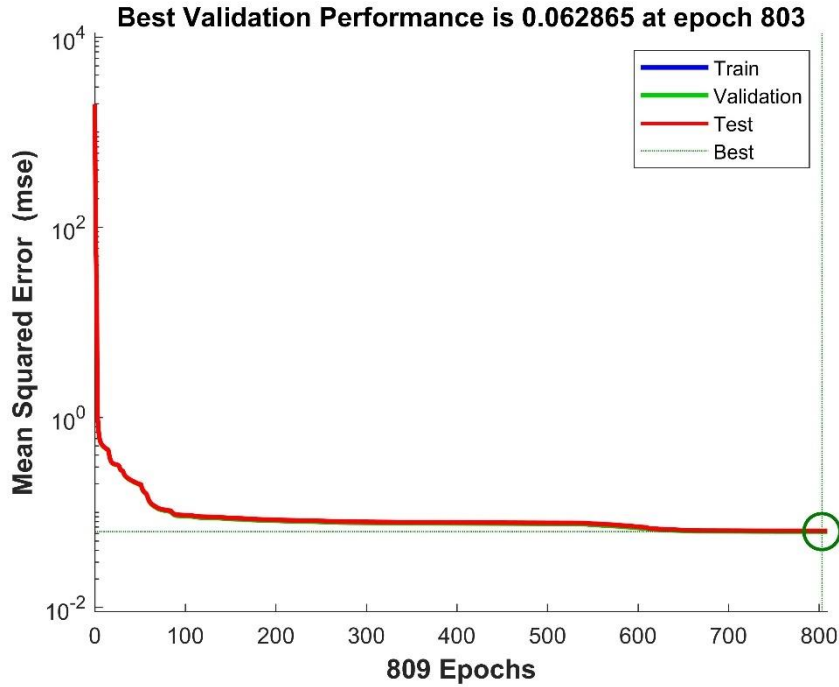


Figure III.6 Performances de formation du réseau neuronal.

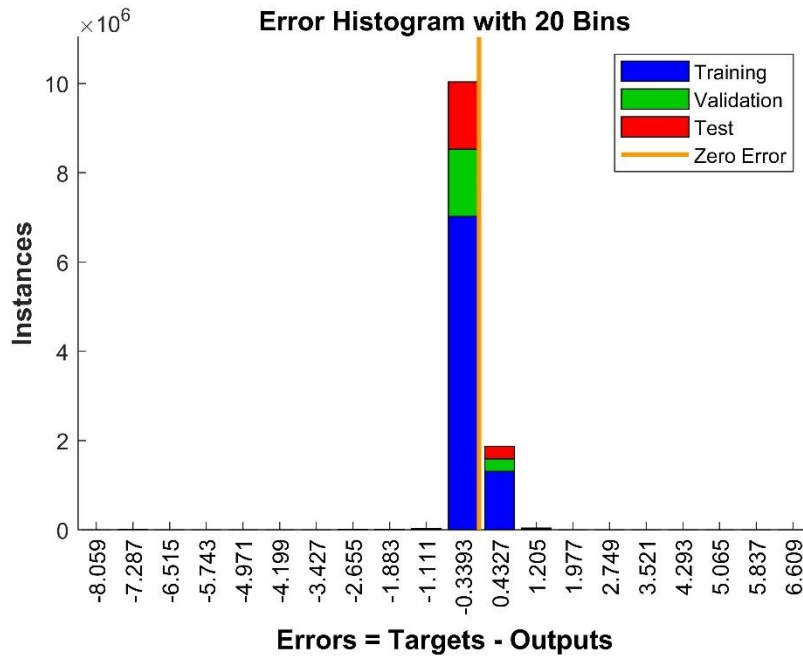


Figure III.7 Histogramme d'erreur d'apprentissage du réseau neuronal.

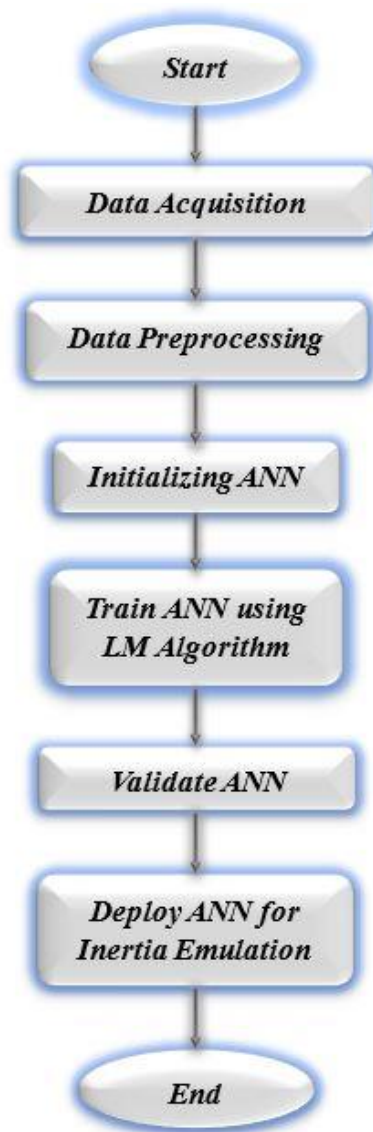


Figure III.8 Organigramme d'une conception RNA utilisant l'algorithme LM pour l'émulation de l'inertie dans un réseau électrique.

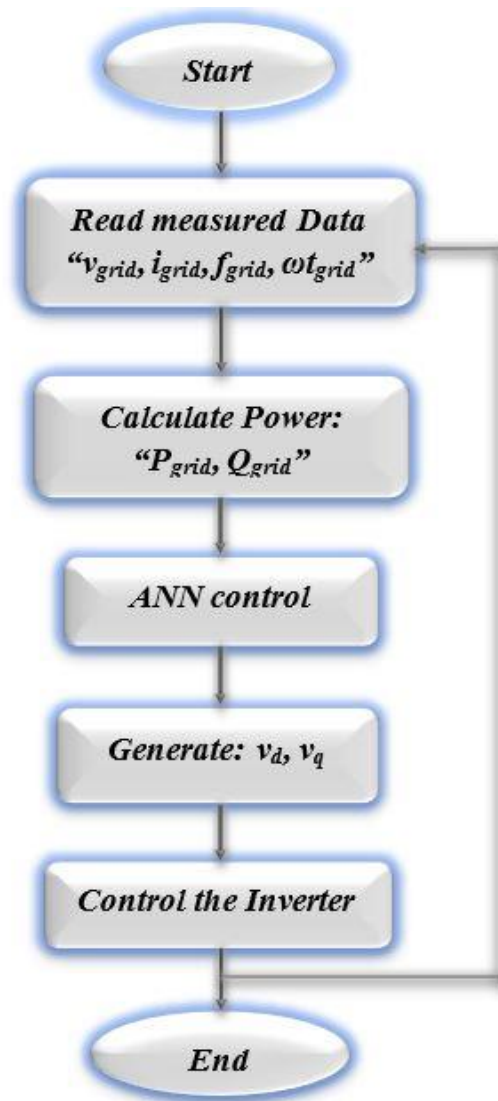


Figure III.9 Organigramme d'un système d'IA basé sur un RNA pour l'émulation de l'inertie dans un réseau électrique.

### III.4 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a présenté une exploration complète de la conception et de la mise en œuvre d'une MSV utilisant des stratégies de contrôle basées sur les RNA, avec un accent particulier sur l'émulation de l'inertie basée sur les données. En intégrant les données opérationnelles réelles d'un générateur diesel et en utilisant l'algorithme d'optimisation LM pour l'apprentissage, l'AIVSM proposé a démontré des résultats prometteurs en prédisant et en régulant avec précision la dynamique du système dans des conditions de charge variables.

L'étude a détaillé le processus complet de construction de l'ensemble de données - depuis les essais initiaux à vide jusqu'aux variations progressives de la charge et aux réductions ultérieures de la charge - permettant ainsi de capturer la réponse dynamique du générateur. Un

prétraitement rigoureux des données a permis d'entraîner le modèle RNA sur des données représentatives de haute qualité, tandis que l'architecture de réseau choisie - avec ses quatre nœuds d'entrée, ses deux couches cachées et ses deux nœuds de sortie - s'est avérée efficace pour modéliser le comportement du système.

En outre, l'intégration de la modulation MLIS pour la régulation de l'onduleur et les organigrammes détaillés pour l'émulation et le contrôle de l'inertie basés sur le RNA soulignent l'applicabilité pratique du système dans les scénarios de réseau du monde réel. Les stratégies de contrôle pilotées par l'IA ont non seulement amélioré la stabilité de la fréquence et minimisé les oscillations de puissance, mais ont également démontré le potentiel d'un fonctionnement transparent en mode connecté au réseau et en mode îloté.

## *Chapitre IV*

### *Validation du système et analyse des performances*

## Chapitre IV Validation du système et analyse des performances

### IV.1 Introduction

La validation du système AIVSM proposé - illustré à la Figure IV.1 - est essentielle pour démontrer son efficacité et sa fiabilité dans diverses conditions d'exploitation. Pour se faire, des simulations approfondies ont été réalisées en tenant compte de différents scénarios de réseau, y compris des opérations en régime permanent, des perturbations de la charge et des conditions de défaillance. Les résultats obtenus ont été systématiquement comparés à ceux d'un MSV conventionnel basé sur un contrôle PI (Figure IV.2) et d'une MSV adaptative (Figure IV.3) afin d'évaluer les performances relatives de l'AIVSM en termes de stabilité de la fréquence, de réponse transitoire et de résilience globale du système.

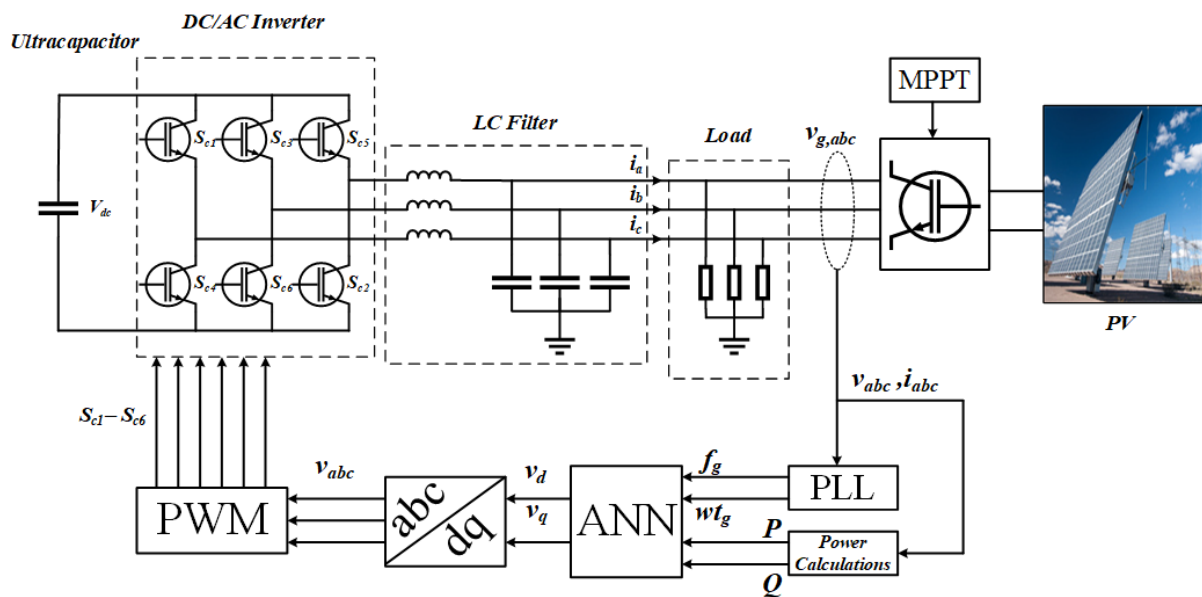


Figure IV.1 Schéma du système AIVSM proposé.

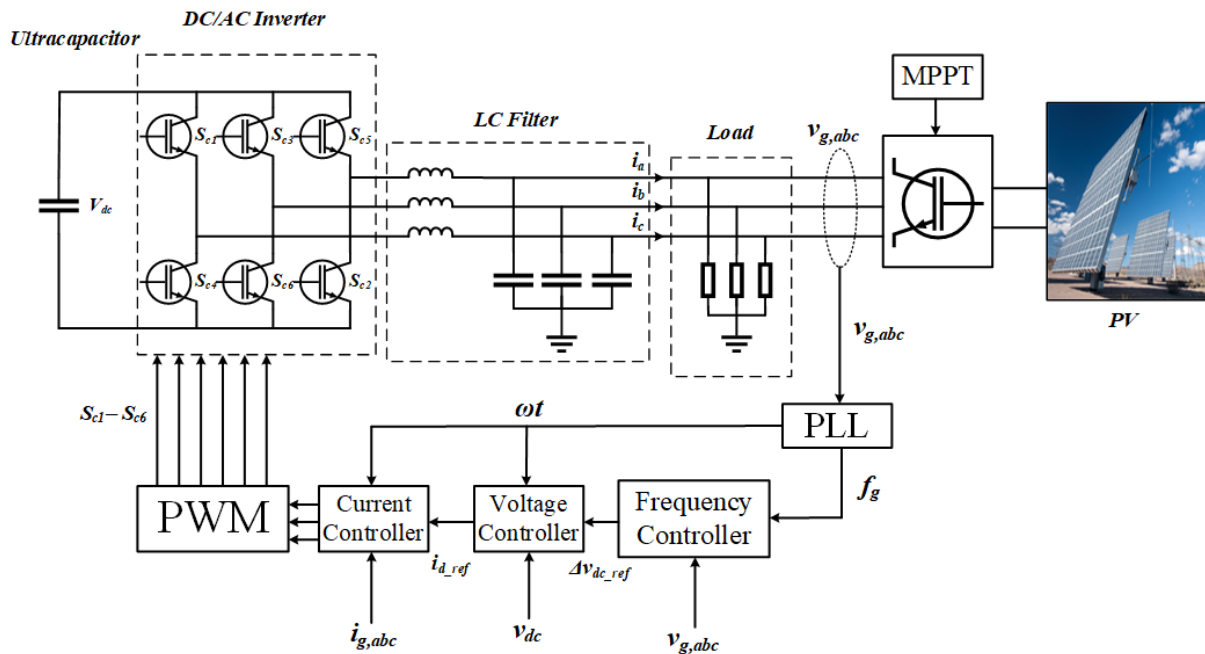


Figure IV.2 Schéma du MSV conventionnel basé sur la commande PI [15].

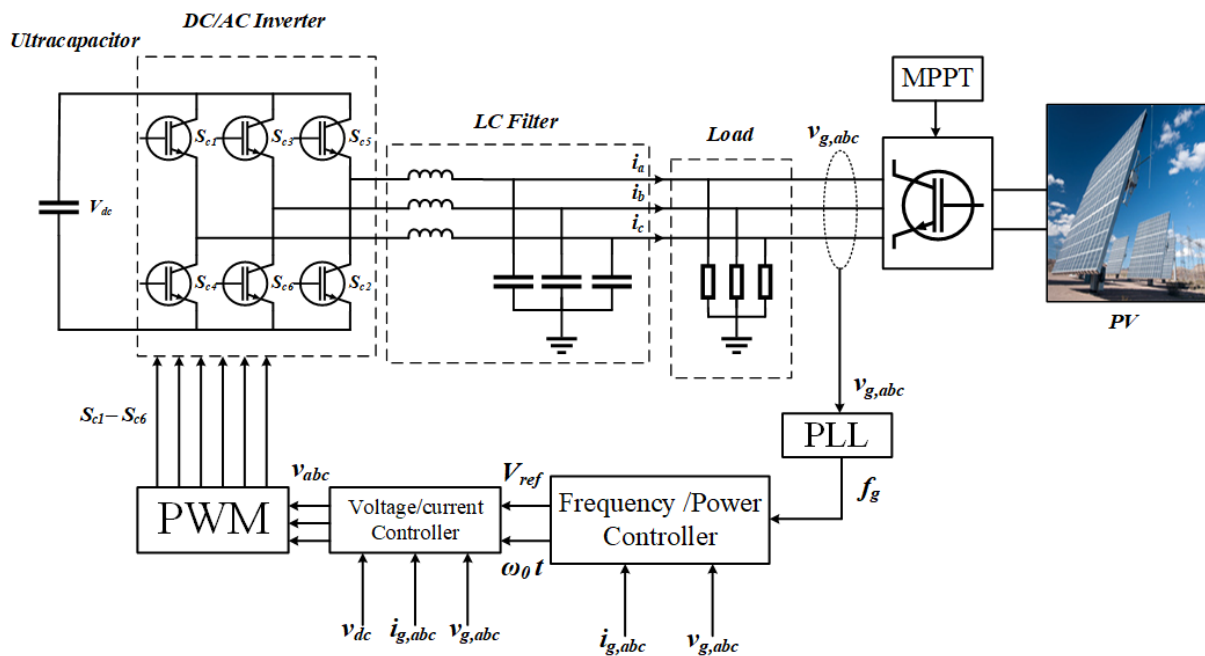


Figure IV.3 Schéma du MSV adaptatif [14].

La configuration du système simulé, ainsi que ses paramètres fondamentaux, sont détaillées dans le Tableau IV.1. Ces paramètres ont été sélectionnés pour refléter les conditions de fonctionnement réelles et pour garantir une évaluation comparative équitable des différentes stratégies de contrôle.

Tableau IV.1 Paramètres de la simulation

Description	Paramètres du système		Description	Paramètres du système	
	Symbol	Valeur		Symbol	Valeur
Ultra-capacité	$C_{dc}$	4.82 mF	Rayonnement	IR	1000
Inductance du Filtre GSV	$L_{f\_VSG}$	0.0368 H	Température	T	25° C
Capacité du Filtre GSV	$C_{f\_VSG}$	1.377 $\mu$ F	Puissance active	P	10 kw
Inductance du filtre PV	$L_{f\_PV}$	4.6 mH	Tension	$V_{rms}$	380 V
Capacité du filtre PV	$C_{f\_PV}$	11 $\mu$ F	Fréquence	$f_{ref}$	50 Hz
La charge	R	10 kw	Fréquence de commutation	$f_s$	10 kHz

## IV.2 Système connecté au réseau

Pour examiner la robustesse de l'AIVSM, des simulations ont été réalisées dans des conditions de connexion au réseau. Les performances dynamiques du système ont été analysées pour diverses perturbations, y compris des changements soudains de la charge et l'apparition de défauts du réseau. Les réponses de l'AIVSM ont été comparées à celles d'une MSV contrôlée par PI afin d'évaluer les améliorations de la stabilité de la fréquence et de la réponse transitoire.

### IV.2.1 Augmentation de la charge

Une fois que le système a atteint un état de fonctionnement stable, une charge supplémentaire équivalente à 35 % de la capacité nominale a été appliquée à  $t = 2s$ . Comme le montre la figure 5.4, l'AIVSM proposé a permis de contrer efficacement l'écart de fréquence, en limitant le nadir de la fréquence à environ 49,912 Hz. En comparaison, le MSV adaptatif et le système contrôlé par PI ont présenté des baisses de fréquence plus importantes, atteignant 49,907 Hz et 49,9 Hz, respectivement. Ces résultats soulignent les performances supérieures de l'AIVSM dans l'atténuation des écarts de fréquence, améliorant ainsi la stabilité du système dans des conditions de charge dynamique.

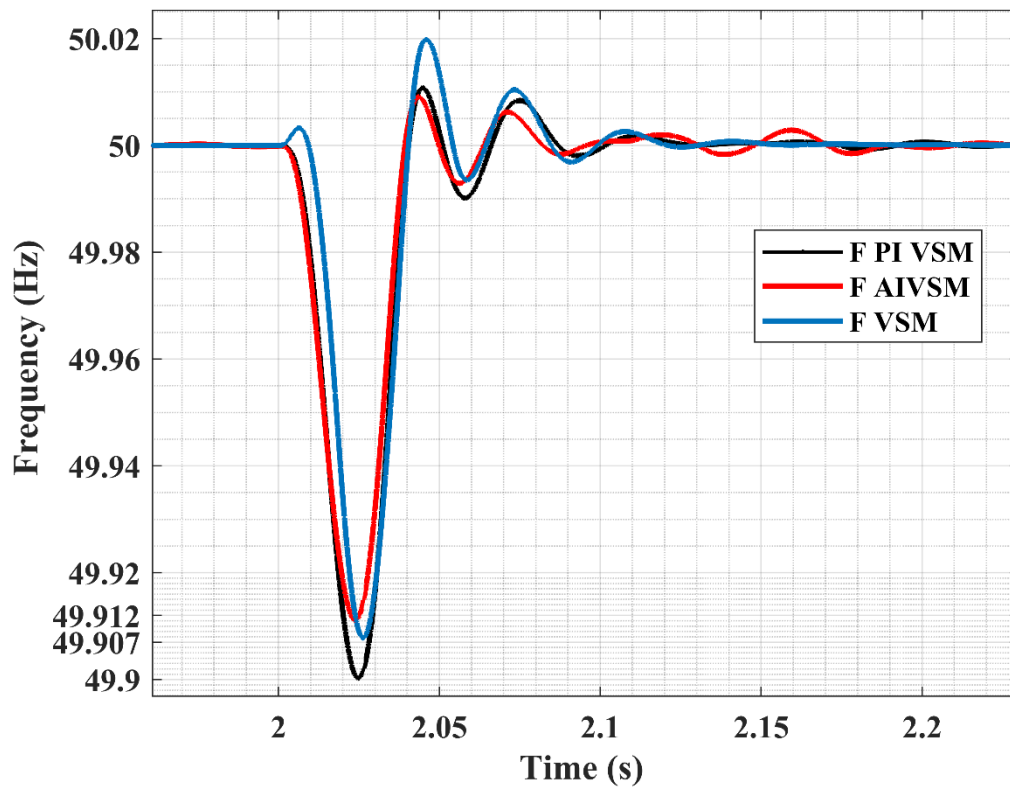


Figure IV.4 Réponses en fréquence du système pour le scénario d'augmentation de la charge.

#### IV.2.2 Diminution de la charge

À  $t = 4s$ , la charge de 35 % introduite précédemment a été retirée du système. Les fluctuations de fréquence résultant de cette déconnexion sont illustrées à la Figure IV.5. Notamment, l'AIVSM a démontré une meilleure régulation de l'augmentation de la fréquence par rapport au MSV adaptatif et au contrôleur PI. Cette performance supérieure souligne l'efficacité de l'AIVSM dans l'atténuation des variations brusques de fréquence, ce qui contribue à améliorer la stabilité et la réponse dynamique du système.

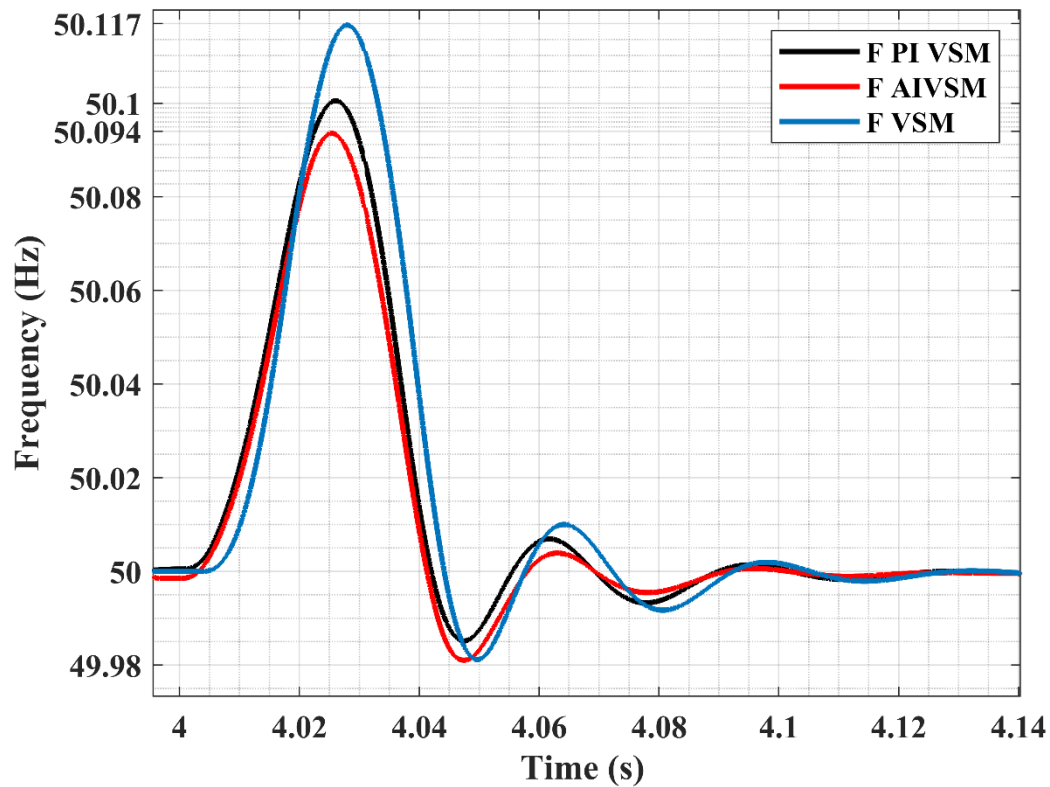


Figure IV.5 Réponses en fréquence du système pour le scénario de diminution de la charge

### IV.2.3 Scénario de défaillance

A  $t = 5s$ , un défaut triphasé s'est produit du côté de la charge, provoquant des perturbations importantes de la fréquence et de la tension du réseau. Les variations de fréquence observées pour l'AIVSM, le MSV adaptatif et le contrôleur PI sont illustrées à la Figure IV.6. Bien qu'aucun de ces systèmes de contrôle n'ait permis à la fréquence d'atteindre les seuils critiques de blackout, l'AIVSM a présenté une réponse de stabilisation significativement plus rapide. Cette amélioration des performances démontre la robustesse de l'AIVSM pour atténuer efficacement les écarts de fréquence et améliorer la résilience du système électrique dans des conditions de défaillance graves.

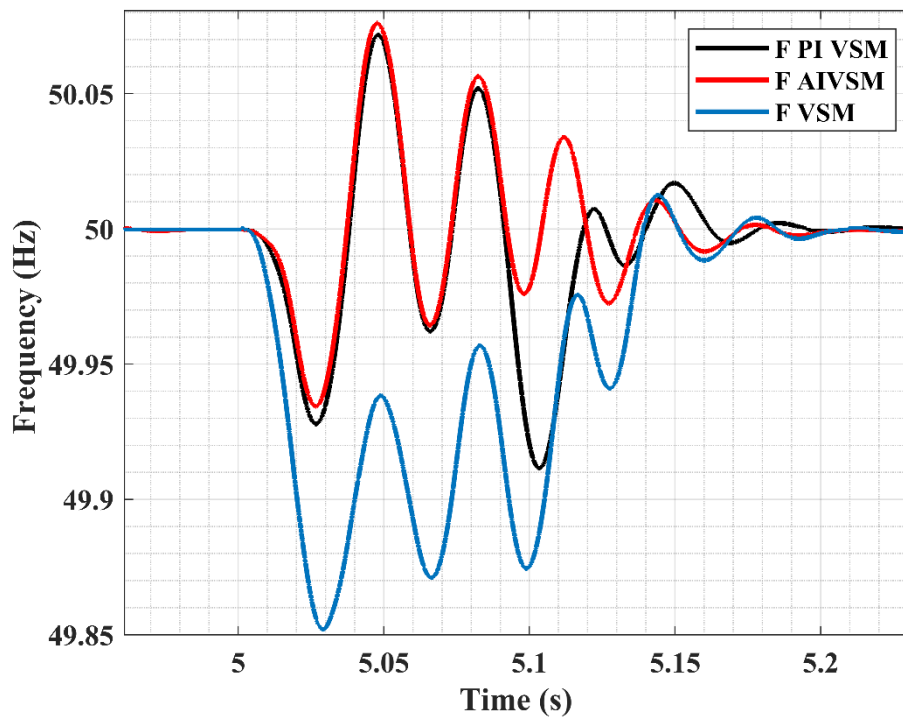


Figure IV.6 Réponses en fréquence du système pour le scénario de défaillance.

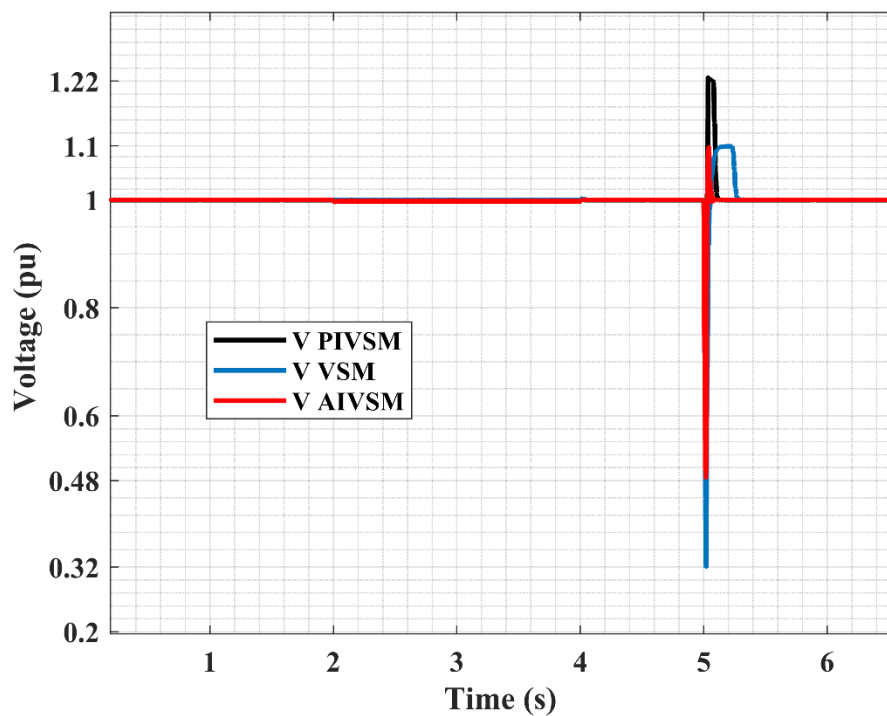


Figure IV.7 Tension du réseau par unité pendant les scénarios susmentionnés.

La Figure IV.7 illustre la tension du réseau par unité dans les conditions de fonctionnement décrites précédemment. Les trois stratégies de contrôle - AIVSM, MSV

adaptative et contrôleur PI - intègrent des mécanismes de régulation de la tension conçus pour atténuer les perturbations de la tension lors des variations de charge. Cependant, pendant la période de défaut, la stabilité de la tension du réseau a été notablement affectée. Une observation critique est que l'AIVSM a effectivement supprimé les pics de tension excessifs, réduisant ainsi le risque de conditions de surtension qui pourraient autrement nécessiter l'activation de dispositifs de protection. Cela met en évidence la capacité de l'AIVSM à améliorer la résilience du réseau en maintenant la stabilité de la tension dans des conditions de défaut.

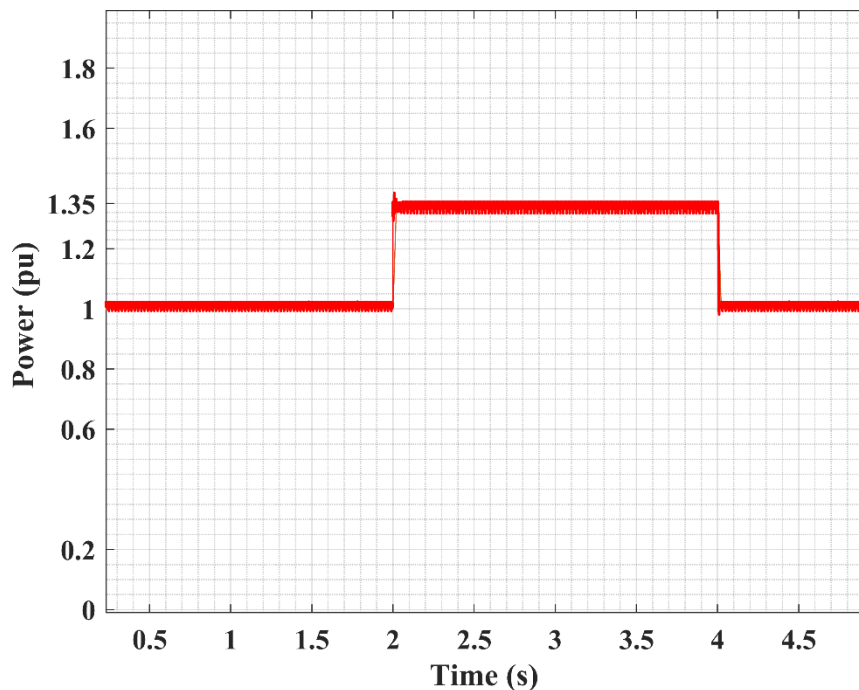


Figure IV.8 Puissance du réseau par unité dans les scénarios susmentionnés.

La Figure IV.8 présente la puissance active du réseau par unité pendant les scénarios d'augmentation et de réduction de la charge. Les variations observées de la puissance active montrent la réaction du système à ces changements. Notamment, l'AIVSM a fait preuve d'un contrôle supérieur sur les fluctuations de puissance, assurant un fonctionnement stable et équilibré. En régulant efficacement la dynamique de la puissance active, l'AIVSM a contribué à améliorer la stabilité du système, renforçant sa capacité à gérer les transitions de charge abruptes plus efficacement que les approches de contrôle conventionnelles.

### ***IV.3 Synchronisation et fonctionnement en îlotage***

Selon la norme IEEE 1547 [135], tous les systèmes de production distribuée (PD) doivent intégrer un mécanisme de synchronisation qui minimise les perturbations du réseau

pendant les processus de connexion et de déconnexion. Il est essentiel d'assurer une transition en douceur entre ces deux états pour maintenir la stabilité du réseau. Dans ce contexte, il est essentiel que le système MSV fonctionne de manière fiable à la fois en mode connecté au réseau et en mode îloté, en assurant une intégration transparente et des performances stables dans des conditions de réseau variables.

#### ***IV.3.1 Synchronisation***

Pour évaluer la conformité aux exigences de synchronisation mentionnées précédemment, une série de tests a été effectuée sur l'AIVSM. Ces tests comprenaient à la fois des événements de connexion et de déconnexion du réseau, au cours desquels les variations de fréquence ont été analysées et comparées aux performances des systèmes MSV adaptatifs et des systèmes contrôlés par PI.

Les réponses en fréquence observées lors de ces essais sont présentées dans les Figure IV.9 et Figure IV.10 et initialement, le système fonctionnait en mode îloté, et à  $t = 1s$ , il a été synchronisé avec le réseau. Ensuite, à  $t = 2s$ , il a été déconnecté. Les résultats indiquent que les trois stratégies de contrôle - AIVSM, MSV adaptative et PI - ont maintenu des déséquilibres de fréquence minimaux, principalement en raison de l'efficacité de la PLL à assurer une synchronisation correcte. Toutefois, l'AIVSM a affiché des performances supérieures, comme en témoignent la réduction significative des pics de fréquence et un temps de stabilisation plus rapide. Ces résultats soulignent la capacité de l'AIVSM à améliorer l'efficacité de la synchronisation tout en minimisant les perturbations transitoires dans les opérations du système électrique.

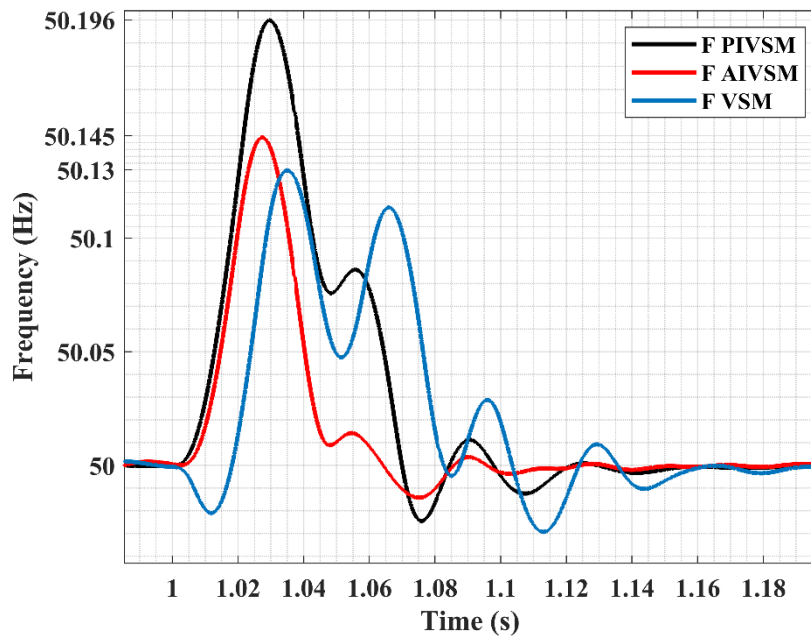


Figure IV.9 Réponses en fréquence du système pour le scénario de connexion au réseau.

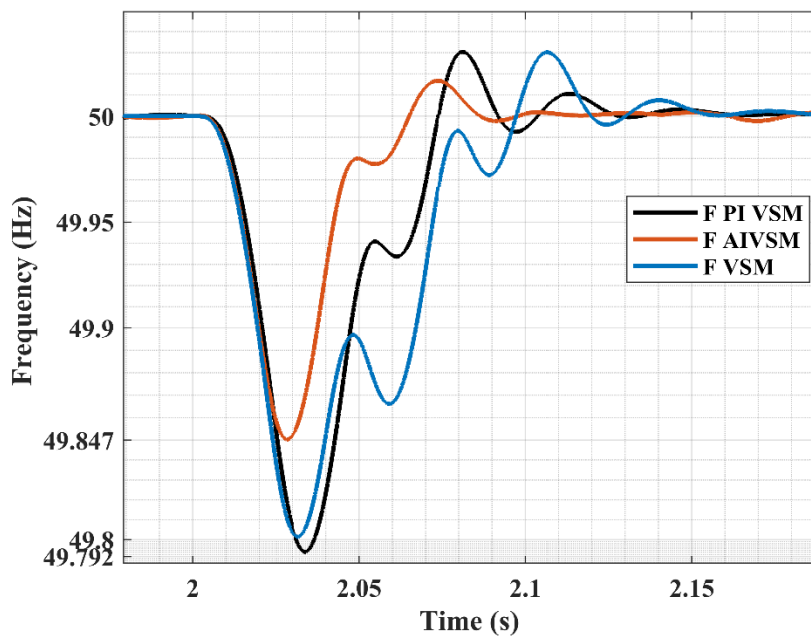


Figure IV.10 Réponses en fréquence du système pour le scénario de déconnexion du réseau.

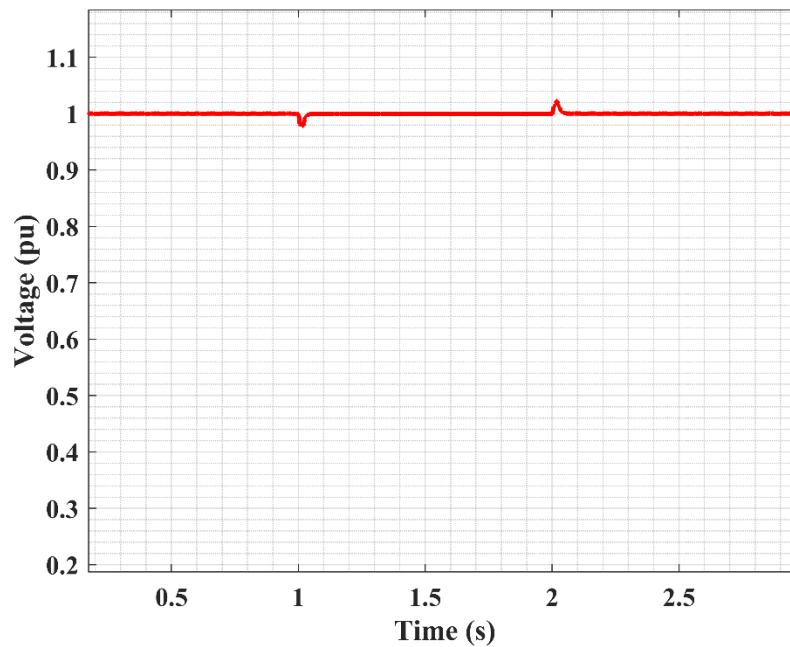


Figure IV.11 Tension du réseau par unité pour les scénarios de connexion et de déconnexion du réseau.

La Figure IV.11 illustre la tension du réseau par unité pendant les événements de connexion et de déconnexion du réseau. L'analyse révèle que l'AIVSM a efficacement maintenu la stabilité de la tension du réseau, assurant des perturbations minimales pendant ces transitions. Même pendant les variations de charge, l'AIVSM a démontré des capacités supérieures de régulation de la tension, atténuant les fluctuations et contribuant à un système électrique plus stable. Ces résultats mettent en évidence l'efficacité de l'AIVSM dans l'amélioration de la résistance de la tension dans des conditions d'exploitation dynamiques.

### ***IV.3.2 Mode îlotage***

Pour évaluer les performances de l'AIVSM en mode îloté, une série d'essais a été réalisée dans des conditions de variation de charge et de défaillance. La réponse du système à ces perturbations a été analysée et comparée aux performances du MSV adaptatif et du MSV contrôlé par PI. Cette évaluation comparative visait à déterminer l'efficacité de l'AIVSM à maintenir la stabilité du système, à atténuer les perturbations transitoires et à améliorer la qualité globale de l'énergie en mode autonome.

#### ***IV.3.2.1 Variation de la charge***

Une fois que le système a atteint un état de fonctionnement stable, une augmentation de charge de 18 % a été introduite à  $t = 2s$  pour évaluer son impact sur la stabilité de la fréquence. Les variations de fréquence correspondantes sont illustrées à la Figure IV.12, qui met en

évidence l'efficacité de l'AIVSM dans l'atténuation des écarts de fréquence. L'AIVSM a réussi à limiter le nadir de la fréquence à environ 49,886 Hz, alors que le MSV adaptatif et le système à commande PI ont connu des baisses de fréquence plus prononcées, atteignant 49,869 Hz et 49,45 Hz, respectivement.

En outre, l'AIVSM a démontré une capacité supérieure à supprimer les oscillations de fréquence après la perturbation de la charge, affichant une récupération plus rapide et plus stable par rapport au MSV adaptatif et au contrôleur PI. Ces résultats soulignent l'amélioration des performances dynamiques et de la stabilité offertes par l'AIVSM en cas de variations soudaines de la charge en mode îloté.

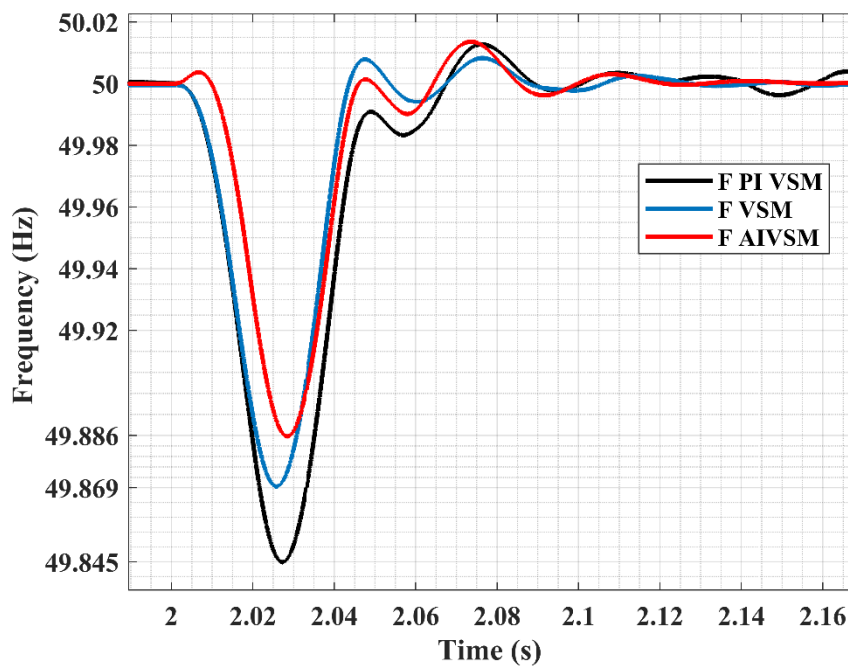


Figure IV.12 Réponses en fréquence du système pour le scénario d'augmentation de la charge en mode îloté.

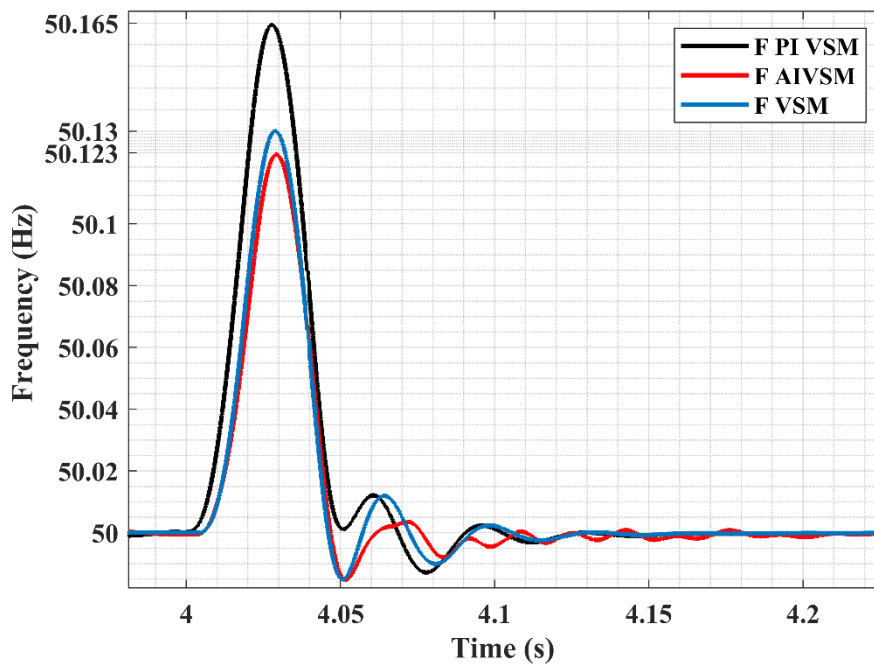


Figure IV.13 Réponses en fréquence du système pour le scénario de diminution de la charge en mode îloté.

Après la stabilisation du système, une baisse de charge de 18 % a été introduite à  $t=4s$  pour analyser son impact sur la stabilité de la fréquence. Les variations de fréquence correspondantes sont illustrées à la Figure IV.13, qui démontre l'efficacité de l'AIVSM dans le contrôle des écarts de fréquence. L'AIVSM a réussi à limiter le pic de fréquence à environ 50,123 Hz, par rapport au MSV adaptatif et au système à commande PI, qui ont atteint des pics de fréquence plus élevés de 50,13 Hz et 50,165 Hz, respectivement.

En outre, l'AIVSM a montré une capacité supérieure à atténuer les oscillations de fréquence après la réduction de la charge, réalisant une récupération plus rapide et plus stable par rapport aux autres stratégies de contrôle. Ces résultats mettent en évidence les performances dynamiques et la stabilité de l'AIVSM en cas de réduction soudaine de la charge en mode îloté.

### IV.3.3 Sous défaut

À  $t=5s$ , un défaut triphasé s'est produit du côté de la charge, provoquant des perturbations importantes de la fréquence et de la tension du réseau. Les fluctuations de fréquence qui en résultent dans les systèmes AIVSM, MSV adaptatif et à commande PI sont illustrées à la Figure IV.14.

L'analyse révèle que l'AIVSM a réagi de manière très efficace à la chute de fréquence induite par la défaillance, limitant son nadir à environ 49,875 Hz. En revanche, le MSV adaptatif et le système à commande PI ont tous deux subi des écarts plus importants, indiquant une

réponse transitoire plus faible. De plus, l'AIVSM a démontré une récupération de fréquence plus rapide, rétablissant rapidement la stabilité par rapport aux deux autres stratégies de contrôle. Ces résultats soulignent la résilience et la robustesse supérieures de l'AIVSM dans le maintien de la stabilité du système en cas de défaillance.

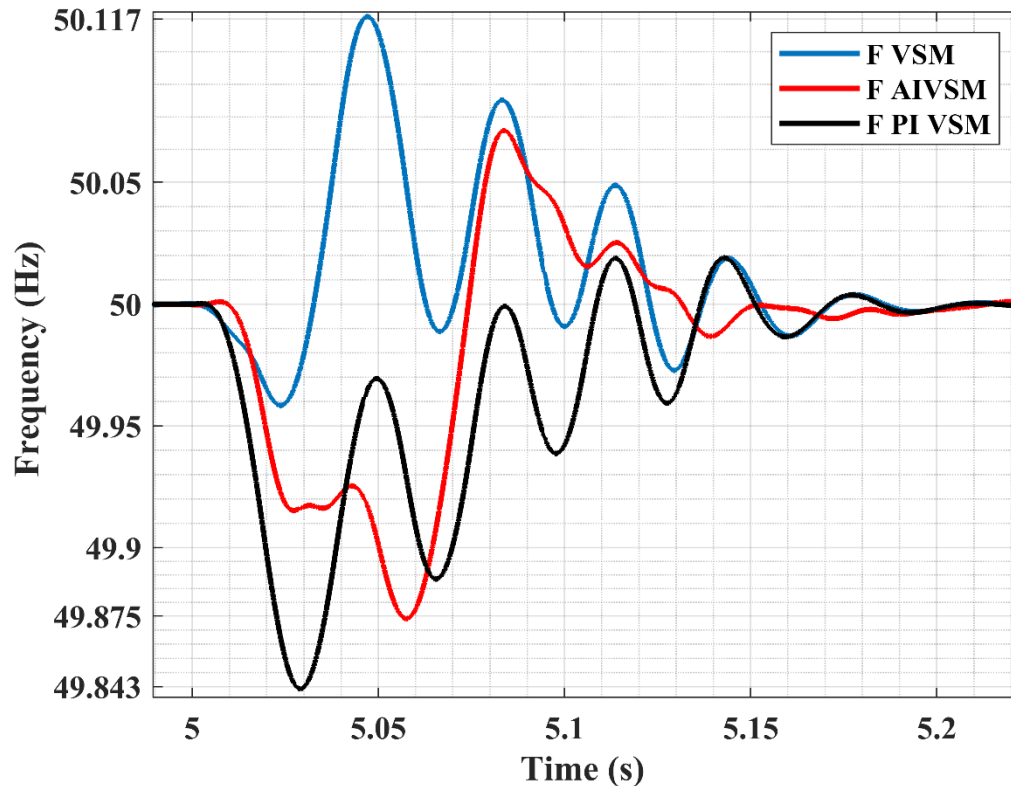


Figure IV.14 Réponses en fréquence du système pour le scénario de défaut en mode îloté.

La Figure IV.15 présente la tension du micro-réseau par unité au cours de divers scénarios en mode îloté. L'analyse indique que les trois stratégies de contrôle - AIVSM, MSV adaptatif et contrôleur PI - ont réussi à maintenir la stabilité de la tension pendant les variations de charge.

Toutefois, pendant la phase de défaillance, la stabilité de la tension du réseau a été temporairement compromise. Notamment, l'AIVSM a efficacement atténué les pics de tension, empêchant les excursions de tension excessives qui pourraient autrement mettre en danger les composants du système. Cette régulation proactive joue un rôle crucial dans la protection du réseau contre les dommages potentiels dus à la surtension, réduisant ainsi la dépendance à l'égard de dispositifs de protection supplémentaires et améliorant la fiabilité globale du système de micro-réseau.

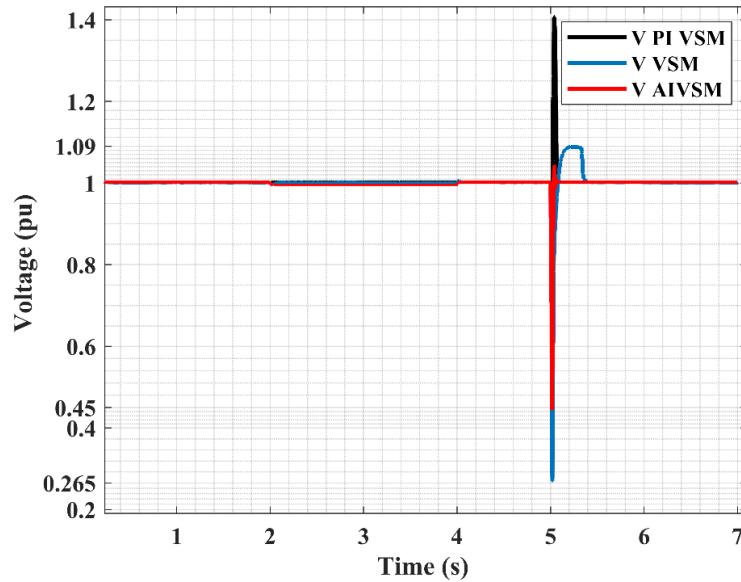


Figure IV.15 Tension du système par unité pendant les scénarios de mode îloté.

La Figure IV.16 illustre la puissance active du réseau par unité pendant les scénarios d'augmentation et de diminution de la charge. L'analyse démontre que l'AIVSM a géré efficacement ces fluctuations de puissance, assurant un fonctionnement stable et équilibré du système. En régulant efficacement la dynamique de la puissance active, l'AIVSM a minimisé les perturbations transitoires et a contribué à améliorer la fiabilité et la stabilité du système, en surpassant les méthodes de contrôle conventionnelles dans l'adaptation aux variations soudaines de la charge.

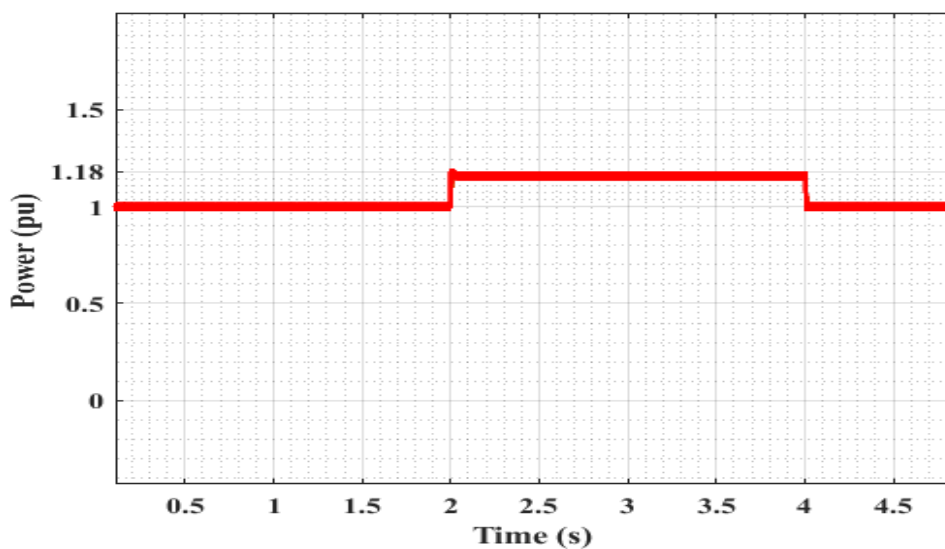


Figure IV.16 Puissance du système par unité pendant les scénarios en mode îloté.

#### IV.4 Comparaison de l'AIVSM proposé avec d'autres techniques

Alors que la pénétration des énergies renouvelables et de la production distribuée continue d'augmenter dans les réseaux électriques modernes, le développement de stratégies de contrôle avancées pour les onduleurs et les GSV est devenu un point central de la recherche. De nombreuses méthodologies de contrôle ont été proposées pour relever des défis cruciaux, tels que le maintien de la stabilité du réseau, la garantie d'une régulation efficace de la fréquence et l'obtention d'un partage optimal de la puissance dans les modes opérationnels connectés au réseau et îlotés. Le Tableau IV.2 présente une analyse comparative des principales stratégies de contrôle explorées dans les études récentes et de l'AIVSM proposé.

Cette comparaison vise à mettre en évidence les avantages et les limites de chaque méthode dans diverses configurations de réseau. En outre, elle souligne l'importance croissante des approches basées sur l'intelligence artificielle et les réseaux neuronaux pour augmenter les capacités des techniques de contrôle conventionnelles, améliorant ainsi la fiabilité et l'efficacité globales des réseaux électriques.

Tableau IV.2 Tableau comparatif résumant les stratégies de contrôle récentes, y compris l'AIVSM proposé.

Sujet	Méthode de contrôle	Type de réseau	Avantages	Défis
GSV basé sur un réseau de neurones artificiels (AIVSM)	RNA avec l'algorithme de Levenberg Marquardt	Réseaux de production décentralisée	Contrôle très précis de la fréquence, émulation précise de la GS inertie	Complexité de l'émulation de l'amortissement
Commande universelle de statisme des onduleurs [136]	Contrôle du statisme à l'aide d'un principe universel	Inductif, capacitif, résistif	Prise en charge de tous les types d'impédance de sortie, de signaux faibles stabilité	Nécessité d'une mise en œuvre robuste à travers des gammes d'impédance
Contrôleur prédictif à réseau neuronal pour GSV [122]	Contrôleur prédictif à réseau neuronal	Inductif et non inductif	Meilleure adaptation aux changements de réseau, bon suivi en simulations	Complexité de la formation et de l'adaptation en temps réel
Backstepping intégral à mode	Mode de glissement+	Connecté au réseau, mode îlot	Gère bien les perturbations	Nécessite une conception

glissant basé sur un réseau neuronal [124]	backstepping avec réseau neuronal RBF		externes et les incertitudes	précise de l'observateur pour les incertitudes
Découplage de puissance adaptatif à réseau neuronal flou [6]	Réseau neuronal flou adaptatif avec contrôle en mode glissant	Micro-réseaux (MG)	Réponse dynamique rapide, apprentissage en ligne, découplage puissant	Dépendance à l'ajustement des règles floues et des modèles système
Contrôle GSV par réseau neuronal RBF [123]	Réseau neuronal à fonctions de base radiales	Réseaux décentralisée	Stabilité de fréquence améliorée, inertie adaptative	Problèmes potentiels liés à l'amortissement et au contrôle des oscillations de puissance

### IV.5 Conclusion

Ce chapitre présente une analyse complète des performances de l'AIVSM dans diverses conditions opérationnelles, y compris les variations de charge, les événements de synchronisation et les scénarios de défaillance. Les résultats ont été comparés à ceux obtenus en utilisant le MSV adaptatif et MSV contrôlé par PI, démontrant les capacités supérieures de l'AIVSM dans l'amélioration de la stabilité et de la réponse dynamique du système.

L'AIVSM a permis d'atténuer efficacement les fluctuations de fréquence et de tension lors des changements de charge, garantissant ainsi des perturbations minimales et un processus de stabilisation plus rapide. Sa stratégie de contrôle avancée a également montré de meilleures performances de synchronisation, réduisant les pics de fréquence et les oscillations pendant les événements de connexion et de déconnexion du réseau. En outre, en cas de défaillance, l'AIVSM a démontré sa robustesse en rétablissant rapidement la fréquence et en minimisant les pics de tension, protégeant ainsi le réseau d'éventuels dommages dus à la surtension et réduisant la nécessité de prendre des mesures de protection supplémentaires.

Dans l'ensemble, les résultats mettent en évidence les performances supérieures de l'AIVSM en régime transitoire et en régime permanent par rapport aux approches de contrôle conventionnelles. En intégrant des mécanismes de contrôle basés sur l'intelligence artificielle et les réseaux neuronaux, l'AIVSM renforce la fiabilité du réseau, améliore la résilience du

système et offre une solution prometteuse pour les futures applications de production distribuée et de micro-réseaux.

## *Conclusion générale et perspectives*

## ***Conclusion générale et perspectives***

### ***1. Conclusion générale***

La pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables a considérablement transformé le fonctionnement des réseaux électriques, nécessitant le développement de stratégies de contrôle innovantes pour assurer la stabilité et la fiabilité. Cette thèse a présenté un contrôleur AIVSM conçu pour relever les défis associés à la réduction de l'inertie du système dans les réseaux électriques modernes. En s'appuyant sur des réseaux neuronaux artificiels formés avec l'algorithme de Levenberg-Marquardt, l'AIVSM proposé émule efficacement la réponse dynamique des générateurs synchrones traditionnels, fournissant une inertie synthétique et améliorant la stabilité de la fréquence.

Grâce à des simulations approfondies et à des analyses comparatives, cette recherche a démontré que l'AIVSM surpasse les MSV conventionnels dans de nombreux domaines, y compris la réponse transitoire, l'atténuation des écarts de fréquence et la robustesse aux perturbations du système. Les résultats soulignent que l'approche pilotée par l'IA permet un mécanisme de contrôle plus adaptatif et plus réactif, permettant au système de s'ajuster dynamiquement aux conditions changeantes du réseau. Plus précisément, l'AIVSM présente une récupération plus rapide de la fréquence, un dépassement réduit et des marges de stabilité améliorées par rapport aux MSV traditionnels, ce qui en fait une solution prometteuse pour les futurs réseaux électriques à forte pénétration d'énergie renouvelable.

En outre, l'étude souligne l'importance d'intégrer des techniques avancées d'intelligence artificielle dans les cadres de contrôle des réseaux électriques. Alors que les réseaux électriques continuent d'évoluer vers des architectures décentralisées et basées sur les énergies renouvelables, le rôle des contrôleurs intelligents deviendra de plus en plus crucial. La capacité des contrôleurs basés sur l'IA à apprendre à partir de données en temps réel, à prédire les perturbations et à optimiser les réponses améliorera la résilience du réseau et soutiendra la transition transparente vers des systèmes énergétiques durables.

### ***2. Perspectives et orientations futures de la recherche***

Bien que les résultats de cette thèse aient tenté d'apporter des contributions au domaine de l'inertie synthétique et de la stabilité du réseau, plusieurs pistes de recherche restent ouvertes :

- 1. Optimisation de la formation et de l'adaptabilité de le RNA*** : D'autres améliorations des méthodologies de formation des RNA, telles que l'apprentissage par

renforcement et les techniques d'apprentissage profond, pourraient renforcer l'adaptabilité et la précision prédictive de l'AIVSM. L'exploration des capacités d'apprentissage en temps réel permettrait au système d'affiner continuellement ses réponses en fonction de l'évolution des conditions du réseau.

Malgré ces progrès, le système reste confronté à des défis, en particulier ceux qui découlent des erreurs de mesure causées par l'imprécision des appareils de mesure. Ces erreurs peuvent introduire des divergences dans la régulation et la précision des prévisions, ce qui risque d'affecter la stabilité et l'efficacité globales du réseau. Pour remédier à ces limitations et améliorer encore les performances du système, les recherches futures porteront sur l'intégration de la logique floue de type 2 ou de type 3 dans le cadre de l'AIVSM. En incorporant ces techniques avancées de logique floue, le système pourrait atténuer efficacement les erreurs de mesure, permettant une prise de décision plus précise et améliorant la robustesse de la stabilité du réseau dans des conditions d'exploitation dynamiques.

2. ***Mise en œuvre matérielle et essais en temps réel*** : Les travaux futurs devraient se concentrer sur la mise en œuvre de l'AIVSM dans un environnement matériel en temps réel, tel qu'une plate-forme d'essai Hardware-in-the-Loop (HIL). Cela permettrait de valider les performances du contrôleur dans des conditions d'exploitation réalistes et de faciliter son déploiement pratique dans les réseaux électriques.
3. ***Intégration avec des systèmes de stockage d'énergie*** : La combinaison de l'AIVSM avec des technologies avancées de stockage d'énergie, telles que les systèmes de stockage d'énergie par batterie (SSEB) et les volants d'inertie, pourrait encore améliorer son efficacité. L'étude d'approches hybrides combinant une inertie synthétique provenant à la fois d'un contrôle piloté par l'IA et de mécanismes de stockage physique pourrait apporter des avantages supplémentaires en termes de stabilité.
4. ***Évolutivité pour les réseaux électriques à grande échelle*** : Alors que l'étude actuelle se concentre sur les applications locales et les micro-réseaux, les recherches futures devraient explorer l'évolutivité de l'AIVSM pour les réseaux électriques plus importants. L'évaluation de ses performances dans les systèmes interconnectés et les réseaux électriques multizones sera cruciale pour une adoption généralisée.

En prenant en compte ces orientations de recherche futures, le domaine du contrôle des systèmes électriques piloté par l'IA peut continuer à évoluer, garantissant que les futurs réseaux électriques resteront stables, fiables et capables d'accueillir la part croissante des sources d'énergie renouvelables.

---

## Références

- [1] M. Nour, G. Magdy, J. P. Chaves-Ávila, Á. Sánchez-Miralles, and F. Jurado, “A new two-stage controller design for frequency regulation of low-inertia power system with virtual synchronous generator,” *J Energy Storage*, vol. 62, 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.106952.
- [2] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [3] U. Farooq and R. B. Bass, “Frequency Event Detection and Mitigation in Power Systems: A Systematic Literature Review,” 2022. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3180349.
- [4] T. Kerdphol, F. S. Rahman, and Y. Mitani, “Virtual inertia control application to enhance frequency stability of interconnected power systems with high renewable energy penetration,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 4, 2018, doi: 10.3390/en11040981.
- [5] R. Ierna, A. Dyśko, and C. Booth, “Enhanced Virtual Synchronous Machine (VSM) Control Algorithm for Hybrid Grid Forming Converters,” *18th Wind Integration Workshop*, 2019.
- [6] Q. Xu, T. Dragicevic, L. Xie, and F. Blaabjerg, “Artificial Intelligence-Based Control Design for Reliable Virtual Synchronous Generators,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 36, no. 8, pp. 9453–9464, Aug. 2021, doi: 10.1109/TPEL.2021.3050197.
- [7] A. R. Bahmanyar and A. Karami, “Power system voltage stability monitoring using artificial neural networks with a reduced set of inputs,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 58, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.01.019.
- [8] T. Liu, Y. Song, L. Zhu, and D. J. Hill, “Stability and Control of Power Grids,” 2022. doi: 10.1146/annurev-control-042820-011148.
- [9] Y. Cheng, R. Azizipanah-Abarghooee, S. Azizi, L. Ding, and V. Terzija, “Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review,” *Appl Energy*, vol. 279, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115798.
- [10] T. Ahmad, H. Zhang, and B. Yan, “A review on renewable energy and electricity requirement forecasting models for smart grid and buildings,” Apr. 01, 2020, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.scs.2020.102052.

- [11] E. A. Feilat, S. Azzam, and A. Al-Salaymeh, "Impact of large PV and wind power plants on voltage and frequency stability of Jordan's national grid," *Sustain Cities Soc*, vol. 36, pp. 257–271, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.scs.2017.10.035.
- [12] F. C. Robert, G. S. Sisodia, and S. Gopalan, "A critical review on the utilization of storage and demand response for the implementation of renewable energy microgrids," Jul. 01, 2018, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.scs.2018.04.008.
- [13] S. Twaha and M. A. M. Ramli, "A review of optimization approaches for hybrid distributed energy generation systems: Off-grid and grid-connected systems," Aug. 01, 2018, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.scs.2018.05.027.
- [14] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, "On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems," *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 7, no. 4, pp. 2130–2146, 2019, doi: 10.1109/JESTPE.2018.2877766.
- [15] J. Fang, P. Lin, H. Li, Y. Yang, and Y. Tang, "An improved virtual inertia control for three-phase voltage source converters connected to a weak grid," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 34, no. 9, pp. 8660–8670, Sep. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2885513.
- [16] P. Bhowmik, S. Chandak, and P. K. Rout, "Frequency superimposed energy bifurcation technology for a hybrid microgrid," *Sustain Cities Soc*, vol. 45, pp. 607–618, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.scs.2018.12.027.
- [17] Nahid-Al-Masood, R. Yan, T. K. Saha, and N. Modi, "Frequency response and its enhancement using synchronous condensers in presence of high wind penetration," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2015. doi: 10.1109/PESGM.2015.7285801.
- [18] L. L. Grigsby, *Power system stability and control*. CRC Press, 2017. doi: 10.4324/b12113.
- [19] E. Spahic, D. Varma, G. Beck, G. Kuhn, and V. Hild, "Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2016. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741714.
- [20] M. Nuhic, G. Yang, V. K. Kanakesh, V. Kkuni, and J. Ramachandran, "Comparative study of hybrid synchronous condenser incorporating battery energy storage system for ancillary service provision," 2020. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/348870702>

- 
- [21] K. Liu, Y. Qu, H. M. Kim, and H. Song, “Avoiding Frequency Second Dip in Power Unreserved Control during Wind Power Rotational Speed Recovery,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3097–3106, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2761897.
- [22] J. Riesz and J. Palermo, “INTERNATIONAL REVIEW OF FREQUENCY CONTROL ADAPTATION Australian Energy Market Operator,” 2016.
- [23] G. Lalor, A. Mullane, and M. O’Malley, “Frequency control and wind turbine technologies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1905–1913, Nov. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857393.
- [24] M. Kayikçi and J. V. Milanović, “Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 859–867, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016062.
- [25] M. F. M. Arani and E. F. El-Saadany, “Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1373–1384, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2207972.
- [26] J. Morren, S. W. H. de Haan, W. L. Kling, and J. A. Ferreira, “Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, Feb. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.861956.
- [27] J. Ekanayake and N. Jenkins, “Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 4, pp. 800–802, Dec. 2004, doi: 10.1109/TEC.2004.827712.
- [28] F. Blaabjerg and K. Ma, “Future on power electronics for wind turbine systems,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 1, no. 3, pp. 139–152, Sep. 2013, doi: 10.1109/JESTPE.2013.2275978.
- [29] F. Blaabjerg, M. Liserre, and K. Ma, “Power electronics converters for wind turbine systems,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, Mar. 2012, pp. 708–719. doi: 10.1109/TIA.2011.2181290.
- [30] “PROGRESS REPORT FUTURE POWER SYSTEM SECURITY PROGRAM,” 2017. [Online]. Available: [www.aemo.com.au](http://www.aemo.com.au)
- [31] S. M. Lukic, J. Cao, R. C. Bansal, F. Rodriguez, and A. Emadi, “Energy storage systems for automotive applications,” 2008. doi: 10.1109/TIE.2008.918390.

- 
- [32] J. G. Kassakian and T. M. Jahns, “Evolving and emerging applications of power electronics in systems,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 1, no. 2, pp. 47–58, Jun. 2013, doi: 10.1109/JESTPE.2013.2271111.
- [33] S. B. Karanki, N. Geddada, M. K. Mishra, and B. K. Kumar, “A DSTATCOM topology with reduced DC-link voltage rating for load compensation with nonstiff source,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 27, no. 3, pp. 1201–1211, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2011.2163946.
- [34] H. Wang and F. Blaabjerg, “Reliability of capacitors for DC-link applications in power electronic converters - An overview,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Sep. 2014, pp. 3569–3578. doi: 10.1109/TIA.2014.2308357.
- [35] Y. S. Kim, E. S. Kim, and S. Il Moon, “Frequency and voltage control strategy of standalone microgrids with high penetration of intermittent renewable generation systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2407392.
- [36] D. Duckwitz and B. Fischer, “Modeling and Design of  $df/dt$  -Based Inertia Control for Power Converters,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 5, no. 4, pp. 1553–1564, Dec. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2703814.
- [37] J. Fang, R. Zhang, H. Li, and Y. Tang, “Frequency Derivative-based Inertia Enhancement by Grid-Connected Power Converters with a Frequency-Locked-Loop,” *IEEE Trans Smart Grid*, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2018.2871085.
- [38] J. Cao and A. Emadi, “A new battery/ultracapacitor hybrid energy storage system for electric, hybrid, and plug-in hybrid electric vehicles,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 27, no. 1, pp. 122–132, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2011.2151206.
- [39] “4th International Conference on Flywheel Energy Storage System for Power Quality Improvement Application: A Review,” in *4th International Conference on Automation, Mechanical and Electrical Engineering (AMEE 2019) October 27-28, 2019, Xiamen, China.*, 2019.
- [40] M. G. Kesgin, P. Han, N. Taran, and D. M. Ionel, “Overview of flywheel systems for renewable energy storage with a design study for high-speed axial-flux permanent-magnet machines,” in *8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2019*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Nov. 2019, pp. 1026–1031. doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8996526.
-

- [41] E. A. Esparcia, M. T. Castro, C. M. F. Odulio, and J. D. Ocon, “A stochastic techno-economic comparison of generation-integrated long duration flywheel, lithium-ion battery, and lead-acid battery energy storage technologies for isolated microgrid applications,” *J Energy Storage*, vol. 52, p. 104681, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104681.
- [42] M. M. Mohamed, H. M. El Zoghby, S. M. Sharaf, and M. A. Mosa, “Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid,” *J Energy Storage*, vol. 51, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104317.
- [43] M. S. Mahdavi, G. B. Gharehpetian, and H. A. Moghaddam, “Enhanced Frequency Control Method for Microgrid-Connected Flywheel Energy Storage System,” *IEEE Syst J*, vol. 15, no. 3, pp. 4503–4513, Aug. 2020, doi: 10.1109/jsyst.2020.3010029.
- [44] H. Garcia-Pereira, M. Blanco, G. Martinez-Lucas, J. I. Perez-Diaz, and J.-I. Sarasua, “Comparison and Influence of Flywheels Energy Storage System Control Schemes in the Frequency Regulation of Isolated Power Systems,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 37892–37911, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3163708.
- [45] Z. Zhao, H. Xiao, and Y. Yang, “Improved coordinated control strategy of hybrid energy storages in PV Power Smoothing,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2018, pp. 151–156. doi: 10.1016/j.egypro.2018.04.026.
- [46] I. Sami, N. Ullah, S. M. Muyeen, K. Techato, S. Chowdhury, and J. S. Ro, “Control Methods for Standalone and Grid Connected Micro-Hydro Power Plants with Synthetic Inertia Frequency Support: A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. 8, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3026492.
- [47] J. Are, “Variable Speed Pumped Storage Hydropower Plants for Integration of Wind Power in Isolated Power Systems,” in *Renewable Energy*, 2009. doi: 10.5772/7354.
- [48] “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources.” [Online]. Available: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)
- [49] H. Gu, R. Yan, and T. K. Saha, “Minimum Synchronous Inertia Requirement of Renewable Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2720621.

- 
- [50] Y. Liu, S. Yang, S. Zhang, and F. Z. Peng, "Comparison of synchronous condenser and STATCOM for inertial response support," in *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2014*, 2014. doi: 10.1109/ECCE.2014.6953761.
- [51] F. O. Igbinovia, G. Fandi, Z. Muller, and J. Tlustý, "Reputation of the Synchronous Condenser Technology in Modern Power Grid," in *2018 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2018 - Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jan. 2019, pp. 2108–2115. doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601540.
- [52] L. Rutledge, N. W. Miller, J. O'Sullivan, and D. Flynn, "Frequency response of power systems with variable speed wind turbines," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 683–691, 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2202928.
- [53] L. Holdsworth, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, "Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines," *Wind Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 21–35, Jan. 2004, doi: 10.1002/we.105.
- [54] J. F. Conroy and R. Watson, "Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 649–656, May 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.920197.
- [55] R. N. Beres, X. Wang, M. Liserre, F. Blaabjerg, and C. L. Bak, "A Review of Passive Power Filters for Three-Phase Grid-Connected Voltage-Source Converters," *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 4, no. 1, pp. 54–69, Mar. 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2507203.
- [56] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," Sep. 2005. doi: 10.1109/TIA.2005.853371.
- [57] P. Rodríguez, A. Luna, R. S. Muñoz-Aguilar, I. Etxeberria-Otadui, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, "A stationary reference frame grid synchronization system for three-phase grid-connected power converters under adverse grid conditions," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 27, no. 1, pp. 99–112, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2011.2159242.
- [58] Rodriguez, P., Luna, A., Ciobotaru, M., Teodorescu, R. and Blaabjerg, F., 2006, November. Advanced grid synchronization system for power converters under unbalanced and distorted operating conditions. In *IECON 2006-32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics* (pp. 5173-5178). IEEE.

- 
- [59] D. Peralta, C. Canizares, and K. Bhattacharya, “Practical Modeling of Flywheel Energy Storage for Primary Frequency Control in Power Grids,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2018. doi: 10.1109/PESGM.2018.8585844.
- [60] K. M. Cheema *et al.*, “Virtual synchronous generator: Modifications, stability assessment and future applications,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1704–1717, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.12.064.
- [61] H. Alatrash, A. Mensah, E. Mark, G. Haddad, and J. Enslin, “Generator emulation controls for photovoltaic inverters,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 996–1011, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2188916.
- [62] S. You *et al.*, “Comparative Assessment of Tactics to Improve Primary Frequency Response Without Curtailing Solar Output in High Photovoltaic Interconnection Grids,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 718–728, Apr. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2846233.
- [63] S. Mishra, P. P. Zarina, and C. P. Sekhar, “A novel controller for frequency regulation in a hybrid system with high PV penetration,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672143.
- [64] P. P. Zarina, S. Mishra, and P. C. Sekhar, “Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 60, pp. 258–267, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.02.033.
- [65] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions,” *Energies (Basel)*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014, doi: 10.3390/en7106306.
- [66] P. Moutis, A. Vassilakis, A. Sampani, and N. D. Hatziargyriou, “DC Switch Driven Active Power Output Control of Photovoltaic Inverters for the Provision of Frequency Regulation,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1485–1493, Oct. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2450539.
- [67] P. P. Zarina, S. Mishra, and P. C. Sekhar, “Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation,” in *PEDES 2012 - IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems*, 2012. doi: 10.1109/PEDES.2012.6484409.

- 
- [68] P. P. Zarina, S. Mishra, and P. C. Sekhar, "Photovoltaic system based transient mitigation and frequency regulation," in *2012 Annual IEEE India Conference, INDICON 2012*, 2012, pp. 1245–1249. doi: 10.1109/INDCON.2012.6420809.
- [69] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan, and T. Yang, "A new frequency regulation strategy for photovoltaic systems without energy storage," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 985–993, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2261567.
- [70] A. Q. Al-Shetwi *et al.*, "Active Power Control to Mitigate Frequency Deviations in Large-Scale Grid-Connected PV System Using Grid-Forming Single-Stage Inverters," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 6, 2022, doi: 10.3390/en15062035.
- [71] E. Hosseini and G. Shahgholian, "Output power levelling for dfig wind turbine system using intelligent pitch angle control," *Automatika*, vol. 58, no. 4, 2017, doi: 10.1080/00051144.2018.1455017.
- [72] Y. Jing, H. Sun, L. Zhang, and T. Zhang, "Variable speed control of wind turbines based on the quasi-continuous high-order sliding mode method," *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 10, 2017, doi: 10.3390/en10101626.
- [73] E. Çelik, E. Kurt, and N. Öztürk, "Wind turbine speed control of a contactless piezoelectric wind energy harvester," *International Journal of Electronics*, vol. 107, no. 2, 2020, doi: 10.1080/00207217.2019.1643039.
- [74] J. Boyle, T. Littler, and A. M. Foley, "Frequency Regulation and Operating Reserve Techniques for Variable Speed Wind Turbines," in *2021 IEEE Madrid PowerTech, PowerTech 2021 - Conference Proceedings*, 2021. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9495072.
- [75] M. Ashabani, F. D. Freijedo, S. Golestan, and J. M. Guerrero, "Inducverters: PLL-Less Converters With Auto-Synchronization and Emulated Inertia Capability," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1660–1674, May 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2468600.
- [76] Q. C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2048839.
- [77] L. Zhang, L. Harnefors, and H. P. Nee, "Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 809–820, May 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2032231.
-

- 
- [78] L. Zhang, L. Harnefors, and H. P. Nee, “Interconnection of two very weak AC systems by VSC-HVDC links using power-synchronization control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 344–355, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2047875.
- [79] L. Zhang, L. Harnefors, and H. P. Nee, “Modeling and control of VSC-HVDC links connected to island systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 783–793, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2070085.
- [80] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, F. Blaabjerg, and Y. Yang, “Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review,” 2019. doi: 10.1016/j.solener.2019.01.032.
- [81] M. Ashabani and J. Jung, “Synchronous voltage controllers: Voltage-based emulation of synchronous machines for the integration of renewable energy sources,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 49497–49508, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2976892.
- [82] Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner, and H. P. Beck, “Improving the grid power quality using virtual synchronous machines,” in *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2011. doi: 10.1109/PowerEng.2011.6036498.
- [83] D.-I. Hans-Peter Beck and D.-I. Ralf Hesse, “Virtual Synchronous Machine.”
- [84] M. P. N. Van Wesenbeeck, S. W. H. De Haan, P. Varela, and K. Visscher, “Grid tied converter with virtual kinetic storage,” in *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, 2009. doi: 10.1109/PTC.2009.5282048.
- [85] M. Yu *et al.*, “Use of an inertia-less Virtual Synchronous Machine within future power networks with high penetrations of converters,” in *19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Aug. 2016. doi: 10.1109/PSCC.2016.7540926.
- [86] K. Sakimoto, Y. Miura, and T. Ise, “Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function,” in *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia: “Green World with Power Electronics”, ICPE 2011-ECCE Asia*, 2011, pp. 1498–1505. doi: 10.1109/ICPE.2011.5944492.
- [87] J. Liu, Y. Miura, H. Bevrani, and T. Ise, “Enhanced Virtual Synchronous Generator Control for Parallel Inverters in Microgrids,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2268–2277, Sep. 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2521405.

- 
- [88] J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, “Stability assessment and optimization methods for microgrid with multiple VSG units,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1462–1471, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2592508.
- [89] Y. Hirase, K. Abe, K. Sugimoto, and Y. Shindo, “A grid-connected inverter with virtual synchronous generator model of algebraic type,” *Electrical Engineering in Japan (English translation of Denki Gakkai Ronbunshi)*, vol. 184, no. 4, 2013, doi: 10.1002/eej.22428.
- [90] M. Fazeli and P. Holland, “Universal and Seamless Control of Distributed Resources-Energy Storage for All Operational Scenarios of Microgrids,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, no. 3, pp. 963–973, Sep. 2017, doi: 10.1109/TEC.2017.2689505.
- [91] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, M. Mansur, and T. M. I. Mahlia, “Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods,” 2020. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119831.
- [92] A. Q. Al-Shetwi and M. Z. Sujod, “Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes,” 2018. doi: 10.1002/er.3983.
- [93] Taouba Jouini, Uros Markovic, and Dominic Groß, “New options for existing system services and needs for new system services,” Dec. 2018.
- [94] National Grid, “Enhanced Frequency Response Frequently Asked Questions,” Mar. 2016. [Online]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/Enhanced-Frequency-Response.aspx>
- [95] Q. C. Zhong, P. L. Nguyen, Z. Ma, and W. Sheng, “Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 29, no. 2, 2014, doi: 10.1109/TPEL.2013.2258684.
- [96] S. Dong, J. Jiang, and Y. C. Chen, “Analysis of Synchronverter Self-Synchronization Dynamics to Facilitate Parameter Tuning,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, no. 1, 2020, doi: 10.1109/TEC.2019.2945958.
- [97] W. Zhang, D. Remon, and P. Rodriguez, “Frequency support characteristics of gridinteractive power converters based on the synchronous power controller,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 4, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0557.
- [98] W. Zhang, A. M. Cantarellas, J. Rocabert, A. Luna, and P. Rodriguez, “Synchronous Power Controller with Flexible Droop Characteristics for Renewable Power Generation Systems,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 7, no. 4, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2016.2565059.
-

- 
- [99] Hesse, R., Turschner, D. and Beck, H.P., 2009, April. Micro grid stabilization using the virtual synchronous machine (VISMA). In Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09), Valencia, Spain (pp. 15-17).
- [100] Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner, and H. P. Beck, "Dynamic properties of the virtual synchronous machine (VISMA)," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, no. 9, pp. 755–759, May 2011, doi: 10.24084/repqj09.444.
- [101] O. Mo, S. Darco, and J. A. Suul, "Evaluation of Virtual Synchronous Machines with Dynamic or Quasi-Stationary Machine Models," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 7, pp. 5952–5962, Jul. 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2638810.
- [102] V. Van Thong *et al.*, "Virtual synchronous generator: Laboratory scale results and field demonstration," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, 2009. doi: 10.1109/PTC.2009.5281790.
- [103] M. Chen and X. Xiao, "Hierarchical frequency control strategy of hybrid droop/VSG-based islanded microgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 155, pp. 131–143, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.10.011.
- [104] A. J. Roscoe *et al.*, "A VSM (virtual synchronous machine) convertor control model suitable for RMS studies for resolving system operator/owner challenges," *15th Wind Integration Workshop*, no. November, pp. 1–8, 2016, [Online]. Available: [https://strathprints.strath.ac.uk/58053/14/Roscoe\\_etal\\_WIW2016\\_virtual\\_synchronous\\_machine\\_convertor\\_control\\_model\\_suitable\\_for\\_RMS.pdf](https://strathprints.strath.ac.uk/58053/14/Roscoe_etal_WIW2016_virtual_synchronous_machine_convertor_control_model_suitable_for_RMS.pdf)
- [105] L. R. Castillo and A. Roscoe, "Experimental validation of a novel inertia-less VSM algorithm," in *2018 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2018*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jul. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT.2018.8403384.
- [106] M. Fazeli, P. M. Holland, and M. Baruwa, "'Grid'-Less Power Systems: A Vision for Future Structure of Power Networks," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 159120–159131, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3020455.
- [107] N. Nasser and M. Fazeli, "Buffered-Microgrid Structure for Future Power Networks; A Seamless Microgrid Control," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 131–140, Jan. 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3015573.

- 
- [108] J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, "Voltage sag ride-through performance of Virtual Synchronous Generator," in *2014 International Power Electronics Conference, IPEC-Hiroshima - ECCE Asia 2014*, IEEE Computer Society, 2014, pp. 3298–3305. doi: 10.1109/IPEC.2014.6870160.
- [109] K. A. Kumar, P. Kushwaha, V. Prakash, R. Bhakar, H. Tiwari, and K. G. Sharma, "Inertia Emulation Trends in Low Carbon Power System," in *2019 8th International Conference on Power Systems: Transition towards Sustainable, Smart and Flexible Grids, ICPS 2019*, 2019. doi: 10.1109/ICPS48983.2019.9067707.
- [110] A. F. Hoke, M. Shirazi, S. Chakraborty, E. Muljadi, and D. Maksimovic, "Rapid Active Power Control of Photovoltaic Systems for Grid Frequency Support," *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 5, no. 3, pp. 1154–1163, Sep. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2669299.
- [111] A. Sangwongwanich, Y. Yang, and F. Blaabjerg, "High-performance constant power generation in grid-connected PV systems," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 31, no. 3, pp. 1822–1825, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2465151.
- [112] A. ; Sangwongwanich, Y. ; Yang, F. ; Blaabjerg, and H. Wang, "Benchmarking of Constant Power Generation Strategies for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems," 2017. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org>.
- [113] A. Fathi, Q. Shafiee, and H. Bevrani, "Robust frequency control of microgrids using an extended virtual synchronous generator," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6289–6297, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2850880.
- [114] B. K. Poolla, S. Bolognani, and F. Dorfler, "Optimal Placement of Virtual Inertia in Power Grids," *IEEE Trans Automat Contr*, vol. 62, no. 12, pp. 6209–6220, May 2017, doi: 10.1109/tac.2017.2703302.
- [115] J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, "Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia," *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 3, no. 2, pp. 451–458, Jun. 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2014.2362530.
- [116] D. Li, Q. Zhu, S. Lin, and X. Y. Bian, "A Self-Adaptive Inertia and Damping Combination Control of VSG to Support Frequency Stability," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, no. 1, pp. 397–398, Mar. 2017, doi: 10.1109/TEC.2016.2623982.
- [117] B. K. Poolla, D. Groß, T. Borsche, S. Bolognani, and F. Dörfler, "Virtual Inertia Placement in Electric Power Grids," 2018. doi: 10.1007/978-1-4939-7822-9\_12.

- 
- [118] M. A. Torres L., L. A. C. Lopes, L. A. Morán T., and J. R. Espinoza C., “Self-tuning virtual synchronous machine: A control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 4, pp. 833–840, Dec. 2014, doi: 10.1109/TEC.2014.2362577.
- [119] E. Ela, V. Gevorgian, A. Tuohy, B. Kirby, M. Milligan, and M. O’Malley, “Market designs for the primary frequency response ancillary service-Part I: Motivation and design,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 421–431, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2264942.
- [120] E. Ela, V. Gevorgian, A. Tuohy, B. Kirby, M. Milligan, and M. O’Malley, “Market designs for the primary frequency response ancillary service-Part II: Case studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 432–440, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2264951.
- [121] Z. Shi *et al.*, “Artificial intelligence techniques for stability analysis and control in smart grids: Methodologies, applications, challenges and future directions,” *Appl Energy*, vol. 278, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115733.
- [122] S. Saadatmand, M. S. Sanjarinia, P. Shamsi, M. Ferdowsi, and D. C. Wunsch, “Neural Network Predictive Controller for Grid-Connected Virtual Synchronous Generator,” *SSRN Electronic Journal*, 2019, doi: 10.2139/ssrn.3562136.
- [123] F. Yao, J. Zhao, X. Li, L. Mao, and K. Qu, “RBF Neural Network Based Virtual Synchronous Generator Control with Improved Frequency Stability,” *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 17, no. 6, pp. 4014–4024, Jun. 2021, doi: 10.1109/TII.2020.3011810.
- [124] Q. Teng, D. Xu, W. Yang, J. Li, and P. Shi, “Neural network-based integral sliding mode backstepping control for virtual synchronous generators,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 1–9, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.egy.2020.11.032.
- [125] R. E. Brown, *Electric power distribution reliability, second edition*. 2017. doi: 10.1201/9780849375682.
- [126] V. Prakash, R. Bhakar, H. Tiwari, and K. C. Sharma, “System Inertia Prediction for Primary Frequency Response Adequacy under Uncertain Wind Generation,” in *India International Conference on Power Electronics, IICPE*, 2018. doi: 10.1109/IICPE.2018.8709539.

- 
- [127] V. Prakash, R. Bhakar, H. Tiwari, and K. C. Sharma, "Inertia and Primary Frequency Response Assessment under Uncertain Photovoltaic Generation," in *India International Conference on Power Electronics, IICPE*, 2018. doi: 10.1109/IICPE.2018.8709511.
- [128] P. Kushwaha, V. Prakash, and R. Bhakar, "A novel framework to assess synthetic inertia & primary frequency response support from energy storage systems," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 34, 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101052.
- [129] J. Fang, X. Li, Y. Tang, and L. Hongchang, "Improvement of frequency stability in power electronics-based power systems," in *2017 Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification, ACEPT 2017*, 2017. doi: 10.1109/ACEPT.2017.8168614.
- [130] J. M. Guerrero, S. Member, M. Chandorkar, and T. Lee, "Advanced Control Architectures for Intelligent MicroGrids – Part I: Decentralized and Hierarchical Control," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, no. c, 2011.
- [131] M. Ramirez-Gonzalez, F. R. S. Sevilla, and P. Korba, "Tuning of grid-forming converters with a settings-free optimization algorithm to improve frequency response of low-inertia systems," in *Proceedings - 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2023*, 2023. doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194694.
- [132] Y. Qi, T. Yang, J. Fang, Y. Tang, K. R. R. Potti, and K. Rajashekara, "Grid Inertia Support Enabled by Smart Loads," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 36, no. 1, 2021, doi: 10.1109/TPEL.2020.2999411.
- [133] S. García, S. Ramírez-Gallego, J. Luengo, J. M. Benítez, and F. Herrera, "Big data preprocessing: methods and prospects," *Big Data Anal*, vol. 1, no. 1, 2016, doi: 10.1186/s41044-016-0014-0.
- [134] A. Tawakuli, B. Havers, V. Gulisano, D. Kaiser, and T. Engel, "Survey:Time-series data preprocessing: A survey and an empirical analysis," *Journal of Engineering Research (Kuwait)*, 2024, doi: 10.1016/j.jer.2024.02.018.
- [135] IEEE, "IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," *IEEE Std 1547.2-2008*, no. April, 2009, doi: 10.1109/IEEESTD.2008.4816078.

- [136] Q. C. Zhong and Y. Zeng, "Universal Droop Control of Inverters with Different Types of Output Impedance," *IEEE Access*, vol. 4, 2016, doi: 10.1109/ACCESS.2016.2526616.