

N°d'ordre :

**Université de Saida– Dr. Moulay Tahar
Faculté Technologie**

Thèse

Doctorat 3ème Cycle

Spécialité : Réseaux Electriques

Filière : Electrotechnique

Par :

BELHAMIDI Meriem

Thème :

**Contribution à la gestion et le contrôle d'un Réseau
Electrique Intelligent**



Thèse soutenue le date de soutenance devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	MOHAMMED CHIKOUCHE Tarik	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02	LAKDJA Fatiha	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Encadreur
03	BOUZEBOUDJA Hamid	Prof.	USTO-Oran	Examinateur
04	REZOUGA Mohamed	Prof.	USTO-Oran	Examinateur
05	BELGACEM Kheira	MCA	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Examinateur

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

فَوَيْلٌ لِلْمُصَلِّينَ

الَّذِينَ هُمْ عَنْ صَلَاتِهِمْ سَاهُونَ

مَا كَانَ اللَّهُ لِيُعَذِّبَهُمْ

وَاللَّهُ غَفُورٌ رَحِيمٌ

Remerciement

En premier lieu, je remercie Allah, le Tout-Puissant, de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience nécessaires pour réaliser cette thèse de doctorat. الحمد لله.

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué au *Laboratoire de Recherche de Génie Electrotechnique (LGE)* du département d'électrotechnique de l'université de Saida Dr. Moulay Tahar.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à *Pr. LAKDJAFatiha* pour son encadrement exceptionnel. Votre soutien constant, vos conseils éclairés et votre disponibilité ont été d'une aide précieuse tout au long de cette thèse. Votre expertise et votre dévouement m'ont non seulement guidé dans mes recherches, mais ont également été une véritable source d'inspiration et de motivation. Vous m'avez transmis bien plus que des connaissances scientifiques : vous m'avez inculqué la rigueur, la persévérance et l'amour pour l'apprentissage. Merci du fond du cœur d'avoir cru en moi et de m'avoir accompagné avec tant de générosité et de bienveillance dans cette aventure.

Je tiens à rendre un hommage particulier au professeur *BOUMEDIENNE Larbi* رحمه الله qui nous a quittés en janvier. Sa bienveillance et son accompagnement ont marqué mon parcours à l'université et aussi ma vie personnelle. C'est en grande partie grâce à ses conseils que cette thèse a pu voir le jour et c'est avec émotion que je souhaite honorer sa mémoire aujourd'hui.

J'adresse mes remerciements les plus sincères à Monsieur *OULD ABDESLAM Djaffar*, maître de conférences à l'Université de Haute Alsace de Mulhouse, France, pour son accueil chaleureux durant mon stage. Sa disponibilité et son soutien ont été précieux tout au long de cette expérience.

Je souhaite également exprimer ma gratitude sincère au directeur du comité de formation doctorale, *Pr. MOHAMMED CHIKOUCHE Tarik*, ainsi qu'à toute l'équipe du comité. Votre supervision rigoureuse, vos retours constructifs et vos encouragements ont été d'une aide inestimable. Merci pour votre expertise et votre soutien tout au long de ce parcours. Je remercie également Monsieur *MOHAMMED CHIKOUCHE Tarik* pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

Je tiens à remercier sincèrement les membres du jury qui ont accepté de participer à ma soutenance en tant qu'examinateurs. Votre engagement à évaluer et à expertiser ce travail est grandement apprécié. Merci pour le temps que vous avez consacré à cette évaluation et pour vos précieux retours qui contribueront à enrichir ma recherche.

Un grand merci à mes collègues et amis, *Dr HAFFAF, Ahlem et Djellouli*, pour leurs encouragements constants, leurs discussions stimulantes et leur amitié précieuse. Leur soutien moral a été un véritable pilier durant les moments difficiles.

Je n'oublie pas de remercier ma famille, en particulier mon père, *Taher*, que Dieu lui fasse miséricorde, et ma mère, *Kheira*, pour leur amour inconditionnel, leur patience et leur confiance en moi. Leur soutien émotionnel a été essentiel à la réalisation de ce projet.

Enfin, je remercie toutes les personnes qui, d'une manière ou d'une autre, ont contribué à l'aboutissement de cette thèse. Que ce soit par des échanges académiques, des encouragements ou tout autre forme d'aide, votre contribution a été précieuse, et je vous en suis profondément reconnaissante.

Merci à tous du fond du cœur.

Meriem BELHAMIDI

Dédicace

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverai jamais à leur exprimer mon amour sincère.

À ceux qui m'ont soutenu dans chaque étape de ce parcours,

À la mémoire de mon père, **Taher BELHAMIDI**, qui nous a quittés en 1998, victime d'une tragédie qui a marqué ma vie. Son courage, sa passion et son métier ont inspiré mon propre chemin. Son amour et ses enseignements continuent de guider chaque pas de ma vie. Ce travail lui est dédié, en hommage à tout ce qu'il était et à tout ce qu'il m'a transmis.

À celle qui a joué inlassablement les deux rôles dans notre éducation, à la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse, mon adorable mère **Kheira**, je prends aujourd'hui un moment pour rendre hommage à une femme extraordinaire. Sa force et son amour ont façonné ma vie et celle de mes frères. Elle a fait preuve d'une détermination hors du commun en nous élevant seule, avec un cœur rempli de courage. Mon doctorat est autant ton succès que le mien. Je t'aime profondément et te remercie pour tout.

À mon frère, mon compagnon de toujours, mon deuxième père, qui m'aime inconditionnellement, mon cher **Jamel**,

À mon cher oncle **Khelifa**,

À ma famille, dont l'amour et le soutien inconditionnels m'ont toujours inspiré,

À mes amis, qui ont partagé mes joies et mes peines, et qui ont rendu ce parcours inoubliable,

Je dédie ce travail à ceux qui ont cru en moi, même quand j'avais des doutes,

Et à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de cette thèse.

Meriem BELHAMIDI

1

Publications internationales

[1]

Belhamidi, M., Lakdja, F., Guentri, H. et al. "Reactive Power Control of D-STATCOM in a Power Grid with Integration of the Wind Power". J. Electr. Eng. Technol. (2022). <https://doi.org/10.1007/s42835-022-01215-y> [publication de range "A"]

2

Communications internationales

[1]

Belhamidi, M., Lakdja, F., Boumediene, L., and Guentri, H., "Analysis of D-SVC and D-STATCOM in Microgrids with Wind Farm Integration," 2022 IEEE International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), Tunis, Tunisia, **26 au 28 Octobre 2022**. pp. 1-7, [doi: 10.1109/CISTEM55808.2022.10043943](https://doi.org/10.1109/CISTEM55808.2022.10043943).

[2]

Belhamidi, M., Lakdja, F., Boumediene, L., and Guentri, H., "Examining the effects of utilizing "D-STATCOM and D-SVC" in the grid power connected to the wind farm," 2022 3rd International Conference on Embedded & Distributed Systems (EDiS), Oran, Algeria, **November 2-3, 2022**, pp. 43-48, [doi: 10.1109/EDiS57230.2022.9996499](https://doi.org/10.1109/EDiS57230.2022.9996499)

3

Communications nationales

[1]

Belhamidi, M., Lakdja, F., Boumediene, L., "La gestion intelligente d'un système hybride dans le 1^{er} Séminaire national sur le Génie climatique, Énergies renouvelables & Efficacité énergétique," (GÉCLEREE2021), **04 et 05 Décembre 2021**. <http://www.univ-medea.dz/gecleree2021>



Table des matières :

Publications et Communications.....	I
Table des matières	II
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	X
Introduction générale	1

Chapitre I : État de l'Art : Réseaux Électriques Intelligents et Puissance**Réactive**

I.1. Introduction.....	7
I.2. Problèmes de réseau traditionnel.....	8
I.3. Système électrique décentralisé.....	11
I.4. Réseaux électriques intelligents « Smart grid ».....	12
I.4.1. Décryptage des Bénéfices du Réseau Électrique Intelligent.....	14
I.4.2. Les Inconvénients Potentiels des Réseaux Électriques Intelligents...	15
I.5. Micro-réseau.....	16
I.5.1. Exploration des Défis et Enjeux de la Recherche sur les Micro-réseaux	19
I.6. État des Lieux des Projets de Smart Grids.....	20
I.6.1. A l'Échelle Internationale	20
I.6.2. En Algérie	21
I.7. Définition du système énergétique.....	22
I.7.1. L'énergie primaire (EP).....	22
I.7.2. L'énergie secondaire (ES).....	22
I.7.3. L'énergie finale (EF).....	23
I.7.4. L'énergie utile (EU).....	23
I.8. Système énergétique électrique.....	23
I.9. La puissance réactive.....	24
I.9.1. Pourquoi compenser l'énergie réactive.....	25
I.10. Transit de puissance par une ligne électrique.....	26
I.11. Chute de tension et la compensation réactive.....	28
I.12. Principe de la compensation.....	29
I.12.1. Principe de la compensation parallèle.....	30
I.12.2. Compensation série	31
I.13. Types de compensation.....	31
I.13.1. Compensation de la puissance réactive à l'aide de condensateurs et inductance fixe.....	32
I.13.2. Compensateur synchrone.....	33
I.13.3. Transformateurs avec prises réglages en charge.....	34
I.13.3.1. Scénarios d'Utilisation.....	35
I.13.4. Systèmes FACTS.....	35
I.14. Conclusion.....	36
I.15. Références.....	38

Chapitre II : Analyse comparative entre deux systèmes flexibles de transmission en courant alternatif

II.1. Introduction.....	44
II.2. Historique.....	45
II.3. Les systèmes flexibles de transmission en courant alternatif (FACTS)	46
II.3.1. Définition du FACTS	46
II.3.2. Type des FACTS	47
II.3.3. Les FACTS installé au monde	48
II.3.4. Les FACTS installé en Algérie.....	50
II.4. Compensateur Statique Synchrone Distribué DSTATCOM.....	51
II.4.1. Définition.....	51
II.4.2. Modalisation D-STATCOM.....	52
II.5. Compensateur statique d'énergie réactive SVC.....	56
II .5.1. Définition	56
II.5.2. Modélisation et analyse d'un dispositif SVC	56
II.6. L'énergie éolienne.....	59
II.6.1. Production mondiale d'énergie éolienne.....	61
II.6.2. Energie éolienne en Algérie.....	62
II.6.2.1. Carte des vents en Algérie.....	62
II.6.2.2. Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie.....	64
II .6.3. Classement des éoliennes	66
II.6.4. Modèle de la turbine utilisée.....	68
II.6.5. La modélisation de la partie éolienne.....	70
II.6.5.1. Circuit équivalent du générateur asynchrone à double alimentation (DFIG).....	71
II.7. Système de simulation.....	73
II.7.1. Réseau sans D-FACTS.....	74
II.7.2. Réseau avec SVC.....	75
II.7.3. Réseau avec D-STATCOM.....	77
II.8. Conclusion.....	79
II.9. Références.....	81

Chapitre III : Contrôle de DSTATCOM dans le système de transmission

III.1. Introduction.....	88
III.2. Contrôle de D-STATCOM	88
III.3. Types de Contrôleurs utilisables pour le Contrôle du D-STATCOM.....	91
III.3.1. Contrôleur PI (Proportionnel-Intégral).....	91
III.3.2. Contrôleur PID (Proportionnel-Intégral-Dérivé).....	91
III.3.3. Contrôleur Fuzzy PI	91
III.3.4. Contrôleur H_{∞} (H-infinity)	91
III.3.5. Contrôleur par Mode Glissant (Sliding Mode Control)	92

III.4. Fonction principale du D-STATCOM	93
III.4.1. Calcul des courants perturbateurs.....	94
III.5. Commande du DSTATCOM avec le contrôleur conventionnel PI	95
III.6. Commande du DSTATCOM avec le contrôleur robuste Logique floue .	96
III.7. Les paramètres du DSTATCOM proposé	102
III.8. Résultats de simulation	103
III.8.1. Avec le contrôleur PI.....	104
III.8.2. Avec contrôleur Fuzzy-PI.....	110
III.8.3. Avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI.....	112
III.9. Conclusion	116
III.10. Références.....	117

Chapitre IV : La gestion de la puissance réactive dans le système de transmission

IV.1. Introduction.....	121
IV.2. La gestion de l'énergie électrique	122
IV.2.1. La gestion de la puissance réactive.....	123
IV.2.2. Gestion de la Puissance Réactive dans les Systèmes de Transmission.....	123
IV.2.3. Les avantages essentiels d'un système de gestion de l'énergie...	124
IV.2.4. Capacité et modes de gestion de la puissance réactive des parcs éoliens.....	125
IV.3. Creux de tension.....	126
IV.3.1. Origine des creux de tension	126
IV.3.2. Classification des creux de tension.....	127
IV.4. Surtension.....	128
IV.4.1. Causes de la surtension.....	129
IV.4.1.1. L'absence de neutre secondaire.....	130
IV.4.1.2. Ferro-résonance	131
IV.4.1.3. Surtensions dues à une mauvaise régulation de la tension...	131
IV.4.1.4. Contact accidentel avec des circuits hauts tension	131
IV.5. Supervision centralisée d'un système électrique.....	132
IV.6. Algorithmes de supervision centrale.....	133
IV.6.1 Algorithme de supervision basé sur la distribution proportionnelle	134
IV.7. Description du système étudié avec gestion de la puissance réactive.....	135
IV.8. Organigramme de la gestion adaptative de la puissance réactive.....	136
IV.8.1. Stratégie de répartition de la puissance réactive dans un système Éolien Hybride avec D-STATCOM	136
IV.8.1.1. Stratégie hiérarchique de compensation adoptée pour notre système	136

IV.8.2. Stratégie de répartition de la puissance réactive sous défauts de notre réseau électrique étudié.....	138
IV.9. Résultat de simulation.....	139
IV.9.1 Résultats de simulation du système en fonctionnement normal....	139
IV.9.2. Résultats de simulation en cas de défauts	144
IV.10. Conclusion.....	147
IV.11. Références.....	150
Conclusion générale.....	152
Annexe.....	156

Liste des figures :

Chapitre I : État de l'Art : Réseaux Électriques Intelligents et Puissance Réactive

Figure (I.1) : Hiérarchisation et composition du système électrique.....	9
Figure (I.2) : Génération d'électricité distribuée à travers un territoire.....	11
Figure (I.3) : Gestion bidirectionnelle de l'énergie.....	13
Figure (I.4) : représente la topologie du micro-réseau.....	16
Figure (I.5) : l'interface principale de la gestion d'énergie.....	17
Figure (I.6) : Principe d'interface pour la gestion de l'alimentation.....	18
Figure (I.7) : contrôleur de micro-réseau.....	18
Figure (I.8) : Des photos réelles de Masdar City.....	21
Figure (I.9) : Le système énergétique de la production primaire aux services énergétiques.....	23
Figure (I.10) : Diagramme vectoriel des puissances.....	25
Figure (I.11) : Influence de la puissance réactive.....	26
Figure (I.12) : Ligne électrique alimente une charge.....	27
Figure (I.13) : Ligne de charge d'un système.....	28
Figure (I.14) : Ligne électrique avec compensateur.....	28
Figure (I.15) : diagramme des tensions pour une ligne compensée (tension constante)..	29
Figure (I.16) : Diagramme traduisant l'échange d'énergie et montrant l'intérêt de la compensation.....	30

Chapitre II : Analyse comparative entre deux systèmes flexibles de transmission en courant alternatif

Figure (II.1) : Schéma représentant de l'application du système FACTS.....	47
Figure (II.2) : Le déploiement des systèmes de transmission en courant alternatif flexible dans le monde entre 2017 et 2021, par région (en méga voltampères de puissance réactive).....	49
Figure (II.3) : Systèmes FACTSs en Algérie : un SVC à Naama et deux SVCs à Béchar.....	50
Figure (II.4) : Photo montrant l'une des Plates-formes de ces trois SVCs en Algérie...	50
Figure (II.5) : Structure d'un DSTATCOM.....	51
Figure (II.6): Schéma d'un D-STATCOM triphasé connecté au système de distribution.....	53
Figure (II.7) : le modèle simplifié du D-STATCOM.....	53
Figure (II.8) : Diagramme vectoriel de la tension et de courant du D-STATCOM.....	55
Figure (II.9) : Structure d'un SVC.....	56
Figure (II.10) : Caractéristique du SVC.....	57
Figure (II.11) : Evolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde (2001-2019).....	60
Figure (II.12) : principe de la conversion de l'énergie éolienne.....	61
Figure (II.13) : Projection de la capacité éolienne cumulée installée dans le monde de 2013 à 2022.....	61

Figure (II.14) : Gisement éolien de l'Algérie : (a) Distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur, (b) Densité de puissance du vent sur le territoire à 80 m de hauteur	63
Figure (II.15) : la première éolienne installée en Algérie, La ferme éolienne à Adrar...	64
Figure (II.16) : La ferme éolienne à Adrar.....	65
Figure (II.17) : Prévision de développement des énergies renouvelables en Algérie.....	66
Figure (II.18) : Eolienne à vitesse fixe à base d'un générateur asynchrone à cage d'écureuil.....	66
Figure (II.19) : Éolienne à vitesse variable et générateur avec résistance de rotor externe variable.....	67
Figure (II.20) : Éolienne à vitesse variable à base de générateur asynchrone à double alimentation.....	67
Figure (II.21) : Éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité.....	68
Figure (II.22) : Composants du Système Éolien à Générateur Asynchrone à Double Alimentation (DFIG).....	69
Figure (II.23) : Circuit équivalent du DFIG.....	71
Figure (II.24) : Le modèle simulé.....	73
Figure (II.25) : La puissance active et réactive au niveau de la charge.....	73
Figure (II.26) : la tension de l'éolienne sans D-FACTS.....	74
Figure (II.27) : la tension de la charge sans D-FACTS.....	75
Figure (II.28) : Les puissances réactives sans D-FACTS.....	75
Figure (II.29) : la tension de l'éolienne avec D-SVC.....	76
Figure (II.30) : la tension de la charge avec D-SVC.....	76
Figure (II.31) : les puissances réactives avec D-SVC.....	77
Figure (II.32) : la tension de l'éolienne avec D-STATCOM.....	78
Figure (II.33) : la tension de la charge avec D-STATCOM.....	78
Figure (II.34) : les puissances réactives avec D-STATCOM.....	78

Chapitre III : Contrôle de DSTATCOM dans le système de transmission

Figure (III.1) : schéma fonctionnel du système de commande du DSTATCOM.....	89
Figure (III.2) : Détails du contrôleur D-STATCOM.....	93
Figure (III.3) : Algorithme p-q d'identification des courants harmoniques de référence.....	94
Figure (III.4) : Schéma bloc de la commande du D-STATCOM par PI classique.....	95
Figure (III.5) : Structure du contrôleur Fuzzy-PI.....	97
Figure (III.6) : Schéma des Étapes Fondamentales de Mise en Œuvre d'un Régulateur Flou.....	98
Figure (III.7) : La configuration du contrôleur logique flou.....	99
Figure (III.8) : Fonctions d'appartenance pour la sortie du FLC-PI.....	100
Figure (III.9) : Schéma fonctionnel complet d'un D-STATCOM à courant contrôlé par Fuzzy-PI.....	102
Figure (III.10) : représentation graphique du système simulé.....	104
Figure (III.11) : Tension du réseau sans éolienne et avec un régulateur PI.....	104
Figure (III.12) : Zoom sur la tension du réseau en l'absence d'énergie éolienne avec	105

contrôleur PI.....	
Figure (III.13) : Tension de charge sans énergie éolienne et avec un régulateur PI.....	105
Figure (III.15) : Tension de D-STATCOM sans énergie éolienne et avec un régulateur PI.....	105
Figure (III.16) : La puissance réactive du réseau, de la charge et du D-STATCOM.....	106
Figure (III.17) : La variation du I_q et I_{qref} sans éolienne et sans PI.....	106
Figure (III.18) : La tension du réseau avec éolienne et avec le contrôleur PI.....	107
Figure (III.19) : Zoom sur la tension du réseau avec éolienne et avec le contrôleur PI..	107
Figure (III.20) : La tension d'éolienne avec le contrôleur PI.....	107
Figure (III.21) : Tension de charge avec éolienne et avec un contrôleur PI.....	108
Figure (III.22) : Zoom sur la tension de charge avec éolienne et avec un contrôleur PI	108
Figure (III.23) : Tension de D-STATCOM avec énergie éolienne et avec un contrôleur PI.....	108
Figure (III.24) : La puissance réactive du réseau, de la charge et du D-STATCOM.....	109
Figure (III.25) : La variation du I_q et I_{q_ref} avec éolienne et contrôleur PI.....	109
Figure (III.26) : La tension continue moyenne avec contrôleur PI.....	109
Figure (III.27) : Tension du réseau sans éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	110
Figure (III.28) : Tension de charge sans énergie éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	110
Figure (III.29) : Zoom sur la tension de charge sans énergie éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	110
Figure (III.30) : Tension de D-STATCOM sans énergie éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	111
Figure (III.31) : La puissance réactive du réseau, de la charge et du D-STATCOM...	111
Figure (III.32) : La variation du I_q et I_{q_ref} avec Fuzzy-PI.....	111
Figure (III.33) : La tension du réseau avec énergie éolienne et avec le contrôleur Fuzzy-PI.....	112
Figure (III.34) : La tension d'éolienne avec le contrôleur Fuzzy-PI.....	112
Figure (III.35) : Tension de la charge avec énergie éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	112
Figure (III.36) : Zoom sur la tension de charge avec énergie éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	113
Figure (III.37) : Tension de D-STATCOM avec énergie éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	113
Figure (III.38) : Zoom sur la tension de D-STATCOM avec énergie éolienne et avec un contrôleur Fuzzy-PI.....	113
Figure (III.39) : La variation du I_q et I_{q_ref} avec éolienne et Fuzzy-PI.....	114
Figure (III.40) : La tension continue moyenne avec Fuzzy-PI.....	114
Figure (III.41) : La puissance réactive du réseau, de la charge et du D-STATCOM.....	114

Chapitre IV : La gestion de la puissance réactive dans le système de transmission

Figure (IV.1) : Diagramme de capacité de puissance réactive d'une turbine éolienne DFIG de 3 MW.....	125
Figure (IV.2) : Le niveau nominal (= 100 %) et le niveau de surtension (> 110 %) pendant une durée supérieure à 1 minute.....	129

Figure (IV.3) : Schéma générale de la supervision centrale dans un système de distribution avec intégration éolienne.....	135
Figure (IV.4) : Schéma du système étudié avec intégration de la gestion de puissance réactive.....	135
Figure (IV.5) : L’algorithme de détermination des puissances réactive de référence pour notre système électrique au niveau de l'unité centrale de supervision.....	137
Figure (IV.6) : Algorithme de gestion des puissances réactives en cas de défaut de tension au PCC dans notre système étudié.....	139
Figure (IV.7) : la tension de PCC.....	140
Figure (IV.8): Zoom des tensions.....	140
Figure (IV.9): la puissance active de la charge.....	142
Figure (IV.10): la puissance réactive de la charge.....	142
Figure (IV.11): la puissance réactive de référence de l'éolienne	143
Figure (IV.12): la puissance réactive de référence de D-STATCOM.....	143
Figure (IV.13): Facteur de puissance avant la compensation.....	143
Figure (IV.14): Facteur de puissance après la compensation.....	143
Figure (IV.15): La tension au PCC (cas : surtension).....	145
Figure (IV.16): Zoom sur la tension au PCC (cas : surtension).....	145
Figure (IV.17): Tension au PCC après compensation, (cas : Surtension au PCC).....	145
Figure (IV.18): Creux de tension au PCC.....	146
Figure (IV.19): Zoom sur le creux de tension au PCC.....	146
Figure (IV.20): La tension après la compensation (cas : creux de tension au PCC).....	146

Liste des tableaux:

Chapitre I : État de l'Art : Réseaux Électriques Intelligents et Puissance Réactive

Tableau (I.1) : Des problèmes et défis dans le réseau énergétique traditionnel.....	9
Tableau (I.2) : Principaux avantages du réseau électrique intelligent.....	14
Tableau (I.3) : Inconvénients potentiels des réseaux électriques intelligents.....	15
Tableau (I.4) : Problématiques clés dans l'intégration des micro-réseaux.....	19

Chapitre II : Analyse comparative entre deux systèmes flexibles de transmission en courant alternatif

Tableau (II.1) : Différentes types des FACTS.....	47
Tableau (II.2) : Dispositifs FACTS installés dans le monde.....	49
Tableau (II.3) : Données économiques du marché mondial des systèmes FACTS	50
Tableau (II.4) : Le tableau suivant représente une comparaison détaillée entre le SVC et le STATCOM.....	79

Chapitre III : Contrôle de DSTATCOM dans le système de transmission

Tableau (III.1) : Comparaison des applications de contrôleur FACTS.....	93
Tableau (III.2) : La Table de Décision.....	101

Chapitre IV : La gestion de la puissance réactive dans le système de transmission

Tableau (IV.1) : Les principaux avantages d'un Système de Gestion de l'Énergie.....	124
Tableau (IV.2) : Classification des creux de tension.....	127
Tableau (IV.3) : Classification des surtensions.....	130

Introduction générale

L'histoire de l'électricité est une saga fascinante qui commence avec les premières observations des phénomènes électriques dans l'Antiquité. Les premières expériences documentées remontent à la Grèce antique, où les savants ont observé que le frottement de l'ambre pouvait attirer des petits objets. Cependant, ce n'est qu'au 17^{ème} siècle que des avancées significatives ont été réalisées dans la compréhension de l'électricité, notamment avec les travaux de William Gilbert sur le magnétisme et l'électricité statique. Au 18^{ème} siècle, l'étude de l'électricité a pris de l'ampleur avec les expériences de Benjamin Franklin sur la nature de la charge électrique. Ses expériences avec des cerfs-volants lui ont permis de démontrer la nature électrique des éclairs et de proposer le concept de "positif" et "négatif" pour décrire les charges électriques [1].

Le véritable tournant dans l'histoire de l'électricité est survenu au 19^{ème} siècle avec les travaux pionniers de scientifiques tels qu'Alessandro Volta, André-Marie Ampère, et surtout Michael Faraday. Faraday a découvert les lois de l'induction électromagnétique, jetant les bases de la production d'électricité à grande échelle [2].

Les premières centrales électriques ont commencé à apparaître à la fin du 19^{ème} siècle, alimentant les premiers réseaux électriques locaux. L'invention de la lampe à incandescence par Thomas Edison en 1879 a permis l'électrification des villes et des foyers, et l'adoption du courant alternatif (CA) a rendu possible le transport efficace de l'électricité sur de longues distances[3].

Au 20^{ème} siècle, l'électricité est devenue omniprésente, alimentant l'industrie, les transports, les communications et les foyers. Les réseaux électriques se sont étendus à l'échelle nationale et internationale, avec l'émergence de sociétés de services publics chargées de la production, de la distribution et de la vente d'électricité. À partir des années 1970 et 1980, des préoccupations croissantes concernant l'environnement et la sécurité énergétique ont conduit à un intérêt accru pour les énergies renouvelables et les technologies propres. L'essor des énergies solaire et éolienne a transformé le paysage énergétique, avec une transition progressive vers une production d'électricité plus durable et diversifiée. Aujourd'hui, nous assistons à l'émergence du réseau électrique intelligent, une évolution majeure des réseaux électriques traditionnels [3].

Le smart grid intègre des technologies numériques avancées pour optimiser la production, la distribution et la consommation d'électricité, offrant ainsi des avantages en termes d'efficacité, de fiabilité et de durabilité.

Cette transition vers un système électrique plus intelligent et plus flexible promet de façonner l'avenir de l'électricité, en répondant aux défis de la croissance démographique, du changement climatique et de la demande énergétique croissante [4].

La politique mondiale de transition énergétique met en avant les actions principales nécessaires pour passer de la production actuelle d'électricité, principalement basée sur des combustibles fossiles et fissiles qui sont des ressources finies et non renouvelables à l'échelle humaine, à un mix énergétique comprenant de nombreuses sources renouvelables. Cette transition est devenue une préoccupation majeure dans différentes strates de la société, dans de nombreux pays. Elle est motivée par la nécessité d'éviter une crise écologique en réduisant l'empreinte environnementale, les émissions de gaz à effet de serre et la consommation de combustibles fossiles/fissiles. Dans ce contexte, le réseau traditionnel, unidirectionnel, qui transmet principalement de l'électricité des centrales aux consommateurs finaux, est de plus en plus considéré comme limité et inefficace. C'est pourquoi il y a un mouvement vers l'adoption du réseau électrique intelligent. Ce dernier, en étant bidirectionnel, permet non seulement la transmission d'électricité des producteurs aux consommateurs, mais également la possibilité pour ces derniers de générer leur propre électricité et de la réinjecter dans le réseau. Cette évolution vers un réseau plus intelligent et adaptable est cruciale pour soutenir la transition énergétique en permettant une intégration plus efficace des sources d'énergie renouvelable et en favorisant une utilisation plus durable et résiliente de l'électricité [5].

L'efficacité énergétique et la gestion intelligente de la puissance sont des éléments cruciaux pour assurer un fonctionnement optimal des réseaux électriques. En mettant l'accent sur la puissance réactive, il est essentiel de comprendre son rôle dans le maintien de la stabilité et de la qualité du réseau électrique. La puissance réactive est nécessaire pour maintenir la tension dans le réseau, mais elle ne contribue pas directement à la réalisation du travail électrique. Cependant, une gestion inefficace de la puissance réactive peut entraîner des pertes d'énergie et des inefficacités dans le système électrique global. C'est là qu'intervient la gestion intelligente de la puissance[6]. En utilisant des technologies avancées, il est possible de contrôler et de gérer la puissance réactive de manière proactive et efficace. Cela permet non seulement de réduire les pertes d'énergie, mais aussi d'optimiser l'utilisation des ressources disponibles. De plus, une gestion intelligente de la puissance permet d'améliorer la stabilité du réseau et de réduire les risques de pannes ou de surcharges.

En fin de compte, en mettant l'accent sur l'efficacité énergétique et en contrôlant intelligemment la puissance, nous pouvons garantir un approvisionnement en électricité plus fiable, durable et économique pour les utilisateurs finaux.

L'objectif initial de cette thèse est de présenter le concept du réseau électrique intelligent et de mettre en lumière son importance dans le contexte de l'évolution des réseaux électriques. Ensuite, le travail se concentre sur l'amélioration de l'efficacité du réseau électrique en se penchant spécifiquement sur la gestion de la puissance réactive. L'ambition principale est de proposer des solutions novatrices visant à réduire la quantité d'énergie réactive présente dans le réseau. Cela implique le développement d'outils de contrôle avancés et de systèmes de gestion intelligents et automatisés. L'objectif final est de contribuer à l'optimisation globale du fonctionnement du réseau électrique en minimisant les pertes d'énergie et en améliorant sa fiabilité et sa durabilité.

Pour atteindre cet objectif, la thèse est organisée en quatre chapitres distincts :

Dans le premier chapitre, nous abordons l'essence du réseau électrique intelligent, en soulignant son rôle pivot dans la transformation des infrastructures énergétiques actuelles et en mettant en évidence ses avantages potentiels en termes d'efficacité, de fiabilité et de durabilité. Nous explorons également en détail la notion de puissance réactive : son origine, ses effets sur le système électrique et les différentes techniques employées pour la compenser et la contrôler.

Dans le deuxième chapitre, nous approfondissons notre analyse en examinant spécifiquement l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau électrique, en mettant l'accent sur l'utilisation du Système de Transmission à Courant Alternatif Flexible (FACTS) et du Dispositif FACTS Distribué (DFACTS) dans ce contexte. Nous explorons également une comparaison détaillée entre deux technologies de compensation de la puissance réactive, à savoir le Compensateur Statique Synchrone de Distribution (D-STATCOM) et le Compensateur Statique de Puissance Réactive (SVC), afin de déterminer quel compensateur offre les meilleures performances dans différents scénarios d'exploitation. Cette analyse comparative constitue une contribution importante à notre recherche, en nous aidant à identifier les solutions les plus efficaces pour améliorer la qualité de l'énergie électrique dans le réseau.

Dans le troisième chapitre, nous nous penchons sur le contrôle du D-STATCOM, un dispositif clé utilisé pour la compensation de la puissance réactive dans les réseaux électriques. Nous examinons deux approches de contrôle différentes : le contrôleur traditionnel proportionnel-intégral (PI) et le contrôleur robuste Fuzzy-PI. Nous étudions en détail le fonctionnement de ces deux types de contrôleurs et nous les comparons dans divers scénarios d'exploitation. Cette analyse comparative nous permet de déterminer les avantages et les limitations de chaque approche de contrôle, ainsi que leur efficacité respective dans le contrôle du D-STATCOM pour la compensation de la puissance réactive. Ces résultats sont essentiels pour guider le choix et l'optimisation des stratégies de contrôle du D-STATCOM dans notre recherche.

Dans le quatrième chapitre, nous abordons la gestion de la puissance réactive au sein du réseau de distribution, en prenant en compte l'intégration préalable de la ferme éolienne. Cette ferme éolienne, capable de fournir et d'absorber de la puissance réactive, est couplée à un algorithme de supervision centrale qui optimise la répartition de cette puissance réactive entre le D-STATCOM et les générateurs éoliens, en fonction de la demande de la charge. Les performances du système sont analysées dans des conditions normales ainsi que lors de scénarios de défauts, afin d'évaluer sa stabilité et son efficacité sous diverses situations. Ce chapitre souligne l'importance de la gestion proactive de la puissance réactive pour maintenir la stabilité du réseau électrique, tout en soutenant la transition vers un système énergétique plus durable et résilient, particulièrement en présence d'énergies renouvelables telles que l'éolien.

A la fin, nous complétons cette thèse par des conclusions et des perspectives de recherches futures.

Référence:

- [1] Brian Bowers, "A History of Electric Light and Power", March 1982.
- [2] EIA, "Michael Faraday - Energy Kids," U.S. Energy Information Administration, [En ligne]:<https://www.eia.gov/kids/history-of-energy/famous-people/faraday.php>. [Accédé le 26 mars 2024].
- [3] D. E. Nye, "Electricity: The Spark That Ignited Modern Life and Business," Prometheus Books, 2016.
- [4] Clémentine Benoit, "Models for investigation of flexibility benefits in unbalanced low voltage smartgrids". Electric power. Université Grenoble Alpes, 2015.
- [5] J.-P. Bordère et P. Loevenbruck, "Transition énergétique : enjeux et défis pour le passage à un système électrique intelligent," Rev. Gén. de l'Électr., vol. 126, no. 4, pp. 40-45, 2017.
- [6] A. Gupta, "Power quality evaluation of photovoltaic grid-interfaced cascaded H-bridge nine-level multilevel inverters systems using D-STATCOM and UPQC," Energy, vol. 238, p. 121707, 2022.



État de l'Art : Réseaux Électriques Intelligents et Puissance Réactive

Résumé :

Dans ce chapitre, nous discutons de la nature des réseaux intelligents, soulignons leur rôle essentiel dans la transformation des infrastructures énergétiques actuelles et soulignons leurs avantages potentiels en termes d'efficacité, de fiabilité et de durabilité. Nous explorons également en détail le concept de puissance réactive : ses origines, son impact sur les systèmes électriques et les différentes techniques utilisées pour la compenser et la contrôler.

Sommaire :

I.1. Introduction	7
I.2. Problèmes de réseau traditionnel	8
I.3. Système électrique décentralisé	11
I.4. Réseaux électriques intelligents « Smart grid »	12
I.5. Micro-réseau	16
I.6. État des Lieux des Projets de Smart Grids	20
I.7. Définition du système énergétique	22
I.8. Système énergétique électrique	23
I.9. La puissance réactive	24
I.10. Transit de puissance par une ligne électrique	26
I.11. Chute de tension et la compensation réactive	28
I.12. Principe de la compensation	29
I.13. Types de compensation	31
I.14. Conclusion	36
I.15. Références	38

I.1. Introduction

Au XXI^e siècle, l'électricité est confrontée à plusieurs problèmes majeurs. La dépendance continue aux énergies fossiles, comme le charbon et le gaz, contribue au réchauffement climatique et à la pollution de l'air. Les émissions de gaz à effet de serre résultant de la production d'électricité sont préoccupantes. De plus, l'épuisement progressif des ressources non renouvelables souligne la nécessité de trouver des alternatives durables. L'intermittence des sources d'énergie renouvelables, telle que l'énergie solaire et éolienne, rend difficile la gestion de l'équilibre de l'offre et de la demande[1]. Les infrastructures électriques vieillissantes nécessitent également une modernisation. L'accès à l'électricité reste un défi pour de nombreuses personnes dans le monde. Enfin, la cybersécurité est devenue un enjeu crucial avec la numérisation du réseau électrique. Pour relever ces défis, des efforts d'innovation, de politique énergétique et de sensibilisation sont essentiels pour garantir un approvisionnement électrique fiable, durable et accessible pour les générations futures.

Le déploiement du réseau électrique intelligent (smart grid) est une solution essentielle pour résoudre ces problèmes d'électricité. En intégrant des technologies de l'information, de la communication et de contrôle avancées, le smart grid permet une meilleure intégration des énergies renouvelables, une gestion efficace de la demande, une détection rapide des pannes et une restauration automatique de l'alimentation. De plus, il favorise l'optimisation de l'efficacité énergétique, l'intégration des véhicules électriques et des systèmes de stockage d'énergie. Il offre ainsi une solution technologique complète pour une gestion plus intelligente, efficace et durable du réseau électrique, contribuant à la transition énergétique et à la résolution des problèmes actuels[2].

Une bonne gestion des puissances dans un réseau électrique garantit la stabilité, l'efficacité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Elle permet d'équilibrer l'offre et la demande, d'intégrer efficacement les énergies renouvelables, d'utiliser les ressources électriques de manière optimale et de réduire les pertes d'énergie. Cela contribue à un système électrique durable, économiquement rentable et respectueux de l'environnement.

Dans notre premier chapitre, nous explorons le lien entre les enjeux des réseaux électriques traditionnels et la transition vers les smart grids. Nous examinons en détail le concept de puissance et soulignons la distinction entre puissance active et puissance réactive, en mettant l'accent sur cette dernière.

En ce qui concerne la puissance, nous définissons clairement la différence entre la puissance active, qui représente l'énergie réellement convertie en travail utile, et la puissance réactive, qui est liée aux éléments inductifs et capacitifs présents dans les circuits électriques. La puissance réactive est essentielle pour le bon fonctionnement des équipements électriques, mais elle ne contribue pas directement à l'accomplissement du travail utile.

Notre objectif est d'améliorer la gestion de la puissance réactive, de réduire les pertes d'énergie, d'améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau électrique. En mettant l'accent sur la gestion de la puissance et en accordant une attention particulière à la puissance réactive, nous contribuons à la construction de réseaux électriques du futur plus efficaces, durables et résilients.

I.2. Problèmes de réseau actuel

Le réseau électrique actuel est un système complexe d'infrastructures et de technologies qui permet la production, la transmission et la distribution de l'électricité. La production d'électricité est assurée par des centrales électriques, qu'elles soient alimentées par des sources d'énergie fossile (comme le charbon, le pétrole ou le gaz naturel), des sources d'énergie renouvelable (comme l'énergie solaire, éolienne, hydraulique ou géothermique) ou des centrales nucléaires. Les centrales électriques convertissent différentes formes d'énergie en électricité utilisable [3].

Une fois produite, l'électricité est transportée sur de longues distances à travers des lignes de transmission à haute tension. Ces lignes permettent de réduire les pertes d'énergie lors du transport sur de grandes distances. Des sous-stations sont également utilisées pour réguler la tension électrique et faciliter la transition entre les différents niveaux de tension.

Ensuite, le courant électrique est distribué aux consommateurs finaux via un réseau de distribution basse tension. Ce réseau de distribution est composé de câbles souterrains et aériens, de transformateurs de distribution et de compteurs d'électricité. Il permet d'acheminer l'électricité depuis les sous-stations vers les foyers, les entreprises et les autres utilisateurs d'électricité.

La topologie du système électrique, représentée dans la figure (I.1), n'a pas subi de changements majeurs depuis sa création au début du XXe siècle. Le réseau électrique actuel repose toujours principalement sur un modèle centralisé, avec une production d'électricité à grande échelle dans les centrales électriques et une distribution à travers un réseau de lignes de transmission et de distribution.

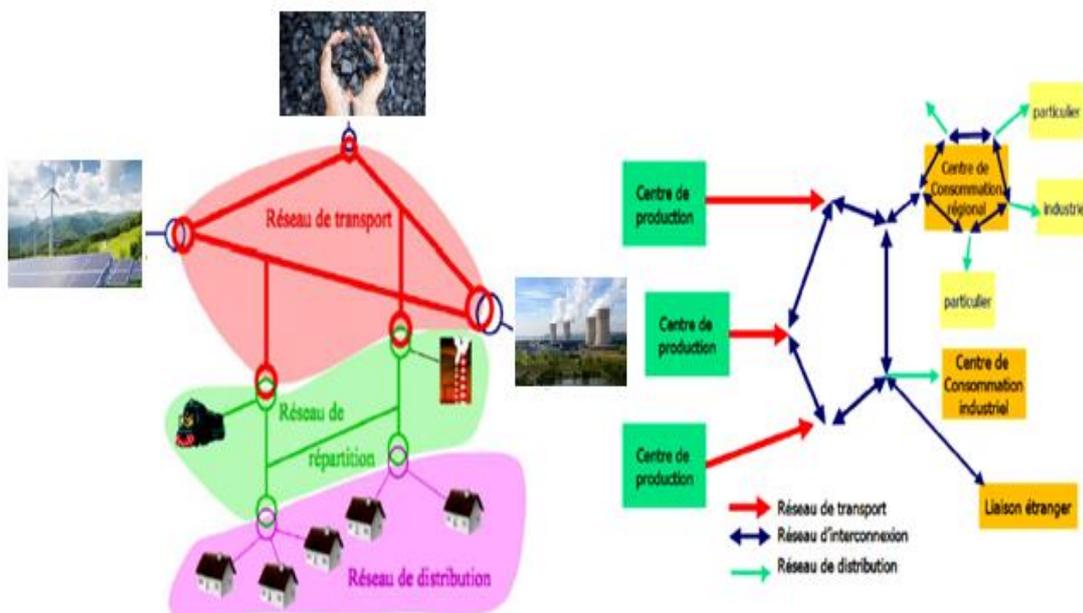


Figure (I.1) : Hiérarchisation et composition du système électrique

Cependant, cette topologie traditionnelle présente effectivement certains problèmes et défis dans le réseau énergétique actuel. En voici quelques exemples, présentés dans le tableau suivant [2] :

Tableau (I.1) : Des problèmes et défis dans le réseau énergétique traditionnel.

Fiabilité	Les réseaux traditionnels peuvent être sujets à des pannes et des interruptions de service, ce qui peut entraîner une indisponibilité de l'électricité pendant une certaine période de temps.
------------------	---

Manque de flexibilité	Les réseaux existants sont souvent conçus pour une distribution centralisée de l'électricité, ce qui peut limiter la flexibilité pour répondre aux besoins changeants des consommateurs, tels que l'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelable.
Coût élevé	La construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux traditionnels peuvent être coûteuses, en particulier lorsqu'il s'agit d'étendre les infrastructures pour atteindre des zones éloignées ou peu peuplées.
Perte d'énergie	Les réseaux traditionnels peuvent rencontrer des pertes d'énergie lors du transport de l'électricité sur de longues distances, ce qui réduit l'efficacité globale du système.
Vulnérabilité aux incidents	Ils peuvent être vulnérables aux incidents tels que les pannes de grande ampleur, les catastrophes naturelles ou les cybers attaques, ce qui peut entraîner une perturbation du service et une perte d'électricité.
Impact environnemental	Les réseaux conventionnels reposent souvent sur des sources d'énergie non renouvelables, telles que les combustibles fossiles, ce qui peut contribuer aux émissions de gaz à effet de serre et à d'autres problèmes environnementaux.
Intégration des énergies renouvelables	L'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne, pose des défis pour le réseau traditionnel. Ces sources d'énergie sont souvent décentralisées et intermittentes, nécessitant de nouvelles stratégies de gestion et de distribution.

Donc, on conclut que le modèle énergétique centralisé présente plusieurs inconvénients qui ont incité de nombreuses régions à passer à un système décentralisé. Dans un système centralisé, la production d'électricité est souvent générée à partir de quelques grandes centrales, nécessitant un transport sur de longues distances pour atteindre les zones de consommation. Cela entraîne des pertes d'énergie significatives pendant le transport. De plus, la centralisation rend le réseau plus vulnérable aux pannes, car une défaillance dans une centrale peut affecter de vastes zones. En outre, les technologies énergétiques décentralisées, telles que les énergies renouvelables distribuées, les micro-réseaux et la gestion intelligente de l'énergie, permettent une plus grande flexibilité, résilience et adaptabilité aux besoins locaux.

En optant pour un réseau décentralisé, les sociétés cherchent à améliorer l'efficacité énergétique, à intégrer des sources d'énergie renouvelable de manière plus étendue, à réduire les émissions de carbone et à créer des systèmes plus robustes et réactifs face aux changements dans la demande énergétique et aux défis environnementaux[4].

I.3. Système électrique décentralisé

De nos jours, la génération d'énergie distribuée connaît une croissance très rapide et révèle une complexité croissante pour les gestionnaires de réseaux. En effet, il existe de nombreux sites de production, mais aussi des sites de pro sommateurs, c'est-à-dire des sites à la fois producteurs et consommateurs basés sur la génération distribuée, comme illustré dans la Figure (I.2)[5].

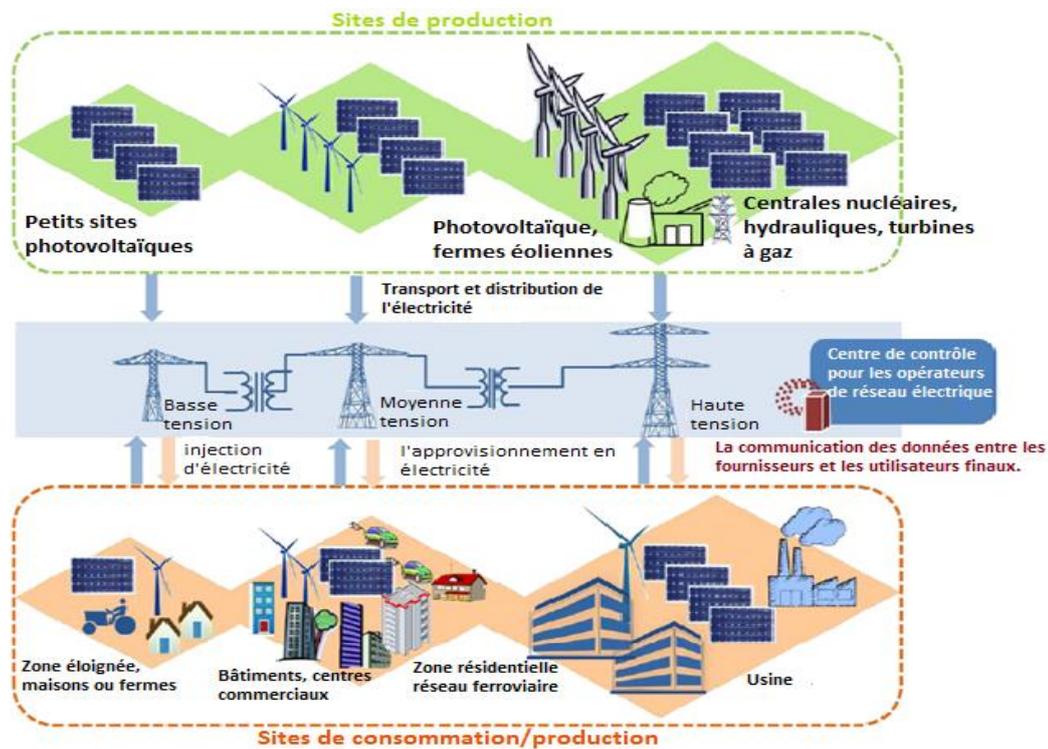


Figure (I.2) : Génération d'électricité distribuée à travers un territoire

Cette génération distribuée nécessite une gestion du réseau et son utilisation doit être optimisée. La production d'énergie renouvelable est principalement une génération distribuée, et elle est également intermittente et arbitraire ; c'est pourquoi, face au réseau public, la génération d'énergie renouvelable conduit à de nouvelles méthodes d'équilibrage de la production et de la consommation, notamment pour une mise en œuvre à grande échelle.

Comme le montre la Figure (I.2), les sites de production sont connectés au réseau public par un flux d'énergie unidirectionnel, tandis que les sites de producteurs sont connectés au réseau public par un flux d'énergie bidirectionnel [5].

Par conséquent, la question est de savoir quelle est la meilleure régulation technique du réseau électrique pour intégrer les sources d'énergie renouvelable afin de s'adapter au réseau public en temps réel. Une régulation centralisée ? Une régulation locale ? Ou les deux ?

Pour tirer pleinement parti de la génération décentralisée, les exigences tant du réseau électrique que de l'utilisateur final doivent être prises en compte, et la communication est nécessaire. Ainsi, le concept de réseau intelligent émerge, qui peut être considéré comme un réseau électrique équipé de technologies de communication et d'information. Pour accroître le niveau d'intégration des sources d'énergie renouvelable et obtenir un réseau électrique robuste, le réseau intelligent pourrait résoudre les problèmes liés à la consommation de pointe, à l'énergie optimale et à la réponse à la demande.

I.4. Réseaux électriques intelligent « Smart grid »

Le terme de Smart Grid apparaît pour la première fois en 2005 dans un article d'**Amin et Wollenberg** « *Toward a smart grid: power delivery for the 21st century* » [6].

La notion de réseau intelligent, ou Smart Grid, fait référence au futur système électrique intelligent. Ce réseau vise à répondre aux deux grandes transformations actuelles et futures de la structure électrique.

La première transformation concerne l'évolution simultanée de la production des fournisseurs et de la consommation des clients, qui est liée à la déréglementation du marché de l'énergie. Avec un marché de l'énergie déréglementé offrant une diversité d'options, les consommateurs sont devenus plus exigeants. Cette évolution rend le secteur de l'énergie plus concurrentiel et oblige les acteurs du marché à revoir leur positionnement.

La seconde mutation est liée à l'émergence de la production d'énergie d'origine renouvelable.

En raison de leur architecture, ces systèmes de production se trouvent actuellement cantonnés à une production décentralisée et fluctuante, alors que le réseau électrique conventionnel s'appuyait historiquement sur une production centralisée et quasi continue [6].

De plus, il est désormais possible pour les particuliers de produire leur propre énergie renouvelable sur leur lieu de résidence. Avec l'aide du réseau intelligent, les consommateurs deviennent progressivement des acteurs de leur consommation et de leur production d'énergie.

L'objectif est donc de passer d'un système "simple et centralisé" à un système "complexe et décentralisé". Pour ce faire, le réseau intelligent est construit en combinant le réseau électrique existant, les nouvelles technologies de l'information et de la communication (TIC), ainsi que des solutions de gestion intelligente de l'électricité.

La figure (I.3) représente la topologie du réseau électrique intelligent.

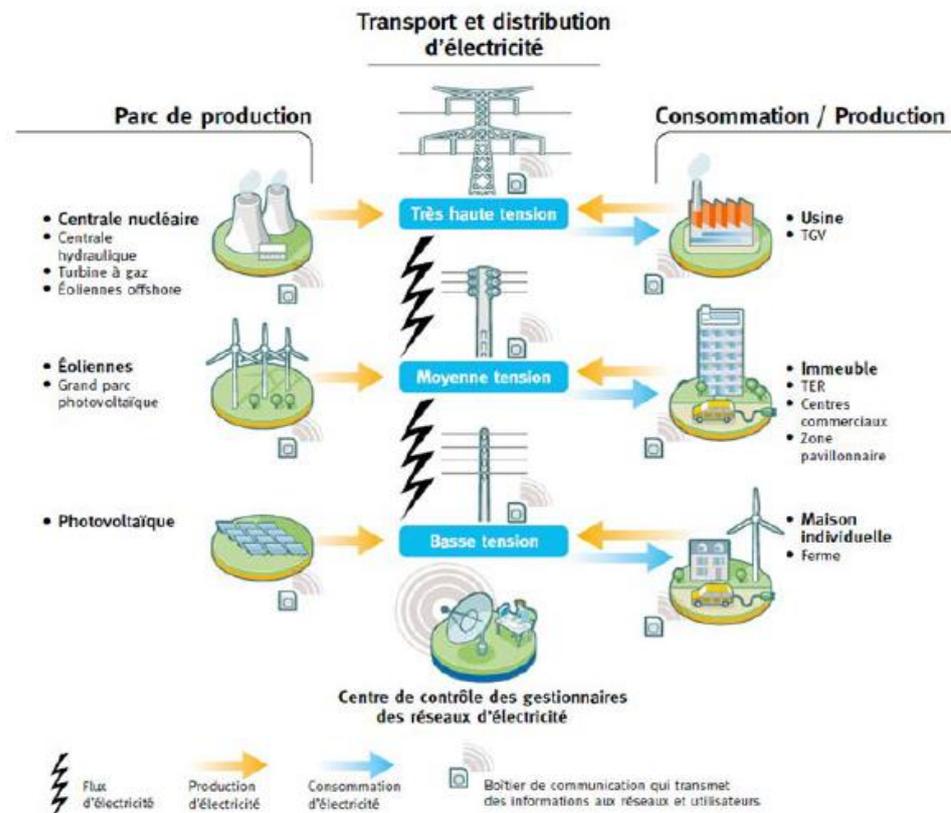


Figure (I.3) : Gestion bidirectionnelle de l'énergie

I.4.1 Décryptage des Bénéfices du Réseau Électrique Intelligent

Voici un tableau qui présente certains des avantages du réseau électrique intelligent

Tableau (I.2) : Principaux avantages du réseau électrique intelligent.

Les avantages	Description
Auto-réparation (Self-Healing)	Détection automatique du matériel potentiellement défectueux avant qu'il ne tombe en panne; et reconfiguration du système d'approvisionnement pour fournir tous les clients sans pénalité.
Flexibilité	Interconnexion rapide et sûre de la production distribuée et de stockage d'énergie en tout point à tout moment. La flexibilité inclut aussi la capacité du réseau à intégrer de nouvelles technologies[7].
Prédictibilité	Utilisation de statistiques, d'apprentissage machine, de modèles prédictifs et d'algorithmes adaptatifs (comme pour les prévisions météorologiques) pour anticiper les événements probables. Le système est reconfiguré avant que ces événements ne surviennent.
Interactivité	L'information doit être fournie en temps réel et de manière transparente concernant l'état du système. Le système de communication doit permettre des échanges en temps réel entre les acteurs du réseau, afin de répondre aux différentes méthodes de résolution.
Optimalité	Les opérateurs du réseau et les clients coopèrent pour permettre à tous les participants du système énergétique d'agir de manière plus efficace et économique. Les méthodes doivent garantir l'optimalité des résultats, qu'ils soient économiques ou énergétiques [8].
Sécurité	Les communications bidirectionnelles doivent être sécurisées et cryptées pour éviter toute manipulation externe des données. À l'échelle nationale, les dispositifs intelligents pour la surveillance, la mesure, et la gestion de l'énergie doivent être standardisés pour garantir l'interopérabilité [9].

I.4.2. Les Inconvénients Potentiels des Réseaux Électriques Intelligents

Bien que les réseaux électriques intelligents offrent des avantages significatifs, ils présentent également certains inconvénients. Le tableau ci-dessous résume les inconvénients potentiels des réseaux électriques intelligents :

Tableau (I.3) : Inconvénients potentiels des réseaux électriques intelligents.

Inconvénients	Description
Coût initial élevé	Les réseaux intelligents nécessitent des investissements importants dans les infrastructures de communication, de capteurs, et de systèmes de gestion.
Problèmes de sécurité	L'utilisation de technologies numériques et de l'Internet peut exposer le réseau à des cyber attaques et des problèmes de confidentialité des données.
Complexité accrue	La gestion et l'exploitation des réseaux intelligents sont plus complexes en raison de la coordination des nombreux éléments décentralisés.
Dépendance aux technologies de communication	Le bon fonctionnement des réseaux intelligents dépend fortement de systèmes de communication stables et fiables, ce qui peut poser problème en cas de panne.
Obsolescence technologique	Les technologies évoluent rapidement, ce qui peut rendre certaines infrastructures obsolètes en peu de temps, nécessitant des mises à niveau fréquentes.
Répartition des coûts	Les coûts d'installation et d'entretien peuvent être répercutés sur les consommateurs finaux, augmentant potentiellement les tarifs d'électricité.
Résistance au changement	Les parties prenantes, comme les opérateurs et les consommateurs, peuvent être réticentes à adopter ces nouvelles technologies en raison de l'inconnu.
Problèmes de compatibilité	L'intégration des technologies existantes avec les nouvelles infrastructures des réseaux intelligents peut être difficile, entraînant des problèmes d'interopérabilité.

I.5. Micro-réseau

Afin de réduire les pertes et la demande d'énergie de pointe, et également d'assumer des services auxiliaires (réglementations techniques du réseau électrique) grâce à la communication de données, le réseau intelligent conduit au concept de micro-grids, notamment pour les sites de pro sommateurs.

Un micro-réseau est défini comme un ensemble de sources d'énergie renouvelable et traditionnelle, de stockage et de connexion au réseau public, ainsi que de charges contrôlables (infrastructures urbaines, bâtiments, véhicules électriques, etc.). Un contrôleur est utilisé pour interagir avec le réseau intelligent ; il assure le contrôle de la tension, l'équilibrage de la puissance, le partage ou la réduction des charges, et prend en compte les contraintes du réseau public fournies par la communication du réseau intelligent. La figure (I.4) représente la topologie du micro-réseau.

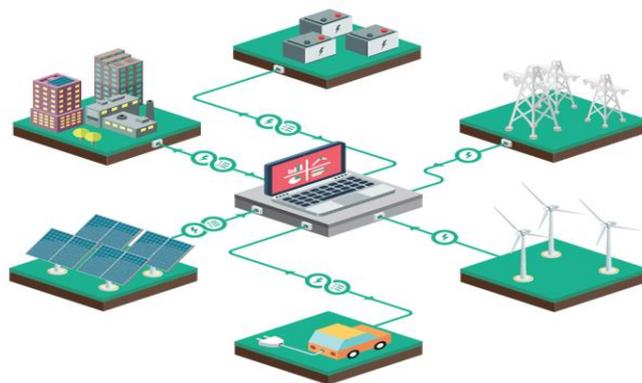


Figure (I.4) :Représente la topologie du micro-réseau[10].

Un des avantages clés d'un micro-réseau est sa capacité à fonctionner de manière indépendante en cas de coupure du réseau principal, ce qui en fait une solution adaptée aux zones éloignées, aux sites isolés ou aux situations d'urgence. De plus, les micro-réseaux peuvent intégrer des technologies de gestion intelligente pour optimiser la distribution de l'énergie, gérer la demande et faciliter l'intégration des énergies renouvelables.

L'installation d'un micro-grid permet d'optimiser la facture énergétique de l'entreprise, de consommer plus intelligemment et surtout de consommer selon les besoins, de stocker et piloter l'énergie du bâtiment en temps réel.

L'entreprise a de plus une visibilité à long terme sur le coût de l'électricité concernant la part de l'énergie produite : l'exposition au risque d'augmentation du prix de l'électricité achetée est réduite [10]. La représentation de la topologie du réseau intelligent, présentée dans la Figure(I.5), illustre notre vision du concept de réseau intelligent et le rôle des micro-réseaux [11].

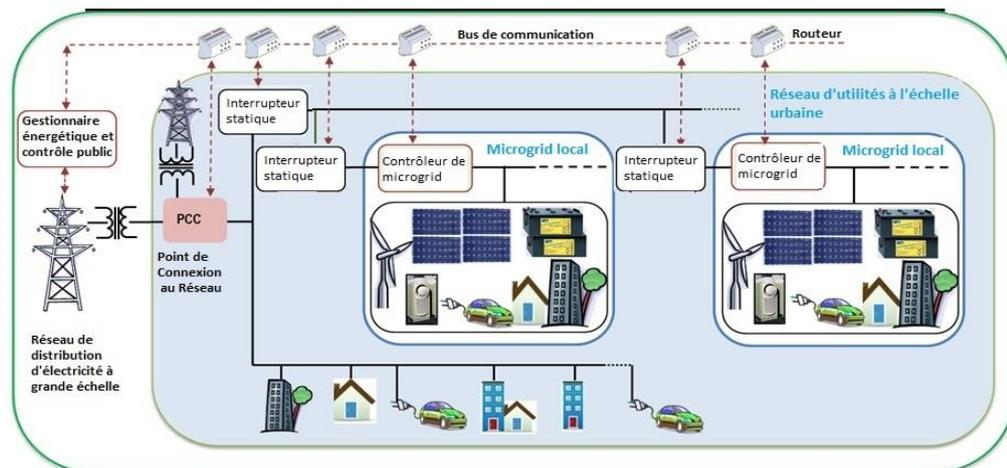


Figure (I.5) : L'interface principale de la gestion d'énergie

Le micro-réseau peut être intégré à l'infrastructure du présumer et connecté au réseau principal par un contrôleur adapté. Il existe plusieurs micro-réseaux et parties du réseau électrique traditionnel, tous connectés au réseau via le point de couplage commun. On suppose que des commutateurs intelligents permettent la connexion et l'îlotage des micro-réseaux. Un réseau de communication est ajouté, par exemple, un bus de communication, dont les routeurs sont dédiés à diriger des messages suivant les priorités de gestion de l'énergie ou des besoins spéciaux. De plus, toutes les interfaces de contrôle génèrent et reçoivent des messages. Le micro-réseau est connecté au réseau intelligent au moyen d'un contrôleur qui doit assurer l'interface entre le réseau électrique principal et les charges, par exemple, les infrastructures urbaines, les bâtiments, les véhicules électriques, dans le but d'une gestion optimale de l'énergie. La Figure (I.6) illustre le principe de l'interface de gestion de l'énergie basée sur les principales données qui doivent être échangées entre le micro-réseau et le réseau public.



Figure (I.6): Principe d'interface pour la gestion de l'alimentation

Ainsi, le contrôleur du micro-réseau doit prendre en compte des informations sur la disponibilité du réseau public et les tarifs dynamiques, informer le réseau intelligent sur les intentions d'injection et la demande d'énergie, répondre à la demande de l'utilisateur final en tenant compte de toutes les contraintes physiques et techniques, et fonctionner avec le coût énergétique le plus avantageux tant pour le réseau public que pour l'utilisateur final. Pour atteindre ces objectifs, ainsi que d'autres actions décrites dans la Figure (I.6) (prévisions, comptage intelligent, surveillance...), une interface spécifique associée au micro-réseau urbain [4] a été conçue, comme proposé dans la Figure (I.7) .

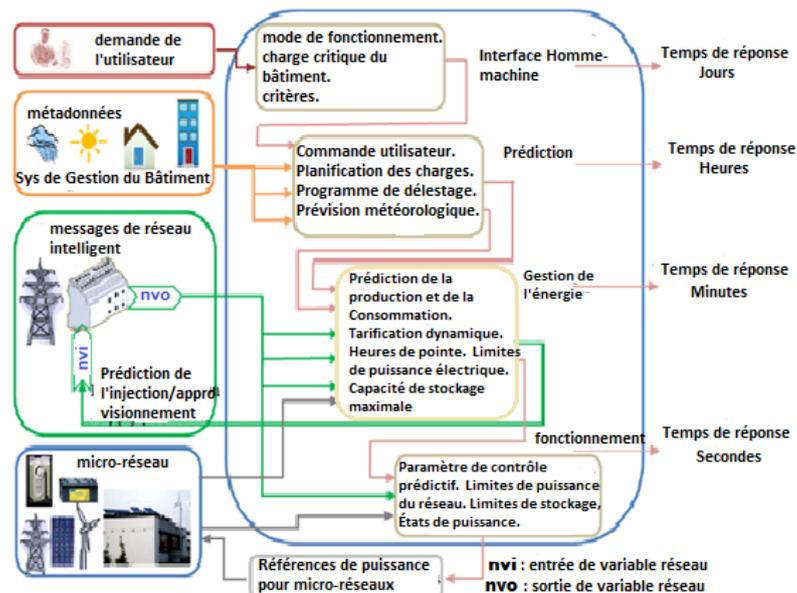


Figure (I.7) : Contrôleur de micro-réseau

Le contrôleur de micro-réseau développé, présenté dans la Figure (I.7), adopte une conception à plusieurs couches et à plusieurs échelles, capable de fournir de la flexibilité grâce à des algorithmes nécessaires [12].

I.5.1. Exploration des défis et enjeux de la recherche sur les micro-réseaux

La recherche sur les micro-réseaux fait face à plusieurs défis et problématiques. Certains d'entre eux sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau (I.4) : Problématiques clés dans l'intégration des micro-réseaux.

Problématiques	Description
Intégration des sources d'énergie renouvelable	Les micro-réseaux sont conçus pour intégrer des sources d'énergie renouvelable, telles que l'énergie solaire et éolienne. Cependant, l'intermittence de ces sources d'énergie pose des défis en termes de gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande, ainsi que la gestion des fluctuations de la production.
Gestion de la charge	La gestion efficace de la charge dans un micro-réseau est essentielle pour maintenir l'équilibre entre la production et la demande d'électricité. Cela nécessite des stratégies de gestion de la charge adaptées et des technologies de stockage d'énergie pour répondre aux fluctuations de la demande.
Contrôle et gestion intelligents	Les micro-réseaux nécessitent des systèmes de contrôle et de gestion avancés pour optimiser l'exploitation du réseau, minimiser les pertes d'énergie, réduire les coûts et assurer une fiabilité accrue. Cela comprend la mise en place de systèmes de gestion de l'énergie intelligents et de mécanismes de coordination des différents éléments du micro-réseau.
Coût et rentabilité	Les micro-réseaux peuvent être coûteux à mettre en place, en particulier dans les zones rurales ou isolées. La recherche se concentre sur le développement de solutions économiquement viables et rentables pour faciliter l'adoption des micro-réseaux à plus grande échelle.

Interopérabilité et standardisation	L'interopérabilité entre les différents composants du micro-réseau, ainsi que la standardisation des protocoles de communication et des interfaces, sont des enjeux importants. Cela permet d'assurer une intégration harmonieuse des différents éléments du micro-réseau et de faciliter la maintenance et l'expansion du système.
Cadre réglementaire et politique	Les micro-réseaux sont influencés par le cadre réglementaire et politique en vigueur. La recherche porte sur le développement de politiques et de réglementations favorables à l'adoption des micro-réseaux, ainsi que sur la mise en place de mécanismes d'incitation pour encourager leur déploiement.

Ces problèmes sont au cœur des recherches en matière de micro-réseaux, visant à développer des solutions innovantes pour surmonter ces défis et maximiser les avantages des micro-réseaux en termes d'efficacité énergétique, de durabilité et de résilience.

Stratégie de contrôle de micro-réseau qui optimise l'énergie localement en fonction de la demande des utilisateurs finaux, basée sur des informations locales, et peut participer à l'interaction globale avec le réseau intelligent grâce à la communication.

I.6. État des lieux des projets de smart grids

I.6.1. A l'échelle internationale

Actuellement, de nombreux pays sont confrontés au redoutable problème du financement du réseau intelligent (smart grid) et des micro-réseaux, depuis les projets de recherche jusqu'à la mise en place d'installations expérimentales pouvant devenir des sites de démonstration et de pilote.

Plus spécifiquement pour les projets de micro-réseaux, trois pays se démarquent : les États-Unis, le Japon et la Corée du Sud. Au niveau européen, les pays les plus avancés sont le Danemark, l'Allemagne, la Grèce et l'Espagne.

En France, plusieurs projets ont été lancés au cours des trois dernières années, à la fois dans le cadre de travaux de recherche et de sites de démonstration (par exemple, Nice grid, Issy Grid, Power Grid Campus, etc.)[5].

Il existe aussi des projets de micro-réseaux dans plusieurs pays arabes. Les pays de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord reconnaissent l'importance de la transition vers des systèmes énergétiques durables et envisagent des solutions basées sur les micro-réseaux pour répondre aux besoins énergétiques locaux[13].

Par exemple, aux Émirats arabes unis, le Masdar City Micro-grid est un projet emblématique visant à développer une communauté durable alimentée par des sources d'énergie renouvelable et un réseau électrique intelligent. Il intègre des panneaux solaires, des systèmes de stockage d'énergie et une gestion intelligente de l'énergie. La Figure (I.8) représente quelques photos du projet [14].



Figure (I.8) : Des photos réelles de Masdar City [14].

En Arabie saoudite, le pays s'engage également dans des initiatives de micro-réseaux. Par exemple, NEOM, un projet de ville futuriste, prévoit d'intégrer des micro-réseaux pour fournir de l'électricité aux bâtiments et aux infrastructures [27].

Dans d'autres pays arabes tels que le Maroc, l'Égypte et la Jordanie, il existe également des initiatives et des projets pilotes de micro-réseaux visant à fournir une énergie propre et fiable aux communautés locales, en particulier dans les zones rurales éloignées ou non connectées au réseau principal.

I.6.2. En Algérie

En Algérie, il existe également des initiatives et des projets liés aux micro-réseaux. Le gouvernement Algérien a reconnu l'importance des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique pour assurer une transition énergétique durable [15].

L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (APRUE) en Algérie a lancé plusieurs projets pilotes de micro-réseaux dans des régions éloignées ou isolées. Ces projets visent à fournir de l'électricité aux communautés locales en utilisant des sources d'énergie renouvelable telles que le solaire et l'éolien, combinées à des solutions de stockage d'énergie [28].

Un exemple notable est le projet pilote de micro-réseau hybride solaire-éolien à Djanet, dans le sud de l'Algérie. Ce projet fournit une source d'électricité propre et fiable à la population locale, réduisant ainsi leur dépendance aux générateurs diesel et améliorant l'accès à l'électricité dans la région[16].

De plus, l'Algérie a également mis en place des politiques et des incitations pour encourager le développement des énergies renouvelables et des micro-réseaux. Par exemple, la loi Algérienne sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique offre des avantages fiscaux et des tarifs de rachat garantis pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable[17].

Ces initiatives en Algérie témoignent de l'engagement du pays à diversifier son mix énergétique, à promouvoir les énergies renouvelables et à améliorer l'accès à l'électricité dans les régions éloignées. Les micro-réseaux jouent un rôle essentiel dans cette transition en offrant des solutions énergétiques décentralisées et durables.

I.7. Définition du système énergétique

L'analyse des systèmes énergétiques, de la production à l'utilisation de l'énergie, est essentielle pour évaluer les impacts environnementaux, économiques et sociaux de notre politique énergétique [1][2]. Comme présenté dans la figure (I.9), l'énergie peut être classée dans les quatre catégories suivantes :

I.7.1.L'énergie primaire (EP)

Concerne l'énergie disponible dans la nature, qui n'a pas été transformée par l'homme (par exemple, les combustibles fossiles, la biomasse, le rayonnement solaire, etc.). En général, l'EP n'est pas pratique pour le transport et l'utilisation directe.

I.7.2. L'énergie secondaire (ES)

Est le résultat de la transformation de l'EP (par exemple, l'électricité, l'essence, etc.). Cette énergie est souvent appelée vecteur énergétique car elle permet d'utiliser l'énergie où et quand l'utilisateur le souhaite.

I.7.3. L'énergie finale (EF)

Est l'énergie livrée à l'utilisateur final qui est directement consommée (par exemple, l'électricité à la maison, l'essence à la station-service). Cette énergie est échangée à travers des transactions monétaires formelles sur lesquelles des taxes sont prélevées.

I.7.4. L'énergie utile (EU)

Reflète l'énergie effective qui est transformée pour fournir des services. Elle permet de prendre en compte l'efficacité de l'appareil final (par exemple, l'éclairage est assuré par une ampoule qui ne convertit qu'environ 10 % de l'énergie finale en lumière)[18].

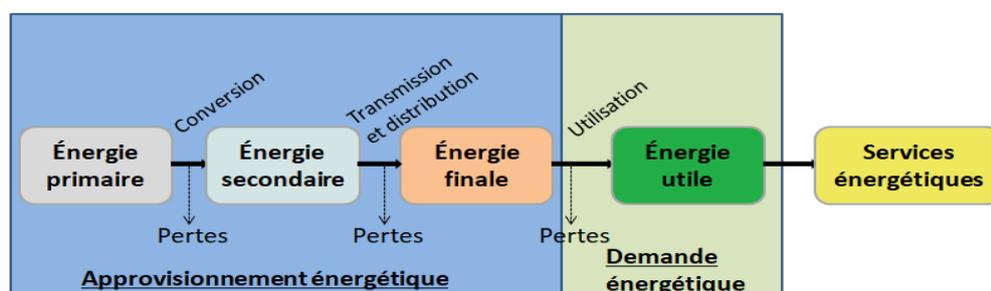


Figure (I.9) : Le système énergétique de la production primaire aux services énergétiques.

I.8. Système énergétique électrique

L'énergie électrique peut être divisée en deux types : l'énergie active et l'énergie réactive. L'énergie active est l'énergie qui est transformée intégralement en chaleur, en lumière ou en force motrice. Elle est mesurée en kilowattheure (kWh) et est utilisée directement pour produire de la lumière, de la chaleur ou pour alimenter un moteur électrique. C'est la puissance "réelle" consommée par une charge [19]. L'énergie réactive, qui oscille en va-et-vient entre la source et la charge et elle est utilisée de manière indirecte via des usages magnétiques ou capacitifs, qui ne sont pas évaluables directement. Elle ne réalise aucun travail, mais elle est nécessaire pour le fonctionnement d'équipements tels que les transformateurs, les moteurs asynchrones ordinaires, les fours à induction et à arc, les machines à souder, les lampes à ballast magnétique à fluorescence ou à décharge.

Elle est mesurée en kilo voltampère-réactif-heure (kVARh) et est utilisée pour magnétiser les parties magnétiques des équipements électriques. Les deux types d'énergie sont nécessaires pour le fonctionnement des équipements électriques [20].

La relation entre la puissance active et la puissance réactive est significative dans les systèmes électriques. Par exemple, dans les systèmes de distribution avec une forte pénétration de ressources énergétiques distribuées, la coordination de la puissance active et réactive est essentielle pour assurer la stabilité et l'efficacité du système. Diverses stratégies de contrôle et méthodes d'optimisation ont été proposées pour coordonner la génération et la consommation de puissance active et réactive dans différents systèmes électriques, tels que les éoliennes, les systèmes photovoltaïques et les micro-réseaux[21].

Dans le cadre de notre thèse, nous avons concentré nos efforts de recherche sur la puissance réactive, un élément central du domaine de l'énergie électrique. L'essence même de notre travail réside dans l'exploration des diverses méthodes de production, de gestion et de compensation de la puissance réactive au sein des systèmes électriques. À la différence de la puissance active, dont la centralisation de la production et de la distribution a prouvé son efficacité économique, la puissance réactive présente des caractéristiques qui nécessitent une approche plus locale. Notre analyse approfondie se penche sur les générateurs d'énergie réactive autonomes, notamment les condensateurs et les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

I.9. La puissance réactive

La puissance réactive, mesurée en voltampères réactifs (VAR), est une composante de la puissance électrique qui n'effectue pas de travail utile, mais qui est nécessaire au fonctionnement des équipements électriques [48]. Elle provient du décalage entre la tension et le courant dans un circuit, ce qui se produit lors de la charge et de la décharge des équipements électriques tels que les moteurs, les transformateurs et les condensateurs. Ces éléments introduisent de la puissance réactive dans le réseau électrique, ce qui peut affecter la qualité de l'électricité fournie aux consommateurs et causer des pertes d'énergie dans les lignes de transmission et les transformateurs [22].

La figure (I.10) illustre le diagramme vectoriel des puissances, un outil graphique essentiel pour dépeindre les relations entre la puissance active (P), la puissance réactive (Q) et la puissance apparente (S) au sein d'un système électrique.

Souvent utilisé de concert avec le triangle de puissance, ce diagramme permet de visualiser de manière claire les composantes vectorielles de ces puissances. La direction des vecteurs dans le diagramme reflète la relation de phase entre les différentes puissances, tandis que les angles formés entre ces vecteurs représentent le facteur de puissance. Le facteur de puissance est défini comme le rapport de la puissance active à la puissance apparente, et il est crucial pour comprendre l'efficacité énergétique d'un système électrique[23].

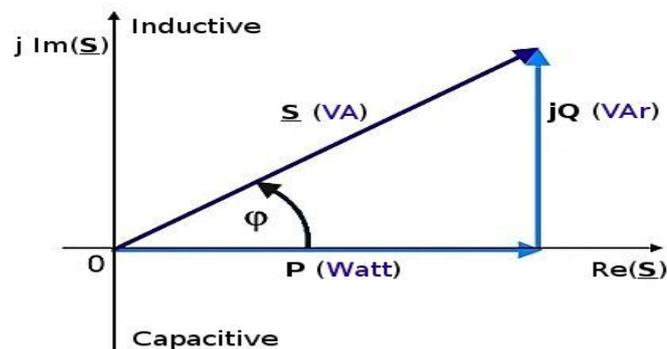


Figure (I.10) : Diagramme vectoriel des puissances.

I.9.1. Pourquoi compenser l'énergie réactive

De nombreux récepteurs consomment de l'énergie réactive pour créer les champs électromagnétiques (moteurs, transformateurs, ballasts de tubes fluorescents, etc.)[44].

Compenser cette énergie signifie fournir cette puissance réactive localement, souvent par l'installation de batteries de condensateurs. Les avantages sont multiples : cela permet des économies sur le dimensionnement des équipements électriques, car la puissance appelée diminue [45], il y a une augmentation de la puissance active disponible au secondaire des transformateurs, une diminution des chutes de tension et des pertes en lignes, et une réduction de la facture d'électricité en supprimant la consommation excessive d'énergie réactive [46].

La compensation améliore la qualité de l'énergie en régulant la tension, réduit les pertes par effet Joule, et optimise la capacité des réseaux en libérant de la capacité dans les lignes de transmission.

En stabilisant le réseau, elle prévient les effondrements de tension et augmente la fiabilité du système électrique.

L'intégration de dispositifs de compensation comme les condensateurs, bobines d'inductance et systèmes FACTS permet de répondre aux exigences modernes tout en assurant un service plus fiable et efficace.

La circulation de l'énergie réactive a des incidences techniques et économiques importantes. En effet, pour une même puissance active P , la figure suivante montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente, et donc de courant, que la puissance réactive est importante [47].

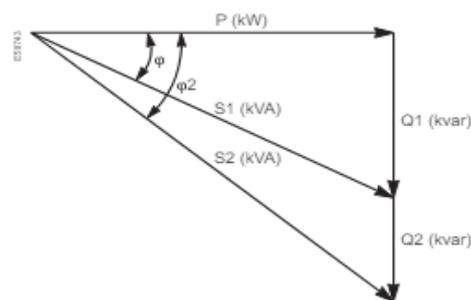


Figure (I.11):Influence de la puissance réactive

$$Q_c = Q_1 - Q_2 \quad (I.1)$$

$$Q_c = P (Tg\delta_1 - Tg\delta_2) \quad (I.2)$$

P = Puissance active

Q = Puissance réactive sans compensation d'énergie réactive

S_1 = Puissance apparente avant compensation d'énergie réactive

δ_1 = Déphasage sans compensation.

Q_2 = Puissance réactive avec compensation d'énergie réactive.

S_2 = Puissance apparente après compensation d'énergie réactive.

δ_2 = Déphasage avec compensation [49].

I.10. Transit de puissance par une ligne électrique

Le transit de puissance dans une ligne électrique fait référence au déplacement de l'énergie électrique à travers la ligne. Il dépend de facteurs tels que la tension, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne. Ce concept est crucial pour comprendre le comportement des réseaux électriques et pour optimiser le transport de l'électricité tout en minimisant les pertes[24].

En examinant la figure (I.12.a), illustrant une ligne électrique fournissant de l'énergie à une charge $(P + jQ)$, et en supposant que la résistance de la ligne soit très basse alors on aura $Z_l = jX_l$.

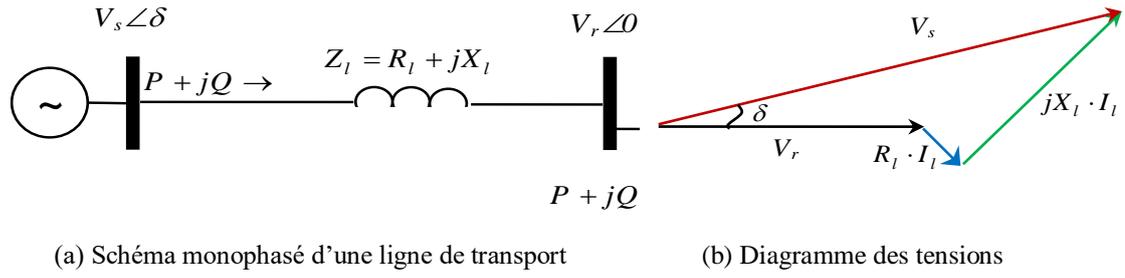


Figure (I.12): Ligne électrique alimente une charge.

En prenant la tension aux bornes de la charge comme référence de phase, comme représenté dans la figure (I.12.b), et en négligeant la résistance R_1 , le courant sera en phase avec la tension. Les équations suivantes donneront la puissance requise par la charge.

$$S_r = P + jQ = V_r I_r^* \quad (I.3)$$

Avec :

$$I_r = \frac{V_s - V_r}{Z_l} \quad (I.4)$$

$$p = \frac{V_r V_s}{X_l} \sin(\delta) \quad (I.5)$$

$$Q = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X_s} \quad (I.6)$$

La relation entre la tension au jeu de barre de charge et le courant de charge I est décrite par la droite de la figure (I.13) appelée ligne de charge du système qui est définie par l'équation d'une droite qui passe par V_s et de pente $-Z_s$ [25] :

$$V_s - V_r = Z_s I \Rightarrow V_r = -Z_s I + V_s \quad (I.7)$$

S_r : Puissance apparente

P : Puissance active

Q : Puissance réactive

V_r : Tension à l'extrémité réceptrice

I_r : Le courant traversant la ligne et arrivant à l'extrémité réceptrice.

V_s : Tension à l'extrémité source

Z_l : Impédance de la ligne

X_l : Réactance de la ligne

X_s : Réactance de la source.

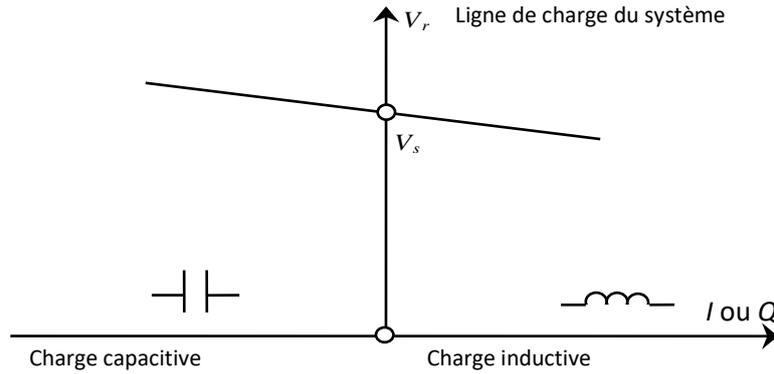
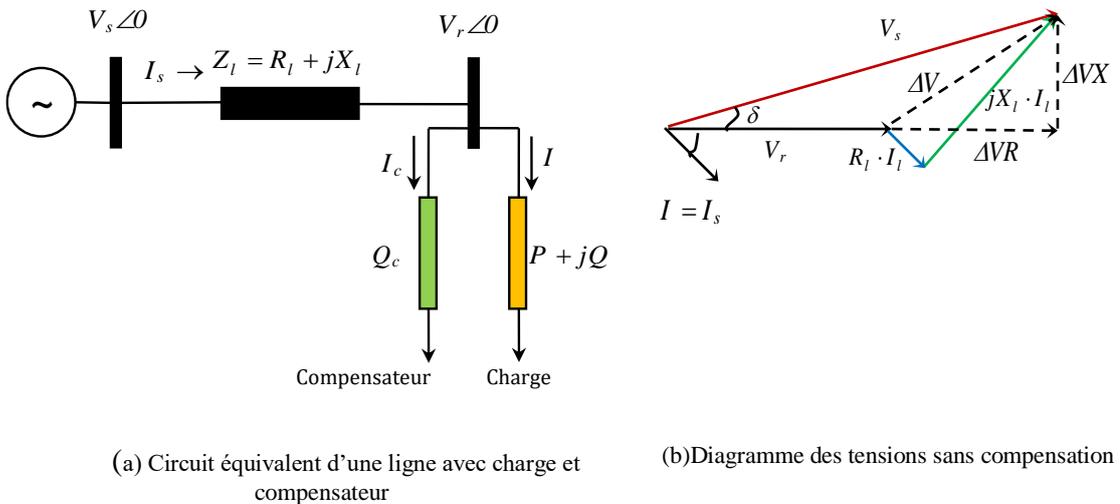


Figure (I.13): Ligne de charge d'un système.

I.11. Chute de tension et la compensation réactive

En considérant la ligne électrique de la figure (I.14. a) sans tenir en compte le compensateur, la représentation du diagramme des tensions est donnée sur la figure (I.13.b). Lorsque la charge appelle un courant I à partir de la source V_s , la tension V_r chute au-dessous de la valeur V_s .



(a) Circuit équivalent d'une ligne avec charge et compensateur

(b) Diagramme des tensions sans compensation

Figure (I.14) : Ligne électrique avec compensateur.

La chute de tension ΔV à partir du schéma équivalent et du diagramme des tensions de la figure (I.14.b) est donnée par la formulation qui suit [49] :

$$V = V_s - V_r = Z_s I \quad (I.8)$$

Avec I le courant de charge, il est donné en fonction des puissances P et Q de la charge par l'équation :

$$I = \frac{P - jQ}{V_r} \quad (I.9)$$

En tenant la tension V_r comme référence des phases donc $\overline{V_r} = V_r + j0$, on peut écrire alors :

$$\Delta V = (R_l + jX_l) \left(\frac{P-jQ}{V_r} \right) = \frac{R_l P + X_l Q}{V_r} + j \frac{X_l P - R_l Q}{V_r} = \Delta V_R + j \Delta V_X \quad (\text{I.10})$$

La chute de tension possède donc deux composantes ΔV_R en phase avec la tension V_r et une composante ΔV_X en quadrature avec V_r . D'après l'équation (I.10) la chute ΔV dépend de la puissance active et réactive de la charge.

En connectant un compensateur de puissance réactive en parallèle avec la charge, il sera possible de maintenir la tension V_r égale en module à la tension V_s . La puissance réactive totale connectée au jeu de barre de charge sera remplacée par $Q_s = Q + Q_\delta$, où Q_δ est la puissance réactive injectée par le compensateur et qui sera ajustée pour faire tourner le vecteur ΔV jusqu'à ce que la tension V_r sera égale à la tension V_s comme montre la figure (I.15)[50]:

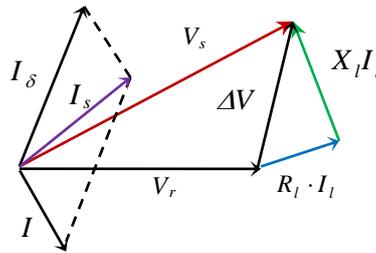


Figure (I.15): Diagramme des tensions pour une ligne compensée (tension constante).

I.12. Principe de la compensation

Le principe de la compensation de l'énergie réactive repose sur la manipulation contrôlée des composants capacitifs ou inductifs dans un système électrique pour neutraliser les effets des charges inductives ou capacitives présentes. En présence de charges inductives telles que les moteurs électriques ou les transformateurs, des bancs de condensateurs sont ajoutés.

Ils fournissent une réactance négative qui compense la réactance positive induite par ces charges, réduisant ainsi l'excès de puissance réactive dans le système et améliorant son facteur de puissance.

En revanche, pour les charges capacitives comme les condensateurs utilisés dans les équipements électroniques, des dispositifs inductifs peuvent être ajoutés pour fournir une réactance positive et compenser la réactance négative de ces charges.

En ajustant la quantité et l'emplacement stratégique de la compensation réactive, il est possible d'optimiser le facteur de puissance du système, réduisant ainsi les pertes d'énergie et améliorant son efficacité globale [51].

La Figure (I.16) représente un diagramme illustrant l'échange d'énergie dans un système électrique et démontrant l'intérêt de la compensation réactive.

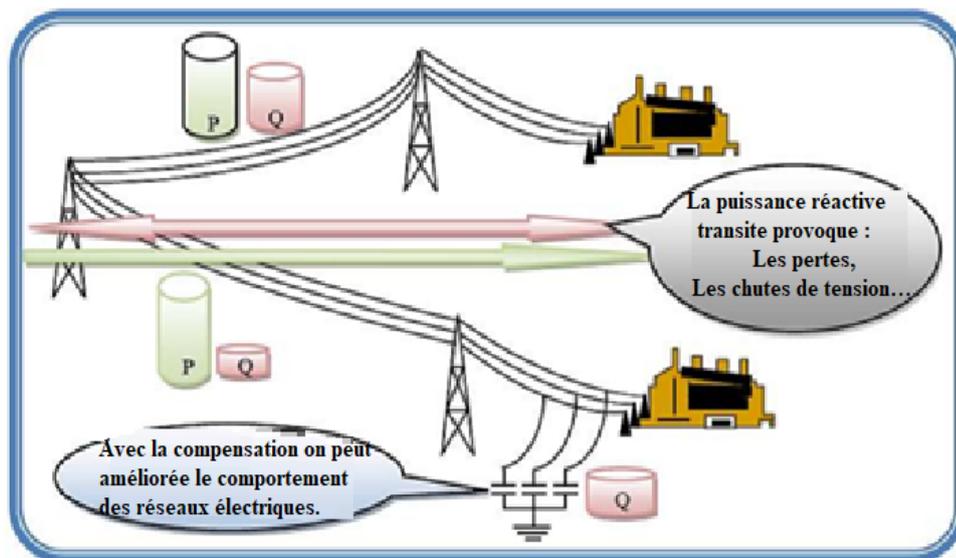


Figure (I.16) : Diagramme traduisant l'échange d'énergie et montrant l'intérêt de la compensation.

I.12.1. Principe de la compensation parallèle

Le principe de la compensation parallèle consiste à connecter des équipements de compensation, tels que des bancs de condensateurs, en parallèle avec les charges électriques du réseau. L'objectif est de fournir la puissance réactive nécessaire pour compenser les effets des charges inductives présentes dans le système, améliorant ainsi le facteur de puissance global [31].

Lorsque des charges inductives sont alimentées, elles consomment de l'énergie réactive, ce qui entraîne un déphasage entre la tension et le courant dans le système. Cela diminue le facteur de puissance et peut entraîner des pertes d'énergie supplémentaires dans les câbles et les équipements électriques [32].

En connectant les équipements de compensation en parallèle avec les charges, la puissance réactive fournie par les condensateurs compense la puissance réactive consommée par les charges inductives.

Cela permet de ramener le facteur de puissance à des niveaux plus élevés, réduisant les pertes d'énergie et améliorant l'efficacité globale du système électrique[44].

Le principe de la compensation parallèle est largement utilisé dans les réseaux électriques industriels et commerciaux pour optimiser l'utilisation de l'énergie électrique et maintenir des conditions de fonctionnement efficaces [33].

I.12.2.Compensation série

La compensation série est une méthode utilisée pour améliorer le facteur de puissance d'un système électrique en ajoutant des composants réactifs en série avec les charges inductives [34]. Contrairement à la compensation parallèle qui implique l'ajout de condensateurs en parallèle avec les charges, la compensation série implique l'ajout d'inducteurs en série avec les charges [31].

Lorsque les charges inductives sont alimentées, elles créent un déphasage entre la tension et le courant dans le système, ce qui entraîne une consommation d'énergie réactive. En ajoutant des inducteurs en série avec ces charges, la compensation série compense cette consommation d'énergie réactive, ce qui améliore le facteur de puissance global [35].

La compensation série est souvent utilisée dans les réseaux électriques à haute tension, notamment dans les lignes de transmission longues et à haute capacité, où les pertes d'énergie et les chutes de tension peuvent être significatives. En ajustant judicieusement les inducteurs en série, il est possible de réduire les pertes d'énergie, d'améliorer le rendement du système et de maintenir des conditions de fonctionnement optimales [32].

I.13. Types de compensation :

Pour répondre aux fluctuations périodiques causées par les variations quotidiennes des transits de puissance, ainsi qu'aux changements soudains dus à des incidents sur le réseau électrique, deux types de dispositifs de compensation d'énergie réactive sont couramment employés : les compensateurs traditionnels et les compensateurs avancés, également appelés systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) [35].

Les méthodes de compensation d'énergie réactive sont utilisées dans les systèmes électriques :

- Les condensateurs et les inductances fixes.
- Les compensateurs synchrones.
- Les transformateurs à prise variable en charge ou en décharge.
- Les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

La différence entre un compensateur réactif classique et statique réside principalement dans leur mode de fonctionnement [43]. Les compensateurs réactifs classiques, tels que les bancs de condensateurs et les inductances fixes, fournissent une compensation fixe et ne peuvent pas être ajustés dynamiquement en fonction des conditions de charge du système. En revanche, les compensateurs réactifs statiques, tels que les SVC et les STATCOM, sont des dispositifs électroniques avancés qui peuvent fournir une compensation dynamique et ajustable en temps réel pour répondre aux fluctuations de charge et améliorer les performances du réseau électrique[36].

I.13.1. Compensation de la puissance réactive à l'aide de condensateurs et inductance fixe

Les batteries de condensateurs, installées en dérivation, peuvent offrir une capacité de compensation atteignant plusieurs MVar, avec des paliers fractionnables typiquement entre 2 et 4 MVar, et pouvant aller jusqu'à 10 MVar dans certains cas. Elles sont largement utilisées pour améliorer le facteur de puissance, en particulier au niveau des charges inductives. Cependant, malgré leur efficacité, ces dispositifs présentent certains inconvénients, tels que [37]:

- La puissance réactive générée diminue lorsque la tension chute, alors qu'elle devrait idéalement augmenter ($Q = C\omega V^2$), ce qui peut compromettre leur efficacité en cas de baisse de tension.
- Les surtensions et surintensités observées au moment de leur mise en service, ce qui peut causer des contraintes sur le réseau et les équipements.

Pour pallier ces limitations, les batteries de condensateurs sont généralement divisées en plusieurs paliers ou "gradins", qui peuvent être activés ou désactivés selon les besoins.

Initialement, cette gestion était réalisée à l'aide de disjoncteurs, mais aujourd'hui, l'utilisation de thyristors permet un contrôle plus rapide et sans usure mécanique, tout en augmentant considérablement la réactivité du système. Ces thyristors sont associés à des relais variométriques qui ajustent la puissance réactive fournie en fonction des écarts par rapport aux consignes prédéfinies [38].

En plus de leur rôle traditionnel de compensation de puissance réactive, les batteries de condensateurs peuvent être installées en série avec les conducteurs des lignes électriques. Cela permet de réduire la réactance de ces lignes, contribuant ainsi à la diminution de l'angle de transport, ce qui a pour effet d'augmenter la quantité de puissance active transmise. Cette approche améliore également la stabilité du réseau en augmentant la limite de puissance transmissible [39].

Du côté des inductances, elles sont principalement utilisées pour absorber l'excès de puissance réactive généré par les longues lignes à haute ou très haute tension, notamment lorsque celles-ci sont sous faible charge. Souvent raccordées au circuit tertiaire des transformateurs, elles jouent un rôle crucial dans la régulation de la puissance réactive du réseau. Leur capacité de compensation peut varier considérablement, allant de 50 MVar (via un transformateur à trois enroulements) à des unités plus puissantes, pouvant atteindre 400 MVar, connectées directement aux lignes de transmission à très haute tension. Ces dispositifs permettent de limiter les surtensions et de mieux gérer les flux de puissance, garantissant ainsi un fonctionnement plus stable et fiable du réseau électrique [52].

I.13.2. Compensateur synchrone

Une machine synchrone est généralement classée parmi les sources de production de tension ou de consommation d'énergie réactive. Ce type de machine fonctionne comme un compensateur synchrone, spécialement conçu pour la production ou l'absorption de puissance réactive en ajustant ses niveaux d'excitation[41].

Fonctionnement : En conditions de surexcitation, la machine agit comme un condensateur en fournissant de la puissance réactive au réseau. En revanche, en sous-excitation, elle se comporte comme une inductance, en absorbant de la puissance réactive. Cette double fonctionnalité permet aux machines synchrones de gérer efficacement les besoins en puissance réactive du réseau électrique.

Limitations de la puissance réactive : Cependant, il est important de noter qu'en raison de l'éloignement électrique entre les unités de production et les points de consommation, ces machines ne compensent pas directement les charges locales.

Elles répondent plutôt aux exigences globales en puissance réactive du réseau. La quantité de puissance réactive fournie en surexcitation est limitée par le courant rotorique maximal, tandis que la capacité d'absorption en sous-excitation est contrainte par la stabilité de la machine synchrone. Ces limites opérationnelles peuvent également être influencées par des régulateurs de tension, garantissant que la machine fonctionne dans des paramètres sûrs [42].

Plage de capacité : Les valeurs typiques pour la fourniture de puissance réactive varient généralement entre 20 et 60 MVar, tandis que les capacités d'absorption se situent généralement entre 10 et 30 MVar. Les compensateurs synchrones sont habituellement raccordés au circuit tertiaire des transformateurs, leur permettant d'interagir efficacement avec le reste du système électrique.

Avantages : L'un des avantages majeurs des compensateurs synchrones par rapport aux composants passifs, tels que les condensateurs ou les inductances, est leur grande flexibilité sous des conditions de charge variées. Ils permettent un ajustement continu de la puissance réactive, ce qui les rend adaptés aux exigences dynamiques du réseau. Cette capacité d'adaptation est cruciale pour maintenir la stabilité du réseau, notamment lors de fluctuations de la demande.

I.13.3. Transformateurs avec prises réglages en charge

Les transformateurs à réglage en charge jouent un rôle essentiel dans l'ajustement des rapports de transformation en modifiant le nombre de spires de l'enroulement haute tension. Cette capacité d'ajustement est cruciale pour s'adapter aux variations des conditions de fonctionnement sans interrompre le courant ou court-circuiter les spires lors de la commutation.

Pour éviter les interruptions de courant lors du changement de prises, une solution consiste à insérer temporairement une inductance ou une résistance. Cela permet de gérer la transition en douceur, garantissant ainsi une continuité de service.

La plage de réglage est généralement comprise entre $\pm 15\%$, avec environ vingt prises, chaque échelon représentant un ajustement de 1 à 2%. Cela permet une grande flexibilité pour adapter la tension en fonction des besoins du réseau.

Lorsqu'un changement de prise est effectué par rapport à un réglage nominal, cela correspond à l'injection d'une tension supplémentaire au point d'insertion du transformateur. Cette injection modifie la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée, influençant ainsi le comportement global du réseau électrique [43].

I.13.3.1. Scénarios d'Utilisation

Fonctionnement Normal : Dans des conditions de fonctionnement normales, ces transformateurs assurent une régulation efficace de la tension, contribuant à la stabilité du réseau en ajustant la puissance réactive en fonction des fluctuations de la charge.

Contingences : En cas de contingences, telles que la perte d'une ligne, d'un transformateur ou d'un groupe de production, les transformateurs à réglage en charge peuvent réagir rapidement pour compenser la perte de puissance. Ils aident à maintenir l'équilibre du système en ajustant la répartition de la puissance réactive, minimisant ainsi les impacts négatifs sur la stabilité du réseau [40].

I.13.4. Systèmes FACTS

Le réglage de tension est réalisé de manière locale sur le réseau de distribution par des systèmes de gestion de puissance réactive capable de maintenir la tension dans les limites admissibles et de limiter les transits de puissance réactive depuis le réseau de transport. Les systèmes FACTS sont développés à cet effet, ces systèmes à base l'électronique de puissance utilisent les performances de contrôle offertes par l'utilisation de cette technologie [39].

Les moyens de compensation par compensateur statique : l'électronique de puissance a permis la réalisation de compensateurs statiques composés de capacités et d'inductances commandées.

Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) ainsi que le SVC (Static Var Compensator) sont des systèmes basés sur ce principe. Ces compensateurs fournissent ou consomment de l'énergie réactive grâce à une commande de thyristor adaptée comme un variateur de courant pour les inductances ainsi qu'un commutateur à thyristors pour contrôler les gradins du banc de condensateurs.

Les applications de ces systèmes sont diverses, ils servent notamment à améliorer le maintien de la tension, réduire les oscillations de puissance ou encore augmenter le transfert de puissance [41].

Les moyens de compensations utilisant un convertisseur : Ces systèmes comme le SVG (Static Var Generator) ou l'UPFC (Unified Power Flow Controller) utilisent des convertisseurs AC\DC ou DC\AC pour réaliser une source de tension commandable.

Le SVC met en œuvre un convertisseur DC\AC avec un élément de stockage, généralement une capacité sur le bus continu.

Cet onduleur est connecté en parallèle (connexion shunt) sur le réseau. La tension de ce dernier doit être en phase avec celle du réseau, ainsi, il va être possible de gérer via le courant, l'échange de puissance réactive entre le réseau et le bus continu du système. Ceci est réalisable en commandant l'onduleur pour que le système fonctionne soit comme un récepteur de puissance réactive soit comme un générateur [30].

I.14. Conclusion

Ce premier chapitre théorique a exploré les différentes configurations des réseaux électriques, en se concentrant sur les réseaux traditionnels, les smart grids et les micro grids, ainsi que sur l'origine de la puissance réactive et les dispositifs de compensation.

Les réseaux électriques traditionnels, centralisés et à communication unidirectionnelle, présentent des limitations en termes de fiabilité et d'intégration des énergies renouvelables. Pour remédier à ces défis, les smart grids ont été développés, intégrant des technologies de communication bidirectionnelle et des systèmes de gestion avancés pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la résilience du réseau.

Les micros-grids, quant à eux, offrent une solution flexible capable de fonctionner indépendamment ou en lien avec le réseau principal. Ils sont particulièrement adaptés aux régions éloignées et facilitent l'intégration locale des énergies renouvelables.

La gestion de la puissance réactive est essentielle pour maintenir la stabilité du réseau et la qualité de l'alimentation. Les dispositifs de compensation, tels que les condensateurs, les bobines d'inductance et les systèmes FACTS (comme le SVC et le STATCOM), jouent un rôle crucial dans la régulation de la tension et l'amélioration de la qualité de l'énergie.

En résumé, la transition vers les smart grids et les micros grids, couplée à une gestion efficace de la puissance réactive, ouvre la voie à des réseaux électriques plus durables, flexibles et résilients, capables de répondre aux défis énergétiques contemporains.

I.15. Référence

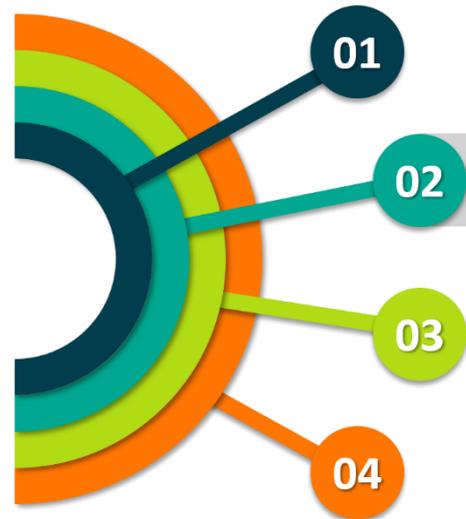
- [1] A. Bouallaga, "Gestion énergétique d'une infrastructure de charge intelligente de véhicules électriques dans un réseau de distribution intégrant des énergies renouvelables," Ph.D. dissertation, Laboratoire L2EP, EA2697, École Doctorale SPI 072, Univ. Lille Nord-de-France, Lille, France, 2015.
- [2] A. Merahi, "Analyse des réseaux de transport et de distribution", Polycopié de cours UEF - ELTF 214, Maître de conférences classe B, 2018/2019.
- [3] Fallilou Diop. "Analyses probabilistes pour l'étude des réseaux électriques de distribution". Université Paris Saclay (COMUE), 2018. Français. NNT : 2018SACLCO55.
- [4] Chaima Ghanjati. " Contrôle de puissance et optimisation des flux d'énergie au sein des systèmes multi-sources à énergies renouvelables". Energie électrique. Université de Poitiers; École nationale d'ingénieurs de Tunis (Tunisie), 2021. Français. NNT : 2021POIT2293
- [5] H. Al Ghossini, "Contributions to the study of control for small-scale wind turbine connected to electrical microgrid with and without sensor". Ph.D. dissertation, Laboratoire Avenues - GSU, Univ. de Technologie de Compiègne, 2016.
- [6] M. Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a smart grid," IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 3, no. 5, pp. 34-41, Sep./Oct. 2005.
- [7] M. Maamri, " The Use of Grey Wolf Optimizer (GWO) for Solving the Economic Dispatch Problems based on Renewable Energy in Algeria A case study of "Naama Site" ", *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, vol. 1, n° 6, p. 34-41, juin 2019, [doi: 10.15199/48.2019.06.07](https://doi.org/10.15199/48.2019.06.07).
- [8] B. Celik, "Coordination mechanisms for smart homes electric energy management through distributed resources scheduling with demand response programs," Ph.D. dissertation, Unité de Recherche : FEMTO-ST, Univ. Bourgogne Franche-Comté, 2017.
- [9] Guillaume Guérard. "Optimisation de la diffusion de l'énergie dans les smart-grids. Modélisation et simulation". Université de Versailles-Saint Quentin en Yvelines, 2014. Français. NNT : 2014VERS0049
- [10] "Tout savoir sur le microgrid (micro-réseau) ou Smartgrid", Green systèmes - pilotage énergétique des bâtiments. Consulté le: 13 juillet 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.greensystemes.com/actualites-du-monde-de-lenergie/tout-savoir-sur-le-microgrid/>
- [11] H. A. Ghossini, "Contributions to the study of control for small-scale wind turbine connected to electrical microgrid with and without sensor ". Thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne, Compiègne, France, 2016.

- [12] Manuela Sechilariu, Bao Chao Wang, Fabrice Locment, Antoine Jouglet. "DC microgrid power flow optimization by multi-layer supervision control". Design and experimental validation. Energy Conversion and Management, 2014, 82, pp.1-10. (10.1016/j.enconman.2014.03.010). (hal-01175798)
- [13] Nicolas Plain. "Micro-réseaux d'électricité 100% solaire et isolés en Afrique". Éléments de dimensionnement, coût de l'électricité, dépendance au climat régional et au profil de demande. Matériaux. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. Français. (NNT : 2020GRALU013). (tel-02928965)
- [14] UAE-Caribbean Renewable Energy Fund_EN.pdf. <https://masdar.ae/en/renewables/our-projects/micro-grid-connectec-pv-plant-in-tonga>
- [15] Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ), "Transition Énergétique en Algérie : Leçons, État des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables", Édition 2020, Premier Ministre, Alger, Algeria, 2020, ISSN 2716-8654.
- [16] B. D. Chafia et H. Hanane, " Etude technique et économique d'un projet d'hybridation d'un réseau électrique isolé du sud par l'intégration de 3 MW en Photovoltaïque (Projet de centrale hybride de Tin-Zaouatine) ", Mémoire de Master, Université Saad Dahlab - Blida 1, 2019/2020.
- [17] Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ), "Textes Législatifs et Réglementaires Relatifs Aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique", CEREFÉ, 2022.
- [18] J. Dolout, "Dimensionnement et gestion optimaux d'éléments de stockage pour le déploiement de sources renouvelables, réalisation d'un micro-réseau LVDC," Ph.D. dissertation, Univ. de Toulouse, Toulouse, France, 2017.
- [19] H. Gao, J. Liu and L. Wang, "Robust Coordinated Optimization of Active and Reactive Power in Active Distribution Systems", in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 4436-4447, Sept. 2018, [doi: 10.1109/TSG.2017.2657782](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2657782) .
- [20] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho and J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids, " in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 3, pp. 2427-2451, March 2017, [doi: 10.1109/TPEL.2016.2569597](https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2569597) . »
- [21] W. Liang, Y. Liu and J. Peng, "A Day and Night Operational Quasi-Z Source Multi level Grid-Tied PV Power System to Achieve Active and Reactive Power Control, " in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 36, no. 1, pp. 474-492, Jan. 2021, [doi: 10.1109/TPEL.2020.3000818](https://doi.org/10.1109/TPEL.2020.3000818)
- [22] «M. Merai, M. Naouar, I. S. Belkhouja, "Compensation des courants harmoniques et réactifs dans un réseau électrique", Réseaux électriques et applications, 2018. [doi:10.51257/a-v1-d4267](https://doi.org/10.51257/a-v1-d4267).

- [23] developpez.net, "Diagramme de Fresnel et triangle de puissance, Forum Developpez.net", 2016. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.developpez.net/forums/d1564433/envIRONNEMENTS-developpement/matlab/diagramme-fresnel-triangle-puissance/>
Consulté le : [7mai2024]
- [24] L. Alain, " Amélioration du transit de puissance par les facts et simulation sur Matlab/Simulink d'un réseau électrique", Diplôme de Professeur d'Enseignement Technique Deuxième Grade 2008, ENSET de Douala- DIPET 2.
- [25] K. Benyahia, "Contribution à l'étude des performances d'un système hybride (éolien photovoltaïque) relié au réseau électrique", Thèse de Doctorat, Université Dr. Tahar Moulay – Saida, Algérie, 2018.
- [26] Raju, N. Ravisekhar. "A decoupled converter topology for active compensation of power systems." Thèse. Université de Washington, 1996. Disponible en ligne :<http://hdl.handle.net/1773/5847>.
- [27] NEOM. Disponible sur:<https://www.neom.com/fr-fr>.
- [28] APRUE, Disponible sur:<https://aprue.org.dz/index.php/fr/>.
- [29] S. Hsu and J. Lickteig, "Current Source Rectifier with Reduced Components," Bachelor of Science in Electrical Engineering Senior Project Reports. Paper 1027, Santa Clara University, Santa Clara, CA, USA, 2019
- [30] Guillaume Rami, 'Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution'. Énergie électrique. Institut national polytechnique de Grenoble, 2006.
- [31] R. Rigo-Mariani, "Méthodes de conception intégrée 'dimensionnement-gestion' par optimisation d'un micro-réseau avec stockage," Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse - INPT, 2014. [En ligne]. Disponible : (NNT : 2014INPT0140).
- [32] M. Boyra, "Power-flow control and power-quality enhancement in interconnected distribution networks," Thèse de doctorat, École doctorale "Sciences et Technologies de l'Information, des Télécommunications et des Systèmes," Supélec, 2012. NNT : 2012SUPL0013.
- [33] H. Kanchev, "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain," Thèse de doctorat, École Centrale de Lille; Université Technique de Sofia, Faculté Francophone, 2014. NNT : 2014ECLI0001.
- [34] K. Kerrouche, " Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé au réseau électrique", Thèse de Doctorat, Université Dr. Tahar Moulay– Saida, Algérie, 2016.

- [35] M. Rouholamini et al., "A Review of Modeling, Management, and Applications of Grid-Connected Li-Ion Battery Storage Systems," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 6, pp. 4505-4524, Nov. 2022, [doi: 10.1109/TSG.2022.318859](https://doi.org/10.1109/TSG.2022.318859).
- [36] M. Adouane, M.Haddadi, K. Touafek, "Conception d'un gestionnaire intelligent des systèmes photovoltaïques hybrides", *Revue des Energies Renouvelables SIENR*, 12, 2012, 325 – 330.
- [37] K. Manash, N. Vivek, "An improved methodology for reactive power management in gridintegrated solar PV system with maximum power point condition", *International Solar Energy* 199-230-245 Elsevier, 2020.
- [38] A. Traoré, "Gestion d'un système autonome hybride photovoltaïque éolien pour applications agricoles ".Thèse de Magistère, Université du Québec à Trois-Rivières, Canada, 2016.
- [39] M. Alam, F. Ahmed, Y. Jang, I. Rafiqul, "Automatic Control Approach of Reactive Power Compensation of Smart Grid", 978-1-7281-4985-1 IEEE, 2020.
- [40] M. Hamadou Zakaria, "Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique".Thèse de Magistère, Université de SETIF, Algérie, 2012
- [41] Anuradha M. Annaswamy; Massoud Amin, "IEEE Vision for Smart Grid Controls: 2030 and Beyond," *IEEE Vision for Smart Grid Controls: 2030 and Beyond* , vol., no., pp.1-168, 20 June 2013, [doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6577608](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2013.6577608).
- [42] R Roche, L Idoumghar, B Blunier, A Miraoui, *Journées Francophones sur la planification, la décision et l'apprentissage pour le contrôle des systèmes - JFPDA 2012*, 14 p. hal-00736236.
- [42] M. Sadaouie, M.Meddouri, "Gestion d'énergie dans un système hybride (Photovoltaïque - Eolien) ", Master, Université Abderrahmane Mira – Bejaia, Alger, 2012.
- [43] R. A. Dupuis, "Optimisation de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques intelligents," Thèse de doctorat, Université de Montpellier, 2015.
- [44] ABB, "Compensation de l'énergie réactive," ABB, 2024. [Online]. Available:<https://new.abb.com/africa/fr/produits/power-quality/compensation-de-lenergie-reactive>.
- [45] Schneider Electric, "Pourquoi compenser l'énergie réactive," Schneider Electric, 2024. [Online]. Available:<https://www.se.com/ww/fr/work/products/explore/power-quality/>.
- [46] Eaton, "Guide pratique de la compensation de l'énergie réactive," Eaton, 2024. [Online]. Available:<https://www.eaton.com/fr/fr-fr/company/news-insights/think-big/reactive-power.html>.

- [47] IEEE, "Importance of Reactive Power Compensation," IEEE, 2016. [Online]. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7510343>.
- [48] Springer, "Réseaux électriques et compensation de puissance réactive," Springer, 2021. [Online]. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-56477-6>.
- [49] Elsevier, "Compensation de puissance réactive et stabilité du réseau," Elsevier, 2016. [Online]. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516301572>.
- [50] Statista, "Pénalités pour l'énergie réactive," Statista, 2024. [Online]. <https://www.statista.com/statistics/879312/cost-of-reactive-power-penalties/>.
- [51] Stanford University, "Optimisation des ressources dans les réseaux électriques," Stanford University, 2024. [Online]. <https://energy.stanford.edu/renewables-and-grid>. Accessed:
- [52] V. C. Gungor, B. Lu and G. P. Hancke, "Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, no. 10, pp. 3557-3564, Oct. 2010, [doi: 10.1109/TIE.2009.2039455](https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2039455)



01

02

03

04

Analyse comparative entre deux systèmes flexibles de transmission en courant alternatif

Résumé :

Dans le deuxième chapitre, nous approfondissons l'analyse en étudiant spécifiquement l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau, en nous concentrant sur l'utilisation de systèmes de transmission flexibles AC (FACTS) et d'équipements FACTS distribués (DFACTS) dans ce contexte. Nous avons également effectué une comparaison détaillée de deux technologies de compensation de puissance réactive, à savoir le compensateur statique synchrone distribué (DSTATCOM) et le compensateur de puissance réactive statique (SVC), afin de déterminer quel compensateur offre les meilleures performances dans différentes situations de fonctionnement. Cette analyse comparative apporte une contribution importante à nos recherches et nous aide à trouver les solutions les plus efficaces pour améliorer la qualité de l'alimentation du réseau.

Sommaire :

II.1. Introduction	44
II.2. Historique	45
II.3. Les systèmes flexibles de transmission en courant alternatif (FACTS)	46
II.4. Compensateur Statique Synchrone Distribué DSTATCOM	51
II.5. Compensateur statique d'énergie réactive SVC	56
II.6. L'énergie éolienne	59
II.7. Système de simulation	73
II.8. Conclusion	79
II.9. Références	81

II.1. Introduction

L'énergie électrique, devenue désormais un produit vital, représente un enjeu déterminant dans toutes les dimensions de la dynamique sociétale. Cette importance pose une problématique sur trois plans : les ressources énergétiques primaires et leur traitement, les processus de conversion et de production, ainsi que les structures de transport et de distribution. Par conséquent, à mesure que le réseau électrique s'étend, il devient de plus en plus complexe et difficile à contrôler [1].

Le développement rapide de la technologie permet de résoudre les problèmes rencontrés dans les réseaux électriques et de concevoir des appareils électroniques de grande puissance adaptés à une utilisation dans les réseaux de transmission d'énergie électrique sur de longues distances. Ces appareils, connus sous le nom de systèmes de transmission flexible en courant alternatif (FACTS) [2], ce chapitre se concentre sur l'examen systématique de certains des systèmes FACTS utilisés dans le réseau électrique, avec un accent particulier sur leur application dans les environnements de production d'énergie renouvelable. Alors que la demande croissante en énergie électrique et la transition vers des sources d'énergie renouvelable telles que l'éolien posent des défis significatifs en matière de stabilité et de contrôle du réseau électrique, les systèmes FACTS offrent des solutions prometteuses pour améliorer l'efficacité et la fiabilité du réseau.

Dans le cadre de notre étude, nous allons examiner et comparer deux technologies clés, à savoir FACTS et DFACTS, dans le contexte de leur intégration dans une ferme éolienne. L'objectif de cette comparaison est de déterminer quel système offre les meilleures performances en termes de contrôle de la tension et de la stabilité du réseau électrique.

Les systèmes FACTS et D-FACTS permettent de réguler dynamiquement le flux de puissance en utilisant des dispositifs composés de divers composants de l'électronique de puissance. Deux générations de ces dispositifs peuvent être identifiées, avec des différences dans les technologies de semi-conducteurs et les éléments de puissance utilisés [3].

- Les thyristors traditionnels sont utilisés dans la première génération. En règle générale, ces dispositifs sont employés pour activer ou désactiver les composants dans les transformateurs de réglage, afin de générer ou absorber de la puissance réactive [4].

- La deuxième génération, appelée avancée, est apparue avec l'émergence des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme les transistors IGBT. On regroupe ces composants pour créer les convertisseurs de tension ou de courant qui permettent d'injecter des tensions réglables dans le réseau[4].

II.2. Historique

Les problèmes des réseaux électriques devenant plus présents d'année en année, EPRI (Electric Power Research Institute), qui représente un consortium dédié à la recherche dans les réseaux électriques et regroupant des compagnies d'électricité américaines, a lancé en 1988 le concept FACTS (Flexible AC Transmission System) qui est un projet à long terme [6].

Les premiers FACTS sont apparus dans les années 1930 afin d'augmenter la capacité de certaines lignes ayant une forte impédance. Les compensateurs montés en série sont utilisés depuis plus de 60 ans dans le monde.

Les premiers SVC sont apparus dans les années 1970 et ont été développés par l'EPRI. Le premier a été mis en service au Nebraska en 1974 par General Electric pour stabiliser la tension devenue fluctuante à cause des laminoirs et des fours à arc environnants. C'est durant la même période que les thyristors ont commencé à être employés. Le premier SVC installé sur une ligne de transport d'énergie était en 1979 en Afrique du sud [5].

Les GTO sont commercialisés depuis la fin des années 1980. Le premier TCSC a été construit en 1992 à Kay-enta aux États-Unis, il a permis d'augmenter la capacité de transmission de la ligne de 30% [6].

Le principe du STATCOM a été inventé en 1976 par Laszlo GYUGYI. Le premier a été installé à INUYAMA au Japon en 1991. Il a été commercialisé par KANSAI Electric Power Corporation et Mitsubishi Electric Power Corporation. Le second a été installé à Sullivan au Nord-est du Tennessee par Westinghouse Electric Corporation aux États Unis en 1995[5].

Le principe de l'UPFC a été présenté en 1990 par Laszlo GYUGYI Le premier UPFC a été mis en service en 1998 au poste électrique [6].

II.3. Les systèmes flexibles de transmission en courant alternatif (FACTS)

II.3.1. Définition du FACTS

Les FACTS permettent un contrôle précis des transits de puissance réactive, une optimisation des transits de puissance active sur les installations existantes et une amélioration de la stabilité dynamique du réseau [8]. Ils permettent aussi aux consommateurs industriels de réduire les déséquilibres de charges et de contrôler les fluctuations de tensions créées par des variations rapides de la demande de puissance réactive [6].

L'EPRI (Electric Power Research Institute) définit les FACTS comme des systèmes de contrôle de puissance qui améliorent la capacité, la flexibilité et la fiabilité des réseaux de transmission d'électricité à courant alternatif. Les FACTS utilisent des dispositifs de commutation électronique et des technologies de contrôle avancées pour réguler dynamiquement les paramètres électriques tels que la tension, le courant et la réactance sur les lignes électriques. On peut expliquer l'idée principale des FACTS en utilisant l'équation de base (II.1) qui représente la puissance qui passe à travers une ligne électrique de transport à courant alternatif [7].

$$P = \frac{V_s V_r}{X} \sin(\delta) \quad (\text{II.1})$$

V_s et V_r sont les tensions aux extrémités de la ligne, X représente l'impédance série de la ligne, δ est l'angle de charge. Il est évident que la puissance transmise entre les deux systèmes est influencée par trois paramètres : la tension, l'impédance et l'angle de phase [4].

Ces possibilités dérivées par l'habileté des contrôleurs FACTS de contrôler les paramètres intervenant dans l'équation (II.1) qui gouverne l'opération de transmission de l'énergie électrique dans une ligne électrique tel que les impédances séries, impédances shunts, courant, tension et angle de charge. Ces systèmes FACTS peuvent être aussi classifiés en trois catégories, selon le mode d'insertion au réseau :

- Les compensateurs parallèles.
- Les compensateurs séries ou compensateur d'impédance.
- Les compensateurs hybrides (série – parallèle).

Les capacités de contrôle offertes par l'application des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques sont illustrées dans la figure (II.1)

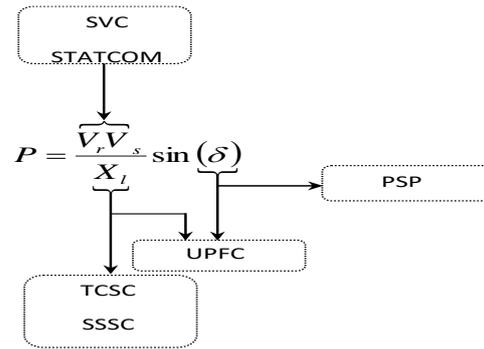


Figure (II.1) : Schéma représentant de l'application du système FACTS [5].

II.3.2. Type des FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

- La première génération de dispositifs FACTS repose sur l'utilisation de thyristors classiques, principalement employés pour commuter les composants afin de fournir ou d'absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.
- La deuxième génération, considérée comme avancée, a émergé avec l'introduction des semi-conducteurs de puissance commandables tels que le thyristor GTO, ainsi que des dispositifs à base de transistors. Ces éléments sont agencés pour former des convertisseurs de tension ou de courant permettant d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau [9].
- La troisième génération, représentée par les dispositifs FACTS, utilise des composants hybrides et est adaptable à chaque situation particulière. Contrairement aux deux premières générations, elle ne nécessite pas l'utilisation de dispositifs auxiliaires encombrants comme des transformateurs pour le couplage avec le réseau[4]. Le tableau ci-dessous représente les différents types de FACTS :

Tableau (II.1) : Différentes types des FACTS.

Catégorie	Dispositif FACTS	Description
Parallèles	SVC (Static Var Compensator)	Régule la tension et améliore la stabilité grâce à l'injection de puissance réactive.
	STATCOM (Static Synchronous Compensator)	Offre une réponse rapide pour la régulation de tension et le contrôle de la puissance réactive.

	TCBR (Thyristor Controlled Braking Resistor)	Dissipe l'énergie pour améliorer la stabilité transitoire en utilisant des résistances contrôlées par des thyristors.
Série	TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)	Améliore la capacité de transport de la ligne et contrôle le flux de puissance.
	SSSC (Static Synchronous Series Compensator)	Injecte une tension série pour contrôler le flux de puissance sur les lignes de transmission.
	TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)	Régule le flux de puissance en insérant ou retirant des condensateurs en série
Hybrides	UPFC (Unified Power Flow Controller)	Contrôle simultanément la puissance active et réactive pour une flexibilité maximale du réseau.
	IPFC (Interline Power Flow Controller)	Gère le flux de puissance entre plusieurs lignes de transmission pour améliorer la stabilité et l'efficacité.
	IPC (Interphase Power Controller)	Optimise le partage de puissance entre les phases d'un réseau à courant alternatif.

II.3.3. Les FACTS installé au monde

Entre 2017 et 2020, le déploiement des systèmes de transmission en courant alternatif flexible (FACTS) a varié considérablement selon les régions du monde, mesuré en méga voltampères de puissance réactive (MVAR). L'Amérique du Nord a enregistré la plus forte installation avec 32 759 MVAR, démontrant son engagement envers l'amélioration de la stabilité et de l'efficacité de son réseau électrique. La Chine suit avec 20 563 MVAR, reflétant son rapide développement industriel et sa transition énergétique. L'Europe, avec 17 890 MVAR, continue d'investir fortement dans les technologies de transmission avancées pour soutenir son réseau électrique diversifié. La région Asie-Pacifique a installé 16 501 MVAR, soulignant la croissance de ses infrastructures énergétiques.

L'Amérique du Sud a contribué avec 9 245 MVAR, tandis que le Moyen-Orient et l'Afrique ont installé respectivement 2 371 MVAR et 1 132 MVAR, indiquant des investissements modestes mais croissants dans ces technologies.

Comme l'illustre la figure suivante, ces statistiques montrent l'importance mondiale croissante des systèmes FACTS pour répondre aux besoins énergétiques en évolution et améliorer la résilience des réseaux électriques.

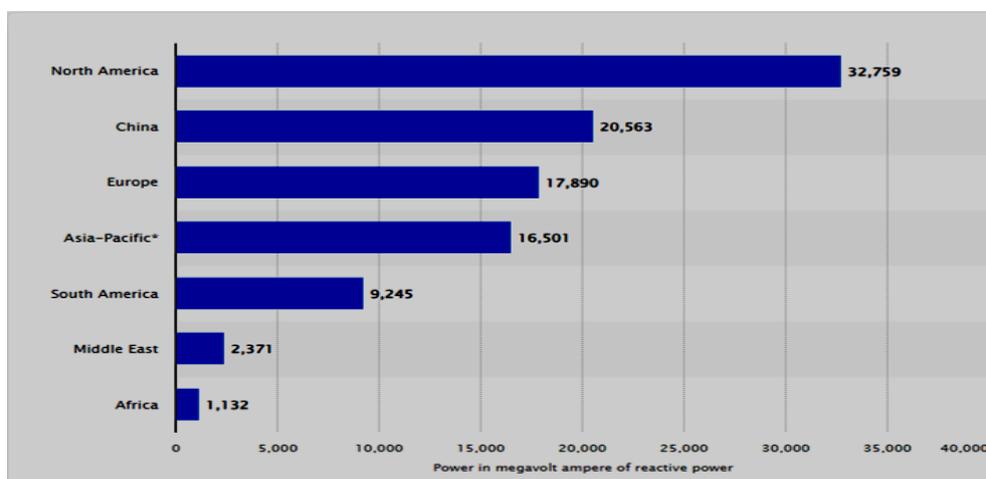


Figure (II.2) : Le déploiement des systèmes de transmission en courant alternatif flexible dans le monde entre 2017 et 2021, par région (en mégavoltampères de puissance réactive) [22].

Le tableau (II.2) montre des chiffres approximatifs des dispositifs FACTS installés dans le monde avec les puissances totales installées [51]:

Tableau (II.2) : Dispositifs FACTS installés dans le monde.

Type de Dispositif	Nombre d'Installations	Puissance installée MVA	Année
Compensation Série Fixe (FSC)	Environ 450 systèmes FSC et STATCOM installés mondialement	Environ 160 000 Mvars	2023 [56]
Systèmes HVDC mondiaux	Plus de 150 projets HVDC et 48 stations back-to-back	Données spécifiques non fournies	2021 [57]

Le tableau suivant présente les principales données économiques relatives au marché mondial des dispositifs FACTS :

Tableau (II.3) : Données économiques du marché mondial des systèmes FACTS.

Indicateur	Valeur / Détail
Taille du marché FACTS (2023)	1,39 milliard USD (croissance annuelle de 5,84 % par rapport à 2022)[58].
Prévision du marché FACTS (2030)	4,4 milliards USD (TCAC de 9 % entre 2023 et 2030)[59].
Principaux acteurs du marché FACTS	ABB Ltd., Siemens AG, General Electric, Mitsubishi Electric, Schneider Electric, Eaton, NR Electric, Toshiba, Alstom...[59].

II.3.4. Les FACTS installé en Algérie

En 2002, le réseau national a été équipé de trois systèmes FACTS parallèles de type SVC (Static Var Compensator) : un FACTS parallèle présent dans la sous-station de Naama et deux à Béchar. La Figure(II.3) montre que les trois SVC ont la même taille, équivalente à $-10/+40\text{Mvar}$ [47]. La Figure (II.4) illustre une des plates-formes de SVC [52].

Ces différents systèmes FACTS sont reliés au réseau qui comprend une ligne aérienne de 500 km avec une tension de 220kV. L'objectif de cette ligne aérienne de transport est de fournir de l'électricité à la région éloignée de l'ouest et du sud-ouest de l'Algérie. Elle est connectée à des systèmes FACTS parallèles afin de maintenir la tension stable dans le réseau électrique, même dans des conditions d'exploitation différentes [23].

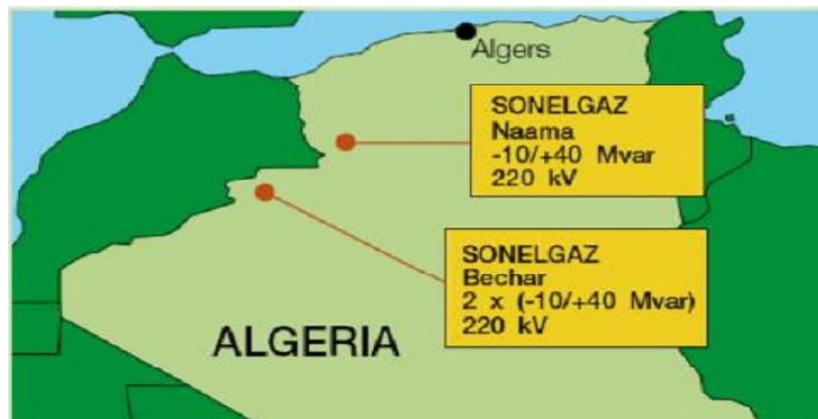


Figure (II.3) : Systèmes FACTSs en Algérie : un SVC à Naama et deux SVCs à Béchar [47].



Figure (II.4) : Photo montrant une des Plates-formes de SVC [52].

II.4. Compensateur Statique Synchrones Distribués D-STATCOM

II.4.1. Définition

Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS [37]. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter le maintien de la tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance [16].

Un STATCOM plus récent et plus élaboré est une source de tension variable contrôlée en amplitude et en phase. Ce dispositif est très différent du point de vue de la construction, de la commande, et du fonctionnement, mais leur fonction, et leur apport au réseau électrique est sensiblement les mêmes que celles du dispositif SVC[28].

Le D-STATCOM (Compensateur Statique pour le réseau de distribution) est une version des STATCOM basés principalement sur des commutateurs IGBTs et dimensionnés pour les basses et moyennes tensions. Afin d'améliorer la qualité du courant injecté, ces dispositifs sont généralement basés sur des topologies multi niveaux [23].

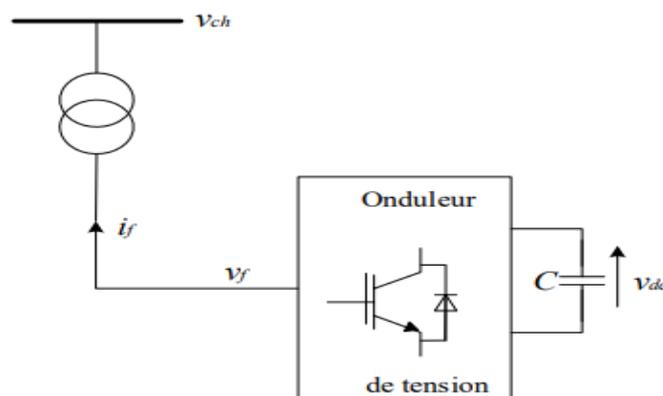


Figure (II.5) : Structure d'un D-STATCOM

Le D-STATCOM, ou Compensateur Statique pour le réseau de distribution, représente une avancée significative dans la gestion de la puissance réactive et la stabilité des réseaux électriques. En tant que générateur synchrone statique connecté en shunt au réseau, le D-STATCOM produit une tension alternative triphasée synchrone avec celle du réseau, à partir d'une source de tension continue.

Cette tension générée est ajustable en amplitude, permettant ainsi de contrôler précisément l'échange de puissance réactive avec le réseau. Constitué d'un convertisseur de tension à base de semi-conducteurs avancés, tel que les IGBTs, associé à un condensateur comme source de tension continue, le D-STATCOM agit en parallèle au réseau pour réguler la tension et améliorer la qualité de l'alimentation électrique. En assurant une compensation dynamique des variations de puissance réactive, le D-STATCOM contribue à maintenir la stabilité du réseau et à garantir un fonctionnement optimal des installations électriques connectées [10].

II.4.2.Modalisation D-STATCOM :

Les dispositifs D-STATCOM représentent une avancée notable en matière d'électronique de puissance, étant réalisés avec des convertisseurs basés sur des IGBTs. Ils se connectent au réseau à travers un filtre inductif et injectent un courant contrôlé dans le système pour réguler la tension au nœud de raccordement et/ou compenser la puissance réactive d'une charge ou d'un générateur. Il convient de souligner que nous ne discutons pas des D-STATCOM de première génération, qui se contentent d'un contrôle indirect basé sur le déphasage entre la tension côté alternatif de l'onduleur et la tension au nœud de raccordement (commande en pleine onde) [11].

Les D-STATCOM modernes à base d'interrupteurs plus rapides permettent la commande directe des courants injectés ainsi que de la tension du bus continu. Ils présentent beaucoup d'avantages tel que : temps de réponse est quasiment instantané ; le coût d'entretien est minimal ; Il n'y a pas d'inertie ; Il n'y a pas de possibilité d'instabilité rotationnelle [12].

La figure (II.6) montre une représentation schématique d'un D-STATCOM à trois niveaux. Via à un filtre (R_f, L_f) connecté en série, le D-STATCOM est couplé en tant que compensateur shunt à un système de distribution triphasé. Un ensemble de charges à facteur de puissance non unitaire est connecté au système de distribution. Les éléments R_s et L_s représentent respectivement la résistance et l'inductance de la ligne de distribution. Le bus continu est composé de deux condensateurs identiques $C_{dc1} = C_{dc2} = C$ qui supportent une tension continue totale de V_{dc} [25].

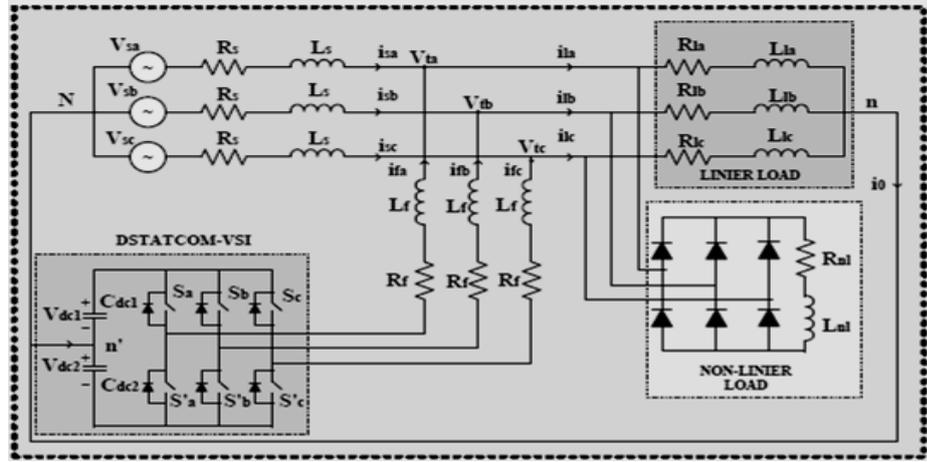


Figure (II.6): Schéma d'un D-STATCOM triphasé connecté au système de distribution[25].

La figure (II.7) représente le modèle simplifié du D-STATCOM, en tenant compte uniquement du point PCC où il est connecté. Le principe consiste de présenter les sources de tension sinusoïdales connectées au PCC [12]. Le circuit continu est représenté par une source de courant connectée au condensateur C_{eq} .

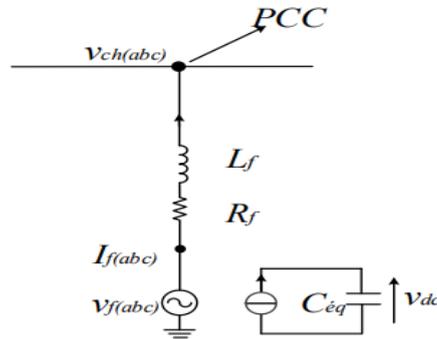


Figure (II.7) : Le modèle simplifié du D-STATCOM[21].

Le filtre R_f et L_f , connectés entre le D-STATCOM et le système de distribution, agit pour lisser les courants injectés dans le réseau et réduire les harmoniques. Les équations dynamiques des courants à travers le filtre peuvent être écrites en fonction des tensions de sortie du D-STATCOM $V_{DSTATCOM}$ et des tensions du réseau V_{grid} :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_a}{dt} = -R_f i_a + V_{DSTATCOM,a} - V_{grid,a} \\ L_f \frac{di_b}{dt} = -R_f i_b + V_{DSTATCOM,b} - V_{grid,b} \\ L_f \frac{di_c}{dt} = -R_f i_c + V_{DSTATCOM,c} - V_{grid,c} \end{cases} \quad (II.2)$$

Où i_a , i_b et i_c sont les courants dans les phases a, b et c respectivement.

La ligne de distribution est modélisée par une résistance R_s et une inductance L_s , qui représentent la chute de tension le long de la ligne. Les équations du courant dans chaque phase à travers la ligne de distribution sont :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_a}{dt} = -R_s i_a + V_{grid,a} - V_{pcc,a} \\ L_f \frac{di_b}{dt} = -R_s i_b + V_{grid,b} - V_{pcc,b} \\ L_f \frac{di_c}{dt} = -R_s i_c + V_{grid,c} - V_{pcc,c} \end{cases} \quad (\text{II.3})$$

Ou $V_{pcc,a}$, $V_{pcc,b}$ et $V_{pcc,c}$ sont les tensions aux points de couplage commun (PCC) dans les phases respectives

Les courants i_d et i_q sont les composantes de courant direct et quadrature obtenues à partir de la transformation de park[12]. Ces composantes sont régies par les équations suivantes dans le référentiel synchrone :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_d}{dt} = (-R_f + L_f \omega) i_d + (V_{DSTATCOM,d} - V_{grid,d}) \\ L_f \frac{di_q}{dt} = (-R_f - L_f \omega) i_q + (V_{DSTATCOM,q} - V_{grid,q}) \end{cases} \quad (\text{II.4})$$

Les tensions au PCC dans le référentiel dq peuvent être modélisées par les équations suivantes :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_d}{dt} = -R_f i_d + V_{grid,d} - V_{pcc,d} \\ L_f \frac{di_q}{dt} = -R_f i_q + V_{grid,q} - V_{pcc,q} \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

Les tensions instantanées du réseau et du D-STATCOM sont indépendantes, mais les courants actifs et réactifs sont liés par la réactance du transformateur de couplage. Pour concevoir une stratégie de commande permettant de suivre la valeur souhaitée, il est donc crucial de découpler ces courants [25].

Du côté continu, la tension continue s'exprime par :

$$V_{dc} = \frac{1}{C} \int i_{dc} dt \quad (\text{II.6})$$

Tandis que le courant continu est défini par :

$$i_{dc} = m(i_q \sin(\delta) + i_d \cos(\delta)) \quad (\text{II.7})$$

m : L'indice de modulation.

On peut tirer le rapport et l'angle de déphasage δ à partir de la figure (II.8) qui illustre les vecteurs de tensions et de courants dans le référentiel de Park. À partir de cette figure, on peut avoir le rapport de conversion m comme suit [47]:

$$m = \frac{\sqrt{v_{qST}^2 + v_{dST}^2}}{V_{dc}} \quad (\text{II.8})$$

v_{qST} et v_{dST} : Composantes quadrature et directe de la tension de sortie du convertisseur.

L'angle de phase est :

$$\delta = \text{tg}^{-1} \left(\frac{v_{qST}}{v_{dST}} \right) \quad (\text{II.9})$$

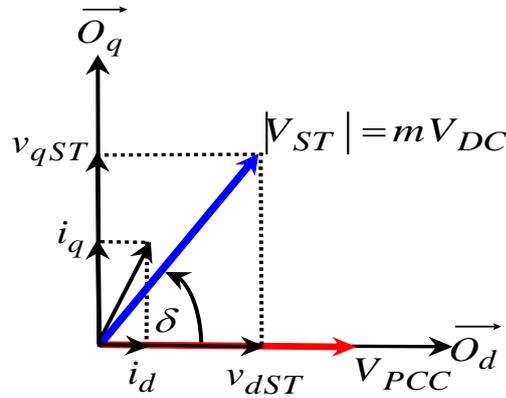


Figure (II.8) : Diagramme vectoriel de tensions et de courants du D-STATCOM.

En s'appuyant sur l'orientation du vecteur de tension du réseau figure(II.8), les puissances active et réactive instantanées injectées par le D-STATCOM sont exprimées par :

$$\begin{cases} P_{ST} = v_{dPCC} i_d + v_{qPCC} i_q = V_{PCC} i_d \\ Q_{ST} = v_{qPCC} i_d + v_{dPCC} i_q = V_{PCC} i_q \end{cases} \quad (\text{II.10})$$

P_{ST} : Puissance active instantanée injectée par le D-STATCOM dans le réseau.

Q_{ST} : Puissance réactive instantanée injectée ou absorbée par le D-STATCOM pour réguler la tension du réseau.

II.5. Compensateur statique d'énergie réactive SVC

II.5.1 Définition

SVC (Static Var Compensator) appartenant à la famille des compensateurs parallèles à base de thyristors, le dispositif SVC est un moyen shunt de compensation réactive. Il est utilisé pour sa grande influence sur la tension. Le terme « statique » indique que le SVC ne contient pas de parties tournantes ou mécaniques [1].

La structure de base de ce contrôleur est l'association des dispositifs TCR et TSC en parallèles connectés au réseau à travers un transformateur de couplage comme le montre la figure (II.9):

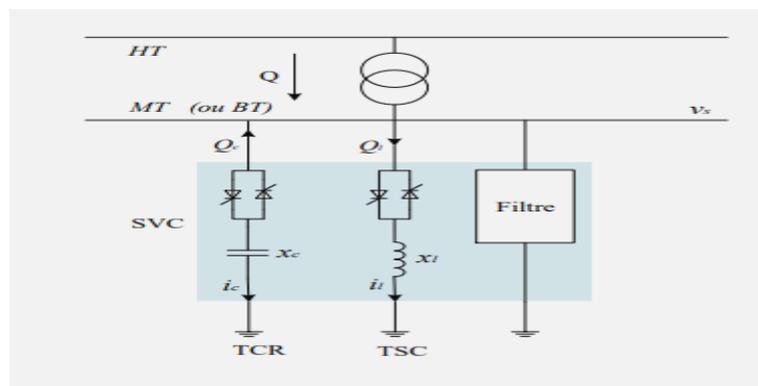


Figure (II.9) : Structure d'un SVC [14].

- TCR (Thyristor Controlled Reactor): c'est une réactance en série avec un gradateur, sa valeur est continuellement variable selon l'angle d'amorçage des thyristors.
- TSC (Thyristor Switched Capacitor): des capacités commandées par thyristors fonctionnant en pleine onde [14].

II.5.2. Modélisation et analyse d'un dispositif SVC :

Dans la plage de contrôle actif, la susceptance (B_{svc}) et, par conséquent, le courant réactif sont modifiés en fonction des caractéristiques de régulation de tension selon la pente, comme illustré dans la figure(II.10). La valeur de cette pente dépend de la régulation de tension souhaitée, du partage désiré de la puissance réactive entre diverses sources et d'autres besoins du système. En général, elle varie entre 1 et 5 %.

Le SVC se comporte comme un condensateur shunt de valeur maximale ($B_{C_{svc}}$) à la limite capacitive, et comme un réacteur shunt fixe de valeur minimale ($-B_{L_{svc}}$) à la limite inductive[53]. Ces limites sont atteintes lorsqu'il y a de grandes variations de la tension du bus.

La limite inductive est atteinte lorsque la tension du bus dépasse la limite supérieure, tandis que la limite capacitive est atteinte lorsqu'elle tombe en dessous de la limite inférieure.

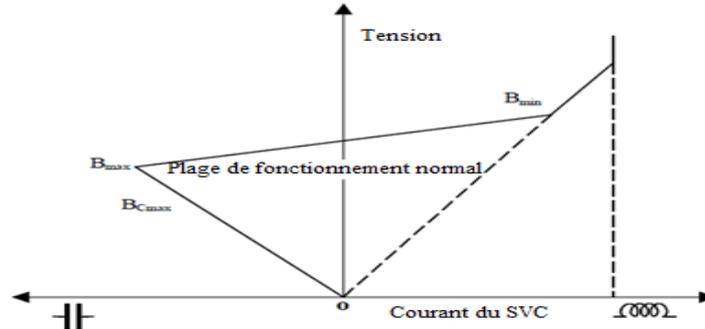


Figure (II.10) : Caractéristique du SVC [53].

- Le TCR est une réactance inductive X_L dont le courant est contrôlé par l'angle de déclenchement α des thyristors.
- L'impédance du TCR dépend de l'angle de commande est donnée par :

$$X_{TCR}(\alpha) = \frac{X_L}{\sin(\alpha)} \quad (\text{II.11})$$

Ou: - $X_L = \omega L$ est la réactance de la bobine inductive. - α est l'angle de déclenchement des thyristors, qui varie entre 90° et 180° ($\pi/2$ et π radians).

- Le TSC est une réactance capacitive X_C connectée via un thyristor, qui peut être activée ou désactivée.
- L'impédance du TSC est :

$$X_{TSC} = \frac{1}{\omega c} \quad (\text{II.12})$$

X_{TSC} : Réactance capacitive du TSC (Thyristor Switched Capacitor).

ω : Pulsation.

c : Capacité du condensateur.

En supposant que la tension de commande du SVC est identique à celle du point de couplage commun (PCC) et qu'elle présente une forme sinusoïdale, l'application d'une transformée de fourrier à l'onde de courant d'inductance montre que le TCR, à la fréquence fondamentale, équivaut à une inductance variable X_v , selon la relation suivante [45].

$$X_V = X_{TCR} \left(\frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha} \right) \quad (\text{II.13})$$

Où X_{TCR} représente la réactance à la fréquence fondamentale de l'inductance sans le contrôle des thyristors.

Ainsi, l'impédance équivalente totale X_e du dispositif de commande peut être formulée de la manière suivante :

$$X_e = X_{TSC} \left(\frac{\pi / r_x}{\sin 2\alpha - 2\alpha + \pi \left(2 - \frac{1}{r_x} \right)} \right) \quad (\text{II.14})$$

Avec :

$$r_x = \frac{X_{TSC}}{X_{TCR}} \quad (\text{II.15})$$

La loi de commande d'un SVC présentée ici est décrite par la caractéristique tension-courant, comme suit :

$$V_{PCC} = \begin{cases} V_{PCC}^* + I_{SVC} X_{SL} & (-X_{TSC} < X_{SVC} < X_{TCR}) \\ -I_{SVC} X_{TSC} & (X_{SVC} = X_{TSC}) \\ I_{SVC} X_{TCR} & (X_{SVC} = X_{TCR}) \end{cases} \quad (\text{II.16})$$

Des valeurs courantes pour la réactance X_{SL} de la pente de la caractéristique courant-tension (I-V) se situent généralement entre 2 % et 5 % par rapport à la base du SVC. Cela permet de prévenir des restrictions lors de faibles variations de tension au point de couplage commun (PCC). La plage typique de contrôle de la tension est d'environ ± 5 % [45]. Aux valeurs extrêmes de l'angle d'amorçage.

Le courant dans le TCR peut être exprimé par :

$$I_{TCR} = \frac{V}{X_{TCR}(\alpha)} \quad (\text{II.17})$$

Où V est la tension à laquelle le SVC est connecté.

Le courant à travers le TSC est :

$$I_{TSC} = \frac{V}{X_{TSC}} = V \cdot \omega C \quad (\text{II.18})$$

Le SVC peut être représenté par son modèle d'injection de courant shunt. L'injection de courant \bar{I}_{SVC} dans le bus, où le SVC est connecté, peut être exprimée comme suit :

$$\bar{I}_{SVC} = j B_{SVC} \cdot V \quad (\text{II.19})$$

$$B_{SVC} = B_C - B_{TCR} = \frac{1}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\Pi} [2(\Pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \right\} \quad (\text{II.20})$$

Avec :

$$X_L = \omega L, \quad X_C = \frac{1}{\omega C}$$

Où, B_{SVC} , α , X_L et X_C sont respectivement la susceptance shunt, l'angle de déclenchement, la réactance inductive et la réactance capacitive du SVC. $\omega = 2\pi f$ où f est la fréquence de l'alimentation [53].

La puissance réactive Q_{SVC} oscille entre une valeur inductive spécifique et une valeur capacitive spécifique. La relation pour la puissance réactive capacitive du SVC est la suivante :

$$Q_{SV_cap} = V_{PCC}^2 \frac{1}{X_{TSC}} \quad (\text{II.21})$$

La puissance réactive inductive du SVC est donnée par la relation suivante [18] :

$$Q_{SV_ind} = V_{PCC}^2 \left(\frac{1}{X_{TCR}} - \frac{1}{X_{TSC}} \right) \quad (\text{II.22})$$

La puissance réactive injectée dans le bus en raison du SVC peut être exprimée comme suit :

$$Q_{SVC} = B_{SVC} \cdot V^2 \quad (\text{II.23})$$

II.6. L'énergie éolienne :

L'éolien a été la première source d'énergie renouvelable intermittente à se développer pour la production d'électricité à grande échelle, notamment dans le sillage de la crise pétrolière de 1973 [14], période durant laquelle plusieurs pays occidentaux ont massivement financé des projets de recherche sur les énergies renouvelables. Un second élan a été enregistré avec la prise de conscience croissante des enjeux climatiques et environnementaux à l'échelle mondiale, mise en évidence dans le premier rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) [15].

Ce rapport a servi de base à l'élaboration de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), adoptée par 154 pays lors du Sommet de la Terre à Rio en 1992.

C'est en réponse aux appels lancés à l'issue de cet événement, ainsi qu'aux conférences des parties (COP) qui ont suivi [16], que plusieurs programmes de développement des énergies renouvelables ont été lancés, notamment en s'appuyant sur les ressources éoliennes, particulièrement abondantes dans les pays industrialisés les plus concernés initialement (États-Unis, Canada, Europe, etc.).

Grâce aux progrès techniques dans la fabrication d'aérogénérateurs toujours plus performants, des parcs éoliens de grande capacité a vu le jour. C'est le cas, par exemple, du parc terrestre de Gansu, en Chine, dont la puissance opérationnelle atteignait déjà 5 160 MW en 2010, avec une extension programmée à 20 GW à l'horizon 2020.

Au final, la capacité mondiale de production d'électricité éolienne a été multipliée par dix entre 2005 et 2018, passant de 59 GW à 591 GW (figure II.11), pour atteindre 651 GW en 2019 [17], dont 29 GW issus de l'éolien en mer (offshore)[16].

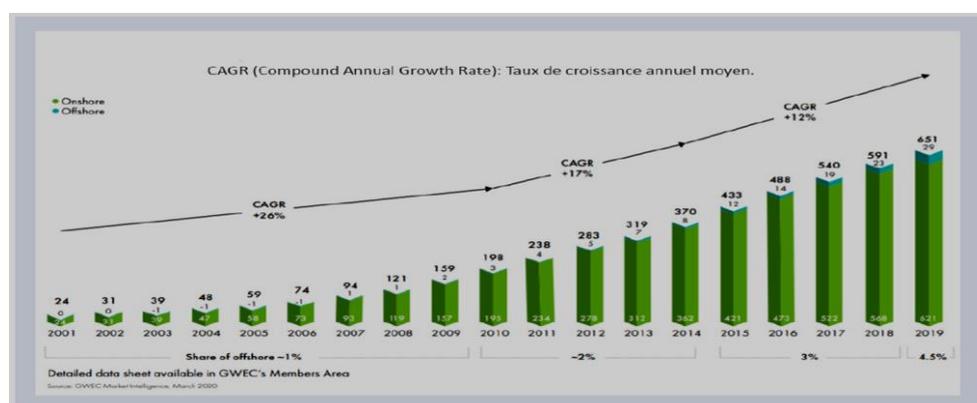


Figure (II.11) : Evolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde (2001-2019)[16].

L'énergie éolienne est connue et exploitée depuis longtemps. Elle fut l'une des premières sources exploitées par l'homme après l'énergie du bois. Selon l'Observatoire des Energies Renouvelables, l'éolien est actuellement la filière énergétique des plus dynamiques dans le monde [17]. Suite à la crise pétrolière mondiale des années 70, le développement et la commercialisation des turbines éoliennes ont été fortement encouragés [42].

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'un générateur électrique [18].

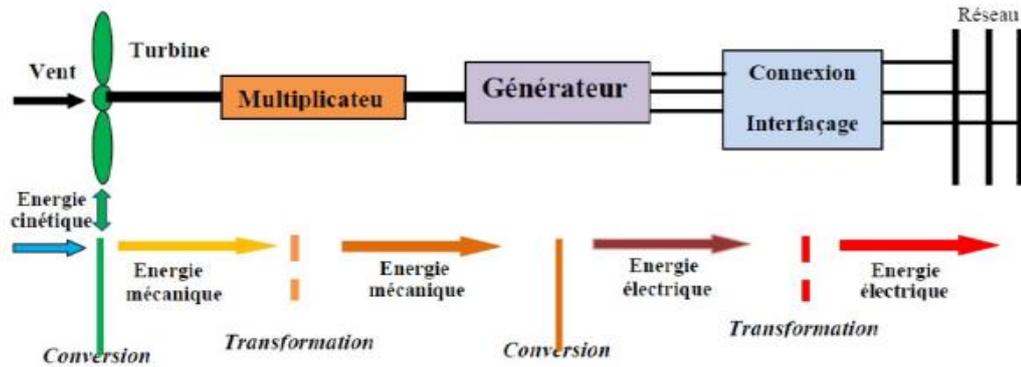


Figure (II.12) : principe de la conversion de l'énergie éolienne [18].

II.6.1. Production mondiale d'énergie éolienne :

Aujourd'hui, l'éolien et le solaire photovoltaïque ont une capacité installée plus importante dans le monde (1448 GW en 2020). Les énergies éolienne et solaire ne produisent que 9% de l'approvisionnement mondial en électricité (2020). La figure (II.13) montre un histogramme de la capacité éolienne cumulée mondiale de 2001 à 2021 [6]. Comme on peut le voir sur cette figure, la capacité éolienne cumulée mondiale a augmenté de manière explosive, passant d'environ 24 GW en 2001 à 837 GW en 2021, et le taux de croissance devrait se poursuivre dans les années à venir.

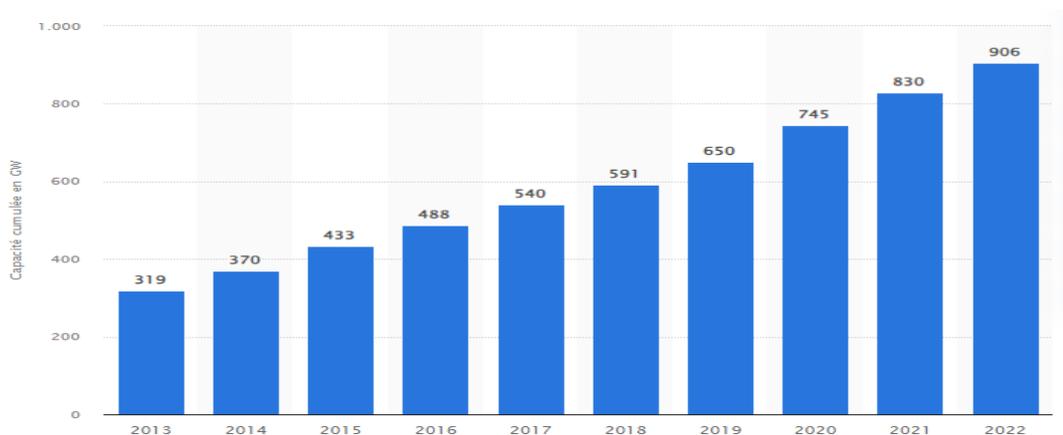


Figure (II.13) : Projection de la capacité éolienne cumulée installée dans le monde de 2013 à 2022 [20].

L'utilisation d'éoliennes pour produire de l'électricité présente de nombreux avantages et ces derniers ont été les facteurs principaux de leur développement rapide [26].

- Les centrales électriques traditionnelles utilisant du charbon, du pétrole, du gaz ou du combustible nucléaire utilisent de grands volumes d'eau, alors que les parcs éoliens n'utilisent pas d'eau.

- Au cours de la dernière décennie, le coût des turbines a considérablement diminué grâce à l'amélioration de la conception et à la production de masse, de sorte qu'aujourd'hui le coût de production d'électricité à partir des parcs éoliens est désormais très compétitif par rapport à l'électricité dérivée de combustibles fossile [41].

- L'industrie des éoliennes est une industrie en croissance rapide et emploie des milliers de travailleurs dans les processus de fabrication, le transport des turbines, le montage des turbines et l'entretien des turbines en fonctionnement. Une fois le parc éolien en place, le coût de l'électricité pour les clients devrait être stable car il n'est pas fonction du prix des carburants importés [45].

II.6.2. Energie éolienne en Algérie

L'Algérie présente un potentiel éolien considérable qui peut être exploité pour la production d'énergie électrique, surtout dans le sud où les vitesses de vents sont élevées et peuvent dépasser 4m /s (6m/s dans la région de Tindouf), et jusqu'à 7m /s dans la région d'Adrar. Les ressources énergétiques de l'Algérie ont déjà été estimées par le CDER depuis les années 90 à travers la production des atlas de la vitesse du vent et du potentiel énergétique éolien disponible en Algérie [38].

II.6.2.1. Carte des vents en Algérie

La connaissance approfondie du potentiel éolien susceptible d'être exploité pour la production d'électricité, constitue une donnée essentielle pour tout dimensionnement d'une ferme éolienne et reste de ce point de vue, incontournable pour toute étude préliminaire dans ce sens [46].

Le vent étant caractérisé par une variabilité temporelle et spatiale, différentes méthodes statistiques et techniques d'extrapolation des données sont appliquées pour l'étude du gisement éolien et l'établissement de l'atlas.

Dans cette optique, le CDER a développé plusieurs cartes éoliennes de l'Algérie, qui sont continuellement mises à jour, en utilisant des données météorologiques récentes, collectées à travers un grand nombre de points de mesure.

La figure (II.14-a), extraite de l'atlas éolien en question, représente ainsi la distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur. Il y apparaît que celle-ci peut atteindre 7 à 8 m/s dans certaines régions du Sud, notamment à Tindouf, Adrar et Ain Salah [38].

Pour une évaluation optimale de la ressource éolienne disponible sur un site donné, il est nécessaire de calculer la densité de puissance moyenne (W/m^2) du vent qui indique l'énergie disponible après conversion en électricité à la sortie d'un aérogénérateur. Partant du fait qu'un site est dit éligible à l'installation d'un parc éolien rentable s'il présente une densité de puissance comprise entre 300 et 400 W/m^2 à 50 m de hauteur, la carte présentée par la figure (II.14.b) permet ainsi de bien situer les régions du pays favorables au développement de l'éolien [47].

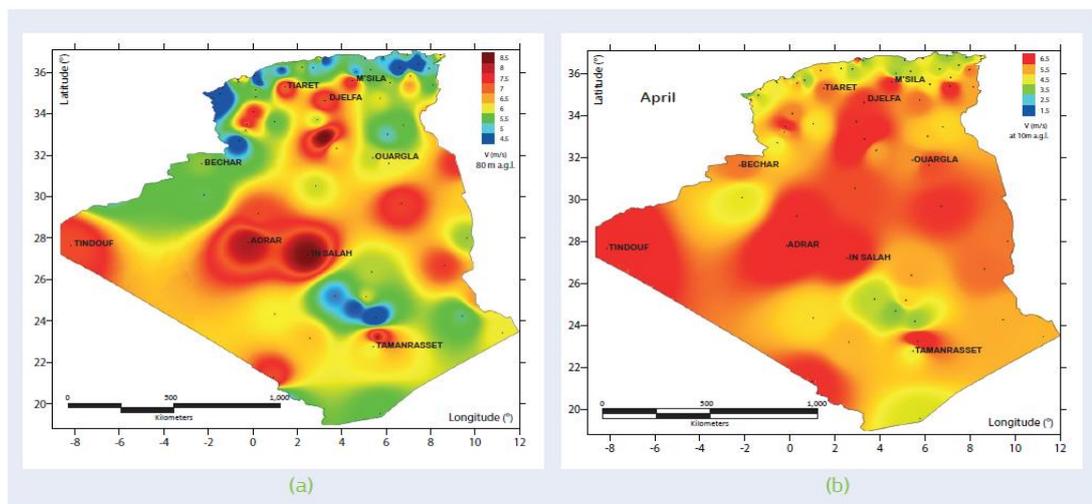


Figure (II.14): Gisement éolien de l'Algérie : (a) Distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur, (b) Densité de puissance du vent sur le territoire à 80 m de hauteur [47].

L'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région donnée reste l'une des étapes les plus importantes avant une éventuelle implantation d'un parc éolien. Pour cela, il faut d'abord quantifier le gisement énergétique disponible par l'établissement de l'atlas éolien de la région [39].

La carte annuelle du vent d'Algérie, mise à jour, à une hauteur de 10 m, est présentée à la figure (II.10). La carte du vent montre que la vitesse moyenne annuelle du vent varie de 1,2 à 6,3 m/s.

La région d'Adrar maintient sa suprématie en termes de vitesse maximale du vent à 6,3 m/s. Suivi par la région de Hassi R'mel avec 6,1 m/s. Le site de Tindouf à l'extrême ouest du pays prend la troisième place avec une vitesse moyenne annuelle ≈ 6 m/s [47].

II.6.2.2. Capacité de production de l'énergie éolienne installée en Algérie :

La première éolienne qui a été installée en Algérie revient à la période de la colonisation française, en 1953 par « le Service de la Colonisation et de l'Hydraulique » relevant des militaires, qui contrôlaient les territoires du sud Algérien. Actuellement, elle existe à l'intérieur de la station de l'Institut National de Recherche Agronomique (INRA) d'Adrar. Constitué d'un mat de 24 m surmonté d'une hélice à trois pales d'un diamètre de 15m [31].



Figure (II.15) : La première éolienne installée en Algérie, la ferme éolienne à Adrar [31].

Le programme est lancé à la fin de l'année 2011 et supposé générer 22 GW en 2030. Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% (1,7 GW) de la production d'électricité en 2030[31].

Dans ce cadre, la wilaya d'Adrar a bénéficié, à la faveur d'un partenariat Algéro-Français, d'un projet de ferme de 12 éoliennes de 850 kW chacune, localisée dans la zone de Kabertene (73 km au nord d'Adrar). Les éoliennes fournies par l'Espagnol Gamesadélivrent leurs 10 MW de puissance à la vitesse de 8 m/s du vent. Ces éoliennes sont connectées au réseau de transport [38].

L'Algérie a récemment intensifié ses efforts pour développer l'énergie éolienne à l'échelle nationale.

En décembre 2024, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Énergies Renouvelables a annoncé l'étude d'un projet ambitieux visant à produire 1000 mégawatts (MW) d'énergie éolienne. Ce projet, en collaboration avec la Banque mondiale, prévoit l'installation de parcs éoliens sur dix sites identifiés à travers le pays, renforçant ainsi la diversification énergétique de l'Algérie [60].

Cette initiative s'inscrit dans le cadre d'une stratégie nationale visant à atteindre 15 000 MW d'énergies renouvelables d'ici 2035. En parallèle, des projets solaires sont également en cours, avec l'ambition d'atteindre une capacité totale en énergies renouvelables dépassant les 4 000 MW d'ici 2025 [61].

Ces projets illustrent la volonté de l'Algérie de capitaliser sur ses ressources naturelles abondantes pour diversifier son mix énergétique et réduire sa dépendance aux énergies fossiles. En exploitant son potentiel éolien considérable, le pays aspire à devenir un acteur majeur dans le domaine des énergies renouvelables en Afrique du Nord[62].

La ferme éolienne de Kaberten (Adrar), un an après sa mise en service officielle en juillet 2014 d'une puissance totale installée de 10.2 MW, la ferme pilote de Kaberten affichait, en octobre 2015, les performances suivantes : • Production énergétique : 19 GWh • Durée de fonctionnement : 1900 heures • facteur de charge : 22 %. A noter que certains jours la puissance fournie atteint sa puissance nominale à savoir 10.2 MW et la puissance moyenne consommée par chaque éolienne est de 10 kW environ. Par ailleurs, les vitesses du vent et la température enregistrées au niveau de la nacelle ont montré que lorsque la température ambiante est supérieure à 46°C, les vitesses du vent sont faibles (inférieures à 5 m/s). La mise à l'arrêt des éoliennes lorsque la température est élevée s'est donc traduite par une perte globale de l'ordre de 10% [21].



Figure (II.16) : La ferme éolienne à Adrar [21].

Globalement, l'objectif de la première phase de programme est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Ce taux devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle [21].

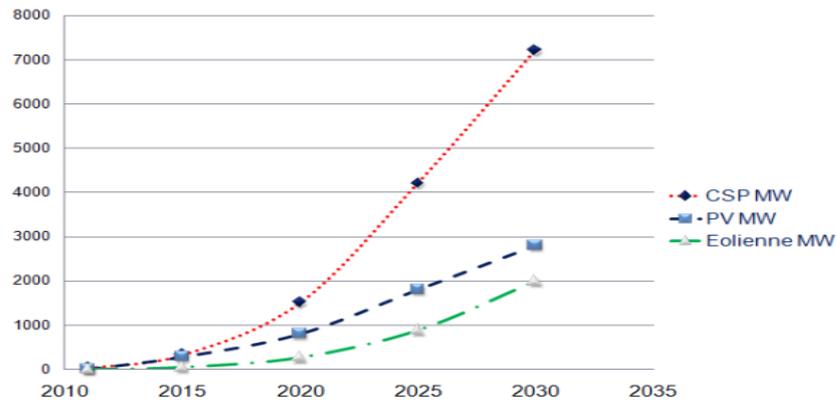


Figure (II.17): Prédiction de développement des énergies renouvelables en Algérie [19].

II.6.3. Classement des éoliennes :

Les éoliennes peuvent être classées en fonction de la configuration de générateur, de la capacité de l'éolienne, du mode d'entraînement de générateur, du mode de la vitesse de rotation, du mode d'alimentation et de l'emplacement de l'installation de l'éolienne [48].

Eoliennes à vitesse fixe et variable : Il existe principalement quatre types d'éoliennes qui ont été utilisées commercialement au niveau des services publics et sont introduites dans ce qui suit [35] :

- **Type A :** éolienne à vitesse fixe : Ce type d'éolienne utilise un générateur asynchrone à cage d'écureuil, raccordé directement au réseau par les bornes statoriques. De ce fait, la vitesse de rotation du générateur est contrainte par la fréquence du réseau.

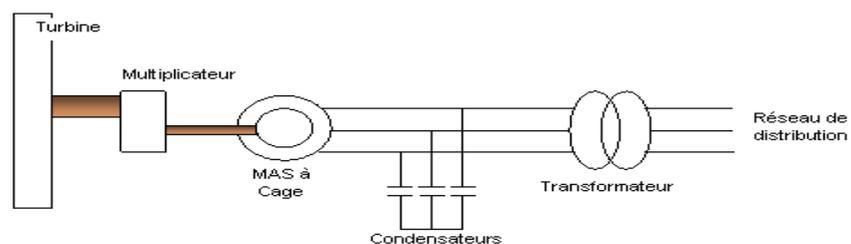


Figure (II.18): Eolienne à vitesse fixe à base d'un générateur asynchrone à cage d'écureuil.

- **Type B** : Éolienne à vitesse variable avec résistance de rotor variable Cette configuration est en principe la même que celle du type A ; cependant, un générateur à induction à rotor bobiné avec une résistance de rotor externe est utilisé dans cette configuration figure (II.19). Ce type permet un fonctionnement à vitesse variable dans une plage limitée, allant jusqu'à 10 % au-dessus de la fréquence angulaire du réseau.

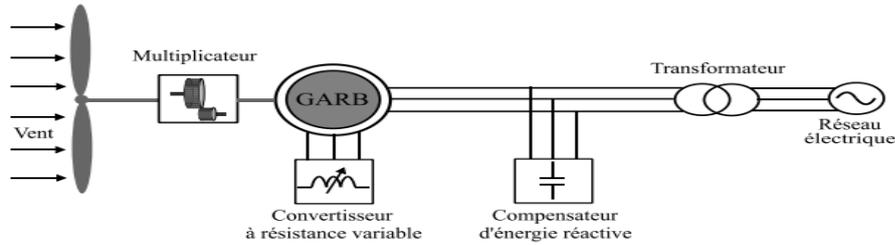


Figure (II.19) : Éolienne à vitesse variable et générateur avec résistance de rotor externe variable.

- **Type C** : éolienne à vitesse variable avec générateur asynchrone à double alimentation. Dans cette configuration, la turbine est couplée par le multiplicateur de vitesses à un générateur asynchrone à double alimentation (GADA) [34]. Le générateur fournit un fonctionnement à vitesse variable au moyen d'un convertisseur de puissance à capacité réduite (partial-scale) dans le circuit du rotor. Selon la taille du convertisseur, cette configuration permet une plage de fonctionnement plus large à vitesse variable d'environ $\pm 30\%$ autour de la fréquence angulaire du réseau. De plus, le système de convertisseur offre une compensation de puissance réactive et une connexion au réseau lisse. Le convertisseur de puissance de petite taille rend cette configuration de turbine très intéressante d'un point de vue économique par rapport aux turbines avec convertisseur de puissance à pleine capacité (full-scale), ce qui sera expliqué ci-après.

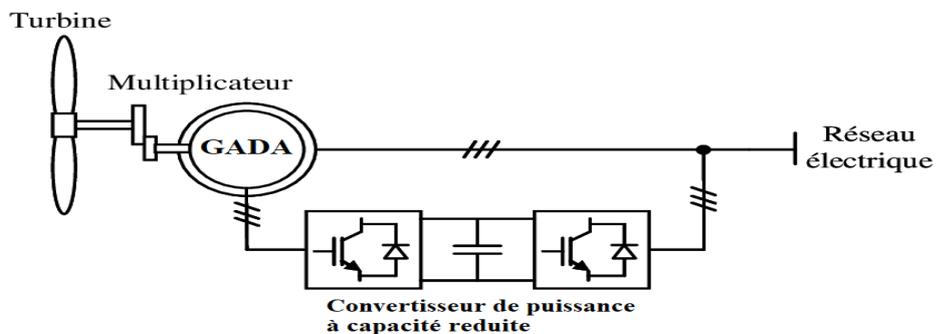


Figure (II.20) : Éolienne à vitesse variable à base de générateur asynchrone à double alimentation.

- **Type D** : éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité. Cette configuration permet un fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse du générateur. De plus, le convertisseur pleine échelle assure une compensation de la puissance réactive et une connexion fluide au réseau[33].

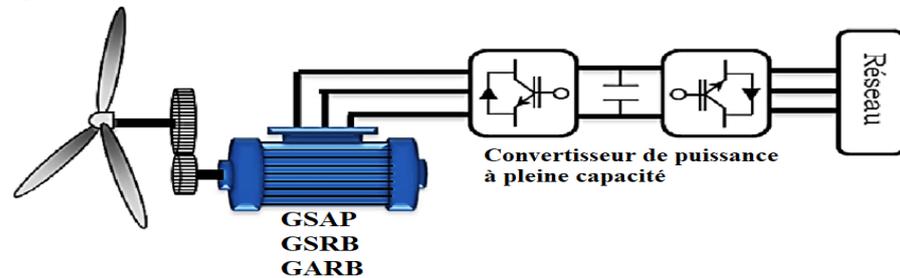


Figure (II.21) : Éolienne à vitesse variable avec convertisseur de puissance à pleine capacité.

L'intérêt porté à la génératrice asynchrone à double alimentation (GADA) ne cesse de croître surtout dans le domaine des énergies renouvelables. En effet, dans le domaine éolien, la GADA présente bien des avantages : le convertisseur lié à l'armature rotorique est dimensionné au tiers de la puissance nominale du rotor, les pertes dans les semi-conducteurs sont faibles, etc. L'avènement de l'électronique de puissance a eu un impact majeur sur le monde industriel au cours des dernières décennies. Cet avènement s'est produit par l'arrivée sur le marché des composants d'électronique de puissance, tels que les thyristors, les triacs, les GTO, les IGBT ou les transistors de forte puissance [27].

Ces composants ont permis le développement de convertisseurs statiques de grande puissance qui permettent la conversion de la puissance électrique d'une forme quelconque à une autre forme. Ces convertisseurs apportent un progrès considérable au niveau des procédés industriels [19].

II.6.4. Modèle de la turbine utilisée

Dans cette étude, on a utilisé la turbine à générateur asynchrone à double alimentation DFIG (Doubly-Fed Induction Generator), un système populaire dans lequel l'interface électronique de puissance contrôle les courants du rotor pour atteindre la vitesse variable nécessaire à une capture maximale d'énergie dans des vents variables. Comme l'électronique de puissance ne traite que la puissance du rotor, généralement inférieure à 25 % de la puissance totale, le DFIG offre les avantages du contrôle de vitesse avec un coût et des pertes de puissance réduits [3].

La figure (II.22) illustre également le modèle des composants du Système Éolien à Générateur Asynchrone à Double Alimentation (DFIG).

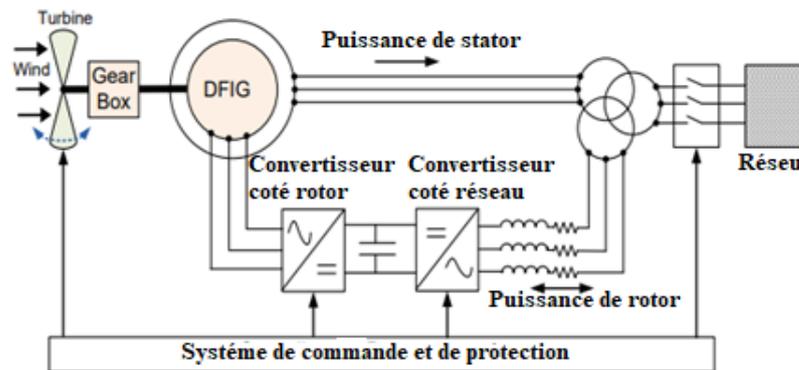


Figure (II.22) : Composants du Système Éolien à Générateur Asynchrone à Double Alimentation (DFIG).

Les éoliennes DFIG peuvent fournir un contrôle découplé de la puissance active et réactive du générateur, une production d'énergie plus efficace, une meilleure qualité de puissance et une performance dynamique améliorée [54]. Tous les avantages mentionnés ci-dessus du DFIG sont rendus possibles grâce au schéma de contrôle qui peut être mis en œuvre dans les convertisseurs back-to-back du DFIG. Par conséquent, la méthode de contrôle de ce convertisseur back-to-back joue un rôle important dans l'amélioration des performances du système DFIG.

La capacité en puissance réactive du système DFIG est limitée, en particulier dans les zones isolées ou offshore où les réseaux électriques sont souvent faibles, caractérisés par des rapports de court-circuit faibles et des conditions de sous-tension. Ces réseaux nécessitent une attention particulière lors du raccordement des éoliennes. En cas de perturbations côté réseau, les DFIG peuvent ne pas être en mesure de fournir un soutien suffisant en puissance réactive, ce qui peut entraîner une instabilité de la tension. Le comportement aérodynamique des éoliennes provoque également des fluctuations de la tension de sortie. Sans compensation dynamique réactive externe, ces fluctuations peuvent endommager les convertisseurs électroniques de puissance du DFIG. Pour éviter de telles situations, les éoliennes sont généralement déconnectées du réseau en cas de perturbation, mais cette pratique peut nuire à la stabilité du système avec l'augmentation de la pénétration de l'énergie éolienne [55]. Il devient donc nécessaire d'exiger des éoliennes qu'elles soutiennent la tension et la fréquence du réseau, non seulement en régime permanent, mais aussi lors de perturbations.

La gestion de la tension dans les réseaux éloignés reste un défi, d'où la nécessité d'installer des dispositifs de contrôle local de la tension dans les réseaux de transmission et de distribution.

II.6.5. La modélisation de la partie éolienne

L'éolienne capte l'énergie contenue dans le vent et la transforme en puissance aérodynamique. Cette puissance est obtenue en réduisant la puissance initiale du vent par un facteur connu sous le nom de coefficient de puissance, ou facteur de Betz. La vitesse du vent agissant sur les pales de l'éolienne met celles-ci en mouvement rotatif, générant ainsi une puissance aérodynamique sur l'arbre de la turbine, désignée, et exprimée selon [45] par :

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V^3 \quad (\text{II.24})$$

D'où C_p est le coefficient de puissance. En se basant sur les caractéristiques de la turbine, le coefficient de puissance est représenté par l'expression suivante [8] :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (\text{II.25})$$

D'où :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \text{ et } \lambda = \frac{\Omega_t R}{V} \quad (\text{II.26})$$

R : Rayon des pales [m],

λ : Vitesse relative de l'éolienne,

β : Angle d'orientation des pales [°],

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine [rad/s]

En réarrangeant (II. 23), la puissance aérodynamique est décrite comme :

$$P_{aer} = k_t(\beta) \Omega_t^3 \quad (\text{II.27})$$

Avec :

$$k_t(\beta) = \frac{\frac{1}{2} C_p(\beta) \rho S R^3}{\lambda^3} \quad (\text{II.28})$$

Une expression pour le couple de la turbine est obtenue à partir du rapport :

$$T_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_t} \quad (\text{II. 29})$$

Une partie de la puissance disponible dans le vent est convertie par les pales du rotor en puissance mécanique agissant sur l'arbre du rotor de l'éolienne. Pour les calculs en régime permanent de la puissance mécanique provenant d'une éolienne, on peut utiliser la courbe appelée $C_p(\lambda, \beta)$. La puissance mécanique, P_{mech} , peut être déterminée par [53].

$$P_{mech} = \frac{1}{2} \rho A_r C_p(\lambda, \beta) w^3 \quad (\text{II. 30})$$

Avec

$$\lambda = \frac{\Omega_r R_r}{w} \quad (\text{II. 31})$$

Où C_p est le coefficient de puissance, β est l'angle de pas, λ est le rapport de vitesse de pointe, w est la vitesse du vent, Ω_r est la vitesse de rotation du rotor (du côté basse vitesse du multiplicateur), r_r est le rayon du plan du rotor, ρ est la densité de l'air, et A_r est la surface balayée par le rotor.

II.6.5.1. Circuit équivalent du générateur asynchrone à double alimentation (DFIG) :

Le circuit équivalent du générateur asynchrone à double alimentation (DFIG), incluant les pertes de magnétisation, est illustré à la figure(II.23). Ce circuit équivalent est valable pour une phase équivalente Y et pour les calculs en régime permanent. Dans le cas où le DFIG est connecté en Δ , la machine peut toujours être représentée par cette représentation équivalente en Y. Dans cette section, la méthode $j\omega$ est adoptée pour les calculs. Notez que si la tension du rotor, V_r , dans la figure(II.23), est court-circuitée.

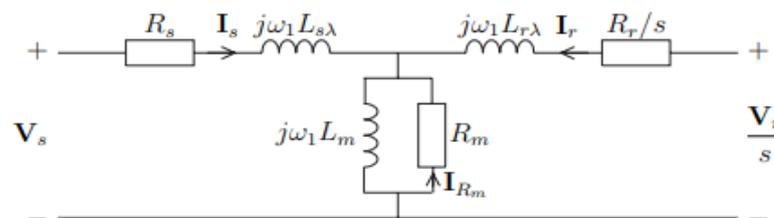


Figure (II.23) : Circuit équivalent du DFIG.

Le circuit équivalent du DFIG devient le circuit équivalent ordinaire d'une machine à cage d'induction. En appliquant la loi des tensions de Kirchhoff au circuit de la figure (II.23), on obtient [55] :

$$V_s = R_s I_s + j \omega_1 L_{s\lambda} I_s + j \omega_1 L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{II. 32})$$

$$V_r = \frac{1}{S} R_r I_r + j \omega_1 L_{r\lambda} I_r + j \omega_1 L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{II. 33})$$

$$0 = R_m I_{Rm} + j \omega_1 L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{II. 34})$$

Dans ce cas, la notation suivante est utilisée :

- V_s : tension du stator ; R_s : résistance du stator ;
- V_r : tension du rotor ; R_r : résistance du rotor ;
- I_s : courant du stator ; R_m : résistance magnétisante ;
- I_r : courant du rotor ;
- I_{Rm} : courant de la résistance magnétisante ;
- $L_{s\lambda}$: inductance de fuite du stator ; $L_{r\lambda}$: inductance de fuite du rotor ;
- ω_1 : fréquence du stator ; L_m : inductance magnétisante ;
- s : glissement.

Le glissement, S , est défini par :

$$S = \frac{\omega_1 - \omega_r}{\omega_1} = \frac{\omega_2}{\omega_1} \quad (\text{II. 35})$$

Où ω_r est la vitesse du rotor et ω_2 est la fréquence de glissement. De plus, si le flux dans l'entrefer, le flux du stator et le flux du rotor sont définis comme suit :

$$\psi_m = L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (\text{II. 36})$$

$$\psi_s = L_{s\lambda} I_s + L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) = L_{s\lambda} I_s + \psi_m \quad (\text{II. 37})$$

$$\psi_r = L_{r\lambda} I_r + L_m (I_s + I_r + I_{Rm}) = L_{r\lambda} I_r + \psi_m \quad (\text{II. 38})$$

Les équations décrivant le circuit équivalent, c'est-à-dire (II.32) – (II.34), peuvent être réécrites comme suit :

$$V_s = R_s I_s + j \omega_1 \psi_s \quad (\text{II. 39})$$

$$V_r = \frac{1}{S} R_r I_r + j \omega_1 \psi_r \quad (\text{II. 40})$$

$$0 = R_m I_{Rm} + j \omega_1 \psi_m \quad (\text{II.41})$$

Les pertes résistives du générateur à induction sont :

$$P_{loss} = 3(R_s |I_s|^2 + R_r |I_r|^2 + R_m |I_{Rm}|^2) \quad (\text{II. 42})$$

La puissance mécanique P_{mech} générée par le DFIG est calculée à partir de la puissance active dans le rotor :

$$P_{mech} = \frac{3}{2} \frac{w_r}{w_1} V_r I_r \quad (\text{II. 43})$$

II.7. Système de simulation :

Cette section de l'étude décrit le système d'installation, mettant en avant la modélisation de D-STATCOM/SVC. Cette modélisation est basée sur divers paramètres tels que la capacité en (-3/3) MVAR, la tension de 25 kV et la charge variable, tous présentés dans la figure (II.24).

Le système est également en liaison avec une centrale éolienne de 9 MW composée de 6 turbines et d'un micro-réseau de 120 kV et 60 Hz. Notamment, les 6 éoliennes sont constituées de 3 paires de turbines de 1,5 MW chacune. L'étude utilise le logiciel MATLAB/Simulink pour simuler le système, à la fois avec et sans l'installation de DFACTS, dans des conditions d'installation classiques.

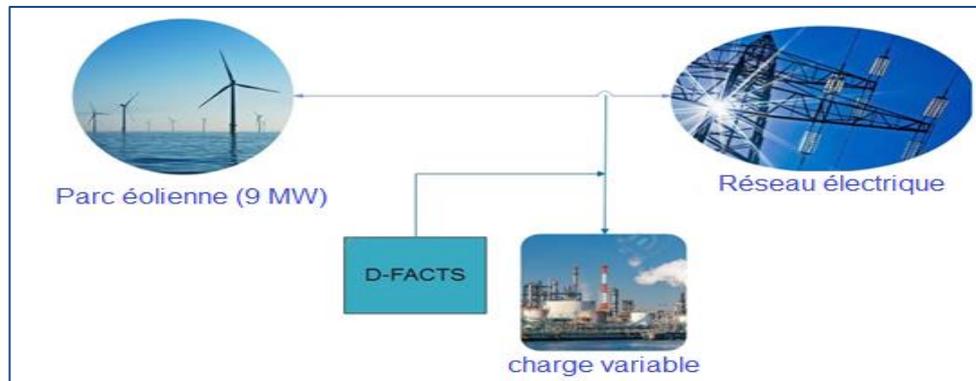


Figure (II.24) : Le modèle simulé.

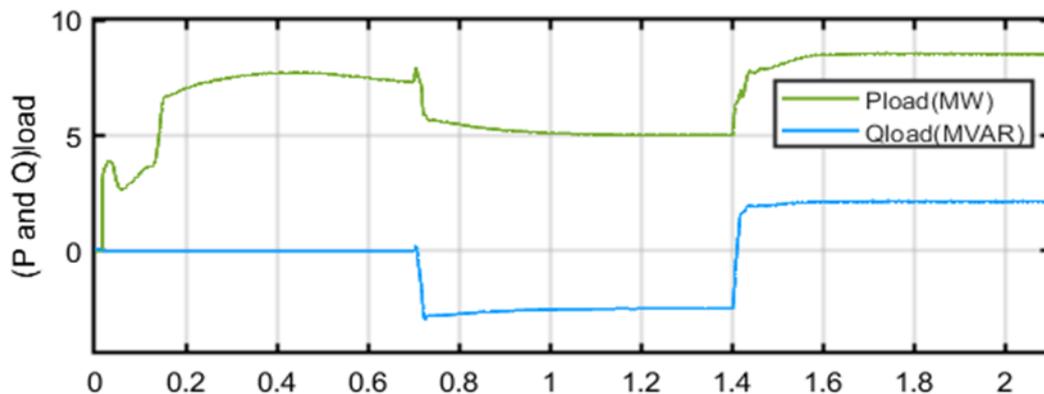


Figure (II.25): La puissance active et réactive au niveau de la charge.

II.7.1. Réseau sans D-FACTS :

La distribution de la puissance réactive s'est déroulée en trois étapes dans cette simulation, comme le montre la figure (II.25) : de $t=0s$ à $0,7s$, il n'y a pas de puissance réactive, de $t=0,7s$ à $t=1,4s$, il y a une puissance réactive capacitive, et de $t=1,4s$ à $2,1s$, il y a une puissance réactive inductive. C'est exactement ce qui influence la tension de la ferme éolienne et la charge, comme le montre la figure (II.26). Dans la première période, la tension de l'éolienne est proche de 1 p.u. mais après une surcharge pendant la deuxième période, nous remarquons une sous-tension dans la période finale.

La figure (II.27) montre la tension de charge avec des niveaux de tension éoliens identiques mais avec une amplitude plus faible, cependant, le système d'alimentation n'a pas pu satisfaire une condition de charge. C'est la raison pour laquelle les FACTS ont été intégrés.

La figure (II.28) représente trois courbes consécutives représentant la puissance réactive de l'éolien, du système d'alimentation et de la charge, avec des graphiques correspondant clairement aux modifications de distribution.

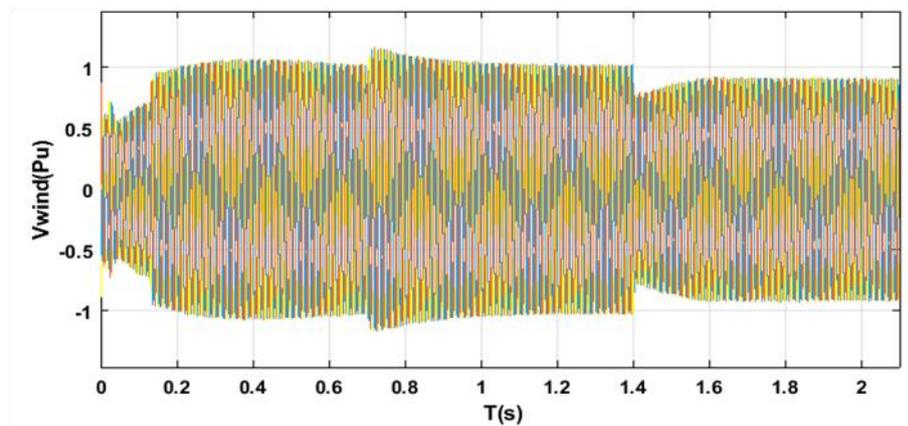


Figure (II.26):La tension de l'éolienne sans D-FACTS.

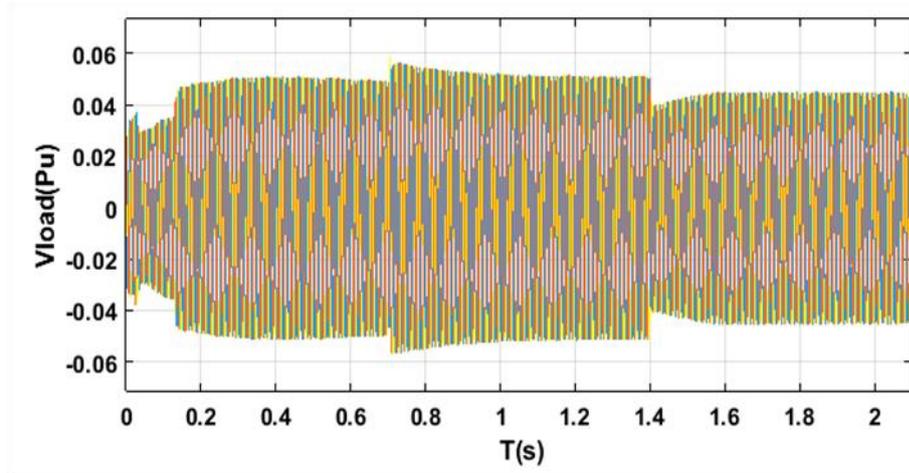


Figure (II.27): La tension de la charge sans D-FACTS.

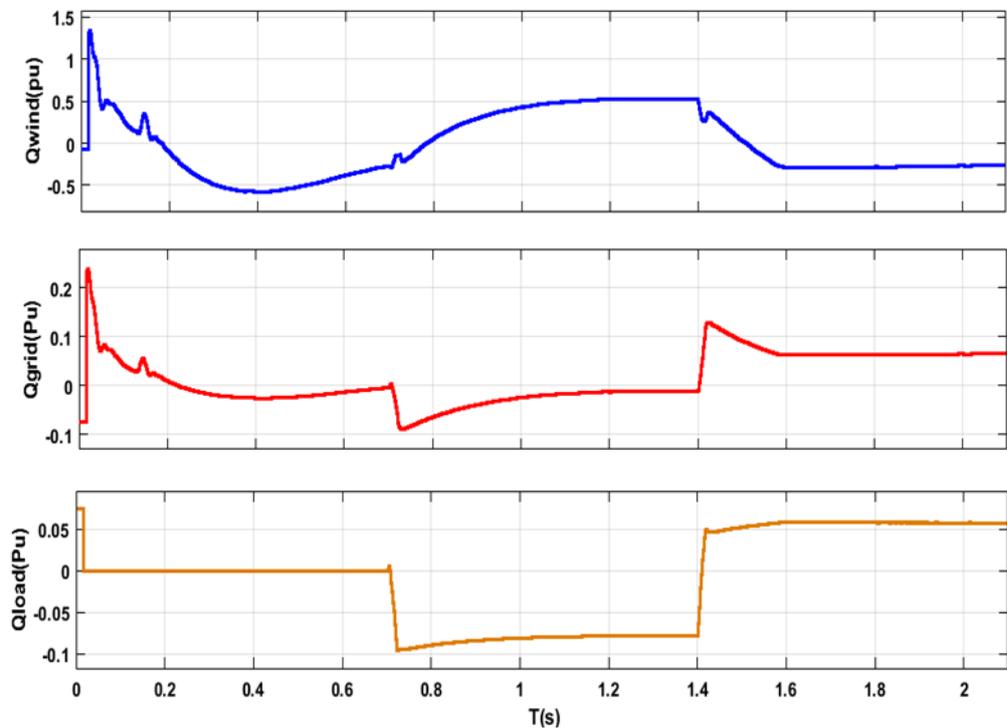


Figure (II.28) : Les puissances réactives sans D-FACTS

II.7.2. Réseau avec SVC :

Suite à l'achèvement du modèle avec SVC, voici les résultats obtenus : La figure (II.29) montre une amélioration de la tension éolienne dans les deux premières périodes, mais une perturbation est observée dans la troisième période.

D'autre part, comme le montre la figure (II.30), le niveau de tension de charge s'est significativement amélioré, avec des valeurs proches de 1 pu pour toutes les périodes sauf la troisième, où une perturbation persiste.

En ce qui concerne la figure (II.31), qui illustre les puissances réactives de la deuxième structure, nous devons souligner que, selon les besoins du client, le SVC injecte ou absorbe de la puissance réactive.

La tension de charge s'améliore nettement dans les trois phases où la sortie de tension reste constante, ce qui permet de faire varier les différentes charges, démontrant ainsi l'influence du SVC. Cependant, les résultats en termes de stabilisation de tension sont insuffisants, ce qui nous amène à utiliser le D-STATCOM pour le modèle suivant.

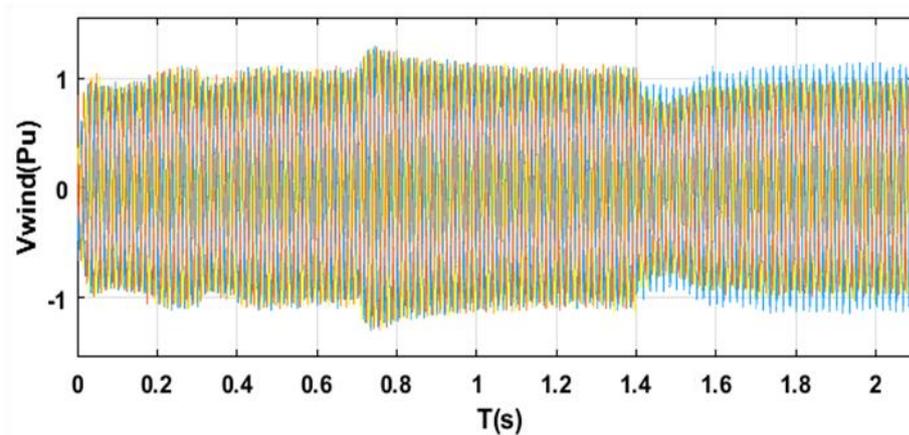


Figure (II.29): La tension de l'éolienne avec SVC.

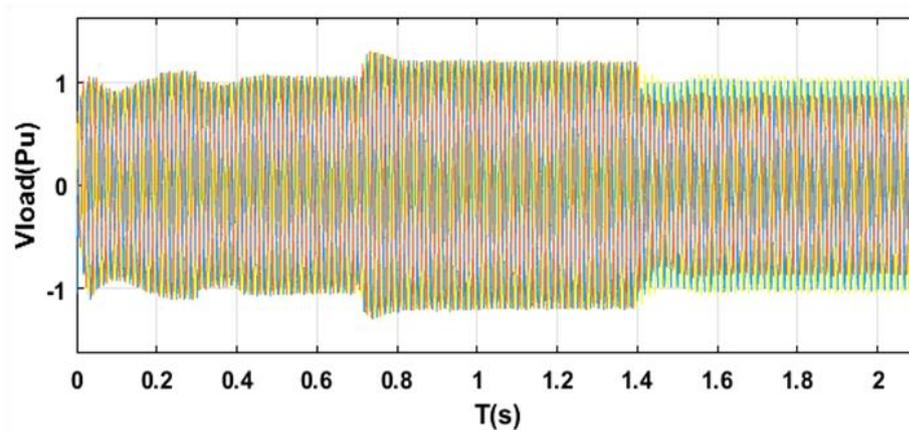


Figure (II.30): La tension de la charge avec SVC.

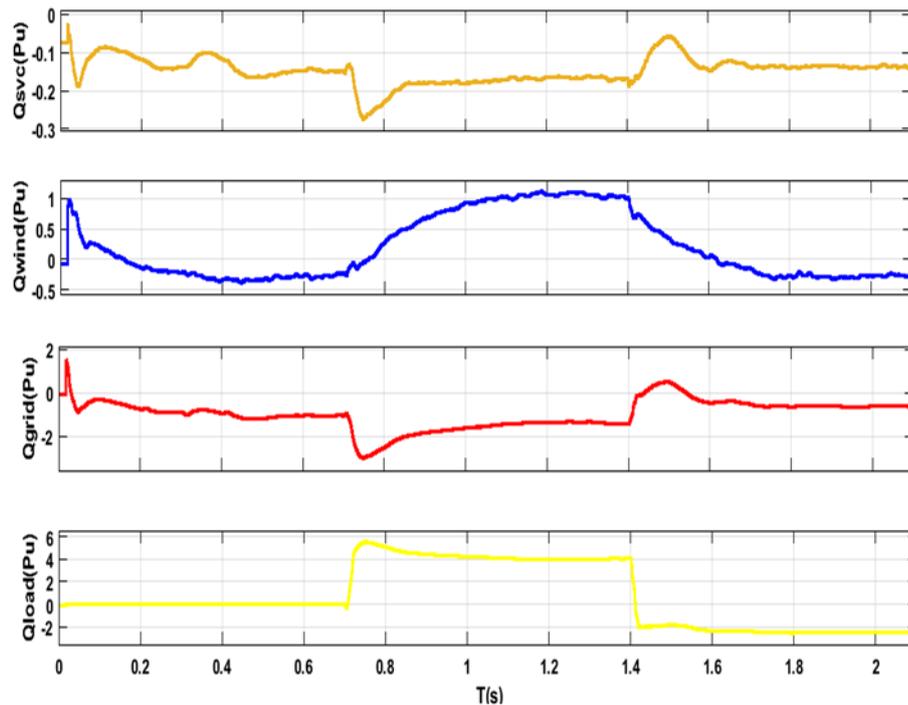


Figure (II.31): Les puissances réactives avec SVC.

II.7.3. Réseau avec D-STATCOM

Nous obtenons les résultats suivants après l'exécution du modèle avec D-TATCOM : la tension éolienne s'est inversée, comme le montre la figure (II.32), entraînant une surtension plutôt qu'une sous-tension, et l'inverse est vrai. En revanche, nous remarquons dans la figure (II.33) une avancée significative dans la tension de fonctionnement requise pour la charge, qui est proche de 1pu pendant toute la durée de l'opération.

En ce qui concerne la figure (II.34), qui illustre les puissances réactives de la deuxième structure, il convient de noter que le D-STATCOM introduit ou consomme de la puissance réactive en fonction des besoins des consommateurs. Le D-STATCOM améliore les performances, en particulier pour les charges variables. On observe clairement une augmentation de la tension de charge pour les trois phases où la tension de charge reste inchangée, ce qui nous permet d'atténuer la charge variable et de visualiser l'effet des D-STATCOM.

En conclusion, les résultats indiquent que le D-STATCOM est une solution efficace pour améliorer la stabilité et les performances du système électrique, en particulier dans des conditions de charge variables.

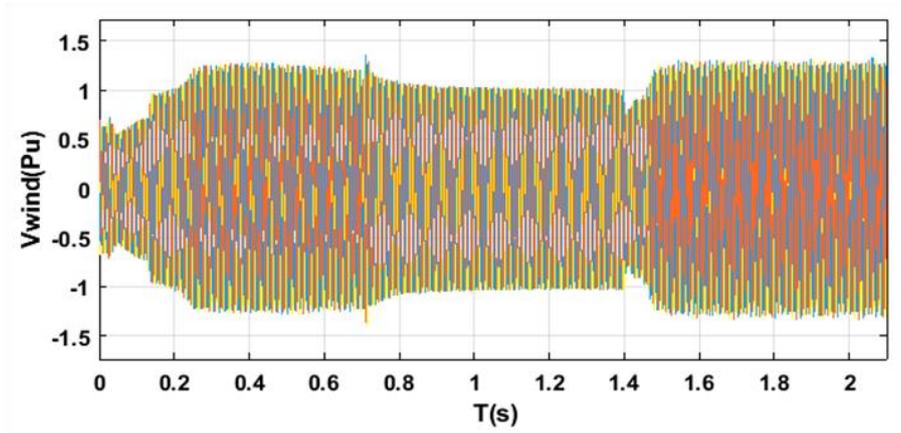


Figure (II.32) : La tension de l'éolienne avec D-STATCOM.

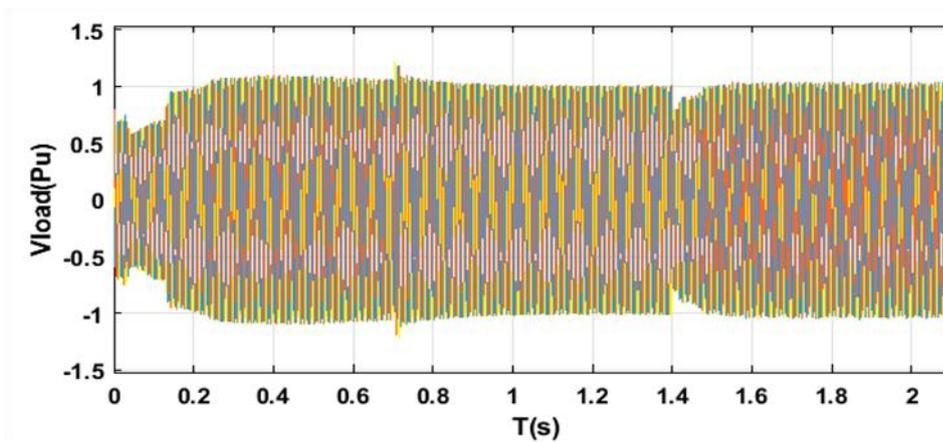


Figure (II.33): La tension de la charge avec D-STATCOM.

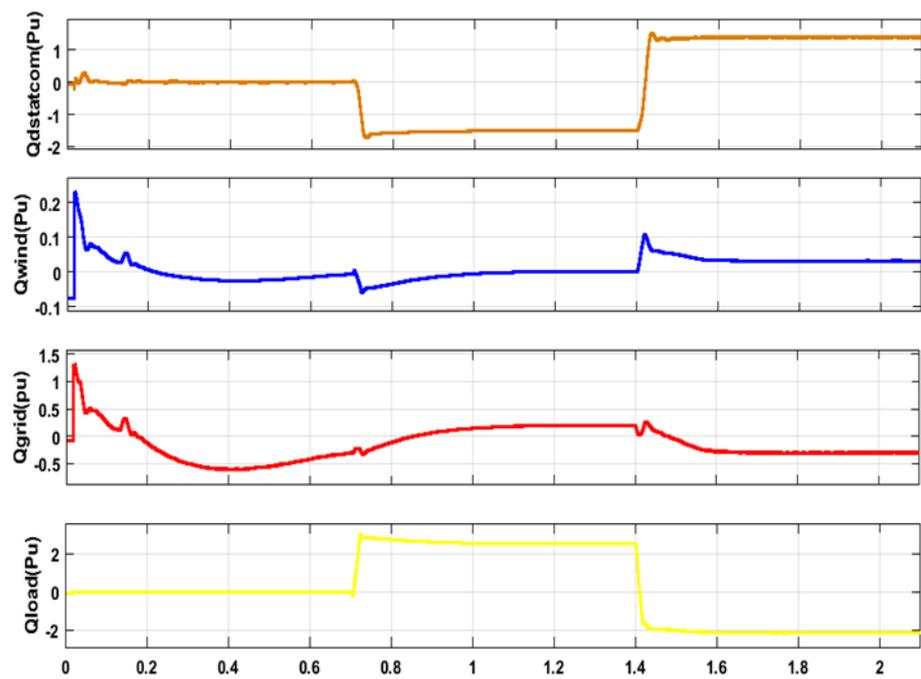


Figure (II.34): Les puissances réactives avec D-STATCOM.

II.8. Conclusion

Pour évaluer les performances des dispositifs D-FACTS, le comportement en régime permanent d'une ferme éolienne basée sur des DFIGs, avec D-STATCOM et SVC, a été examiné et comparé. Les conclusions suivantes ont été tirées :

- Les résultats de simulation montrent clairement que la ferme éolienne est beaucoup plus efficace en termes de stabilité de tension lorsqu'elle est équipée d'un D-STATCOM.
- Tant le SVC que le D-STATCOM peut compenser la puissance réactive au point de couplage commun ; le D-STATCOM a un temps de réponse plus rapide par rapport au SVC.
- Le D-STATCOM réagit en faveur du maintien de la stabilité de l'ensemble du réseau électrique, contrairement au SVC qui présente plus d'un inconvénient.

En conclusion, nous pouvons dire que la présence du D-STATCOM dans une ferme éolienne, lorsque celle-ci est connectée au réseau électrique, est plus qu'essentielle pour garantir d'une part la stabilité de l'ensemble du système et d'autre part une continuité de service même en présence de fortes perturbations. En perspective, il est nécessaire de planifier une étude technique et économique sur d'autres dispositifs, tels que les systèmes de transmission flexible en courant alternatif, les 'DFACTS', afin de parvenir au choix pertinent de l'équipement correspondant le tableau comparatif entre le D-STATCOM et le SVC.

Tableau (II.4) : Le tableau suivant représente une comparaison détaillée entre le SVC et le STATCOM

Critère	SVC (Static Var Compensator)	STATCOM (Static Synchronous Compensator)
Fonctionnement	Régule la tension en injectant ou absorbant des puissances réactives à l'aide de TCR et TSC	Fonctionne comme une source de courant synchronisé fournissant ou absorbant des puissances réactives
Applications	Amélioration de la stabilité de tension, compensation réactive, réduction des pertes de transmission	Régulation de la tension, compensation réactive dynamique, amélioration de la stabilité transitoire

Avantages	Réponse rapide aux variations de la demande de puissance réactive, amélioration de la capacité de transmission	Meilleure performance en termes de réponse dynamique, moins de dépendance aux fluctuations de la tension du système
Inconvénients	Coûts d'installation et de maintenance élevés, efficacité limitée par les caractéristiques du système électrique existant	Technologie plus complexe et coûteuse, besoin de refroidissement supplémentaire pour les composants de puissance

Après avoir approfondi l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau et étudié les systèmes de transmission flexibles AC (FACTS) ainsi que les équipements FACTS distribués (DFACTS), le chapitre suivant se concentre sur un dispositif essentiel de compensation de la puissance réactive : le D-STATCOM. Dans ce contexte, nous analysons en détail deux approches de contrôle du D-STATCOM, à savoir le contrôleur traditionnel proportionnel-intégral (PI) et le contrôleur robuste Fuzzy-PI. Cette analyse comparative, qui s'inscrit dans la continuité de notre étude sur les compensateurs de puissance réactive, nous permet d'évaluer l'efficacité des différentes stratégies de contrôle et de déterminer la solution la plus adaptée pour optimiser la gestion de la puissance réactive dans les réseaux électriques alimentés par l'énergie éolienne.

II.9. Référence

- [1] Vaidya, P. S. et Chandrakar, V. K., "Analyse de la contingence du réseau électrique avec STATCOM et SVC", Innovations in Electrical and Electronic Engineering, Springer Nature, 2021.
- [2] Nasir, M. S. A. et Jumaat, S. A., "Impact de l'installation du compensateur statique de puissance réactive (SVC)", IEEE, 2019.
- [3] Zobeidi, M., Lakdja, F., Gherbi, Y. et Gherbi, F., "Effet d'un générateur éolien sur l'emplacement optimal des systèmes FACTS", Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, 2020.
- [4] Alam, Md. Morshed et Jang, Y., "Approche de contrôle automatique de la compensation de puissance réactive dans les réseaux intelligents", IEEE, 2020.
- [5] Dinu, E. et Ilisiu, D., "Compensation moderne de la puissance réactive pour les réseaux électriques intelligents", 22nd International Conference on Control and Computer Science, 2019.
- [6] Ahmed, S. et Al-Ismail, F., "Défis d'intégration des énergies éoliennes au réseau", IEEE, 2020.
- [7] Hasan, N., Ibraheem et Farooq, S., "Analyse des performances dynamiques d'une ferme éolienne basée sur DFIG avec STATCOM et SVC", International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, vol. 2, no. 7, juillet 2012.
- [8] Savaghebi, M., Guerrero, J. M., Jalilian, A. et Vasquez, J. C., "Contrôle secondaire pour la compensation du déséquilibre de tension dans un micro-réseau insulaire", IEEE, 2011.
- [9] Wang, L. et Truong, D., "Amélioration de la stabilité d'un système électrique avec une ferme éolienne offshore basée sur PMSG et DFIG en utilisant un SVC avec un système d'inférence floue basé sur un réseau adaptatif", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 7, juillet 2013.
- [10] Jun, Q., Zhao, W. et Bian, X., "Étude comparative de la compensation de puissance réactive par SVC et STATCOM pour les micro-réseaux de prosumers avec intégration de fermes éoliennes basées sur DFIG", IEEE, 2020.
- [11] Ramesh, J. et Sudhakaram, M., "Amélioration de la qualité de l'alimentation en utilisant un D-STATCOM triphasé pour charge variable", IEEE, 2012.
- [12] Lakdja, F., Guentri, H., Gherbi, Y. A. et OuldAdbsallem, D., "Impact du STATCOM sur une ferme éolienne dans l'ouest du réseau algérien", International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014.
- [13] Boumediene, L., "Placement des dispositifs 'D-FACTS' et contrôle des tensions dans un réseau de distribution", thèse, 2010.

- [14] Mehdi, H., Ali, S. H., et Mahmud, F., "Modélisation du D-STATCOM dans les flux de charge des systèmes de distribution", Journal of Zhejiang University SCIENCE, ISSN 1862-1775.
- [15] Amoozegar, D, "Modélisation du DSTATCOM pour la stabilité de la tension avec un contrôleur de courant PI logique floue", Elsevier, Electrical Power and Energy Systems, vol. 76, 2016, pp. 129-135.
- [16] Zellagui, M., "Vitesse variable du générateur d'éolienne avec DFIG connecté au réseau électrique", Revue des Energies Renouvelables, vol. 11, no. 3, 2008, pp. 453-464.
- [17] Amina Mseddi, "Modélisation et commande d'un générateur éolien à double excitation isolé en vue de l'amélioration de son rendement et de la diminution de la fatigue mécanique. Energie électrique", Université de Cergy Pontoise; École nationale d'ingénieurs de Sfax (Tunisie), 2019. Français. NNT : 2019CERG1032.
- [18] Kerrouche, K. D. E., Wang, L., Mezouar, A., Boumediene, L. et Van Den Bossche, A., "Contrôle de mode glissant d'ordre fractionnaire pour D-STATCOM connecté à une ferme éolienne basée sur DFIG sous tension déséquilibrée", Arabian Journal for Science and Engineering, vol. 44, no. 3, pp. 2265-2280.
- [19] Belhamidi, M., Lakdja, F., Guentri, H., Boumediene, L. et Yahiaoui, M., "Contrôle de la puissance réactive du D-STATCOM dans un réseau électrique avec intégration de l'énergie éolienne", Journal of Electrical Engineering & Technology, 2022.
- [20] Statista, 2022 : Projection capacité éolienne cumulée installée dans le monde, <https://fr.statista.com/statistiques/549845/projection-capacite-eolienne-cumulee-installee-dans-le-monde/>
- [21] Guerri, O, "L'Énergie Éolienne en Algérie : Un bref aperçu. Bulletin des Énergies Renouvelables", n° 21, Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique, 2011, https://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/bulletin_021_10.pdf
- [22] Statista, 2021:Flexible AC Transmission Systems installed world wide by region, <https://www.statista.com/statistics/1360641/flexible-ac-transmission-systems-installed-worldwide-by-region/>
- [23] R. A. Dupuis, "Optimisation de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques intelligents," Thèse de doctorat, Université de Montpellier, 2015.
- [24] AB. ElandersSverige, "SVC for cost-effective replacing of local generationwithremote power import", ABB, 102-0183E, 2011-01.

- [25] Madhusudan, R. et Reddy, P. L., "Strategies de contrôle pour DSTATCOM – Une revue exhaustive", International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE), 8(5), 2278-3075.
- [26] Weihua, L., Songqi, F., Weichun, G. et Zhiming, W., "Recherche sur la stratégie de contrôle d'un système de stockage d'énergie éolienne à grande échelle", IEEE PES ISGT ASIA.
- [27] Apornak, K., "Analyse de l'effet de l'utilisation des dispositifs FACTS 'STATCOM et SVC' dans un réseau incluant des ressources de génération distribuée en termes de qualité de l'énergie 'chute de tension et déséquilibre de tension", International Academic Journal of Science and Engineering, vol. 3, n°1, 2016.
- [28] Sayahia, K., Kadria, A., Bachab, F. et Marzougua, H., "Mise en œuvre d'une stratégie de contrôle du D-STATCOM basée sur la méthode de contrôle direct de la puissance pour une éolienne raccordée au réseau", Elsevier, Electrical Power and Energy Systems, 2020.
- [29] Jyothi, P., Prakash, R. B. R. et Varma, P. S., "Application de l'intelligence artificielle à la ferme éolienne basée sur DFIG pour la compensation de puissance réactive", International Journal of Renewable Energy Research, vol. 10, n°2, juin 2020.
- [30] A. M. Eltamaly et al., " D-STATCOM for Distribution Network Compensation Linked with Wind Generation," Control and Operation of Grid-Connected Wind Energy Systems, Green Energy and Technology, Springer Nature Switzerland AG 2021, pp. 98-118.
- [31] M. Thirupathaiiah, P. Venkata Prasad, V. Ganesh, "Enhancement of Power Quality in Wind Power Distribution System by Using Hybrid PSO-Firefly based DSTATCOM," International Journal of Renewable Energy Research, Vol. 8, No. 2, June 2018.
- [32] K. Rabyi et al., "Energy storage of DFIG based wind farm using D-STATCOM," Int J Elec & Comp Eng, Vol. 9, No. 2, April 2019, pp. 761-770.
- [33] S. Benavides, J.R Ortiz et al., "Implementation of a Distribution Static Compensator D-STATCOM: Hardware and Firmware Description," Technological University of Pereira, Vol. 24, No. 04, December 2019.
- [34] B. Singh, S. Kumar, "Control of DSTATCOM in 3-Phase 3-Wire Distribution System using Modified IcosØ Algorithm," National Conference on Emerging Trends in Electrical, Instrumentation & Communication Engineering, Vol. 3, No. 2, 2013.
- [35] M. Aggarwal, M. Singh, "Analysis and Control of Grid Connected Wind Energy System with DSTATCOM," IEEE

- [36] V. Mohan Kumar, H. B. Nagesh, "Operation of D-STATCOM in Voltage Control Mode," International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), Vol. 7, Issue 09, September 2018.
- [37] E. E. C. Moraes, S. J. de Mesquita, R. P. S. Leão, "The Application of D-STATCOM in Smart Distribution Grid with Wind Power Plants," 2022.
- [38] S. Lalngaihawma, C. Rohmingluanga, R. Roy, D. Hmingthanmawia, S. Datta, et N. Sinha, "Performance Study of a Wind-Battery-Based Islanding System," Smart and Intelligent Systems, Algorithms for Intelligent Systems, Springer Nature Singapore Pte Ltd., 2022.
- [39] S. Adak, "Harmonics Mitigation of Stand-Alone Photovoltaic System Using LC Passive Filter," Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 16, 2021, pp. 2389-2396.
- [40] T. Ackermann, "Wind Power in Power System," John Wiley & Sons, 2005.
- [41] M. Stiebler, "Wind Energy Systems for Electric Power Generation," Springer Science & Business Media, 2008.
- [42] K. K. M. S. Kariyawasam, K. K. N. P. Karunarathna, R. M. A. Karunarathne, M. P. D. S. C. Kularathne, et K. T. M. U. Hemapala, "Design and Development of a Wind Turbine Simulator Using a Separately Excited DC Motor," Smart Grid and Renewable Energy, Vol. 4, No. 3, 2013, pp. 259-265.
- [43] F. Lakdja, H. Guentri, Y. A. Gherbi, D. OuldAdbsallem, "Impact du STATCOM sur une ferme éolienne dans l'ouest du réseau algérien," International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2014.
- [44] D. Amoozegar, "Modélisation du DSTATCOM pour la stabilité de la tension avec un contrôleur de courant PI logique floue," Elsevier, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 76, 2016, pp. 129-135.
- [45] Pierre Laize, "Gestion des risques dans les stratégies de planification des réseaux électriques intelligents basse tension", thèse de doctorat en énergie électrique, Université Grenoble Alpes, 2022.
- [46] El Oualid Zouggar, "Contribution à la modélisation et à la commande robuste d'un système éolien basé sur les génératrices asynchrones", thèse de doctorat, Université de Batna 2, juillet 2021.
- [47] K. Kerrouche, "Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé au réseau électrique", Thèse de Doctorat, Université Dr. Tahar Moulay, Saida, Algérie, 2016.
- [48] A. M. Eltamaly *et al.*, "D-STATCOM for Distribution Network Compensation Linked with Wind Generation," Green Energy and Technology, Springer Nature Switzerland AG, 2021, pp. 98-118.

- [49] R. Rashed Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, "A survey on Advanced Metering Infrastructure," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 473–484, Dec. 2014.
- [50] O. M. Butt, M. Zulqarnain, and T. M. Butt, "Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 687–695, Mar. 2021.
- [51] G. Hocine, "Contribution à l'étude des réseaux électriques intelligents et développement de la nouvelle économie de l'énergie", thèse de doctorat, Université Djillali Liabès de Sidi-Bel-Abbès, Algérie, Jan. 2018.
- [52] Equipmentimes, "Static Var Compensator (SVC)," accès le 21 septembre 2024. [En ligne]. Disponible : [https://www.equipmentimes.com/product/details/Static-Var-Compensator-\(SVC\)_1470.html](https://www.equipmentimes.com/product/details/Static-Var-Compensator-(SVC)_1470.html)
- [53] P. G. Thakurta, "An Approach for Optimal Placement of SVC to Minimize Load Curtailment," thèse de master, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Suède, 2020.
- [54] B. Pokharel, "Modeling, control and analysis of a doubly fed induction generator based wind turbine system with voltage regulation," Mémoire de master, Département de génie électrique, Tennessee Technological Univ., Cookeville, TN, USA, 2011.
- [55] A. Petersson, "Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines", thèse de doctorat, Division d'Ingénierie de l'Énergie Électrique, Département de l'Énergie et de l'Environnement, Chalmers University of Technology, Göteborg, Suède, 2005.
- [56] GE Vernova, "GE's industry-leading Flexible AC Transmission System (FACTS) portfolio helps customers meet complex grid challenges," communiqué de presse, 27 avril 2023. [En ligne]. Disponible : <https://www.gevernova.com/news/press-releases/ge-industry-leading-flexible-ac-transmission-system-facts-portfolio-helps-customers-meet-complex-grid-challenges>
- [57] CIGRÉ, "Global interconnections for a sustainable electricity system," *Electra*, no. 314, Feb. 2021. [En ligne]. Disponible : <https://electra.cigre.org/314-february-2021/global-connections/global-interconnections-for-a-sustainable-electricity-system.html>
- [58] GlobeNewswire, "Flexible AC Transmission System (FACTS) Global Market Report 2023", 4 août 2023. [En ligne]. Disponible : <https://www.globenewswire.com/news-release/2023/08/04/2719223/0/en/Flexible-AC-Transmission-System-FACTS-Global-Market-Report-2023.html>

- [59] Strategic Market Research, "Flexible AC Transmission System Market Size, Share, Growth Analysis" – 2023 to 2030," 2023. [En ligne]. Disponible : <https://www.strategicmarketresearch.com/market-report/flexible-ac-transmission-system-market>
- [60] Algerie Eco, "Algérie : projet à l'étude pour produire 1 000 méga watts d'énergie éolienne," 25 décembre 2024. [En ligne]. Disponible : <https://www.algerie-eco.com/2024/12/25/algerie-projet-a-letude-pour-produire-1-000-megawatts-denergie-eolienne/>[Accédé le : 10 avril 2025].
- [61] Econostrum Info, "Energies renouvelables : projets ambitieux en Algérie," , 2024. [En ligne]. Disponible : <https://econostrum.info/algerie/energies-renouvelables-projets-ambitieux>. [Accédé le : 10 avril 2025].
- [62] Energies Media, "Étude IFC : L'Algérie dispose du plus grand potentiel éolien terrestre en Afrique," Energies Media, 2024. [En ligne]. Disponible : <https://energies-media.com/etude-ifc-algerie-plus-grd-pot-eolien-terrest-afrique/>. [Accédé le : 10 avril 2025].



Contrôle de D-STATCOM dans le système de transmission

Résumé :

Dans ce chapitre, nous nous penchons sur le contrôle du D-STATCOM, un dispositif clé utilisé pour la compensation de la puissance réactive dans les réseaux électriques. Nous examinons deux approches de contrôle différentes : le contrôleur traditionnel proportionnel-intégral (PI) et le contrôleur robuste Fuzzy-PI. Nous étudions en détail le fonctionnement de ces deux types de contrôleurs et nous les comparons dans divers scénarios d'exploitation. Cette analyse comparative nous permet de déterminer les avantages et les limitations de chaque approche de contrôle, ainsi que leur efficacité respective dans le contrôle du D-STATCOM pour la compensation de la puissance réactive. Ces résultats sont essentiels pour guider le choix et l'optimisation des stratégies de contrôle du D-STATCOM dans notre recherche.

Sommaire :

III.1. Introduction	88
III.2. Contrôle de D-STATCOM	88
III.3. Types de Contrôleurs Utilisables pour le Contrôle du D-STATCOM	91
III.4. Fonction principale du D-STATCOM	93
III.5. Commande du D-STATCOM avec le contrôleur conventionnel PI	95
III.6. Commande du D-STATCOM avec le contrôleur robuste Logique floue	96
III.7. Les paramètres du D-TATCOM proposé	102
III.8. Résultats de simulation	103
III.9. Conclusion	116
III.10. Références	117

III.1. Introduction

Les compensateurs statiques de distribution (D-STATCOM) sont utilisés pour le contrôle de la tension et pour améliorer la qualité et la stabilité de l'alimentation du réseau de distribution. Les contrôleurs PI (proportionnels intégral) sont fréquemment utilisés pour contrôler le fonctionnement du D-SATCOM. Cependant, étant donné que le système d'alimentation est considérablement dynamique et sujet à diverses anomalies, le D-STATCOM contrôlé par PI n'est pas en mesure d'obtenir des résultats optimaux à divers points de fonctionnement. Pour que le D-STATCOM permette une réponse dynamique adéquate, des contrôleurs plus fiables sont nécessaires, par exemple, ceux qui utilisent la logique floue. Dans ce chapitre, nous présentons les différents résultats de simulation entre le régulateur PI classique et la structure la plus robuste logique floue (Fuzzy). Avec et sans intégration d'énergie renouvelable [1].

D-STATCOM est disponible dans une variété de configurations, y compris un contrôleur proportionnel intégral (PI), des réseaux de neurones artificiels (ANN) et des contrôleurs de logique floue (FLC). Les valeurs de référence pour les courants des axes "d et q" sont mesurées dans le système de contrôle D-STATCOM, généralement à partir de contrôleurs proportionnels intégraux (PI) conçus avec des techniques de contrôle séquentiel. Cependant, le contrôle intégral proportionnel présente des limites en matière de fourniture de contrôle robuste et d'avancement de la ligne de transmission dans une grande variété de conditions de fonctionnement de l'électricité. En conséquence, de nombreuses méthodes de contrôle par retour d'état ont été considérées comme des références.

Pour de meilleurs résultats, les techniques de logique floue, par exemple, sont des contrôleurs supplémentaires, sont nécessaires pour que D-STATCOM fournisse un contrôle du courant dynamique suffisant et améliorent la stabilité et la qualité de l'alimentation du système de distribution. Les paramètres de ces contrôleurs sont bons pour obtenir les meilleures performances pour un domaine d'utilisation et des exigences spécifiques[1].

III.2. Contrôle de D-STATCOM :

Dans toutes les applications pratiques, le D-STATCOM est principalement utilisé pour compenser la puissance réactive au jeu de barres de raccordement, maintenant ainsi la tension de ce dernier.

Pour ce faire, le dispositif injecte ou absorbe un courant I , qui est l'image de la puissance de compensation. Ces courants (I_d , I_q) sont donc des grandeurs de référence pour le D-STATCOM, qui seront déterminées en fonction de la puissance à injecter[2].

Le D-STATCOM utilise un convertisseur de source de tension (VSC) pour réguler la tension au point de couplage (PCC), en absorbant ou en générant de la puissance réactive. Il s'appuie sur l'électronique de puissance pour maintenir une tension sinusoïdale triphasée stable à ses bornes. Le VSC utilise des dispositifs électroniques de puissance à commutation forcée, tels que les GTO, IGBT ou IGCT, pour synthétiser la tension du côté secondaire du transformateur de couplage à partir d'une source de tension continue. Dans ce travail, un D-STATCOM basé sur un VSC utilisant des onduleurs PWM à IGBT a été utilisé[3].

La figure (III.1) représente un schéma unifilaire du D-STATCOM :

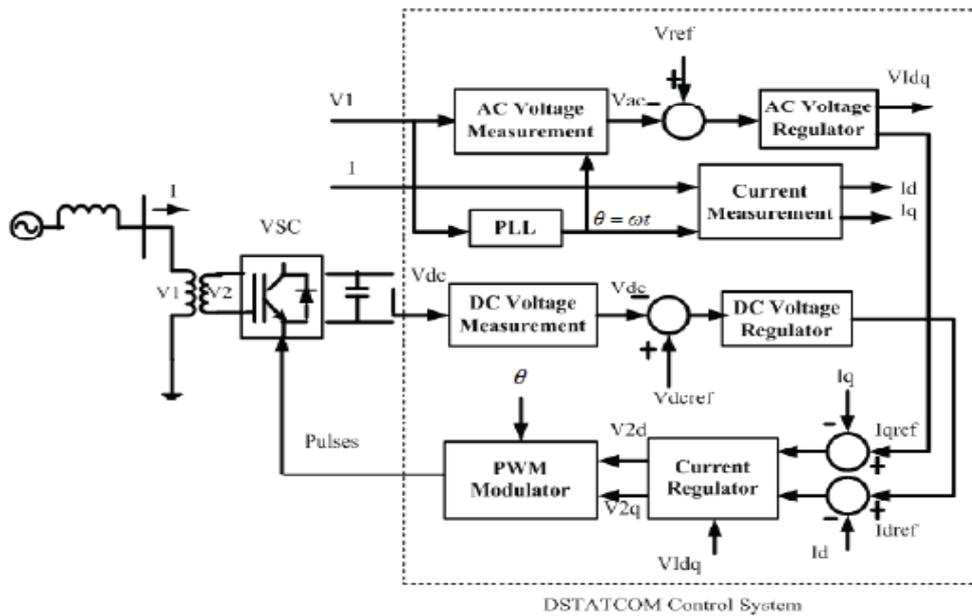


Figure (III.1) : Schéma fonctionnel du système de commande du D-STATCOM.

La PLL (Phase Locked Loop), ou boucle à verrouillage de phase, est utilisée pour se synchroniser sur la composante directe de la tension triphasée (3Φ) du réseau. La sortie de la PLL est l'angle $\theta = \omega t$, qui permet de calculer les composantes selon l'axe direct (d) et l'axe en quadrature (q) de la tension alternative (3Φ), notées V_d et V_q , ainsi que celles des courants, I_d et I_q [1].

Deux systèmes de mesure sont utilisés : les blocs V_{meas} et I_{meas} . Ces derniers extraient les composantes d et q des tensions et courants en appliquant une transformation de Park ($abc \rightarrow dq$). Cette transformation est effectuée dans le repère synchrone tournant, défini par les signaux $\sin(\omega t)$ et $\cos(\omega t)$, où ω représente la fréquence angulaire du réseau. Ces signaux sont fournis par la PLL, assurant ainsi un alignement précis du repère avec la tension fondamentale du réseau.

Cette théorie repose sur les équations de la matrice de transformation de Park, c'est-à-dire la transformation du repère α - β vers d-q [4].

La matrice de transformation est donnée ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} \quad \text{(III.1)}$$

La transformation inverse peut être calculée à l'aide de l'équation (III.1) ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ \cos \theta & -\sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} \quad \text{(III.2)}$$

Un régulateur de tension AC et un régulateur de tension DC forment la boucle de régulation externe du système de contrôle D-STATCOM.

La référence I_q provient de la boucle de régulation de tension externe. La référence I_d provient du régulateur de tension du circuit intermédiaire.

Une boucle interne de régulation de courant. Cette boucle se compose de deux contrôleurs (PI ou FuzzyPI) qui contrôlent les courants d'axe d et d'axe q. Les sorties des contrôleurs sont les tensions V_d et V_q que l'onduleur PWM doit générer. Les tensions V_d et V_q sont converties en tensions de phase V_a, V_b, V_c qui sont utilisées pour synthétiser les tensions PWM.

La sortie du régulateur de tension alternative est le courant de référence $I_{q\text{ref}}$ pour le régulateur de courant où I_q est le courant en quadrature avec la tension qui contrôle le flux de puissance réactive [5].

Il existe plusieurs types de contrôleurs qui peuvent être utilisés pour le contrôle d'un D-STATCOM (Distributive Static Compensator). Voici quelques-uns des principaux types de contrôleurs couramment utilisés.

III.3. Types de Contrôleurs Utilisables pour le Contrôle du D-STATCOM

III.3.1. Contrôleur PI (Proportionnel-Intégral)

- *Description* : Le contrôleur PI est simple à mettre en œuvre et à ajuster. Il utilise une combinaison d'actions proportionnelles et intégrales pour minimiser l'erreur de suivi [20].
- *Avantages* : Simplicité, robustesse, et bonne performance dans de nombreuses applications.
- *Inconvénients* : Peut avoir des problèmes de dépassement et de stabilité dans certaines conditions dynamiques.

III.3.2. Contrôleur PID (Proportionnel-Intégral-Dérivé)

- *Description* : Le contrôleur PID ajoute une action dérivée au contrôleur PI, ce qui peut améliorer la réponse transitoire et réduire le dépassement.
- *Avantages* : Meilleure performance dynamique, capable de gérer une large gamme de conditions de fonctionnement.
- *Inconvénients* : Plus complexe à ajuster et peut être sensible au bruit de mesure [21].

III.3.3. Contrôleur Fuzzy-PI

- *Description* : Ce contrôleur combine la logique floue avec un contrôleur PI traditionnel. La logique floue permet de gérer les incertitudes et les non-linéarités du système [22].
- *Avantages* : Amélioration de la robustesse, meilleure gestion des non-linéarités et des incertitudes.
- *Inconvénients* : Plus complexe à concevoir et à mettre en œuvre, nécessite des connaissances en logique floue [23].

III.3.4. Contrôleur H_∞ (H-infinity)

- *Description* : Le contrôleur H_∞ est basé sur une approche de théorie de contrôle robuste qui minimise la norme H_∞ d'un système, ce qui permet de garantir une performance optimale malgré les incertitudes [24].
- *Avantages* : Très robuste aux perturbations et aux incertitudes du système.
- *Inconvénients* : Complexité de la conception et du calcul, nécessite des compétences avancées en théorie de contrôle [25].

III.3.5. Contrôleur par Mode Glissant (Sliding Mode Control)

- *Description* : Cette méthode de contrôle utilise une stratégie de commutation pour forcer le système à "glisser" le long d'une surface définie dans l'espace d'état, assurant une performance robuste [26].
- *Avantages* : Haute robustesse face aux perturbations et aux variations de paramètres [27].
- *Inconvénients* : Peut induire des oscillations à haute.

Dans ce chapitre, nous avons choisi d'étudier et de comparer deux types de contrôleurs, à savoir les contrôleurs PI et flous, dans le cadre du contrôle du D-STATCOM. Ce choix découle de la nécessité d'explorer différentes approches de commande afin de répondre aux défis spécifiques posés par le pilotage de ce dispositif dans des conditions variables et parfois imprévisibles.

Les contrôleurs PI sont largement utilisés dans les systèmes de rétroaction, en raison de leur simplicité d'implémentation et de leur base théorique bien établie. Ils offrent de bonnes performances en conditions idéales, mais peuvent présenter des limites lorsqu'ils sont confrontés à des systèmes complexes ou à des variations non linéaires, comme c'est souvent le cas dans les réseaux électriques.

En revanche, les contrôleurs flous s'appuient sur la logique floue, offrant ainsi une approche plus souple et plus adaptable face aux incertitudes et aux variations du système. Ils permettent une modélisation plus flexible et l'intégration de connaissances expertes, ce qui peut améliorer les performances dans des situations où les modèles mathématiques classiques sont insuffisants ou imprécis.

En intégrant à la fois les contrôleurs PI et flous dans cette étude, notre objectif est de comparer empiriquement leurs performances dans le contexte spécifique du contrôle du D-STATCOM. Nous cherchons à identifier les forces et les limites de chaque approche, en évaluant leur capacité à maintenir la stabilité du système, à réguler la tension et à compenser la puissance réactive dans différentes conditions de fonctionnement.

Le tableau (III.1) compare les performances du contrôleur PI et du contrôleur Fuzzy-PI dans le D-STATCOM selon plusieurs critères essentiels, afin de mettre en évidence les avantages de chaque approche.

Tableau (III.1) : Comparaison entre le régulateur PI classique et le régulateur Fuzzy-PI:

Critère de performance	Contrôleur PI	Contrôleur Fuzzy-PI
Temps de réponse	Moyen à rapide	Plus rapide et adaptatif
Dépassement (overshoot)	Parfois élevé, surtout en cas de perturbation	Rapide
Robustesse face aux perturbations	Moyenne	Excellente
Simplicité de mise en œuvre	Très simple	Plus complexe (besoin d'un moteur d'inférence)
Performance globale	Correcte pour des conditions linéaires	Excellente dans des systèmes non linéaires

III.4. Fonction principale du D-STATCOM

L'objectif essentiel du D-STATCOM est de générer ou d'absorber de la puissance réactive afin d'ajuster et de maintenir la tension du bus à un niveau adéquat. La quantité d'énergie réactive est liée à la différence entre la tension du bus et la tension de sortie du D-STATCOM, et la compensation est confirmée en contrôlant les courants des axes directs et quadrature dans un système à courant alternatif triphasé équilibré en utilisant la théorie de la puissance réactive instantanée pour obtenir une réponse excellente et rendre le système plus stable et adaptable, comme illustré à la figure (III.2) [16]. La quantité de puissance réactive déchargée au point de couplage commun (PCC) du bus dépend de la différence entre la tension de sortie du D-STATCOM et la tension du bus à courant alternatif. La compensation est ensuite vérifiée en contrôlant les courants des axes directs et quadrature, puis en utilisant le théorème de la puissance réactive instantanée pour les systèmes à courant alternatif triphasés équilibrés afin d'obtenir une réaction rapide, une adaptabilité et une simplicité de mise en œuvre.

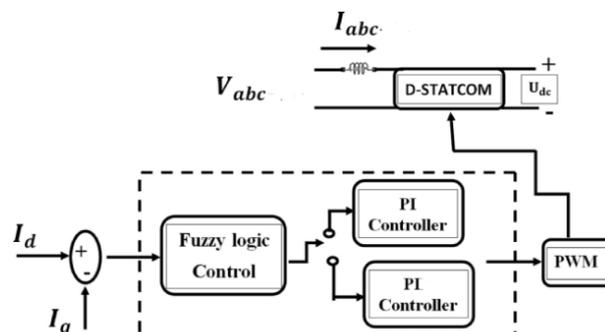


Figure (III.2): Détails du contrôleur D-STATCOM

III.4.1. Calcul des courants perturbateurs

Les courants peuvent être exprimés dans le repère alpha-bêta (α - β), comme l'indique l'équation (III.3) :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{s\alpha}^2 + v_{s\beta}^2} \begin{bmatrix} v_s & -v_{s\beta} \\ v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad (III.3)$$

Les courants dans le repère α - β peuvent être décomposés en trois composantes :

- Une composante active à la fréquence fondamentale,
- Une composante réactive à la fréquence fondamentale,
- Et une composante contenant les harmoniques.

Cette décomposition conduit à l'expression suivante :

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & -v_{s\beta} \\ v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & -v_{s\beta} \\ v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & -v_{s\beta} \\ v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad (III.4)$$

Courant actif courant réactif courant harmonique

Avec :

$$\Delta = v_{s\alpha}^2 + v_{s\beta}^2 \quad (III.5)$$

Supposé constant dans l'hypothèse d'une tension sinusoïdale équilibrée du réseau électrique. Cette expression montre donc que l'identification des différentes composantes du courant dans le repère (α , β) revient à séparer des termes continus des puissances réelle et imaginaire instantanées.

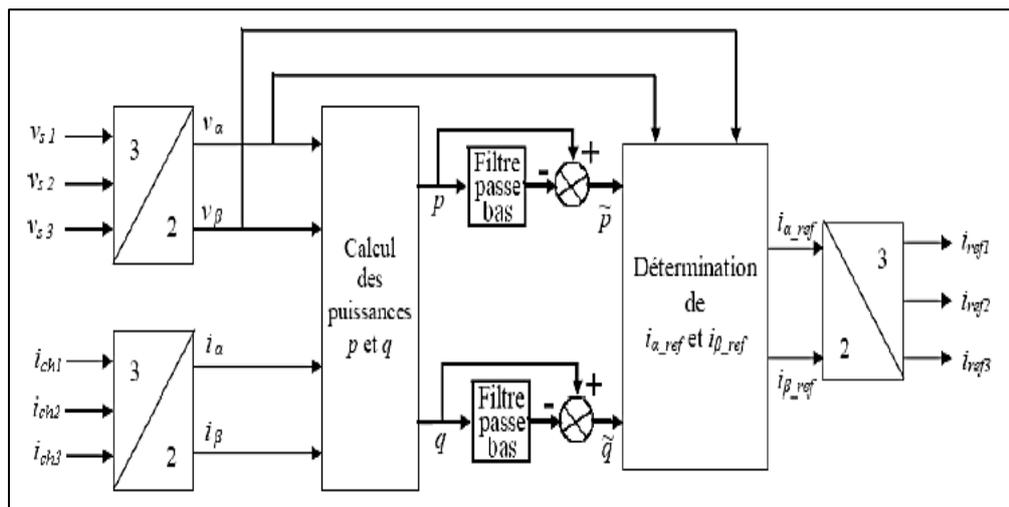


Figure (III.3) : Algorithme p-q d'identification des courants harmoniques de référence.

III.5. Commande du D-STATCOM avec le contrôleur conventionnel PI

Le contrôleur PI est l'un des types les plus couramment utilisés dans le domaine du contrôle de rétroaction. Il est particulièrement adapté pour réguler des systèmes dynamiques en ajustant la commande de manière proportionnelle à l'erreur actuelle et intégrale sur le temps de cette erreur. Dans le contexte du D-STATCOM, le contrôleur PI est souvent utilisé pour ajuster la quantité de courant réactif fournie par le D-STATCOM afin de maintenir la tension du réseau à un niveau souhaité.

Dans les systèmes de contrôle conventionnels, le contrôleur PI standard est bien démontré. En conditions de test, son objectif est de maintenir le volume de tension constant dans la capacité de fonctionnement autorisée malgré les perturbations du système. Il est utilisé pour contrôler la tension moyenne continue ainsi que les courants des axes d et q. Les contrôleurs PI sont conçus pour calculer la valeur immédiate de l'erreur sans prendre en compte le produit des perturbations entre les axes d et q [3][16].

Dans cette section la commande du D-STATCOM par PI classique est présentée dans le schéma bloc montré de la figure (III.4):

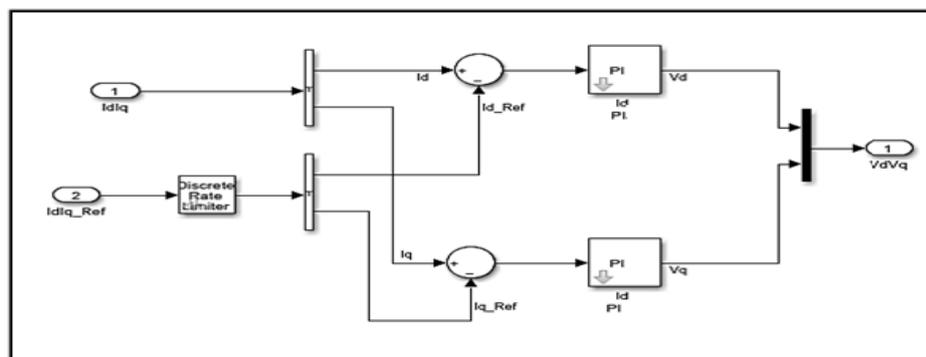


Figure (III.4): Schéma bloc de la commande du D-STATCOM par PI classique.

La configuration de commande utilisée, dans cette section, par un régulateur PI classique, consiste à maintenir l'amplitude de la tension au Point de Connexion Commun (PCC) constante en contrôlant l'amplitude et/ou le déphasage de la tension de sortie du D-STATCOM. Ainsi, le flux de courant entre le convertisseur et le réseau est commandé.

Un problème particulier est souvent rencontré dans les commandes utilisant des régulateurs classiques de type PI, notamment en ce qui concerne le calcul adéquat de leurs paramètres. De plus, le retard introduit par le pas de temps dans la boucle d'asservissement peut entraîner une instabilité du système si sa valeur devient trop importante.

Enfin, ces régulateurs présentent également une erreur statique non négligeable, notamment en présence de perturbations ou de variations de la charge.

La fonction de transfert des courants avec un régulateur PI en boucle ouverte est exprimée par l'équation suivante :

$$F_{BO_t}(S) = \frac{i_q}{i_{qref}} = \frac{id}{id} = \left(K_{p-i} + \frac{k_i-i}{s} \right) \left(\frac{1}{L_{sh}+R_{sh}} \right) \quad (III.6)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est obtenue par l'équation suivante :

$$F_{BF-i}(S) = \frac{k_p \cdot i S + k_i - i}{S^2 + \left(\frac{R_{sh}}{L_{sh}} + K_{p-i} \right) S + k_i - i} \quad (III.7)$$

i_q : Courant en quadratique du D-STATCOM.

id : Courant direct du D-STATCOM.

L_{sh} : Inductance shunt du D-STATCOM.

R_{sh} : Résistance shunt du D-STATCOM.

S : Variable complexe de Laplace (transformée de Laplace).

K_{p-i} : Gain proportionnel du régulateur PI de courant.

$k_i - i$: Gain intégral du régulateur PI de courant.

Une autre option aux contrôleurs PI est un contrôleur à logique floue (FLC), qui est plus efficace et robuste en cas de variations des conditions de fonctionnement du système [31].

III.6. Commande du D-STATCOM avec le contrôleur robuste

Logique floue

La notion de logique floue étend celle de la logique classique, où les variables booléennes ne prennent que deux valeurs 0 et 1. Elle permet d'associer à des variables des coefficients d'appartenance à des sous-ensembles flous, prenant des valeurs dans l'intervalle [0, 1], et quantifiant ainsi l'incertitude sur la variable. Dans le cadre de la commande du D-STATCOM, cette approche est utilisée pour gérer les incertitudes liées aux variations de charges et aux perturbations du réseau. Par exemple, une erreur de tension au niveau du bus est représentée par un coefficient d'appartenance dans des sous-ensembles flous définis par des fonctions d'appartenance, telles que des fonctions triangulaires [17].

Un événement certain est associé à un coefficient d'appartenance égal à 1, tandis qu'un événement incertain ou partiellement vrai a un coefficient inférieur à 1. Une valeur nulle rejette totalement l'appartenance à un sous-ensemble flou donné. L'univers de discours d'une variable, comme l'erreur de tension ou sa variation, peut être divisé en plusieurs sous-ensembles flous, chacun représentant un intervalle de variation spécifique. Ces sous-ensembles permettent au contrôleur flou de prendre des décisions robustes et adaptées pour ajuster les courants injectés par le D-STATCOM, stabilisant ainsi la tension du réseau et compensant la puissance réactive[19].

Dans cette étude, nous avons utilisé un contrôleur Fuzzy-PI, comme illustré à la figure (III.5). Ce contrôleur dispose de deux paramètres d'entrée et d'une sortie. Les entrées du contrôleur sont les erreurs de courant des axes d et q , ainsi que leurs dérivées respectives. De plus, un intégrateur externe est intégré au système afin d'éliminer l'erreur en régime permanent dans les résultats produits par le contrôleur logique flou (FLC) [17].

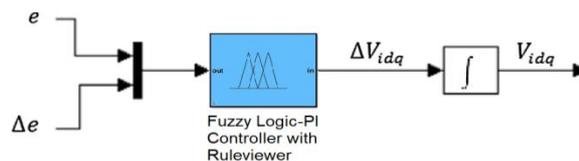


Figure (III.5) : Structure du contrôleur Fuzzy-PI

En général, lors de la conception d'un ajustement ou d'un contrôle par logique floue, nous commençons par une analyse approfondie du système à contrôler. Ici, il ne s'agit pas de rechercher un modèle mathématique précis, mais plutôt d'explorer complètement le comportement du système en fonction des variations de la commande. Cette exploration peut être vue comme une description du comportement dynamique du système, réalisée à l'aide de variables linguistiques, accompagnées de définitions par fonctions d'appartenance [4].

L'étape suivante consiste à élaborer une stratégie de contrôle en suivant trois étapes principales : fuzzification, inférences et défuzzification, comme illustré à la Figure (III.6).Après la conception, qui est généralement mise en œuvre sur un ordinateur (PC), une phase de test est effectuée sur une installation réelle, permettant de vérifier l'efficacité du système de contrôle.

Fuzzification :

Par exemple, si l'entrée est l'erreur de tension au niveau du bus d'un D-STATCOM, elle pourrait être associée aux ensembles flous "faible", "moyenne" et "élevée", avec des degrés d'appartenance respectifs.

Ainsi, en fonction de l'ampleur de l'erreur de tension, le D-STATCOM ajuste sa compensation de puissance réactive pour stabiliser le réseau.

Défuzzification :

La défuzzification est le processus inverse de la fuzzification, où les valeurs floues ou linguistiques de sortie sont converties en valeurs numériques précises.

Après l'étape de contrôle où les règles floues ont été appliquées et des valeurs de sortie floues ont été obtenues, la défuzzification est nécessaire pour obtenir une valeur numérique concrète.

Il existe plusieurs méthodes de défuzzification, telles que la méthode du centre de gravité, la méthode du maximum, la méthode du premier maximum, etc.

Par exemple, si la sortie est la commande à appliquer à un système, la défuzzification peut être utilisée pour déterminer la valeur exacte de cette commande à partir des valeurs floues obtenues à partir des règles de contrôle floues.

Donc Il existe trois étapes essentielles dans la mise en œuvre d'un régulateur flou comme le montre le schéma ci-dessous :

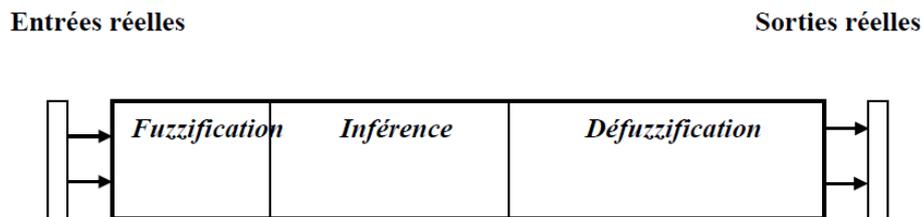


Figure (III.6) : Schéma des Étapes Fondamentales de Mise en Œuvre d'un Régulateur Flou [30].

Enfin, afin de trouver un comportement adapté, il est essentiel de changer la stratégie de contrôle plusieurs fois [5].

Dans ce qui suit, nous présentons la structure d'un contrôleur à logique floue appliqué spécifiquement à un D-STATCOM, permettant de réguler la tension en injectant ou absorbant de la puissance réactive selon les besoins du système.

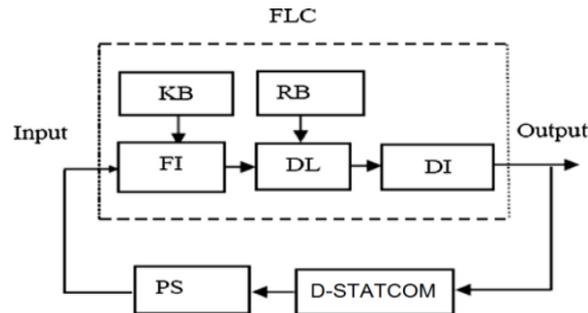


Figure (III.7):La configuration du contrôleur logique flou

La figure ci-dessus illustre l'architecture d'un contrôleur à logique floue (FLC) appliqué à un D-STATCOM, destiné à améliorer les performances du système de distribution électrique. Le contrôleur reçoit en entrée les signaux du système (par exemple, la tension ou le courant mesuré), qu'il traite afin de générer un signal de commande adéquat pour le D-STATCOM.

Le FLC se compose des éléments suivants :

- **FI (Fuzzification Interface)** : Ce module convertit les signaux d'entrée classiques en valeurs floues, en utilisant des fonctions d'appartenance définies dans la base de connaissances (KB).
- **RB (Rule Base)** : Elle contient un ensemble de règles floues du type « SI... ALORS... » qui décrivent le comportement souhaité du système.
- **KB (Knowledge Base)** : Cette base regroupe les fonctions d'appartenance et les paramètres définissant les variables linguistiques utilisées par le contrôleur.
- **DL (Decision Logic)** : Ce bloc applique les règles de la base RB aux entrées floues, produisant ainsi des sorties floues selon un processus d'inférence.
- **DI (Defuzzification Interface)** : Ce module convertit les valeurs floues obtenues en une sortie nette qui sera utilisée comme signal de commande pour le D-STATCOM.

Le signal de sortie du FLC est ensuite appliqué au D-STATCOM, lequel agit sur le système électrique (PS) pour compenser dynamiquement la puissance réactive ou corriger les variations de tension. Ce mécanisme forme une boucle de régulation en temps réel qui contribue à stabiliser le réseau et à améliorer la qualité de l'énergie fournie.

Le terme "logique floue" fait référence à une logique capable de gérer des notions qui ne peuvent pas être décrites comme "vraies" ou "fausses", mais plutôt comme "partiellement vraies".

Bien que d'autres approches puissent surpasser la logique floue dans de nombreux cas, cette dernière a l'avantage de présenter la résolution dans des aspects que les opérateurs peuvent comprendre, permettant ainsi d'utiliser leur expérience dans la structure du contrôleur de commande de courant prédictive. Les règles de contrôle des deux régulateurs flous des courants de dérivation sont fixes [18].

La valeur de la fonction d'appartenance varie de 0 à 1 et décrit le degré d'appartenance. Un ensemble flou avec un nombre plus élevé entre 0 et 1 a un degré d'appartenance plus élevé.

Une "table de décision" est construite en compilant un ensemble de règles qui relie les valeurs d'entrée aux valeurs de sortie du contrôleur. Ces règles définissent comment les différentes combinaisons des entrées (erreur e et variation de l'erreur Δe) doivent être traduites en actions de contrôle u . Par exemple, une règle pourrait être la suivante : "Si l'erreur e est Grand Négatif (NB) et la variation de l'erreur Δe est aussi Grand Négatif (NB), alors l'action de contrôle u sera aussi Grand Négatif (NB)." La table de décision résume toutes ces règles et les associe à des valeurs de sortie précises, comme illustré dans le Tableau (III.2). Par ailleurs, la Figure (III.8) présente les fonctions d'appartenance associées à la sortie du contrôleur FLC-PI, permettant de visualiser le degré d'appartenance de chaque valeur de sortie à un ensemble flou donné.

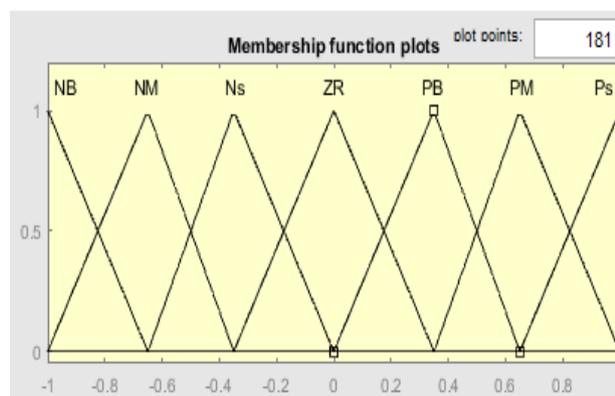


Figure (III.8) : Fonctions d'appartenance pour la sortie du FLC-PI

Tableau (III.2) : La Table de Décision.

e/ Δe	NB	NM	NS	ZR	PS	PM	PB
NB	NB	NB	NB	NB	NM	NS	ZR
NM	NB	NB	NM	NM	NS	ZR	PS
NS	NB	NM	NS	NS	ZR	PS	PM
ZR	NB	NM	NS	ZR	PS	PM	PB
PS	NM	NS	ZR	PS	PS	PM	PB
PM	NS	ZR	PS	PM	PM	PB	PB
PB	ZR	PS	PM	PB	PB	PB	PB

Le contrôleur Fuzzy-PI initialement présenté est complété par un contrôleur PI classique, utilisé pour la régulation des composantes de courant dans le repère dq. Dans cette configuration, une puissance éolienne de 9 MW est injectée dans le réseau national de 25 kV afin d'alimenter une charge industrielle variable.

Le D-STATCOM est intégré au système pour assurer la compensation de puissance réactive et maintenir la stabilité de la tension. L'ensemble du système, représenté à la Figure (III.9), a été modélisé et simulé dans l'environnement Matlab/Simulink.

Le système électrique considéré est triphasé et supposé équilibrer dans le cadre de cette simulation. Des modèles mathématiques du D-STATCOM, côté courant alternatif (AC) et courant continu (DC), sont utilisés pour déterminer les composantes de courant dans le repère dq, ainsi que la tension moyenne du bus CC.

Un contrôleur PI, avec des paramètres fixés, est chargé de réguler la tension continue du bus afin de compenser les pertes de puissance active dans le transformateur et l'onduleur.

La sortie de ce régulateur permet de générer la valeur de référence du courant direct (composante d), tandis que la valeur de référence du courant en quadrature (composante q) est déterminée en fonction de la puissance réactive à compenser.

Initialement, des contrôleurs PI à paramètres fixes sont utilisés pour le pilotage des courants dans le repère dq.

Par la suite, ces régulateurs sont remplacés par des contrôleurs Fuzzy-PI afin d'améliorer la performance dynamique et la robustesse du système face aux variations de charge et aux perturbations du réseau.

Les régulateurs de courant agissent en générant les tensions de référence dans les axes d et q, qui sont ensuite reconverties en tensions triphasées à l'aide de transformations inverses de Park et de Clarke.

Ces tensions triphasées sont utilisées pour générer les signaux de modulation nécessaires au pilotage de l'onduleur via une technique de modulation appropriée (par exemple, la modulation par largeur d'impulsion – PWM). Pour assurer une synchronisation correcte avec le réseau, un système de boucle à verrouillage de phase (PLL – Phase Locked Loop) est employé.

Celui-ci permet d'aligner la tension de sortie de l'onduleur avec la tension du réseau triphasé, garantissant ainsi une injection ou une absorption de puissance réactive de manière stable et coordonnée [3][18].

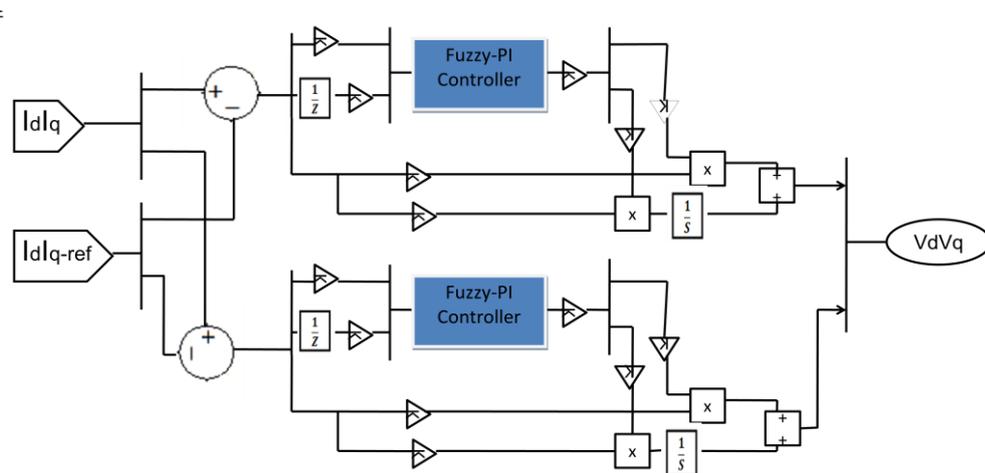


Figure (III.9): Schéma fonctionnel complet d'un D-STATCOM à courant contrôlé par Fuzzy-PI.

III.7. Les paramètres du D-STATCOM proposé

Le modèle moyen tel que celui présenté dans cet exemple. Dans ce type de modèle, les convertisseurs à source de tension (VSC) IGBT sont représentés par des sources de tension équivalentes générant la tension alternative moyennée sur un cycle de la fréquence de commutation. Ce modèle ne représente pas les harmoniques, mais la dynamique résultant de l'interaction du système de contrôle et du système d'alimentation est préservée.

Un compensateur statique synchrone de distribution (D-STATCOM) est utilisé pour réguler la tension sur un réseau de distribution de 25 kV. Deux départs (21 km et 2 km) transmettent de l'énergie aux charges connectées aux bus B2 et B3. Un condensateur shunt est utilisé pour la correction du facteur de puissance sur le bus B2. La charge de 600 V connectée au bus B3 par l'intermédiaire d'un transformateur 25 kV/600 V représente une installation absorbant des courants en constante évolution, semblable à un four à arc, produisant ainsi un papillotement de tension.

L'amplitude du courant de charge variable est modulée à une fréquence de 5 Hz de sorte que sa puissance apparente varie approximativement entre 1 MVA et 5,2 MVA, tout en gardant un facteur de puissance retardé de 0,9. Cette variation de charge vous permettra d'observer la capacité du D-STATCOM à atténuer le scintillement de tension.

Le D-STATCOM régule la tension du bus B3 en absorbant ou en générant de la puissance réactive. Ce transfert de puissance réactive se fait par la réactance de fuite du transformateur de couplage en générant une tension secondaire en phase avec la tension primaire (côté réseau). Cette tension est fournie par un onduleur PWM alimenté en tension. Lorsque la tension secondaire est inférieure à la tension du bus, le D-STATCOM agit comme une inductance absorbant la puissance réactive. Lorsque la tension secondaire est supérieure à la tension du bus, le D-STATCOM agit comme un condensateur générant de la puissance réactive.

III.8. Résultats de simulation

Le D-STATCOM comprend les composants suivants :

L'onduleur PWM, alimenté en tension, est utilisé pour injecter de la puissance réactive dans le réseau. Dans ce modèle, le côté AC de l'onduleur est remplacé par trois sources de tension équivalentes, moyennées sur un cycle de la fréquence de découpage (1,68 kHz). Cette simplification permet de négliger les harmoniques générés par l'onduleur, qui ne sont donc pas visibles dans ce modèle moyen.

Du côté DC, l'onduleur est modélisé par une source de courant qui alimente le condensateur de la liaison continue. Le courant continu I_{dc} est calculé de manière à assurer l'équilibre de la puissance instantanée entre les côtés AC et DC de l'onduleur, selon la relation suivante :

$$(V_a * I_a + V_b * I_b + V_c * I_c = V_{dc} * I_{dc}) \quad \text{(III.8)}$$

Cette équation exprime l'égalité entre la puissance instantanée absorbée par le côté alternatif de l'onduleur et celle transmise au condensateur sur le côté continu, en supposant un fonctionnement sans pertes.

Filtres amortis LC connectés à la sortie de l'onduleur. Des résistances connectées en série avec des condensateurs fournissent un facteur de qualité de 40 à 60 Hz. un condensateur de 10000 microfarads agissant comme une source de tension continue pour l'onduleur un régulateur de tension qui contrôle la tension au niveau du bus B3 des filtres anti-remplissage utilisés pour l'acquisition de tension et de courant.

Pour obtenir ces résultats, nous avons étudié et simulé le système avec et sans vent en utilisant deux contrôleurs : un contrôleur PI traditionnel et un autre contrôleur flou robuste Fuzzy-PI.

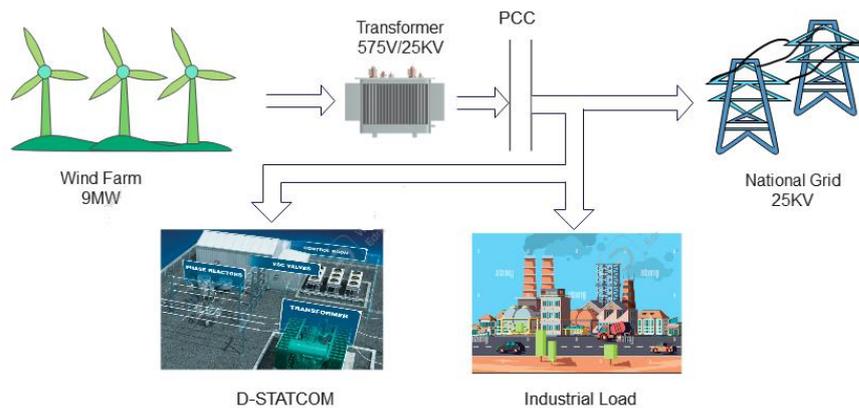


Figure (III.10): Représentation graphique du système simulé.

III.8.1. Avec le contrôleur PI

Dans la première étape, nous simulons le système avec un contrôleur PI conventionnel sans et avec parc éolien, et voici les résultats obtenus.

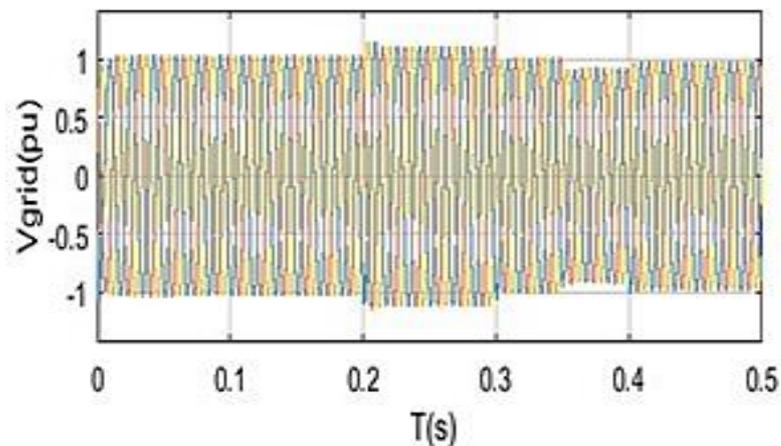


Figure (III.11): Tension du réseau sans énergie éolienne avec contrôleur PI.

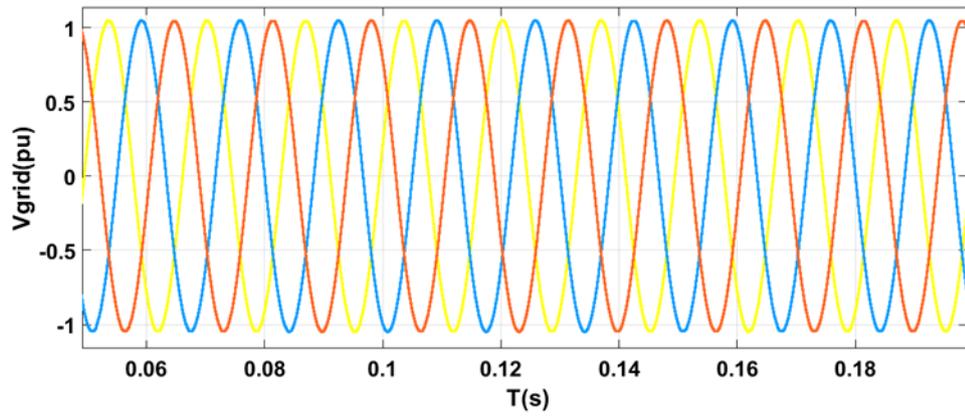


Figure (III.12): Zoom sur la tension du réseau en l'absence d'énergie éolienne avec contrôleur PI.

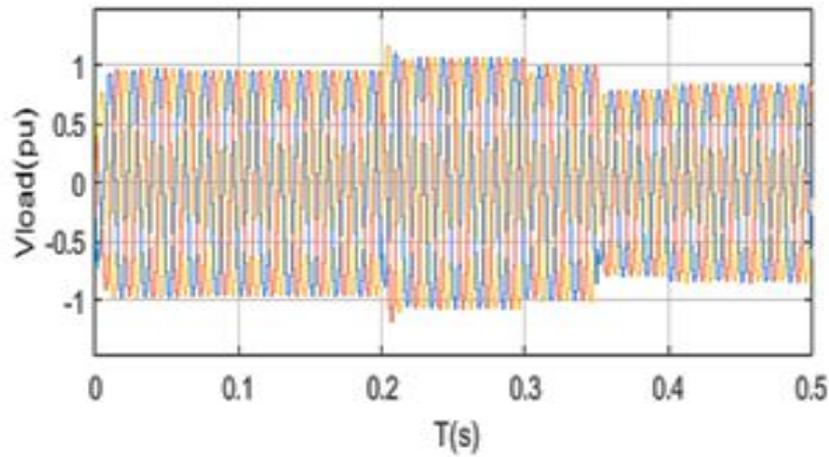


Figure (III.13): Tension de charge sans énergie éolienne avec contrôleur PI.

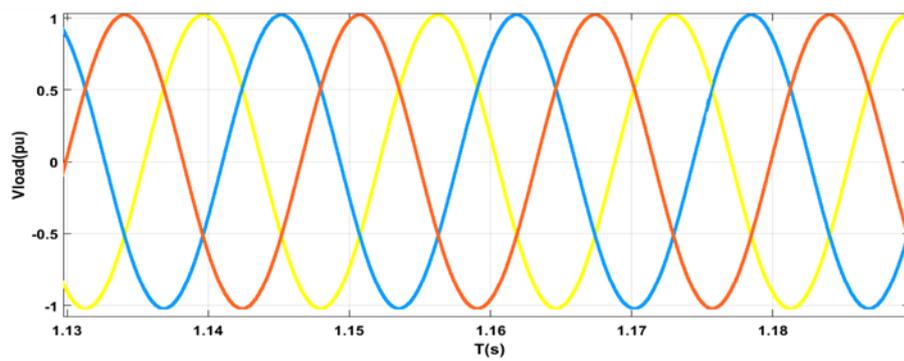


Figure (III.14): Zoom sur la tension de charge sans énergie éolienne avec contrôleur PI.

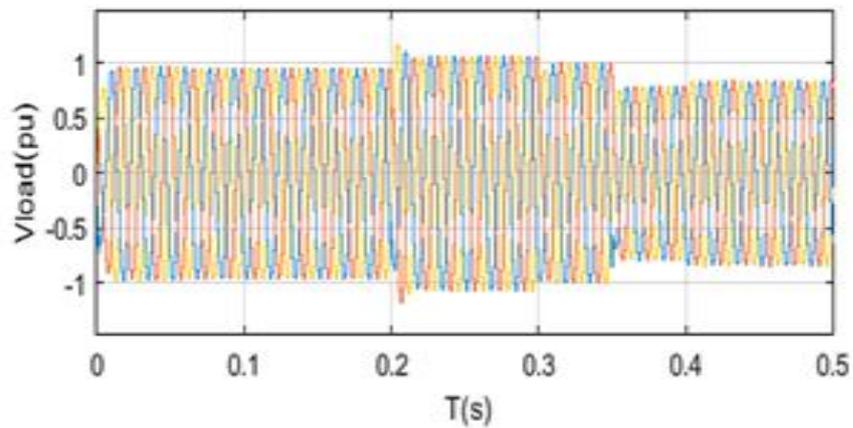


Figure (III.15) : Tension du D-STATCOM sans énergie éolienne avec contrôleur PI.

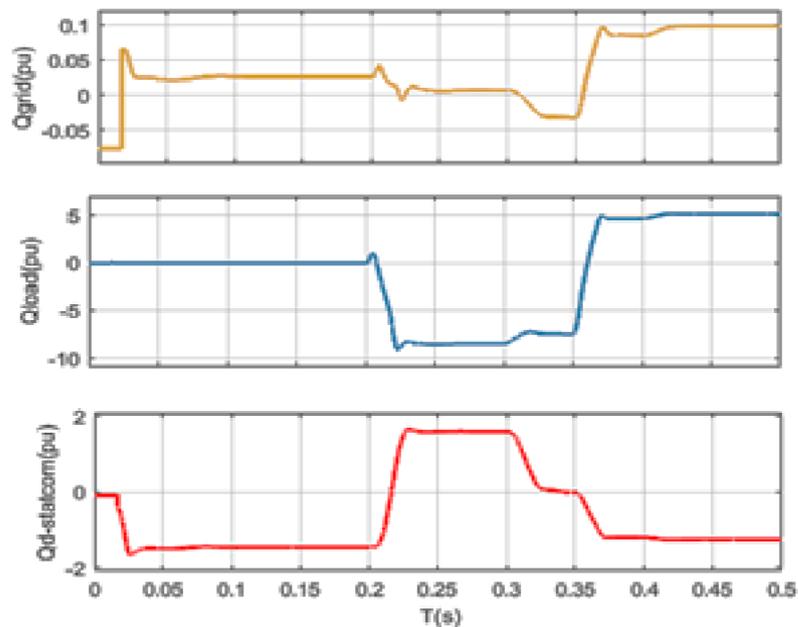


Figure (III.16): Puissance réactive du réseau, de charge et du D-STATCOM.

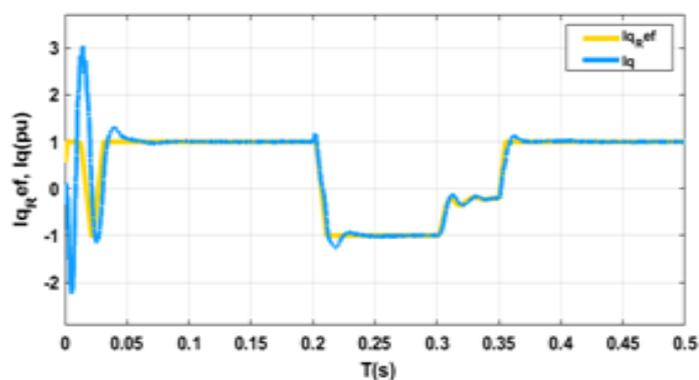


Figure (III.17): Variation de I_q et I_{qref} sans énergie éolienne et avec contrôleur PI.

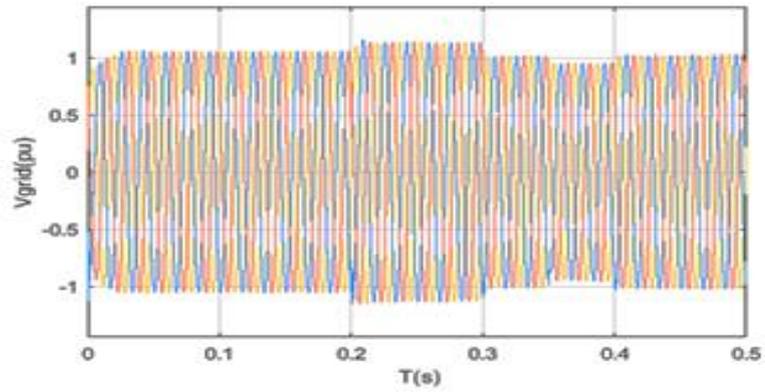


Figure (III.18): Tension du réseau avec énergie éolienne et contrôleur PI.

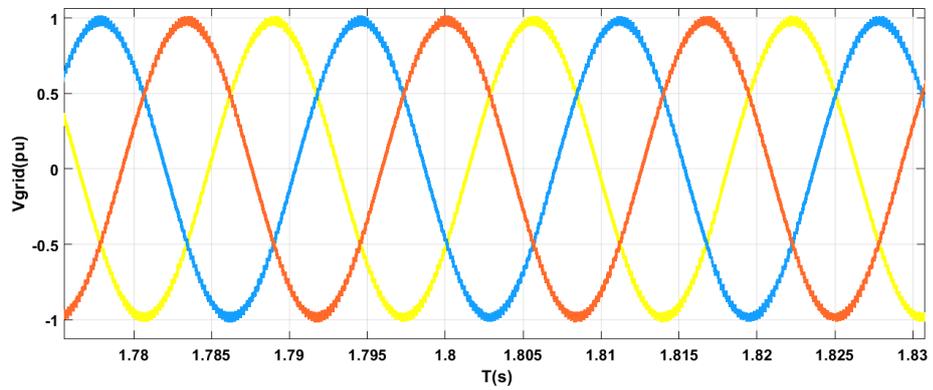


Figure (III.19): Zoom sur la tension du réseau avec énergie éolienne et contrôleur PI.

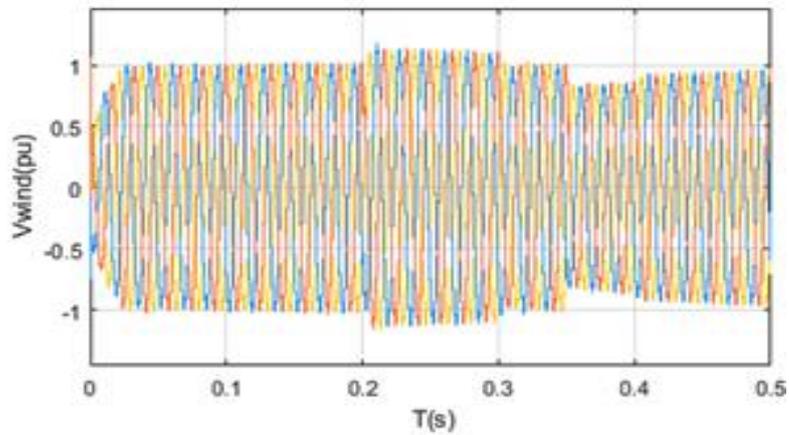


Figure (III.20): Tension de l'éolien avec contrôleur PI.

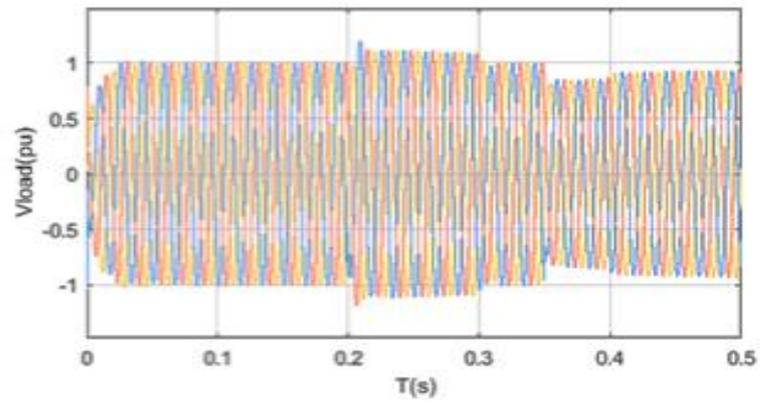


Figure (III.21): Tension de charge avec énergie éolienne et contrôleur PI.

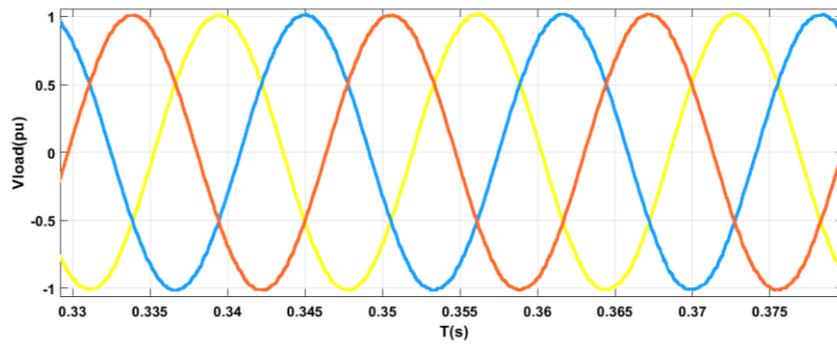


Figure (III.22): Zoom sur la tension de charge avec énergie éolienne et contrôleur PI.

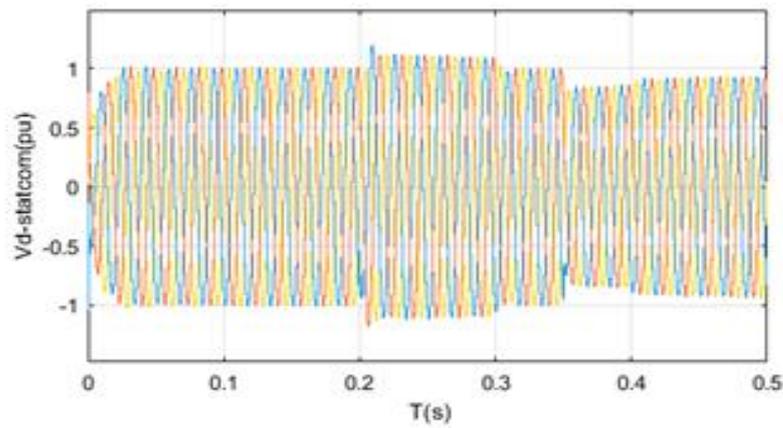


Figure (III.23): Tension du D-STATCOM avec énergie éolienne et contrôleur PI.

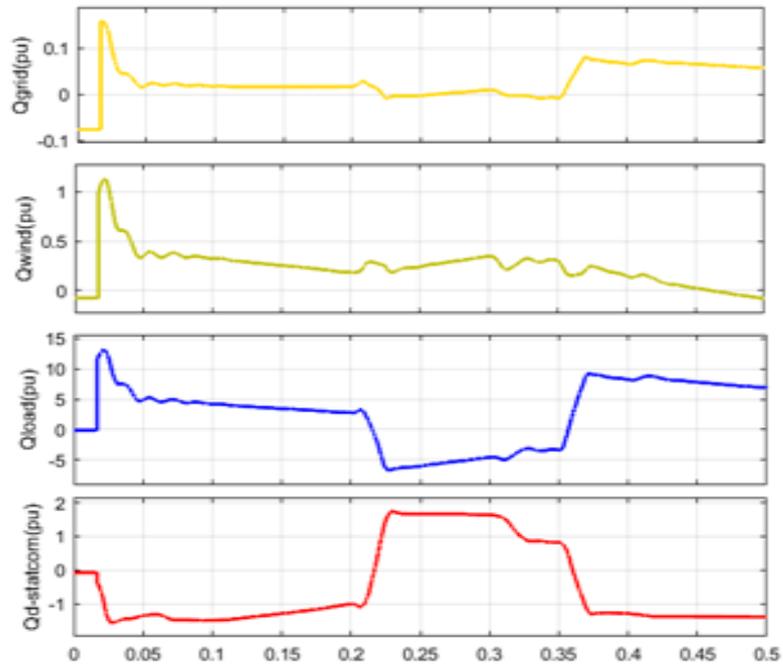


Figure (III.24): Puissance réactive du réseau, de l'éolien, de charge et du D-STATCOM.

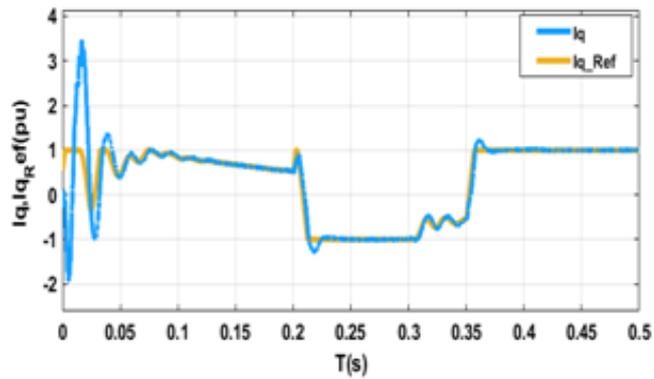


Figure (III.25): Variation de I_q et I_{qref} avec énergie éolienne et contrôleur PI.

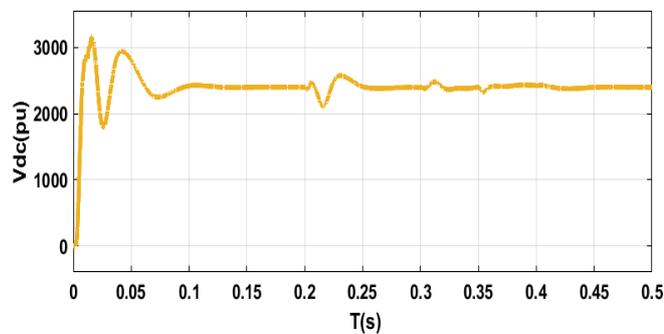


Figure (III.26): Tension continue moyenne avec contrôleur PI.

III.8.2. Avec contrôleur Fuzzy-PI

Les résultats suivants proviennent de simulations réalisées avec un contrôleur Fuzzy-PI, en présence et en l'absence d'énergie éolienne :

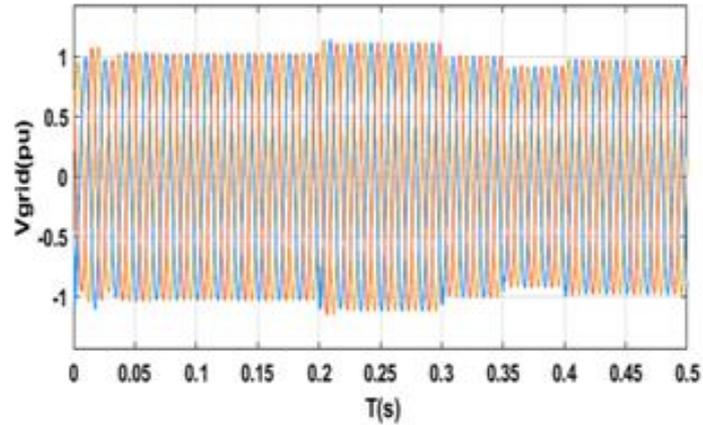


Figure (III.27) : Tension du réseau sans énergie éolienne avec contrôleur Fuzzy-PI.

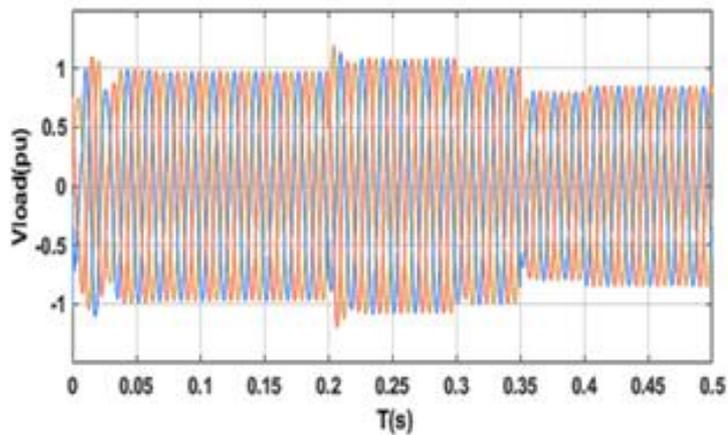


Figure (III.28) : Tension de la charge sans énergie éolienne avec contrôleur Fuzzy-PI.

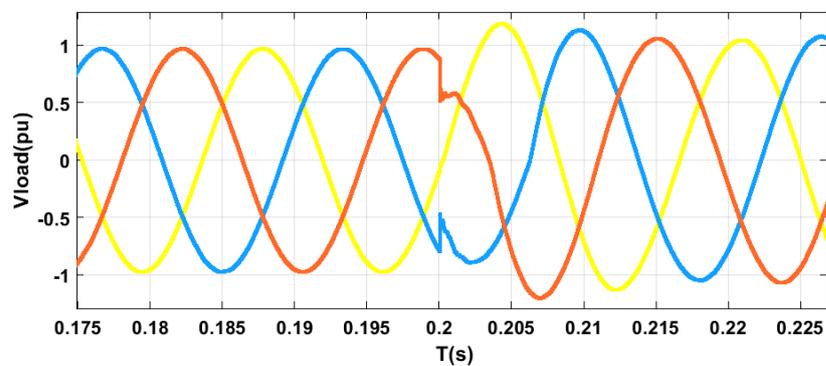


Figure (III.29) : Zoom sur la tension de charge sans énergie éolienne avec contrôleur Fuzzy-PI.

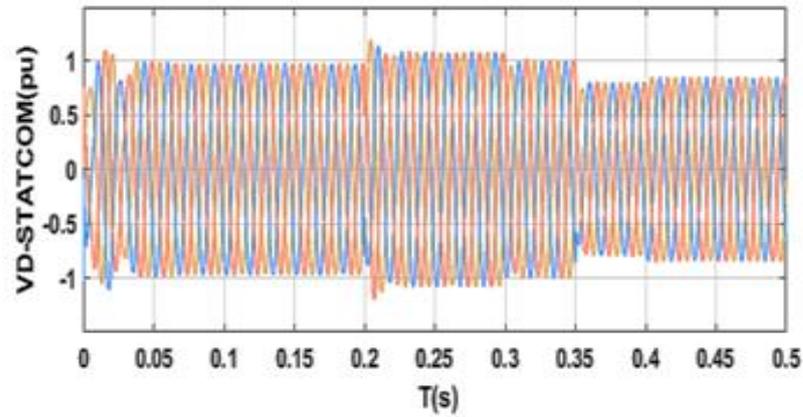


Figure (III.30) : Tension du D-STATCOM sans énergie éolienne avec le contrôleur Fuzzy-PI.

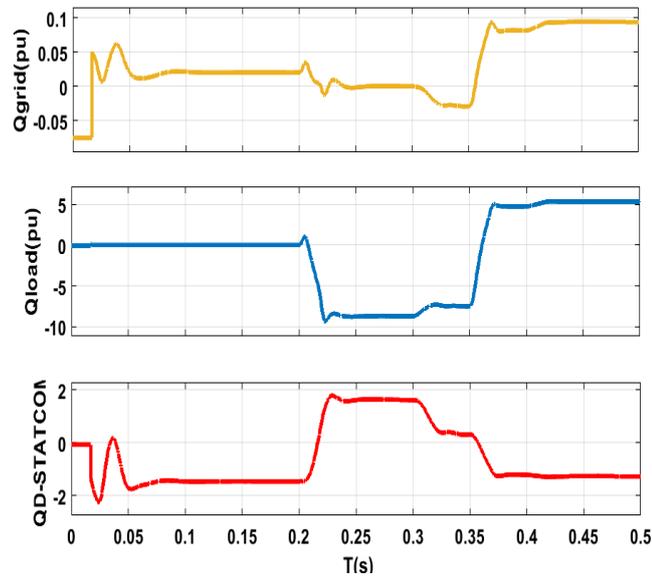


Figure (III.31) : Puissance réactive du réseau, de charge et du D-STATCOM.

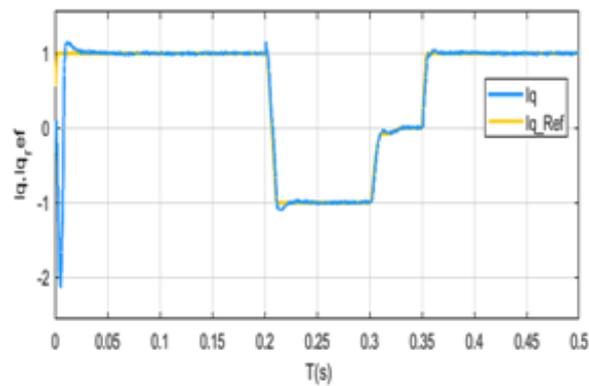


Figure (III.32): Variation de I_q et I_{qref} avec Fuzzy-PI.

III.8.3. Avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI:

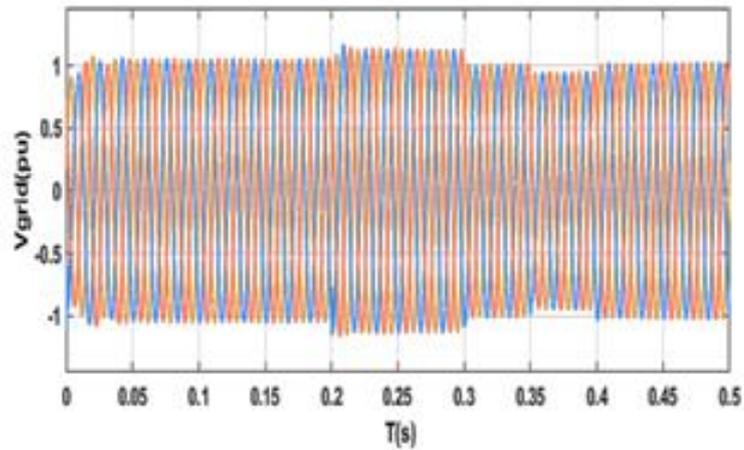


Figure (III.33): Tension du réseau avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI.

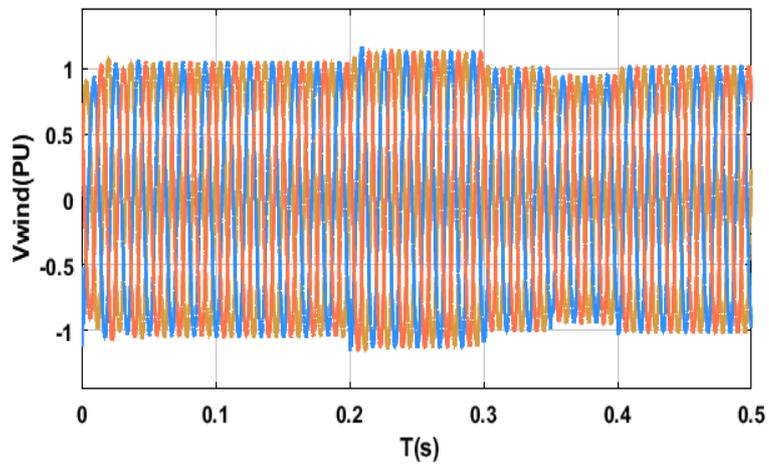


Figure (III.34): Tension de l'éolien avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI.

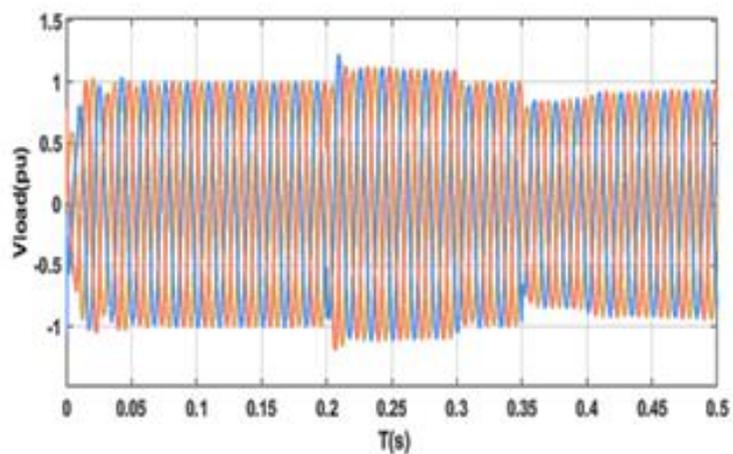


Figure (III.35): Tension de la charge avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI.

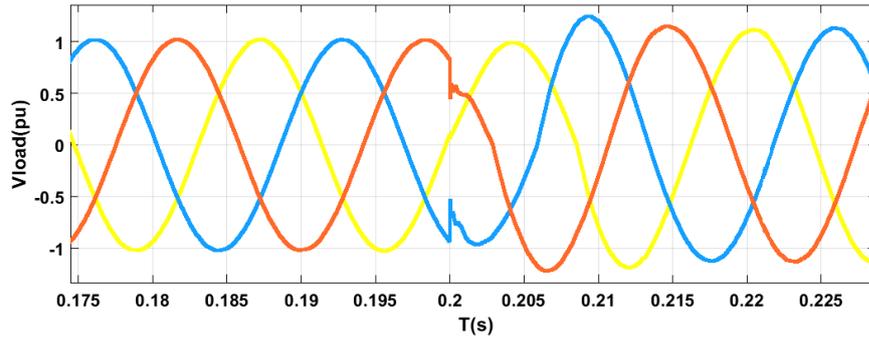


Figure (III.36): Zoom sur la tension de charge avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI.

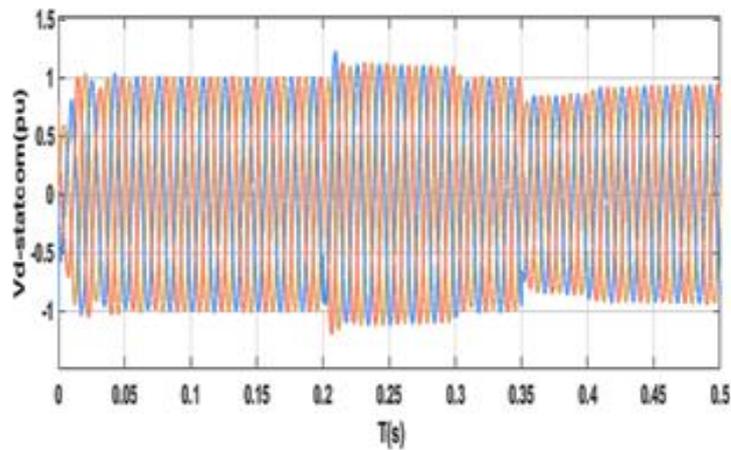


Figure (III.37): Tension du D-STATCOM avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI.

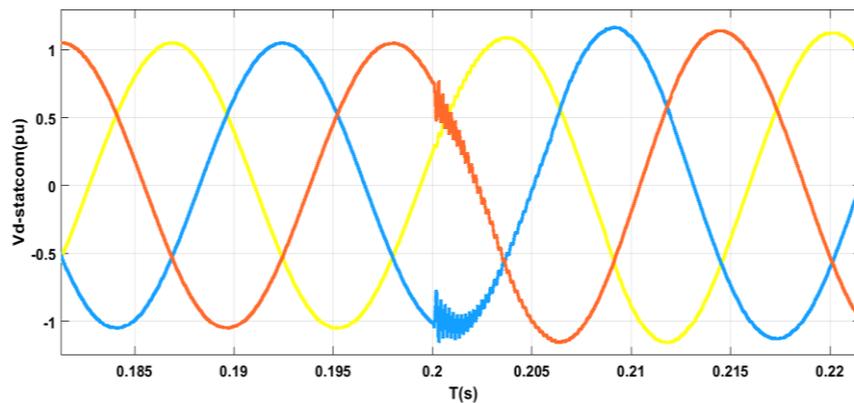


Figure (III.38): Zoom sur la tension du D-STATCOM avec énergie éolienne et contrôleur Fuzzy-PI.

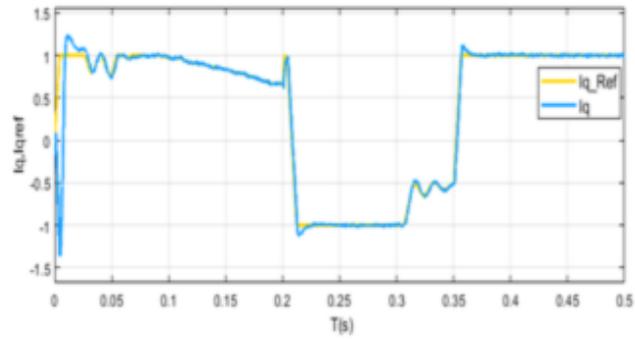


Figure (III.39):Variation de I_q et I_{qref} avec énergie éolienne et Fuzzy-PI.

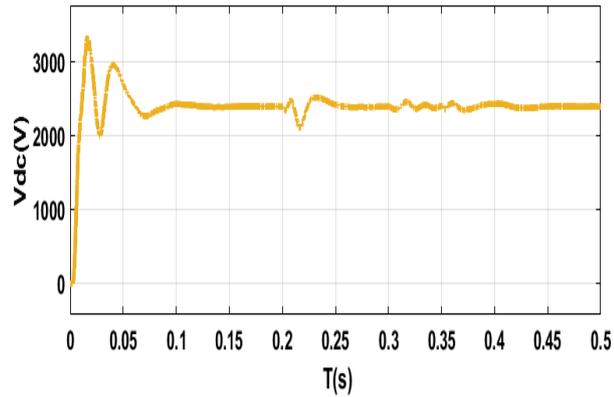


Figure (III.40):Tension continue moyenne avec Fuzzy-PI.

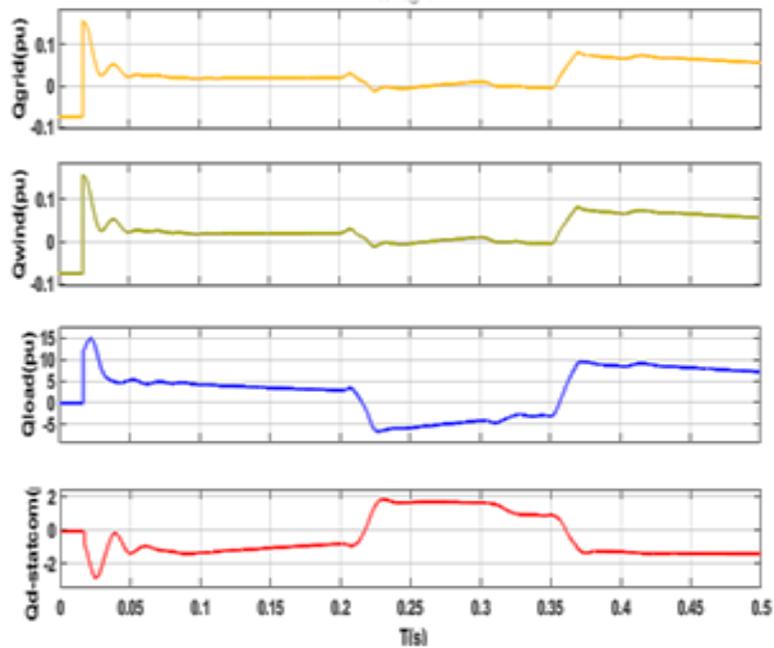


Figure (III.41):Puissance réactive du réseau, de l'éolien, de charge et du D-STATCOM.

Les graphiques de tension montrent qu'ajouter de l'énergie éolienne au réseau a peu d'impact sur le D-STATCOM et la tension du réseau ; cependant, on observe une légère amélioration de la tension de la charge avec l'ajout d'énergie éolienne pour les deux types de contrôleurs.

De plus, il est important de mentionner que la quantité d'énergie réactive ajoutée ou absorbée par le D-STATCOM varie lorsque l'énergie éolienne est ajoutée. Nous pouvons donc conclure que le D-STATCOM fonctionne efficacement avec le contrôleur Fuzzy-PI, comme le montre la comparaison des résultats de puissance réactive dans la figure (III.31), représentant les puissances réactives avec le contrôleur PI, et la figure (III.41), montrant les puissances réactives avec le contrôleur Fuzzy-PI. Il convient de souligner que le D-STATCOM injecte ou absorbe de la puissance réactive en fonction des besoins du client.

Les figures (III.17 et III.32) illustrent la variation de I_q et I_{qref} en l'absence de vent pour les contrôleurs PI et Fuzzy-PI, respectivement, tandis que les figures (III.25 et III.39) montrent la variation de $I_{qetI_{qref}}$ en présence de vent. On peut clairement observer que l'ajout d'un parc éolien influence le comportement du contrôleur D-STATCOM, notamment pendant la première période. En se basant sur ces mêmes figures, il est à noter que le contrôleur Fuzzy-PI réduit permet de réduire le dépassement (overshoot) entre I_q et I_{qref} .

Les variations de la tension continue intermédiaire sont présentées dans les figures (III.26 et III.40), où les contrôleurs PI et Fuzzy-PI, avec des paramètres spécifiés, sont utilisés pour contrôler les courants des axes d et q . Les temps de montée et de pic du contrôleur Fuzzy-PI sont légèrement plus longs que ceux du contrôleur PI.

Il est également important de préciser que les figures (III.19, III.26, III.29, III.36 et III.38) représentent des vues zoomées des tensions mentionnées précédemment ; chaque figure correspond ainsi à un agrandissement détaillé de la figure qui la précède, afin de mieux visualiser les variations fines du signal.

III.9. Conclusion

Pour améliorer les performances du système de contrôle, il est essentiel d'utiliser un contrôleur plus complexe ou plus robuste, particulièrement pour l'installation de systèmes de contrôle intelligent. Bien que les contrôleurs logiques flous (FLC) soient généralement appliqués dans des configurations simples, leur capacité d'apprentissage logique est limitée.

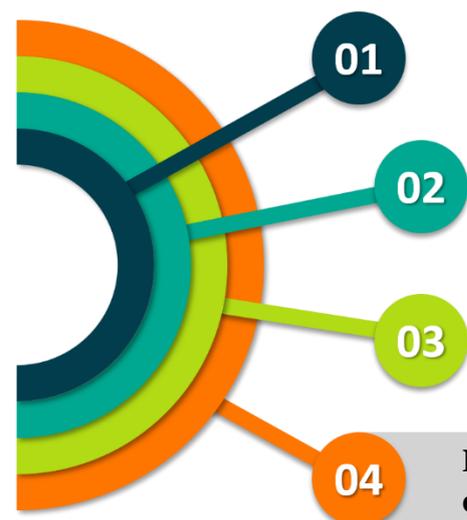
Ce chapitre propose et met en œuvre un D-STATCOM contrôlé par un contrôleur Fuzzy-PI, simulé sous MATLAB/Simulink. Les résultats de la simulation sont comparés à ceux obtenus avec un contrôleur PI conventionnel. Parmi les deux configurations, le D-STATCOM contrôlé par Fuzzy-PI a montré de meilleures performances, notamment en termes de réponse aux variations du courant réactif de référence. Ces résultats démontrent que les contrôleurs logiques flous offrent une version plus robuste et plus adaptable que les contrôleurs PI traditionnels, quel que soit le type de charge. En outre, le contrôleur Fuzzy-PI est relativement simple à concevoir, car il ne nécessite pas de modèle mathématique complexe du système à contrôler. Ces caractéristiques font du contrôleur flou une option plus attractive que le contrôleur PI classique.

III.10. Référence

- [1] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, "Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems". New York, USA: IEEE Press, 2000.
- [2] M Khooban, M Soltanpourb, D N Abadia, Z Esfahania, " Optimal Intelligent Control for HVAC Systems", Journal of Power Technologies 92 (3) (2012) 192–200.
- [3] D. Amoozegar, "DSTATCOM modelling for voltage stability with fuzzy logic PI currentcontroller". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 76, 129–135, 2016.[doi:10.1016/j.jepes.2015.09.017](https://doi.org/10.1016/j.jepes.2015.09.017)
- [4] Dong, L. Y., Zhang, L., & Crow, M. L. " A new control strategy for the unified power flow controller". IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. ConferenceProceedings (Cat. No.02CH37309)2002. [doi:10.1109/pesw.2002.985065](https://doi.org/10.1109/pesw.2002.985065)
- [5] Raveendra, N., Madhusudhan, V., & Laxmi, A. J. "PI and fuzzy controlled D-STATCOM based on power qualitytheory". International Conferenceon Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS),2017. [doi:10.1109/icecads.2017.8390106](https://doi.org/10.1109/icecads.2017.8390106)
- [6] M. Belhamidi, F. Lakdja, H. Guentri, L. Boumediene & M. Yahiaoui, " Reactive Power Control of D-STATCOM in a Power GridwithIntegration of the Wind Power",Journal of Electrical Engineering &Technology (2022)
- [7] R Naresh, Dr.G.T Ram Das , " Improvement of power quality using DSTATCOM", High Technology Letters, Volume 27, Issue 1, 2021.
- [8] C. Resul, B. Demirbas, and F. Ata, "Fuzzy-PI current controlled DSTATCOM," Gazi University Journal of Science, vol. 24, no. 1, pp. 91–99, 2014.
- [9] L. Bao, L. Fan, and Z. Miao, "Wind farms in weak grids stability enhancement: SynCon or STATCOM?," Electric Power Systems Research, vol. 202, p. 107623, 2022.
- [10] J. Hussain,MSiddique,M Hussain, S Raza, "Power Quality Improvement of Grid Connected Wind Energy System Using DSTATCOM-BESS", International Journal of Renewable Energy Research 9(3):2019
- [11] U Karaagac, I Kocar, J Mahseredjian, L Cai , Z Javid, "STATCOM integration into a DFIG-based wind park for reactive power compensation and its impact on wind park high voltage ride-through capability", Electric Power Systems Research ,2021.

- [12] B. Khaled, "Contribution à l'étude des performances d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) relié au réseau électrique," Phd, Université Dr Moulay Taher Saida, Saida, Algérie, 2018.
- [13] D. Amoozegar, "Modélisation du DSTATCOM pour la stabilité de la tension avec un contrôleur de courant PI logique floue," Elsevier, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 76, 2016, pp. 129-135.
- [14] M. Zellagui, "variable speed of the wind turbine generator with DFIG connected to electricgrid, " Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 453 – 464.
- [15] El Oualid Zouggar, "Contribution à la modélisation et à la commande robuste d'un système éolien basé sur les génératrices asynchrones", thèse de doctorat, Université de Batna 2, juillet 2021.
- [16] Nafeh, A. A., Heikal, A., El-Sehiemy, R. A., & Salem, W. A. A. "Intelligent fuzzy-based controllers for voltage stability enhancement of AC-DC micro-grid with D-STATCOM". Alexandria Engineering Journal, 2021. [doi:10.1016/j.aej.2021.07.012](https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.07.012)
- [17] Shi, J., Noshadi, A., Kalam, A., & Shi, P. "Fuzzy logic control of DSTATCOM for improving power quality and dynamic performance". Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2015. [doi:10.1109/aupec.2015.7324796](https://doi.org/10.1109/aupec.2015.7324796)
- [18] A K. Mahmood , I. Ali , A A. AL-Gailany, "Voltage stability improvements using adaptive controller for statcom", Journal of Engineering and SustainableDevelopment Vol. 21, No. 02, March 2021, ISSN 2520-0917.
- [19] Mohanty, K. B., & Pati, S, "Fuzzy logiccontroller based STATCOM for voltage profile improvement in a micro-grid". Annual IEEE Systems Conference (SysCon), 2016.[doi:10.1109/syscon.2016.7490645](https://doi.org/10.1109/syscon.2016.7490645)
- [20] K. Ogata, "Modern Control Engineering", 5th ed., Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall, 2010, ISBN: 978-0-13-615673-4.
- [21] K. J. Åström and T. Hägglund, "PID Controllers: Theory, Design, and Tuning, 2nd ed., Research Triangle Park", NC, USA: Instrument Society of America (ISA), 1995, ISBN: 978-1-55617-516-9.
- [22] T. J. Ross, " Fuzzy Logic with Engineering Applications", 3rd ed., Chichester, West Sussex, UK: Wiley, 2010, ISBN: 978-0-470-74376-8.
- [23] S. Mishra, Y. Guo, and M. J. Khan, "Fuzzy Logic Based Control of D-STATCOM for Power Quality Improvement," IEEE Trans. Power Del., vol. 25, no. 4, pp. 2284-2297, Oct. 2010.
- [24] M.-C. Tsai and D.-W. Gu, " Robust and Optimal Control: A Two-port Framework Approach", London, UK: Springer, 2014, ISBN: 978-1-4471-6256-8.

- [25] J. W. Simpson-Porco and F. Dorfler, "H-infinity Control of D-STATCOM for Power Quality Improvement," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3798-3807, Sep. 2017.
- [26] V. Utkin, J. Guldner, and J. Shi, "Sliding Mode Control in Electromechanical Systems", 2nd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2009.
- [27] H. Komurcugil, M. Basaran, and S. Ozdemir, "Sliding Mode Control of D-STATCOM for Voltage Regulation in Distribution Networks," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 59, no. 3, pp. 1429-1438, Mar. 2012.
- [28] E. Lavretsky and K. A. Wise, "Robust and Adaptive Control: With Aerospace Applications", 2nd ed., Cham, Switzerland: Springer, 2024, ISBN: 978-3-031-38313-7.
- [29] R. Ortega, A. Loria, P. J. Nicklasson, and H. Sira-Ramirez, "Adaptive Control of D-STATCOM for Power Quality Improvement," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 9, no. 1, pp. 157-165, Jan. 2001.
- [30] M. Badji, "Amélioration des Paramètres du Filtre Actif par l'Utilisation d'un Régulateur à Logique Floue," Mémoire de Magister, Département d'Électromécanique, Université Badji Mokhtar-Annaba, Annaba, Algérie, 2009.
- [31] K. Kerrouche, "Application des FACTS pour améliorer les performances dynamiques d'un parc éolien raccordé au réseau électrique", Thèse de Doctorat, Université Dr. Tahar Moulay, Saida, Algérie, 2016.
- [32] S. Messallem, B. Medaoui, and Z. Hammadi, "Validation de technique de commande d'un filtre actif parallèle," Master'sthesis, Spécialité : Commande électrique, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued, El-Oued, Algérie, 2021.



La gestion de la puissance réactive dans le système de transmission

Résumé :

Dans le quatrième chapitre, nous nous concentrons sur la gestion de la puissance réactive dans le réseau électrique. Nous proposons des solutions novatrices pour réduire la quantité d'énergie réactive présente dans le réseau et pour optimiser son utilisation. Nous détaillons les méthodes et les algorithmes développés pour minimiser les pertes d'énergie liées à la puissance réactive, ainsi que pour améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau électrique. Ce chapitre met en évidence l'importance de la gestion efficace de la puissance réactive pour garantir un fonctionnement optimal du réseau électrique et pour soutenir la transition vers un système énergétique plus durable et résilient.

Sommaire :

IV.1. Introduction	121
IV.2. La gestion de l'énergie électrique	122
IV.3. Creux de tension	126
IV.4. Surtension	128
IV.5. Supervision centralisée d'un système électrique	132
IV.6. Algorithmes de supervision centrale	133
IV.7. Description système étudié avec gestion de la puissance réactive	135
IV.8. Organigramme de la gestion adaptative de la puissance réactive	136
IV.9. Résultat de simulation	139
IV.10. Conclusion	147
IV.11. Référence	149

IV.1. Introduction

La gestion de l'énergie électrique est un pilier fondamental de notre société moderne, touchant tous les aspects de la vie quotidienne et de l'économie. Elle englobe la planification, la production, la distribution et la consommation d'électricité de manière à répondre aux besoins en énergie de manière efficace, fiable et durable. Avec l'augmentation continue de la demande énergétique et les préoccupations croissantes liées aux changements climatiques, une gestion optimale de l'énergie électrique est plus cruciale que jamais [1].

En outre, la gestion de l'énergie électrique inclut la régulation de la puissance active et réactive, la planification des infrastructures, l'intégration des sources d'énergie distribuées, et la mise en œuvre de politiques et de régulations favorisant l'innovation et la durabilité. La coordination entre les différents acteurs, y compris les gouvernements, les entreprises énergétiques, les régulateurs et les consommateurs, est essentielle pour garantir un système énergétique robuste et adaptable.

La puissance réactive joue un rôle essentiel et souvent sous-estimé dans le bon fonctionnement des réseaux électriques. Elle permet de maintenir la tension à des niveaux appropriés, de minimiser les pertes d'énergie et d'améliorer la stabilité et l'efficacité du système électrique. Une mauvaise gestion de la puissance réactive peut entraîner des surtensions, des sous-tensions et une surcharge des équipements, ce qui peut réduire la durée de vie des composants et augmenter les coûts de maintenance et d'exploitation [2].

Pour atténuer ces inconvénients, la gestion efficace de la puissance réactive est essentielle. Ce chapitre présente une méthode de gestion de la puissance réactive, impliquant la mise en œuvre de dispositifs de compensation appropriés, la coordination entre les sources de production et de consommation, et l'adoption de stratégies de gestion proactive pour maintenir un équilibre optimal. Il explore les techniques de compensation réactive, telles que l'utilisation de condensateurs et de bobines, pour minimiser les pertes d'énergie et améliorer le facteur de puissance. En optimisant la répartition de la puissance réactive, on peut prévenir les surtensions et maintenir une qualité optimale de l'alimentation électrique. Cette approche contribue à une gestion plus fiable et durable des réseaux de distribution électrique.

IV.2. La gestion de l'énergie électrique

La gestion de la puissance électrique, englobe un ensemble de pratiques et de technologies visant à optimiser la consommation d'électricité dans un système ou une installation. Elle repose sur l'utilisation de systèmes électroniques qui fournissent des informations détaillées sur le flux d'énergie dans les systèmes de production d'électricité ou les sous-stations électriques [3].

L'objectif principal est de réduire les coûts énergétiques tout en améliorant la fiabilité et l'efficacité du système. Cela peut se faire de différentes manières, notamment :

- **En réduisant la consommation d'énergie** : cela peut être réalisé en éteignant les appareils et les lumières lorsqu'ils ne sont pas utilisés, en utilisant des appareils et des ampoules plus économes en énergie, et en adoptant des pratiques d'économie d'énergie.
- **En optimisant la production d'énergie** : cela peut être réalisé en installant des systèmes de production d'énergie renouvelable, tels que des panneaux solaires ou des éoliennes, et en utilisant des systèmes de gestion de l'énergie intelligents pour optimiser la consommation d'énergie en fonction de la production.
- **En améliorant la qualité de l'énergie** : cela peut être réalisé en installant des équipements de correction du facteur de puissance et en réduisant les perturbations sur le réseau électrique.

La gestion de la puissance électrique est cruciale pour les particuliers, les entreprises et les organisations de toutes tailles, permettant de réduire l'impact environnemental et d'améliorer la fiabilité du système électrique. Elle englobe un ensemble de pratiques et de stratégies visant à contrôler et optimiser la distribution, l'utilisation et la consommation d'énergie électrique. Cela inclut la surveillance et la régulation des charges électriques, la planification de la demande d'énergie, l'optimisation des flux d'électricité, ainsi que la gestion des systèmes de stockage et de conversion d'énergie.

L'objectif principal est d'assurer une distribution fiable et efficace de l'électricité tout en minimisant les coûts d'exploitation et en répondant aux normes de sécurité et de durabilité environnementale [4].

IV.2.1. La gestion de la puissance réactive

L'augmentation de l'injection des énergies renouvelables entraîne des fluctuations de tension dans le réseau, provoquant des harmoniques, des phénomènes de scintillement, des charges déséquilibrées et des oscillations de puissance, ce qui impacte la qualité de l'énergie et la capacité de transfert de puissance. Par conséquent, la gestion de la puissance réactive est essentielle pour assurer la stabilisation du réseau, permettre la gestion de la tension et maintenir la qualité de l'énergie. La gestion de la puissance réactive réduit les fluctuations de tension et améliore la stabilité des systèmes en courant alternatif. Elle renforce la stabilité du système électrique, évitant ainsi le délestage et l'effondrement du réseau, tout en améliorant la sécurité et la fiabilité du système [3].

Diverses solutions de gestion de la puissance réactive sont désormais disponibles en fonction des besoins spécifiques. Celles-ci incluent les batteries de condensateurs shunt et plusieurs types de dispositifs FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) [5].

IV.2.2. Gestion de la Puissance Réactive dans les Systèmes de Transmission

Dans un système de transmission, la gestion efficace de la puissance réactive est essentielle pour garantir un contrôle optimal de la tension et assurer la stabilité du réseau électrique. Traditionnellement, cette gestion repose sur des équipements comme les générateurs synchrones, les condensateurs, les réacteurs, ainsi que les compensateurs statiques de type SVC et STATCOM. Cependant, avec l'évolution des réseaux électriques, marquée par une intégration croissante des sources d'énergie renouvelable et une variabilité accrue des flux de puissance, les approches classiques montrent certaines limites.

Pour surmonter ces défis, des algorithmes de supervision avancés sont de plus en plus utilisés pour optimiser la répartition de la puissance réactive en temps réel. Ces algorithmes permettent d'adapter dynamiquement la production et l'absorption de puissance réactive en fonction des conditions du réseau, en minimisant les pertes et en maximisant l'efficacité des équipements compensateurs.

Parmi ces approches, l'algorithme basé sur la distribution proportionnelle des références de puissance constitue une méthode efficace pour ajuster la compensation réactive de manière équilibrée.

Cette approche repose sur une répartition proportionnelle des consignes de puissance réactive entre les différents équipements disponibles, en tenant compte de leur capacité maximale et de leur emplacement dans le réseau.

Contrairement aux méthodes conventionnelles qui peuvent surcharger certains équipements ou engendrer des déséquilibres, cette stratégie assure une utilisation harmonieuse des ressources tout en maintenant les tensions dans des plages acceptables.

IV.2.3. Les Avantages Essentiels d'un système de Gestion de l'Énergie

Un Système de Gestion de l'Énergie est essentiel pour garantir le fonctionnement sécurisé, fiable, efficace et conforme d'un système électrique, ainsi que des actifs qui y sont connectés. Voici les avantages clés qu'un SGE peut offrir :

Tableau (IV.1) : Les principaux avantages d'un Système de Gestion de l'Énergie

Avantage	Description
Prévention des risques	Prévenir les incendies électriques et réduire les risques de chocs électriques.
Gestion des pannes	Réduire le temps de récupération après les pannes de manière sécurisée et efficace
Disponibilité du système	Améliorer la disponibilité en évitant les interruptions non planifiées.
Réduction des coûts énergétiques	Identifier des opportunités pour réduire les coûts énergétiques.
Optimisation de la maintenance	Optimiser les programmes de maintenance et prolonger la durée de vie des équipements électriques.
Conformité réglementaire	Simplifier le processus de conformité aux normes, règlements et législations relatives à la gestion de l'énergie, aux émissions de carbone et à la qualité de l'énergie.

Ces avantages font du SGE un outil précieux pour toute organisation cherchant à améliorer son efficacité opérationnelle et à réduire son empreinte environnementale[5].

IV.2.4. Capacité et Modes de Gestion de la Puissance Réactive des Parcs Éoliens

Les parcs éoliens peuvent fournir une puissance réactive dynamique pour maintenir les tensions du réseau dans les limites réglementaires. La capacité de puissance réactive dépend du type de turbine [19]. Pour les générateurs à induction à cage d'écureuil à vitesse fixe, qui fonctionnent généralement avec un facteur de puissance inductif (absorbant de la puissance réactive), des batteries de condensateurs shunt peuvent être combinées avec le générateur à induction et contrôlées pour améliorer le facteur de puissance. Cependant, la capacité de puissance réactive des turbines éoliennes à vitesse fixe est limitée. En revanche, une capacité de puissance réactive étendue peut être obtenue à partir des turbines éoliennes à convertisseur à double alimentation (DFIG) et à convertisseur intégral (type trois et type quatre), car elles sont connectées au réseau à l'aide de convertisseurs électroniques de puissance [2].

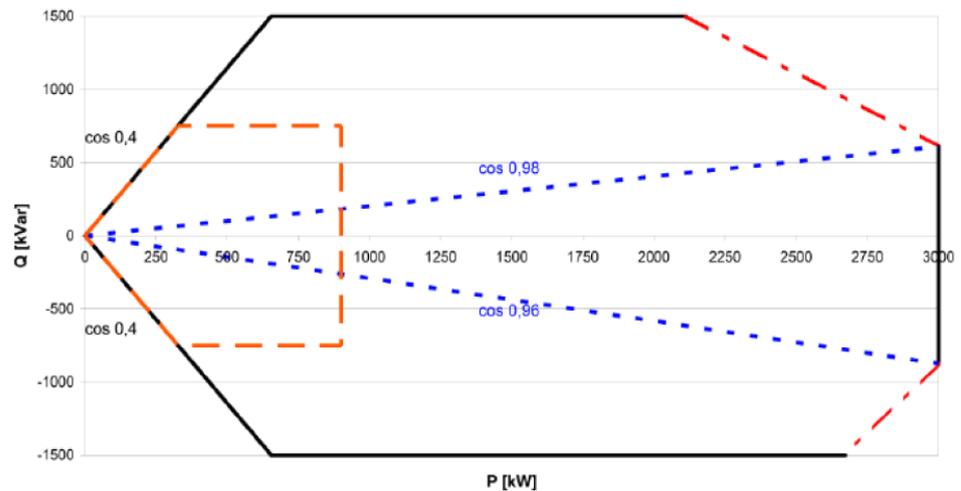


Figure (IV.1) : Diagramme de capacité de puissance réactive d'une turbine éolienne DFIG de 3 MW [2].

La capacité de puissance réactive dépend du diagramme P-Q de la turbine éolienne. La Figure (IV.1) montre un exemple de diagramme P-Q pour une turbine éolienne DFIG de 3 MW obtenu de [2]. En effet, en raison de la taille du convertisseur, il est évident qu'il existe des limitations sur la puissance réactive maximale qui peut être injectée ou absorbée par la turbine éolienne (par exemple, 1500 kVar dans la Figure (IV.1)). En particulier, la taille du convertisseur doit être déterminée de manière adéquate pour permettre l'injection/la consommation de puissance réactive à la puissance active maximale.

De plus, on peut observer qu'il n'y a pas de capacité de puissance réactive à une production de puissance active nulle ou relativement faible. La puissance réactive obtenue de la turbine éolienne peut être contrôlée en utilisant les trois modes de contrôle suivants [20] :

Mode de contrôle du facteur de puissance : Un facteur de puissance désiré au niveau du bus terminal du DG est produit pour contrôler la puissance réactive. Aussi, on peut voir que la capacité à absorber la puissance réactive (facteur de puissance inductif) est supérieure à celle d'injection (facteur de puissance capacitif). La Figure (IV.1) montre des facteurs de puissance de 0,98 inductif et 0,96 capacitif (lignes bleues).

Mode de contrôle de la puissance réactive : La turbine éolienne est contrôlée pour atteindre une production de puissance réactive désirée au niveau du bus terminal du DG. Cependant, il y a une limitation sur le niveau maximum de puissance réactive qui peut être contribué et il n'y a pas de capacité de puissance réactive à une puissance active nulle ou relativement faible.

Mode de contrôle de la tension : La sortie de la puissance réactive est contrôlée pour maintenir la tension au niveau du bus terminal du DG dans les limites souhaitées. Par exemple, une fois que la tension dépasse les limites, la puissance réactive sera absorbée (facteur de puissance inductif) proportionnellement à l'amplitude de l'excursion de tension.

IV.3. Creux de tension

Un creux de tension est une réduction temporaire de la tension d'alimentation dans un système électrique. Cette chute de tension se produit sur une courte période, généralement entre 10 millisecondes (ms) et 1 minute, et peut varier entre 90 % à 1% de la tension nominale. Après ce phénomène, la tension revient généralement à son niveau normal. Les creux de tension peuvent être causés par des courts-circuits, des démarreurs de moteurs ou d'autres perturbations électriques, et peuvent affecter le bon fonctionnement des équipements électriques sensibles [6].

IV.3.1. Origine des creux de tension

Les creux de tension sont principalement causés par des surintensités de courte durée traversant le système d'alimentation électrique.

Ces surintensités proviennent de plusieurs sources, notamment les défauts du système d'alimentation, le démarrage des moteurs et l'activation des transformateurs. Parmi ces causes, les défauts de réseau sont les plus fréquents, en particulier les courts-circuits monophasés [6].

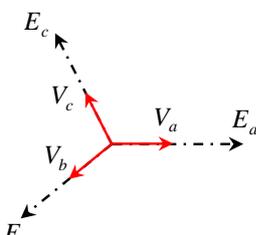
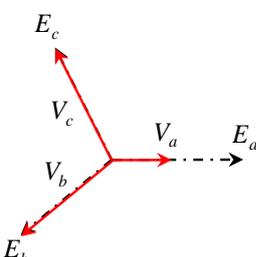
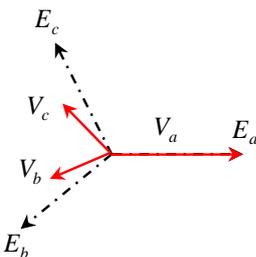
On peut distinguer deux types de creux de tension en fonction de la nature du défaut :

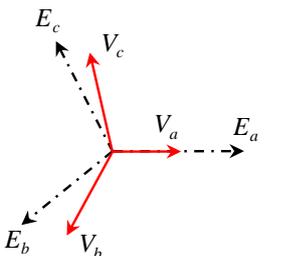
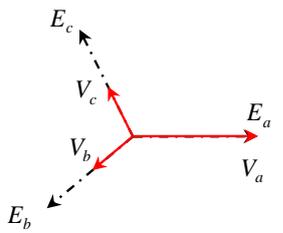
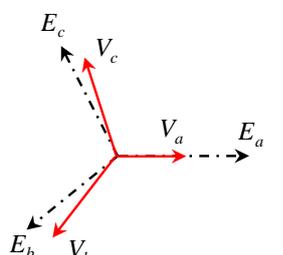
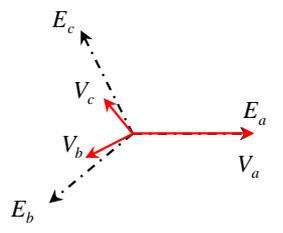
- **Creux de tension symétrique** : causés par des défauts affectant les trois phases.
- **Creux de tension asymétrique** : causés par des défauts touchant une phase à la terre, deux phases à la terre ou deux phases connectées [7].

IV.3.2. Classification des creux de tension

Les creux de tension électrique sont principalement définis par leur amplitude et leur phase. Ils peuvent donc être représentés sous forme de vecteurs appelés "vecteurs de phase". La relation entre ces vecteurs est connue sous le nom de signature ou type de creux. Le tableau suivant présente les sept principaux types de creux de tension, identifiés par les lettres de A à G [8].

Tableau (IV.2) : Classification des creux de tension [7] :

Type	Phaseurs	Tension	Description
A		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Trois phases en défaillance : Creux de tension symétrique dans les trois phases.
B		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jE$ $V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jE$	Une phase à la terre : Provoque une chute de tension de ligne alors que les deux autres tensions restent inchangées.
C		$V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{\sqrt{3}}{2}jE$ $V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{\sqrt{3}}{2}jE$	Défaut phase-phase : Provoque le déplacement de deux phases tandis que la troisième phase ne change pas du tout. Ou de type B après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy).

D		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jE$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jE$	Type C après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy) ou de Type B après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy).
E		$V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Deux phases à la terre : Provoque un creux de tension sur deux phases tandis que la troisième n'est pas affectée.
F		$V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{\sqrt{3}}{3}jE - \frac{\sqrt{3}}{6}jV$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{\sqrt{3}}{3}jE + \frac{\sqrt{3}}{6}jV$	Type E après un transformateur couplé en triangle/étoile (Dy).
G		$V_a = \frac{2}{3}E + \frac{1}{3}V$ $V_b = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V - \frac{\sqrt{3}}{2}jV$ $V_c = -\frac{1}{3}E - \frac{1}{6}V + \frac{\sqrt{3}}{2}jV$	Type E après deux transformateurs couplés en triangle/étoile (Dy).

IV.4. Surtension

Concernant la bande de tolérance dans laquelle la tension d'alimentation d'un réseau électrique doit être maintenue en relation avec la qualité de l'énergie (PQ), la référence [9] rapporte que : « l'un des critères de qualité de l'énergie est que la tension aux points sélectionnés du réseau doit être maintenue dans les limites prescrites ».

En général, « une surtension fait référence à une tension supérieure à celle pour laquelle les équipements sont conçus pour fonctionner de manière optimale »[10]. Elle appartient aux variations de tension de longue durée, qui incluent des écarts de la valeur efficace (rms) pendant une durée supérieure à une minute aux fréquences du réseau électrique [11].

De plus, une surtension se produit lorsque la tension d'alimentation dépasse la tension nominale pendant une durée supérieure à une minute [12].

La surtension est un paramètre important de la qualité de l'énergie (PQ). Gilbert M. Masters écrit que « les services publics sont depuis longtemps préoccupés par un ensemble d'irrégularités de courant et de tension regroupées sous le terme de problèmes de qualité de l'énergie ». Il affirme également que lorsque la tension dépasse un niveau acceptable pendant un intervalle de temps de plusieurs secondes, on parle de surtension [13].

Dans le rapport de l'IEEE PSRC Working Group, il est mentionné que « les surtensions sont l'équivalent d'une élévation de tension soutenue pendant plus d'une minute, mais dans une bande de tolérance plus stricte ». De plus, le Comité de Transmission et de Distribution de la IEEE Power & Energy Society indique que la surtension est « une variation de la valeur efficace (rms) de la tension par rapport à la tension nominale pendant une durée supérieure à une minute », ce qui appartient aux « variations de la valeur efficace de longue durée »[14].

Enfin, Utility Systems Technologies, Inc. rapporte qu'« une tension constamment élevée ou une surtension, telle que définie par l'IEEE, est une amplitude de tension égale ou supérieure à 110 % de la tension nominale, qui persiste pendant une durée d'une minute ou plus » (voir figure IV.2). Cette surtension peut également être représentée sous forme d'un graphique de la tension efficace (rms) en fonction du temps, généralement en minutes plutôt qu'en millisecondes [15].

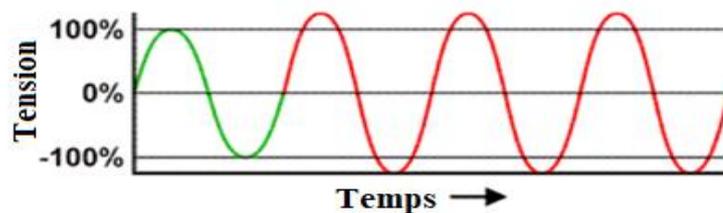


Figure (IV.2): Le niveau nominal (= 100 %) et le niveau de surtension (> 110 %) pendant une durée supérieure à 1 minute [16].

IV.4.1. Causes de la surtension

Les surtensions peuvent également être causées par des erreurs de système, bien qu'elles surviennent moins fréquemment que les sous-tensions.

Une surtension peut résulter de défauts de mise à la terre d'une seule ligne, ce qui augmente la tension des autres phases[13]. Cela peut également se produire si les bancs de condensateurs sont activés ou si de lourdes charges industrielles sont déconnectées. Cela résulte souvent de systèmes à terre flottante ou de systèmes delta non mis à la terre, où un changement dans la référence à la terre entraînerait une augmentation de la tension dans le système non mis à la terre [9].

Tableau (IV.3) : Classification des surtensions [17]

Type de tension	Durée	Magnitude
Instantané	0.5-30 cycles	1.1pu-1.8pu
Momentané	30 cycles-3s	1.1pu-1.4pu
Temporaire	3s- 1mn	1.1pu-1.2 pu

La surtension est principalement causée par l'activation du banc de condensateurs. Elle peut également survenir si la charge est soudainement réduite. La tension augmentera lorsque la charge est déconnectée brusquement, où L est l'inductance de la ligne, provoquant une chute rapide du courant. Des effets négatifs supplémentaires résultent de la surtension. Les équipements électriques peuvent dysfonctionner en raison de la surchauffe induite par la tension excessive. De plus, les équipements électroniques et autres équipements délicats sont susceptibles de tomber en panne.

Voici quelques autres causes de la surtension :

IV.4.1.1. L'absence de neutre secondaire

Dans les installations clients utilisant du 120V/240V, des connexions de neutre ouvert ont été documentées dans plusieurs situations, y compris :

- Lorsque des branches tombantes coupent le fil de neutre d'une ligne de service à conducteur séparé.
- Lorsqu'un givrage se produit ou lorsque la corrosion des services souterrains atteint un degré avancé.
- Lorsqu'une connexion mal serrée au niveau du panneau de service entraîne un contact irrégulier ou intermittent [17].

IV.4.1.2. Ferro-résonance

La ferro-résonance est un phénomène non linéaire qui se produit dans les réseaux électriques lorsqu'il existe une interaction entre la capacité d'un système (comme celle des câbles ou des condensateurs) et la réactance magnétisante d'un transformateur ou d'un autre appareil à noyau de fer saturable. Cette interaction peut engendrer des oscillations anormales et auto-entretenues qui se stabilisent à des niveaux dangereux.

L'une des conséquences les plus préoccupantes de la ferro-résonance est la génération de surtensions. En effet, les tensions engendrées par ce phénomène peuvent atteindre plusieurs fois la tension nominale du système, dépassant largement les capacités d'isolation des équipements électriques. Ces surtensions peuvent provoquer des dégradations, voire la destruction d'équipements comme les transformateurs, les parafoudres ou les disjoncteurs.

Outre les surtensions, la ferro-résonance est également accompagnée de courants harmoniques et de formes d'onde fortement déformées, ce qui aggrave encore les contraintes sur les équipements du réseau. Bien que rare, ce phénomène est considéré comme potentiellement perturbateur ou destructeur et nécessite des mesures préventives adaptées pour limiter son apparition [13].

IV.4.1.3. Surtensions dues à une mauvaise régulation de la tension

Dans de rares occasions, les équipements de régulation de la tension des services publics peuvent dysfonctionner ou être mal utilisés, entraînant des surtensions. Certaines situations qui peuvent entraîner des surtensions incluent :

- Des régulateurs mal placés ou mal configurés pour les bancs de condensateurs avec un mauvais réglage de l'horloge.
- Un régulateur de tension défectueux.
- Un contrôleur de banc de condensateurs défectueux.

IV.4.1.4. Contact accidentel avec des circuits haute tension

Un autre danger qui pourrait exposer à des tensions excessivement élevées tant les équipements clients que ceux de distribution est un dysfonctionnement dans les circuits de distribution provenant des circuits de transmission. Un problème de circuit de distribution provenant d'un circuit de sous-transmission. Les surtensions ne sont pas très élevées tant que le circuit de distribution reste connecté, comme dans le cas des problèmes primaire-secondaire détaillés dans le circuit précédent.

Toutefois, la tension sur le conducteur de distribution avec le défaut grimpe à la tension complète de la ligne de transmission si un disjoncteur de distribution ouvre le circuit [16].

Un dysfonctionnement se produira rapidement lorsque la tension sera plus élevée que d'habitude. Les équipements en fin d'utilisation risquent également de subir des dommages dus à une telle surtension. Des tensions plus élevées sont causées par des défauts plus éloignés de la sous-station de distribution, la tension la plus élevée se produisant à cet endroit. Une augmentation de la tension le long du circuit résulte du courant qui revient vers celui-ci.

IV.5. Supervision centralisée d'un système électrique

Pour assurer une gestion efficace et sécurisée d'un système électrique, la mise en place d'une supervision performante est essentielle. Un système de supervision permet non seulement de surveiller en temps réel l'état des installations électriques, mais aussi de gérer et d'optimiser leur fonctionnement. Grâce à une infrastructure de communication adaptée, les données essentielles (mesures, alarmes, état des équipements, etc.) sont collectées en continu, analysées et centralisées sur un tableau de bord. Cela facilite la prise de décision et permet d'envoyer des commandes en temps réel pour ajuster les paramètres du réseau. En détectant rapidement les anomalies et en alertant les opérateurs, la supervision garantit une gestion proactive des infrastructures électriques, réduisant ainsi les risques de panne et les interruptions d'activité. Ainsi, une supervision efficace contribue à une gestion optimisée du réseau, assurant à la fois performance, fiabilité et sécurité [21].

Dans ce contexte, l'utilisation d'un système SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) apparaît comme une solution particulièrement adaptée. Ce dispositif permet de surveiller et de réguler les flux de puissance active et réactive circulant dans le réseau, tout en respectant les directives du gestionnaire du système électrique. Il s'appuie également sur un EMS (Energy Management System) pour le traitement des informations et l'application des stratégies de commande, ainsi que sur un réseau de communication sécurisé assurant le transfert fiable des données. Par ailleurs, le système SCADA intègre plusieurs fonctionnalités clés pour une gestion à distance optimisée, notamment [22] :

- La possibilité de commander les équipements aussi bien localement qu'à distance.
- L'acquisition et l'analyse des données en temps réel,
- La gestion des événements et des alarmes pour une réactivité accrue en cas d'anomalie.

La communication des données au sein d'un système SCADA repose sur des protocoles normalisés adaptés aux infrastructures électriques modernes. Parmi eux, la norme CEI 61850 encadre les échanges de données entre les postes électriques, tandis que d'autres standards, tels que CEI 61970, CEI 61968 et CEI 62325, assurent une interopérabilité optimale entre les différents composants du système électrique[18].

L'objectif principal d'un centre de supervision est d'assurer le pilotage, la surveillance et l'optimisation d'un système électrique en temps réel. Il permet de garantir l'équilibre entre la production et la consommation de puissance active et réactive, tout en assurant la fiabilité et la sécurité du réseau. Plus précisément, un centre de supervision vise à :

- Superviser et contrôler les installations électriques à distance.
- Optimiser la répartition des flux d'énergie pour éviter les surcharges et minimiser les pertes.
- Détecter et signaler rapidement les anomalies ou les pannes grâce aux alarmes et notifications.
- Assurer une gestion efficace des événements (pannes, coupures, fluctuations de tension).
- Améliorer la performance du réseau en prenant des décisions basées sur l'analyse des données en temps réel.

Ainsi, un centre de supervision joue un rôle clé dans la gestion intelligente des infrastructures électriques, contribuant à leur efficacité, durabilité et sécurité.

IV.6. Algorithmes de supervision centrale

Au-delà de l'infrastructure de supervision elle-même, le cœur décisionnel réside dans les algorithmes qui permettent de piloter efficacement les flux d'énergie en temps réel. Ces algorithmes de supervision centrale sont particulièrement cruciaux dans les réseaux intégrant des énergies renouvelables, notamment les fermes éoliennes couplées à des dispositifs de compensation comme le D-STATCOM.

Leur objectif est d'assurer une répartition optimale de la puissance active et réactive, tout en maintenant la stabilité de tension et en minimisant les pertes d'énergie[23].

Plusieurs stratégies ont été développées dans la littérature pour répondre à ces exigences [24] – [27], que l'on peut regrouper en trois grandes catégories :

- Les algorithmes de supervision basés sur des régulateurs Proportionnel-Intégral PI,
- L'algorithme de supervision basé sur la distribution proportionnelle,
- L'algorithme de supervision basé sur des fonctions d'optimisation [4].

IV.6.1.L'algorithme de supervision basé sur la distribution proportionnelle

Dans cette section, nous proposons un algorithme de supervision centrale fondé sur une approche de distribution proportionnelle, destiné à la gestion optimale de la puissance réactive dans un système intégré combinant un D-STATCOM et une source éolienne. L'algorithme vise à répartir les références de puissance réactive entre les différents dispositifs de compensation en tenant compte de la capacité réelle de chaque élément à fournir ou absorber cette puissance. L'objectif principal est d'assurer la stabilité de la tension au niveau du point de couplage commun (PCC), tout en garantissant une coordination efficace entre le D-STATCOM et la source éolienne, conformément à leurs capacités respectives.

La stratégie adoptée consiste à attribuer la référence de puissance réactive la plus élevée au dispositif disposant de la plus grande capacité de compensation. Cette méthode permet une gestion optimisée de la puissance réactive tout en assurant un fonctionnement sécurisé et fiable de chaque composant. Par ailleurs, l'algorithme veille à ce que chaque dispositif de compensation fonctionne dans les limites de sécurité définies par ses caractéristiques techniques [24].

La Figure (IV.3) illustre le schéma général de la stratégie de supervision proposée. Elle met en évidence les flux d'information entre le superviseur central, la source éolienne et le D-STATCOM, en précisant les étapes de calcul et d'allocation des puissances réactives de référence selon l'approche proportionnelle.

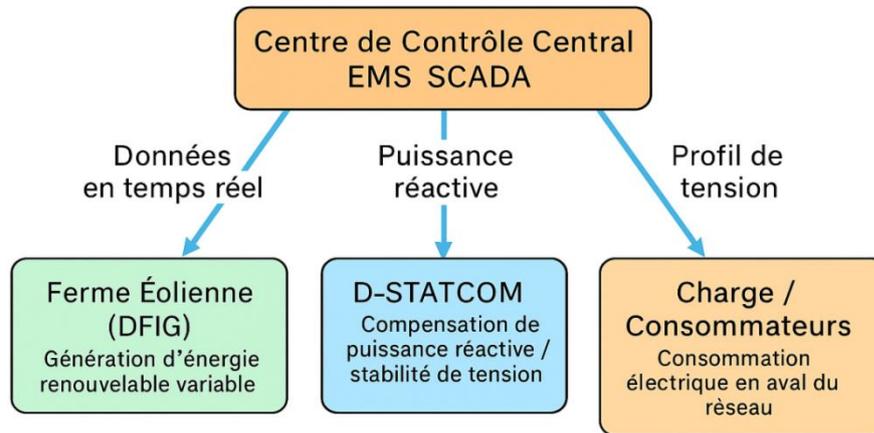


Figure (IV.3):Schéma générale de la supervision centrale dans un système de distribution avec intégration éolienne.

IV.7. Description du système étudié avec gestion de la puissance réactive

La figure (IV.4) représente le système étudié dans ce chapitre, qui reprend la même configuration que celle analysée précédemment (ferme éolienne de 9 MW, D-STATCOM, charge industrielle et connexion au réseau national), avec l'ajout d'un système de gestion centralisée de la puissance réactive.

Cette gestion est assurée par un algorithme de supervision centralisée, qui optimise la répartition de la puissance réactive entre la ferme éolienne, le D-STATCOM et la charge, afin d'assurer la stabilité de la tension et le bon fonctionnement du réseau.

Les algorithmes de gestion utilisés seront présentés dans ce chapitre.

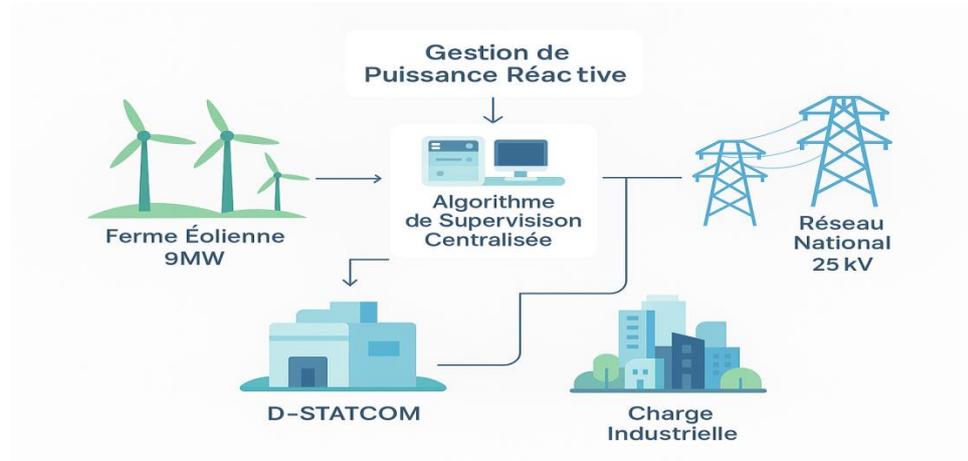


Figure (IV.4): Schéma du système étudié avec intégration de la gestion de puissance réactive

IV.8. Organigramme de la gestion adaptative de la puissance réactive

IV.8.1. Stratégie de répartition de la puissance réactive dans un système Éolien Hybride avec D-STATCOM

L'algorithme illustré dans la figure (IV.5) a pour objectif de répartir la puissance réactive entre la ferme éolienne et le D-STATCOM de manière optimale, en fonction de la nature de la charge et des capacités maximales des sources de compensation.

Il commence par l'acquisition :

- De la puissance réactive maximale que peut fournir la ferme éolienne (Q_{WF}^{\max}),
- Et celle que peut injecter le D-STATCOM ($Q_{STATCOM}^{\max}$)

Ensuite, les paramètres de la charge sont mesurés :

- La résistance (R),
- La réactance inductive (X_L) ou capacitive (X_C),
- La tension de charge (V_L),
- Et le facteur de puissance ($\cos\phi_L$).

À partir de ces données, on calcule :

- L'impédance complexe de la charge (Z_L),
- L'angle de déphasage (ϕ_i),
- Le courant (I_L),
- Et la puissance réactive de la charge (Q_L).

Cela permet de déterminer la nature de l'impédance :

- Si Z_L est purement résistive, alors $Q_L = 0$ et aucune compensation n'est requise,
- Sinon, l'impédance est soit capacitive (charge génératrice de Q), soit inductive (charge consommatrice de Q), en fonction de l'angle de déphasage.

IV.8.1.1. Stratégie hiérarchique de compensation adopté pour notre système

Dans un premier temps, la ferme éolienne assure seule la compensation réactive nécessaire pour alimenter la charge. Tant que la puissance réactive demandée Q_{charge} est inférieure ou égale à la capacité maximale de la ferme Q_{WF}^{max} , celle-ci fournit l'intégralité de la puissance réactive requise.

Lorsque la demande dépasse la capacité de la ferme éolienne, le D-STATCOM intervient automatiquement pour compenser la puissance réactive manquante, assurant ainsi un maintien optimal de la tension au point de connexion (PCC).

Cette stratégie garantit une gestion efficace et hiérarchisée des ressources réactives, en priorisant l'utilisation de la ferme éolienne comme source principale de compensation.

Elle assure également une intervention complémentaire et dynamique du D-STATCOM pour répondre aux variations de la demande sans surcharger le système. Par conséquent, cette approche permet de stabiliser la tension au point de connexion, améliorant ainsi la qualité de service et assurant une utilisation optimale et sécurisée des équipements disponibles.

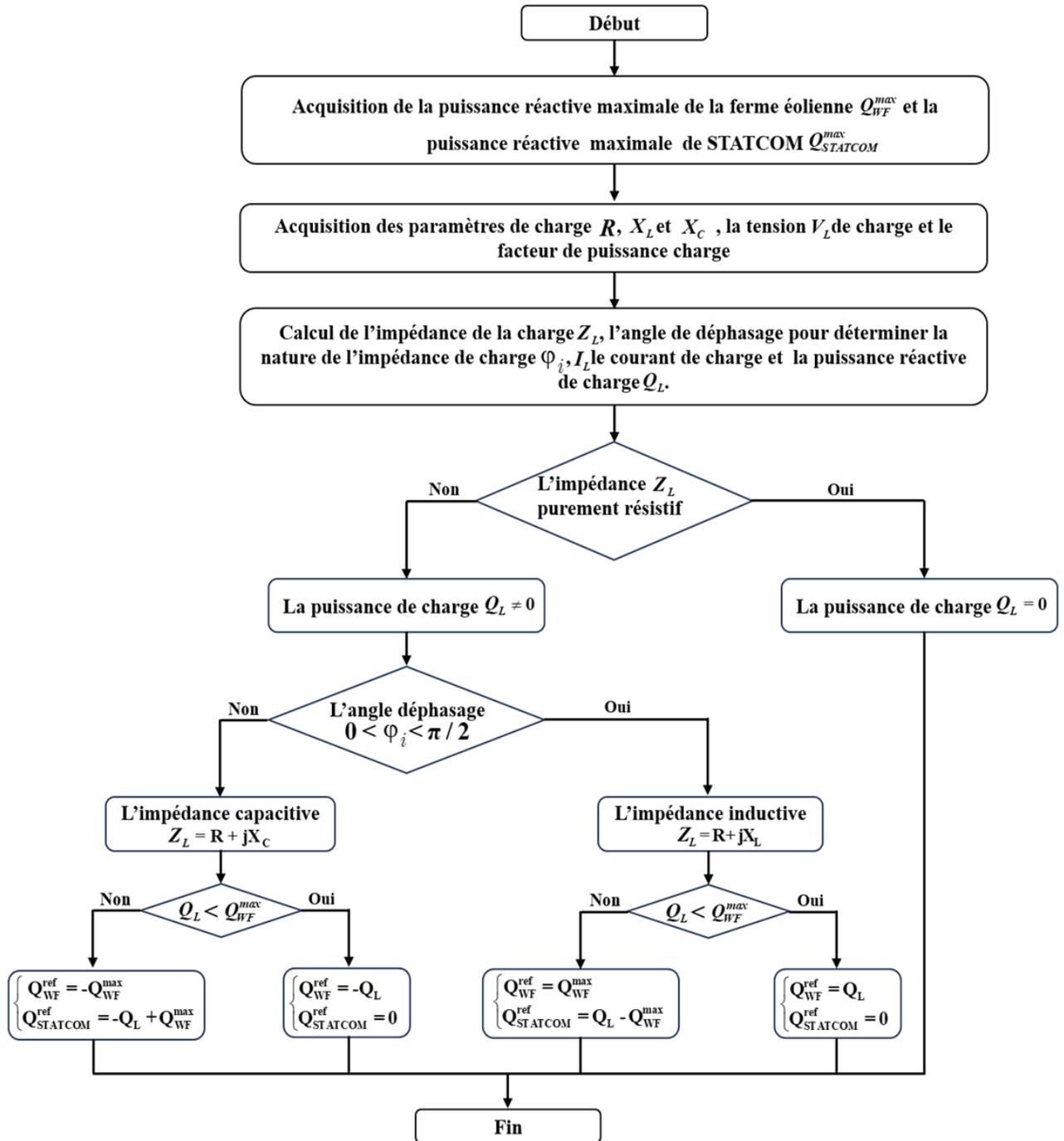


Figure (IV.5) : L'algorithme de détermination des puissances réactive de référence pour notre système électrique au niveau de l'unité centrale de supervision.

IV.8.2.Stratégie de répartition de la puissance réactive sous défauts de notre réseau électrique étudié

Notre algorithme intervient dans les situations de dysfonctionnement du réseau, notamment lors de creux de tension ou de surcharges, afin d'assurer une répartition optimale de la puissance réactive entre la ferme éolienne et le D-STATCOM.

Dès la détection d'un événement perturbateur, le système effectue une acquisition en temps réel de la tension mesurée au niveau du point de couplage commun (PCC), ainsi que des puissances réactives maximales disponibles de la ferme éolienne et du D-STATCOM.

L'algorithme évalue ensuite la tension du réseau :

- Si la tension reste dans une plage acceptable, aucune action corrective majeure n'est nécessaire.
- En cas de baisse de tension (creux) ou de demande réactive élevée (surcharge), il identifie si une charge est présente sur le réseau.

Selon les cas :

- Si aucune charge n'est présente, la ferme éolienne est prioritairement sollicitée pour fournir la puissance réactive nécessaire.
- Si une charge est détectée, le système évalue la capacité de la ferme éolienne à satisfaire cette demande. Si elle ne suffit pas, le D-STATCOM vient en renfort pour compenser le reste de la puissance réactive requise.

Ce mécanisme permet une gestion intelligente et dynamique des ressources réactives disponibles, assurant ainsi le maintien de la stabilité de la tension et une réponse rapide aux perturbations du réseau. La figure (IV.6) représente notre algorithme de gestion appliqué en cas de creux de tension ou surcharge.

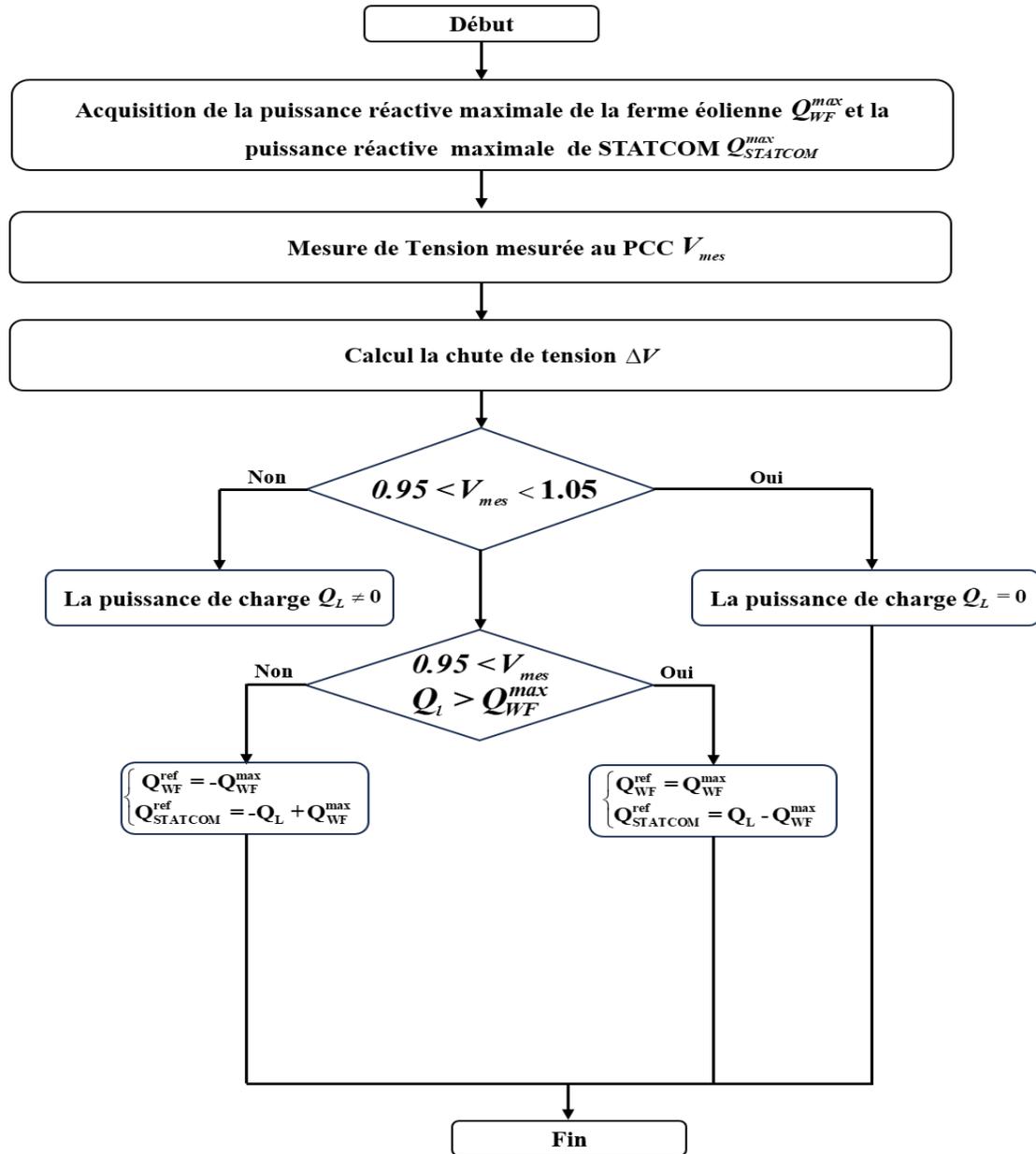


Figure (IV.6) : Algorithme de gestion des puissances réactives en cas de défaut de tension au PCC dans notre système étudié.

IV.9. Résultats de simulation

IV.9.1 Résultats de simulation du système en fonctionnement normal

La figure (IV.7) montre que la tension aux niveaux de tous les jeux de barres du système électrique, qui comprend une éolienne, un réseau, une charge et un D-STATCOM, est la même, indiquant une synchronisation efficace du système. Cette uniformité de la tension démontre que le D-STATCOM remplit efficacement sa fonction de régulation de la tension et de compensation des variations de puissance réactive, assurant ainsi la stabilité et la cohérence opérationnelle du système.

En conséquence, le système électrique maintient une alimentation de haute qualité, réduisant les risques de déséquilibres et d'instabilités, malgré les fluctuations potentielles de la production d'énergie éolienne.

La figure (IV.8), qui montre un zoom de la figure précédente, offre une vue détaillée de la synchronisation du système électrique. Ce zoom permet de visualiser plus précisément la distribution uniforme de la tension aux différents nœuds de barres, confirmant ainsi l'efficacité du D-STATCOM dans la régulation de la tension et la stabilisation du système. Cette vue rapprochée met en évidence la cohérence et l'équilibre du système, démontrant que les fluctuations potentielles de la production éolienne sont bien gérées, assurant ainsi une alimentation stable et fiable.

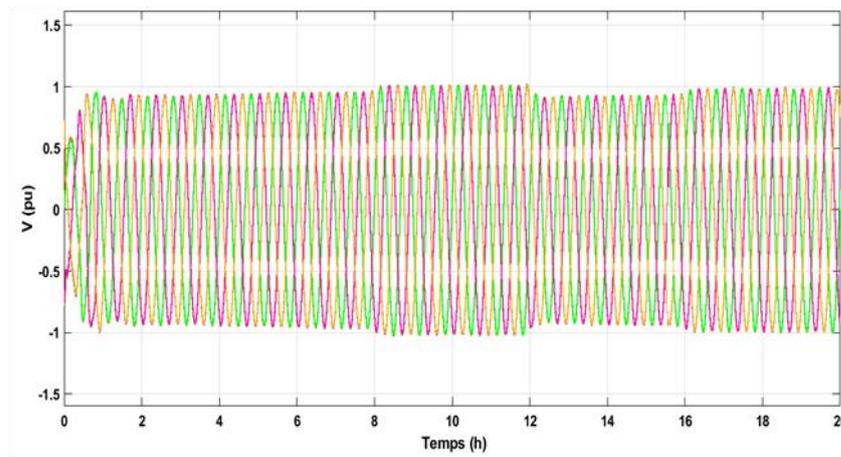


Figure (IV.7) : La tension de PCC.

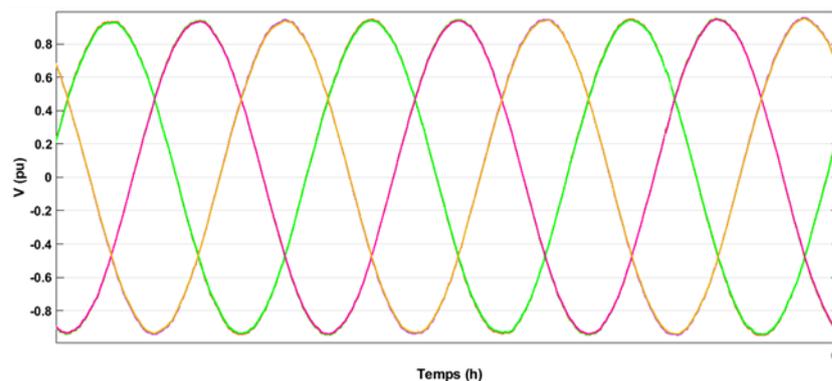


Figure (IV.8): Zoom des tensions.

La figure (IV.9) représente la puissance active et la figure (IV.10) représente la puissance réactive de la charge. On remarque que la charge passe par trois scénarios distincts : une charge purement résistive, une charge inductive et une charge capacitive.

Charge purement résistive : Dans ce scénario, la charge ne consomme que de la puissance active, sans composante réactive. La puissance active (montrée dans la figure (IV.9)) est présente, tandis que la puissance réactive (illustrée dans la figure (IV.10)) est nulle.

Charge inductive : Ici, la charge consomme à la fois de la puissance active et de la puissance réactive inductive. La puissance active est toujours présente, mais la figure (IV.10) montre une puissance réactive positive, indiquant une consommation de puissance réactive inductive.

Charge capacitive : Dans ce dernier scénario, la charge consomme de la puissance active et génère de la puissance réactive capacitive. La figure (IV.9) montre la puissance active, tandis que la figure (IV.10) affiche une puissance réactive négative, signalant une production de puissance réactive capacitive.

Les figures (IV.11) et (IV.12) représentent respectivement la puissance réactive de l'éolienne et du D-STATCOM. On remarque que l'éolienne génère ou absorbe la valeur maximale de la puissance réactive de la charge. Lorsque l'éolienne atteint sa capacité maximale de gestion de la puissance réactive, le D-STATCOM prend le relais pour compenser le reste.

La figure (IV.11) montre la puissance réactive fournie ou absorbée par l'éolienne. L'éolienne est capable de gérer une certaine quantité de puissance réactive, correspondant aux besoins de la charge. Lorsque la demande de puissance réactive dépasse cette capacité, l'éolienne atteint sa valeur maximale de génération ou d'absorption de puissance réactive.

La Figure (IV.12) illustre la puissance réactive fournie ou absorbée par le D-STATCOM. Lorsque l'éolienne a atteint sa limite maximale de gestion de la puissance réactive, le D-STATCOM intervient pour compenser le surplus.

En résumé, l'éolienne et le D-STATCOM travaillent ensemble pour gérer la puissance réactive du système. L'éolienne gère la majeure partie de la puissance réactive jusqu'à sa limite maximale, après quoi le D-STATCOM prend en charge le reste, assurant ainsi une compensation réactive continue et stable. Ou le déficit de puissance réactive nécessaire pour stabiliser le système.

La figure (IV.13) représente le facteur de puissance avant compensation. Elle illustre la relation entre la puissance active et la puissance réactive dans le système électrique en l'absence de dispositifs de correction, tels que le D-STATCOM. On observe clairement une forte dégradation du facteur de puissance à deux instants précis (vers 2h et 4h), où il chute brutalement jusqu'à des valeurs avoisinant 0.4.

Ces baisses sont dues à des variations importantes de la puissance réactive de la charge, ce qui entraîne une mauvaise efficacité énergétique du réseau et peut affecter la stabilité de tension.

La figure (IV.14), en revanche, montre le facteur de puissance après l'activation des dispositifs de compensation. Grâce à l'intervention coordonnée du D-STATCOM et de la ferme éolienne, le facteur de puissance est corrigé et maintenu à une valeur stable autour de 0.9, avec uniquement de légères perturbations lors des mêmes instants critiques (2h et 4h). Ces perturbations sont rapidement absorbées par le système, démontrant la réactivité et l'efficacité du contrôle de puissance réactive mis en place.

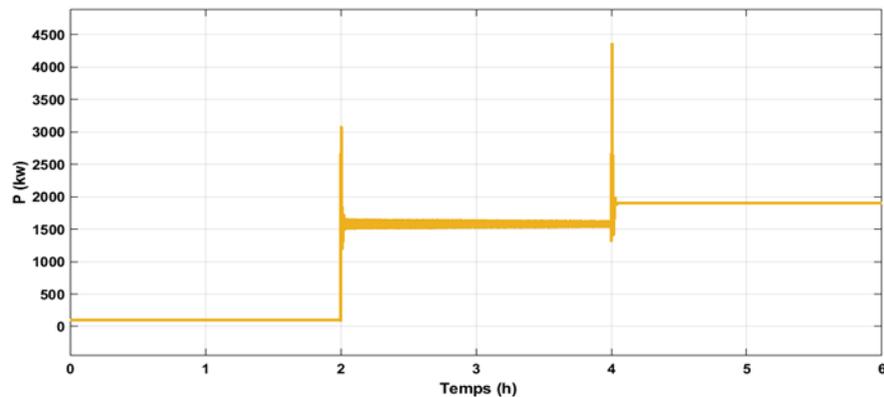


Figure (IV.9): La puissance active de la charge.

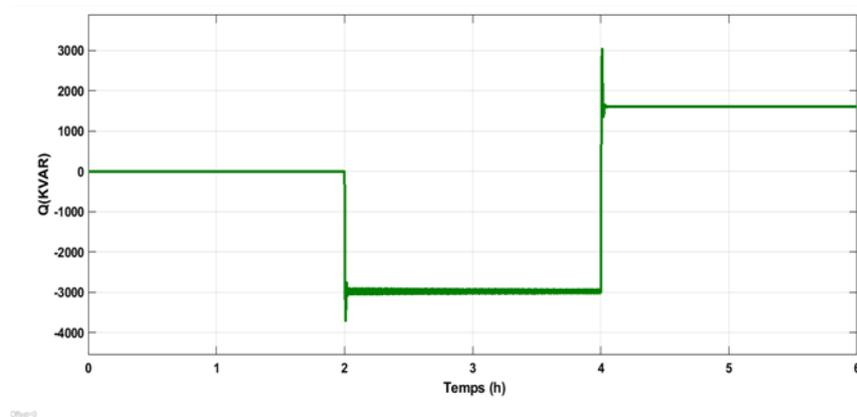


Figure (IV.10): La puissance réactive de la charge.

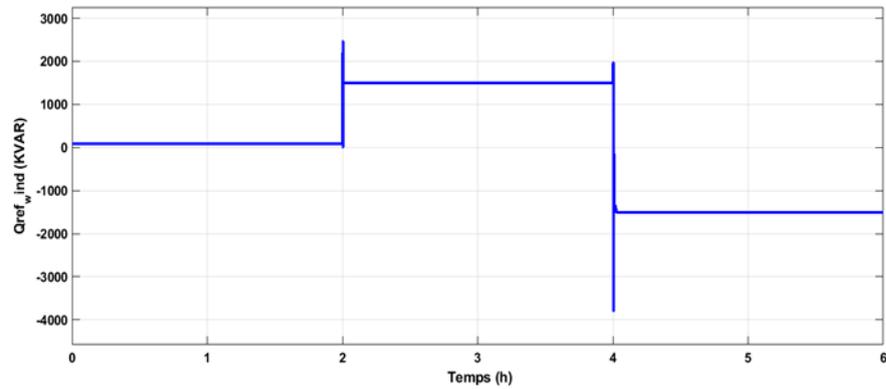


Figure (IV.11): La puissance réactive de référence de l'éolienne

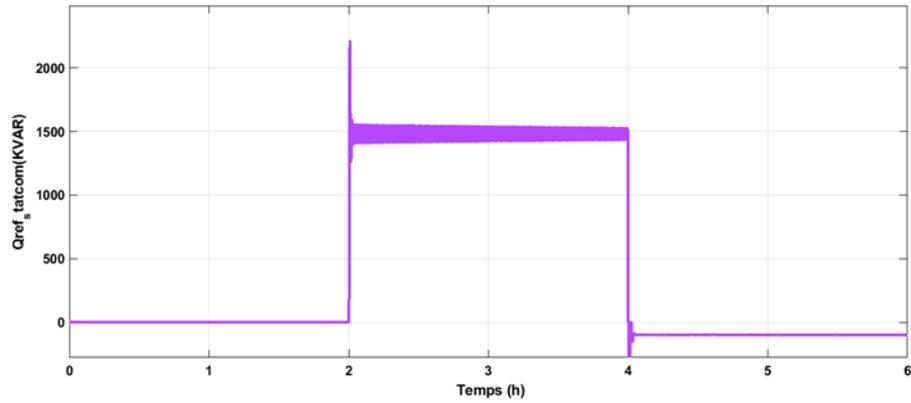


Figure (IV.12): La puissance réactive de référence de D-STATCOM.

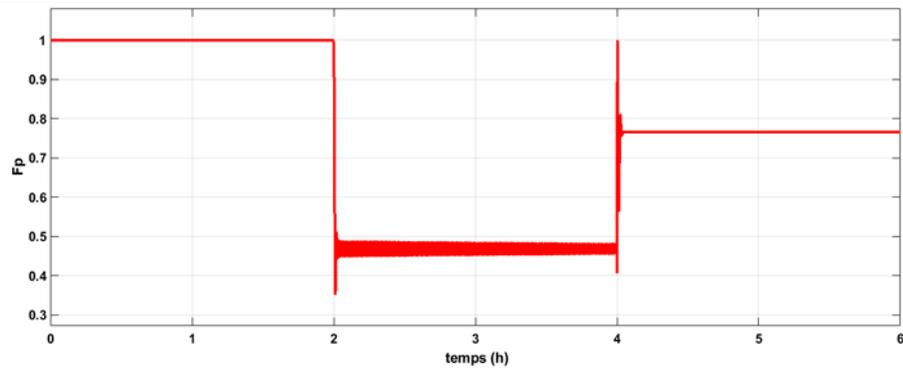


Figure (IV.13): Facteur de puissance avant la compensation.

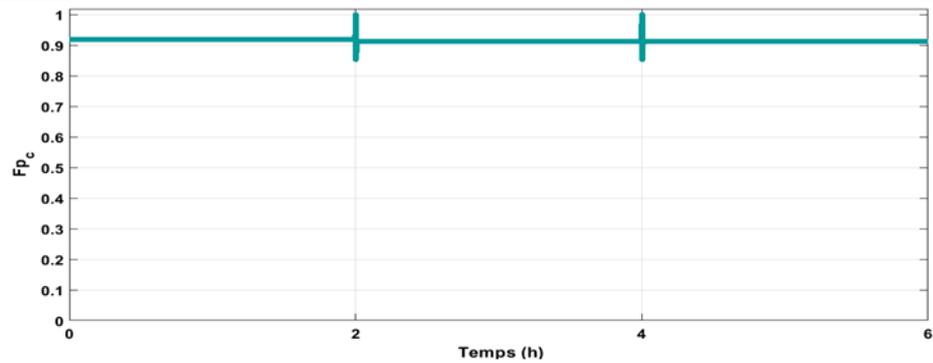


Figure (IV.14): Facteur de puissance après la compensation.

IV.9.2 Résultats de simulation en cas de défauts

Dans la Figure (IV.15), nous observons une surtension au Point de Couplage Commun (PCC). La tension dépasse sa valeur nominale (1 pu), ce qui indique une instabilité dans le réseau électrique. Ce phénomène peut être causé par une injection excessive de puissance réactive, des variations de charge soudaines ou encore un déséquilibre du système. Les oscillations marquées et irrégulières montrent une mauvaise qualité de la tension, ce qui peut entraîner des dysfonctionnements ou des dommages aux équipements sensibles connectés au réseau. La Figure (IV.16) présente un zoom sur la tension au PCC dans le cas de surtension. Ce grossissement met en évidence de manière plus détaillée l'amplitude et la fréquence des oscillations. On y distingue clairement des fluctuations rapides et de forte amplitude autour de la valeur de surtension, confirmant l'instabilité transitoire du système.

La Figure (IV.17) illustre la tension au PCC après la mise en œuvre d'un dispositif de compensation destiné à corriger la surtension. Il est clair que la tension a été stabilisée : elle oscille désormais de façon régulière autour de la valeur nominale (± 1 pu). Cela indique que la compensation a été efficace pour éliminer les surtensions et améliorer significativement la qualité de la tension fournie.

Dans la Figure (IV.18), un creux de tension est enregistré au PCC. Entre 1 seconde et 3 secondes, la tension chute brutalement sous la valeur nominale. Ce type de perturbation est typique de certains défauts dans le réseau électrique, comme le démarrage d'une charge importante, un court-circuit temporaire, ou une chute de puissance générée. Ces creux de tension peuvent perturber gravement le fonctionnement des équipements industriels et réduire la fiabilité du système électrique. La Figure (IV.19) présente un zoom sur le creux de tension au PCC, en affichant les trois tensions de phase. On y observe clairement une chute brutale de l'amplitude de la tension à l'instant $t \approx 1$ s, affectant simultanément les trois phases. Après cette discontinuité, la tension remonte progressivement vers sa valeur nominale. Cette représentation détaillée met en évidence la sévérité et la symétrie du creux de tension, ainsi que la perturbation transitoire introduite dans le système.

Enfin, la Figure (IV.20) présente la tension au PCC après compensation dans le cas du creux de tension précédemment observé. Le profil de tension est redevenu stable et reste proche de ± 1 pu pendant toute la période.

Cette amélioration démontre l'efficacité du système de compensation mis en place, qui a permis de corriger instantanément la chute de tension et d'assurer une alimentation de qualité constante, même en présence de perturbations.

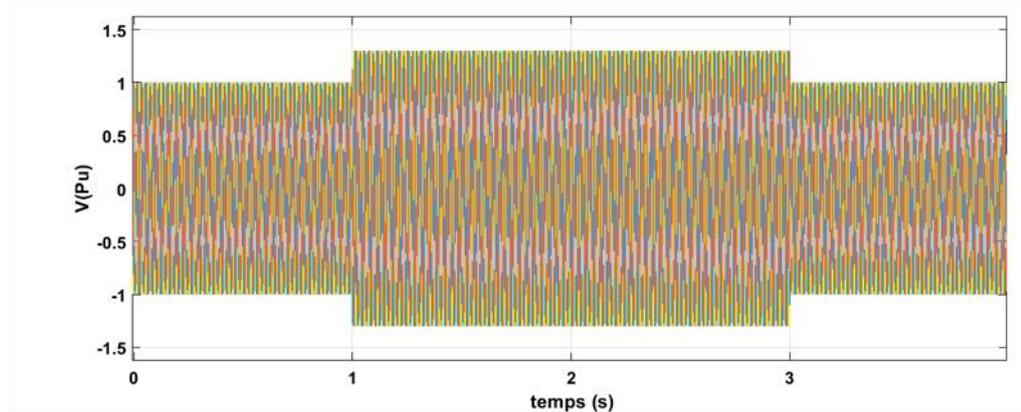


Figure (IV.15): La tension au PCC (cas : surtension)

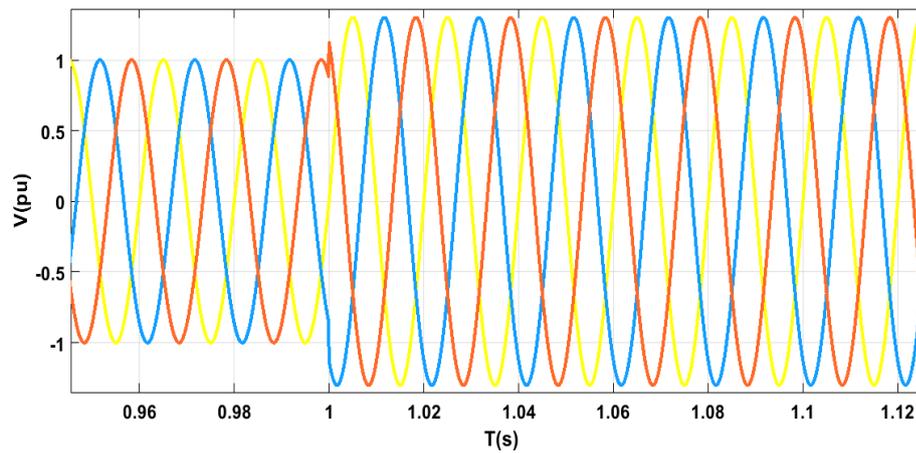


Figure (IV.16): Zoom sur la tension au PCC (cas : surtension)

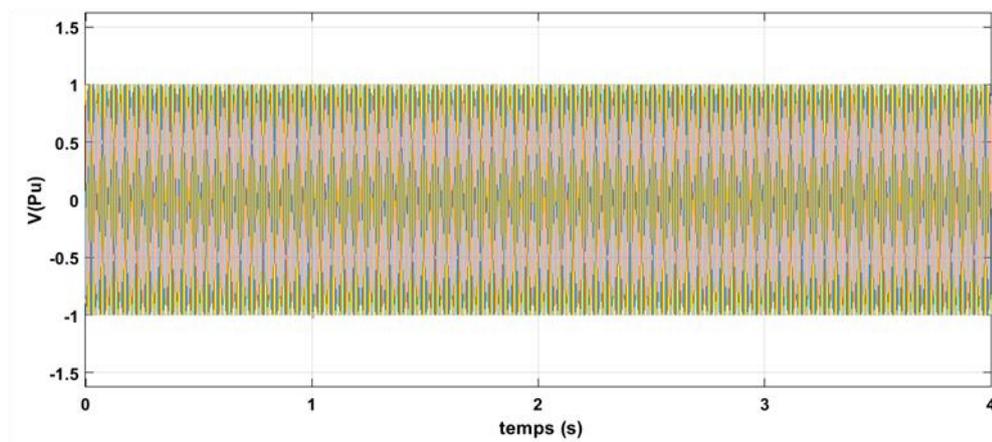


Figure (IV.17): Tension au PCC après compensation, (cas : Surtension au PCC)

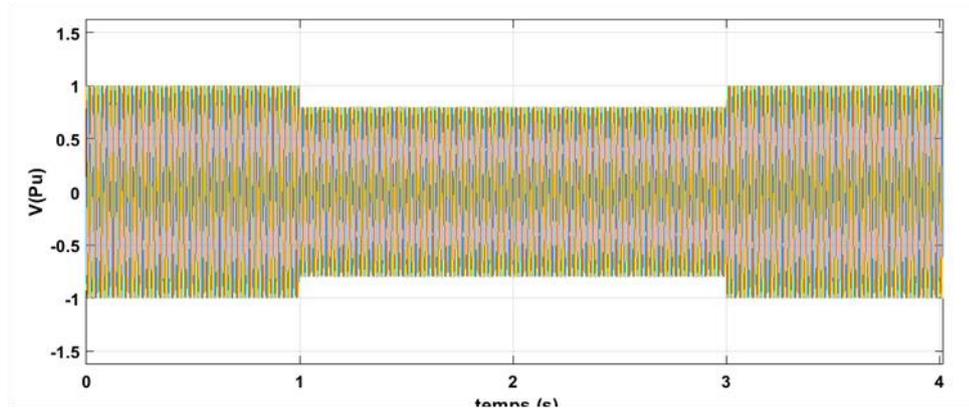


Figure (IV.18): Creux de tension au PCC

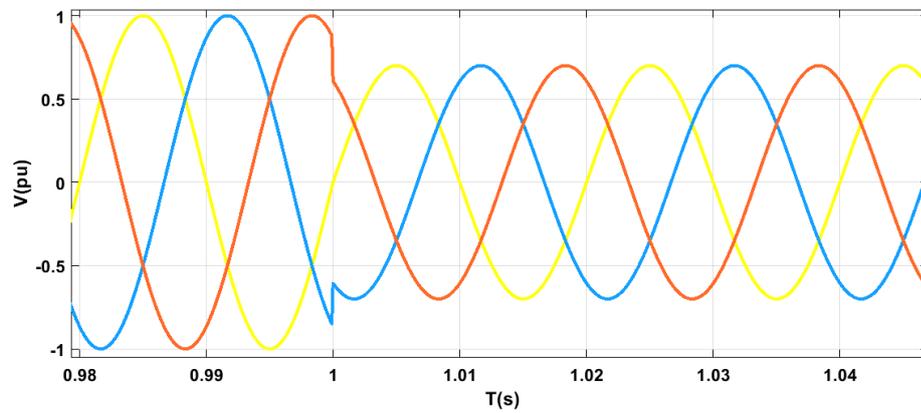


Figure (IV.19): Zoom sur le creux de tension au PCC.

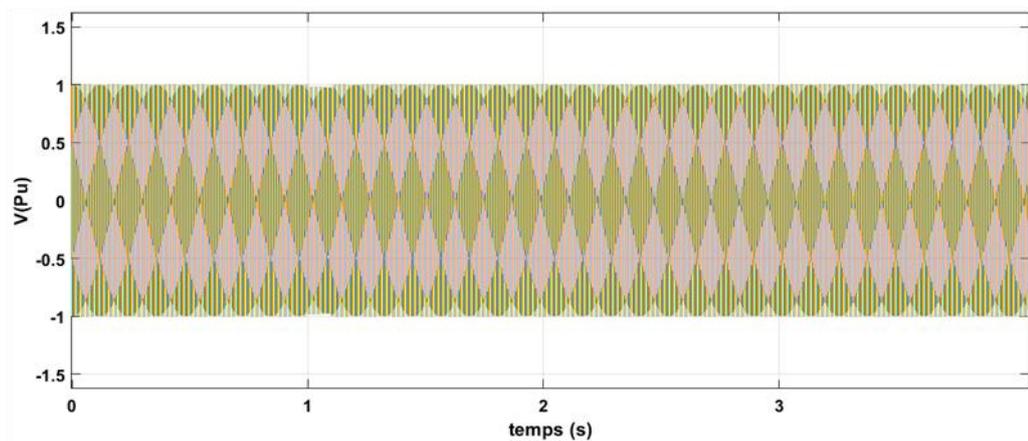


Figure (IV.20): La tension après la compensation (cas : creux de tension au PCC)

IV.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une modélisation à l'aide d'un organigramme de supervision centralisée et développé un programme de gestion de la puissance réactive en utilisant la méthode Simulink avec des S-fonctions dans Matlab. Cette approche nous a permis d'analyser et de contrôler efficacement la puissance réactive demandée par les charges et fournie par les sources, en mobilisant à la fois les éoliennes et le D-STATCOM.

À l'issue de cette étude, nous avons constaté que la gestion de la puissance réactive doit être hiérarchisée de manière stratégique. Initialement, la puissance réactive doit être fournie par l'éolienne. Si la demande excède la capacité de l'éolienne, le D-STATCOM intervient pour compenser le reste. Inversement, lorsque la charge produit de la puissance réactive, celle-ci doit être absorbée en priorité par l'éolienne, avec le D-STATCOM prenant en charge l'excédent. Cette stratégie garantit une gestion optimale de la puissance réactive, en améliorant les performances du réseau et en minimisant les perturbations.

La gestion de la puissance réactive est cruciale pour assurer la stabilité et l'efficacité des réseaux électriques. Elle permet de maintenir les niveaux de tension appropriés, évitant ainsi les fluctuations et les instabilités susceptibles de perturber les équipements et les opérations. Une gestion appropriée de la puissance réactive réduit également les pertes énergétiques en limitant la circulation inutile de puissance réactive dans le réseau. En outre, elle optimise l'utilisation des infrastructures électriques, prolonge la durée de vie des équipements et renforce la fiabilité globale du système. En somme, une gestion efficace de la puissance réactive est essentielle pour garantir la performance, la stabilité et l'efficacité des réseaux électriques.

Actuellement, les recherches en optimisation dans ce domaine se concentrent sur l'intégration de l'intelligence artificielle, notamment à travers les algorithmes d'apprentissage automatique (machine learning) et les techniques de contrôle prédictif, afin d'améliorer la réactivité, la précision et l'autonomie des systèmes de gestion de la puissance réactive.

Des travaux récents explorent également l'utilisation conjointe de contrôleurs intelligents tels que les régulateurs PI flous, les réseaux de neurones et la logique floue adaptative, afin de mieux gérer les interactions dynamiques entre les sources d'énergie renouvelable et les dispositifs de compensation, en réduisant les temps de réponse et en adaptant les stratégies de commande aux variations rapides de charge ou de production. Dans cette optique, les approches d'optimisation basées sur des algorithmes évolutionnaires, comme les algorithmes à essais particuliers (PSO) ou les algorithmes génétiques (GA), sont largement étudiées pour anticiper les fluctuations du réseau, améliorer la réponse dynamique des compensateurs et coordonner efficacement les différentes sources de puissance réactive.

Par ailleurs, l'émergence des réseaux intelligents (smart grids), couplée à la digitalisation croissante du secteur énergétique, ouvre la voie à une gestion plus décentralisée, autonome et éco-efficace de la puissance réactive. Ces avancées technologiques permettent non seulement de renforcer la résilience du réseau électrique, mais aussi d'optimiser son efficacité énergétique, de réduire son impact environnemental et d'assurer une meilleure intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques modernes.

IV.11.Référence

- [1] A. Milczarek, M. Malinowski and J. M. Guerrero, "Reactive Power Management in Islanded Microgrid—Proportional Power Sharing in Hierarchical Droop Control," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 4, pp. 1631-1638, July 2015, [doi: 10.1109/TSG.2015.2396639](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2396639).
- [2] S. Ali, "Optimisation-Based Reactive Power Management at Transmission/Distribution Interface," thèse de doctorat, École d'Ingénierie Électrique et Électronique, Université de Manchester, Royaume-Uni, 2018.
- [3] Smith, John. "Reactive Power Management in Renewable Energy Systems." Journal of Power Systems, vol. 15, no. 3, 2023, pp. 123-135.
- [4] Tarak Ghennam. " Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation". Ecole Centrale de Lille; École Militaire Polytechnique (Alger),2011.
- [5] K. Le, "Gestion optimale des consommations d'énergie dans les bâtiments," Ph.D. dissertation, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, France, 2008.
- [6] M. Yasir, "A Novel Approach for Assessing the Impact of Voltage Sag Events on Customer Operations," Mémoire de Master en Sciences et Technologie, Département de Génie Électrique, École de Génie Électrique, Université Aalto, Espoo, Finlande, 29 mars 2011.
- [7] K. Benyahia, "Contribution à l'étude des performances d'un système hybride (éolien photovoltaïque) relié au réseau électrique ", Thèse de Doctorat, Université Dr. Tahar Moulay Saida, Algérie, 2018.
- [8] B Boujoudi, E Kheddioui, N Rabbah, N Belbounaguia, N Machkour. "Elaboration d'un identificateur de creux de tension pour contrôler une génératrice éolienne connectée à un réseau électrique perturbé". Journal International de Technologie, de l'Innovation, de la Physique, de l'Energie et de l'Environnement,2015, 10.18145/jitipee.v1i1.68.g54. hal-01495757
- [9] Microener, "Automatic tap changer controller function block description", Preliminary Version, 2009. info@microener.com
- [10] Philip Campbell, "What is Voltage Power Optimization?", Vanguard Power (Hong Kong) Limited,1508 Eastern Tower, Yihai Square Commercial Building, North Chuang Ye Road, Nanshan District, Shenzhen 518054, China. 2009. www.vanguardspower.com
- [11] S. S. Dash, "Unit.1 Introduction to Power Quality", Department of Electrical and Electronics Eng., SRM University, 2012.

- [12] European Standard, Norme Européen Europäische Norm, "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems", Central Secretariat: rue de Stassart 35, B - 1050 Brussels, English version, Draft May 2005.
- [13] Sudeep Pyakuryal, Mohammad Matin, "Filter Design for AC to DC Converter", International Refereed Journal of Engineering and Science (IRJES), Volume 2, Issue 6, June 2013.
- [14] Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power & Energy Society "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", (Revision of IEEE Std 1159-1995), IEEE Std 1159™-2009.
- [15] Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso, H. Wayne Beaty, "Electrical Power Systems Quality", second edition, 2006.
- [16] P. Dimitriadis, "Effects of Overvoltage on Power Consumption," Ph.D. dissertation, Dept. of Electronic and Computer Engineering, Brunel Univ. London, UK, 2015. Lien vers la thèse : <https://bura.brunel.ac.uk/bitstream/2438/12164/1/FulltextThesis.pdf>
- [17] U. Paul et M. S. Chowdhury, "Under voltage & over voltage control and current measurement system using arduino", rapport de projet soumis en vue de l'obtention du diplôme de Bachelor of Science en Génie Électrique et Électronique, supervisé par Dr. S. Roy Choudhury, Professeur Associé, Département de Génie Électrique et Électronique, Daffodil International University, Mars 2023.
- [18] Atallah meddah , "modélisation et pilotage d'une ferme éolienne participant à la gestion du réseau électrique", Thèse de Doctorat, Université Dr. Tahar Moulay Saida, Algérie, 2024.
- [19] E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejidak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patino, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke, and R. Walling, "Characteristics of wind turbine generators for wind power plants", in Proc. 2009 IEEE/PES General Meeting, pp. 5.
- [20] A. Ellis, R. Nelson, E. Von Engeln, R. Walling, J. MacDowell, L. Casey, E. Seymour, W. Peter, C. Barker, et B. Kirby, "Reactive Power Performance Requirements for Wind and Solar Plants," dans les Actes de la Réunion Générale IEEE/PES 2012, pp. 1-8.
- [21] Franck Lecat, Wilfried Desrat. "Système de supervision d'une centrale photovoltaïque pour les particuliers". Colloque sur les Objets et systèmes Connectés, Ecole Supérieure de Technologie de Casablanca (Maroc), Institut Universitaire de Technologie d'Aix-Marseille (France), Jun 2019, CASABLANCA, Maroc. hal-02298838.
- [22] Peng Li. "Formalisme pour la supervision des systèmes hybrides multi-sources de générateurs d'énergie répartie : application à la gestion d'un micro réseau". Autre. Ecole Centrale de Lille, 2009. Français. NNT : 2009ECLI0006.

- [23] IEEE Standard 2030.5-2018, IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol, IEEE, 2018. [doi:10.1109/IEEESTD.2018.8403927](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8403927).
- [24] T. Ghennam, B. Francois, E.M. Berkouk, "Local supervisory algorithm for reactive power dispatching of a wind farm", 13th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2009), Barcelona, Spain, 5-8 September 2009.
- [25] T. Niknam, B.B. Firouzi, A. Ostadi "A new fuzzy adaptive particle swarm optimization for daily Volt/Var control in distribution networks considering distributed generators", Applied Energy, vol. 87, no. 06, pp. 1919-1928, June 2010.
- [26] J.L. Rodríguez-Amenedo, S. Arnaltes, M.A. Rodríguez, "Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms", Renewable Energy, vol.33, no. 03, pp. 406-4, 14 March 2008.
- [27] J. Zhao, X. Li, J. Hao, J. Lu, "Reactive power control of wind farm made up with doubly fed induction generators in distribution system". Electric Power Systems Research, Elsevier, vol. 80, no. 06, pp. 698-706, June 2010.

Conclusion générale

La présente thèse a porté sur la contribution au contrôle et à la gestion des réseaux électriques intelligents, en se concentrant particulièrement sur l'amélioration de la gestion de la puissance réactive. À travers quatre chapitres distincts, nous avons exploré différents aspects du contrôle et de la gestion des réseaux électriques, en mettant en évidence les avantages des technologies avancées telles que les dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission Systems) et les techniques de contrôle modernes.

L'objectif principal était d'améliorer la stabilité et l'efficacité du réseau électrique en compensant la puissance réactive et en mettant en œuvre des algorithmes de gestion de la puissance.

Dans le premier chapitre, nous avons introduit la notion de réseau électrique intelligent (smart grid) et avons mis en évidence les différences par rapport aux réseaux électriques traditionnels. Nous avons également discuté en détail des puissances actives et réactives, en mettant l'accent sur l'importance de la puissance réactive dans le réseau électrique, ce qui a servi de base à notre étude.

Le deuxième chapitre a consisté en une étude comparative entre deux types de dispositifs FACTS, à savoir le SVC (Static Var Compensator) et le D-STATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator). Nos résultats ont démontré que le D-STATCOM offre des avantages significatifs par rapport au SVC en termes de performance et d'efficacité.

Dans le troisième chapitre, nous avons comparé deux contrôleurs de régulation pour le D-STATCOM : le régulateur classique de type PI et un régulateur plus avancé utilisant la logique floue (Fuzzy PI). Les résultats ont montré que le régulateur Fuzzy PI est plus performant et robuste, offrant ainsi une meilleure régulation de la puissance réactive.

Enfin, dans le quatrième chapitre, nous avons traité notre objectif principal : la gestion efficace de la puissance réactive dans un réseau de distribution intégrant une source éolienne. Pour cela, nous avons développé et implémenté un algorithme de supervision centralisée permettant d'optimiser la répartition de la puissance réactive entre le D-STATCOM et le générateur éolien, en fonction des besoins de la charge et des conditions du réseau. Cette stratégie a été évaluée à travers plusieurs scénarios, incluant aussi bien le fonctionnement normal que les situations de défaut.

Les résultats obtenus ont mis en évidence une amélioration significative des performances du réseau, notamment en termes de stabilité de la tension, de réduction des pertes et de maintien du facteur de puissance, grâce à une compensation adaptée et à une gestion coordonnée de la puissance réactive.

En conclusion, le 4ème chapitre met en lumière l'importance cruciale de la gestion de la puissance réactive dans le maintien de la stabilité et de la performance du réseau de distribution, particulièrement dans un contexte de forte intégration des énergies renouvelables. L'utilisation du D-STATCOM, en combinaison avec l'algorithme de supervision centrale, a permis d'optimiser la répartition de la puissance réactive entre les éoliennes et les dispositifs de compensation, garantissant ainsi une gestion dynamique et efficace des fluctuations de la puissance réactive. Les simulations menées, tant en conditions normales que lors de scénarios de défauts, ont démontré la robustesse et l'efficacité du système dans la préservation de la qualité du réseau. Ce travail souligne le rôle essentiel de la gestion proactive de la puissance réactive pour renforcer la résilience du système électrique, tout en facilitant la transition vers un réseau plus durable et flexible.

En résumé, cette thèse a apporté des contributions significatives à la compréhension et à l'amélioration des réseaux électriques intelligents, en mettant en évidence l'importance de la gestion de la puissance réactive. Les résultats obtenus soulignent l'efficacité des dispositifs FACTS et des techniques de contrôle avancées dans l'optimisation des performances des réseaux électriques. En utilisant des outils tels que MATLAB Simulink et la programmation avec S-functions, nous avons pu mener à bien nos études et obtenir des conclusions pertinentes pour l'amélioration continue des réseaux électriques intelligents.

Cette thèse apporte une contribution significative à la commande et à la gestion des réseaux électriques intelligents en abordant les points suivants:

- **Comparaison approfondie des FACTS SVC et D-STATCOM:** Cette étude comparative fournit une analyse détaillée des avantages et des inconvénients de chaque technologie, permettant une sélection éclairée du FACTS le plus adapté à une application spécifique.
- **Démonstration de la supériorité du contrôleur Fuzzy PI pour le D-STATCOM:** Les résultats obtenus démontrent que le contrôleur Fuzzy PI offre des performances supérieures en termes de stabilité, de robustesse et de suivi des références par rapport au contrôleur PI classique.

- **Mise en œuvre d'un algorithme efficace de gestion de la puissance réactive:** L'algorithme de gestion centralisée de la puissance réactive proposé vise à optimiser la stabilité du réseau, à renforcer son efficacité énergétique et à améliorer la qualité de l'alimentation électrique. Grâce à une répartition dynamique et coordonnée de la puissance réactive entre les dispositifs de compensation, il contribue à maintenir une tension stable, à réduire les pertes et à assurer un facteur de puissance satisfaisant, éléments essentiels dans le contexte des réseaux électriques intelligents.

Cette thèse a permis de réaliser des avancées significatives dans le domaine de la commande et de la gestion des réseaux électriques intelligents. Les résultats obtenus contribuent à l'amélioration de la stabilité, de l'efficacité et de la qualité de l'énergie dans ces réseaux, ce qui est crucial pour la transition vers un système énergétique durable et fiable.

Perspectives et travaux futurs :

Les travaux futurs pourraient s'orienter vers les axes de recherche suivants :

- **Analyse approfondie de l'impact des énergies renouvelables sur la gestion de la puissance réactive dans les Smart Grids :** Évaluation des interactions entre différentes sources d'énergie renouvelable (éolien, solaire, etc.) et les dispositifs de compensation, en tenant compte de l'intermittence et de l'incertitude de la production.
- **Développement de techniques de commande et de gestion avancées pour les réseaux électriques intelligents complexes :** Conception de stratégies de contrôle basées sur l'intelligence artificielle (contrôleurs adaptatifs, réseaux de neurones, algorithmes d'optimisation multi-objectifs) pour une gestion plus robuste et prédictive de la puissance réactive.
- **Mise en œuvre expérimentale des algorithmes développés dans des environnements réels :** Validation expérimentale sur bancs d'essai ou plateformes de microgrid afin de vérifier les performances des algorithmes en conditions pratiques.
- **Extension du système de supervision centralisée vers une architecture décentralisée ou distribuée :** Étude de systèmes multi-agents permettant une gestion coordonnée entre plusieurs dispositifs de compensation et unités de production réparties dans le réseau.

- **Analyse du cyber sécurité et de la résilience dans la gestion de la puissance réactive des Smart Grids** : Prise en compte des risques liés aux cyber attaques et élaboration de solutions de protection pour assurer la fiabilité du système supervisé.
- **Intégration de la gestion conjointe de la puissance active et réactive** : Développement de stratégies hybrides permettant une optimisation simultanée de la puissance active et réactive, notamment dans les microgrids à forte pénétration d'énergies renouvelables.
- **Étude de l'impact économique et énergétique des stratégies de gestion de la puissance réactive** : Analyse coût-bénéfice et évaluation de l'efficacité énergétique des solutions proposées pour faciliter leur adoption industrielle.

Annexe -A-

I- Transformation de Park

Dans ce qui va suivre, nous allons introduire des nombres, des vecteurs et des matrices pouvant être réels ou complexes. On considère alors, les notations suivantes :

$$\text{Vecteur triphasé réel : } \underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \quad (1)$$

D'une façon générale, un système triphasé équilibré s'exprime par la relation (1) tout en sachant que l'amplitude et la phase peuvent varier dans le temps.

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = X_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (2)$$

La transformation de Park consiste à associer au vecteur triphasé réel \underline{x} constituant un système équilibré ou déséquilibré, un vecteur fictif \underline{x}_p tel que :

$$\underline{x}_p = P(\theta_p) \underline{x} = \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$P(\theta_p) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_p & \cos\left(\theta_p - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_p - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta_p & -\sin\left(\theta_p - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_p - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Les trois composantes x_d , x_q et x_0 constituant le vecteur de Park, sont appelées respectivement la composante directe, la composante inverse et la composante homopolaire. Cette dernière est en particulier nulle pour tout système triphasé en étoile sans fil neutre qu'il soit équilibré ou déséquilibré. Lorsque le

système triphasé est équilibré, la somme des trois grandeurs x_1 , x_2 et x_3 est nulle. De ce fait, la transformation de Park d'un système du type (1) conduit à la relation (4) ci-dessous où on s'aperçoit facilement que les grandeurs de Park ont des amplitudes égales à $\sqrt{3/2}$ fois celles des grandeurs physiques traitées.

$$\underline{x}_p = \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{3}{2}} X_{max} \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta_p) \\ \sin(\theta - \theta_p) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

La matrice de Park étant orthogonale, le retour aux grandeurs réelles s'effectue par la transformation inverse ci-dessous.

$$\underline{x} = P(\theta_p)^{-1} \underline{x}_p = P(\theta_p)^T \underline{x}_p \quad (6)$$

Appliquée au système triphasé équilibré, cette équation donne lieu à la relation (6).

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_p & -\sin \theta_p \\ \cos(\theta_p - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_p - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_p - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta_p - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (7)$$

Une telle relation permet d'introduire le principe d'équivalence entre une machine réelle équilibrée à trois enroulements identiques fixes et décalés de 120° et une machine fictive à deux enroulements perpendiculaires mobiles dans l'espace (Figure A.1) :

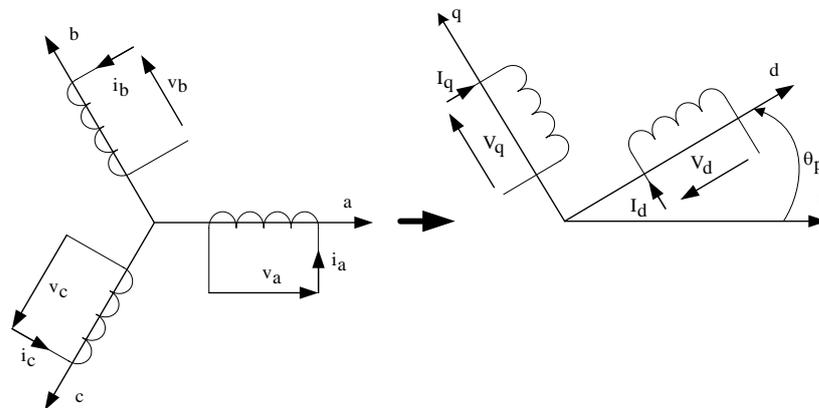


Figure A.1

Annexe -B-

I. Grandeurs nominales et paramètres du système éolien de 1.5 MW

Dans cette partie, les simulations sont étudiées avec un système éolien de 1.5 MW connectée au réseau et les paramètres de ce système PV sont décrits comme suit :

I.1. Paramètres de la turbine éolienne :

Grandeur	Valeur
Moment d'inertie de l'ensemble (turbine-pales)	$J_t = 1000 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
Coefficient de frottement	$f = 0.0024 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 / \text{s}$
Rapport du multiplicateur	$G = 90$
Rayon de la turbine	$R = 35,25 \text{ m}$
Vitesse nominale du vent	$V = 15 \text{ m/s}$

I.2. Grandeurs nominales et paramètres de la génératrice asynchrone à double alimentation :

Grandeur	Valeur
Puissance nominale	1.5 MW
Nombre de paires de pôles	$p = 3$
Vitesse nominale	$N_n = 1420 \text{ tr / m}$
Tension nominale	575 V / 50 Hz
Résistance statorique	$R_s = 0.023 \text{ p.u}$
Résistance rotorique	$R_r = 0.016 \text{ p.u}$
Inductance de fuite statorique	$L_s = 0.18 \text{ p.u}$
Inductance de fuite rotorique	$L_r = 0.16 \text{ p.u}$
Inductance de magnétisation	2.9 p.u
Inductance statorique	$L_s = L_s + M$

Annexe -C-

I. Contrôleur de tension AC constante au point PCC

Cette partie décrit le fonctionnement d'un contrôleur destiné à maintenir une tension AC constante au point PCC (Point de Connexion Commune) d'un système triphasé.

II. Fonctionnement du contrôleur :

A. Conversion de Park :

- La figure (C.1) illustre le contrôleur.
- Les tensions triphasées mesurées au PCC subissent une transformation de Park, convertissant leurs valeurs instantanées en composantes d'axe d et q.

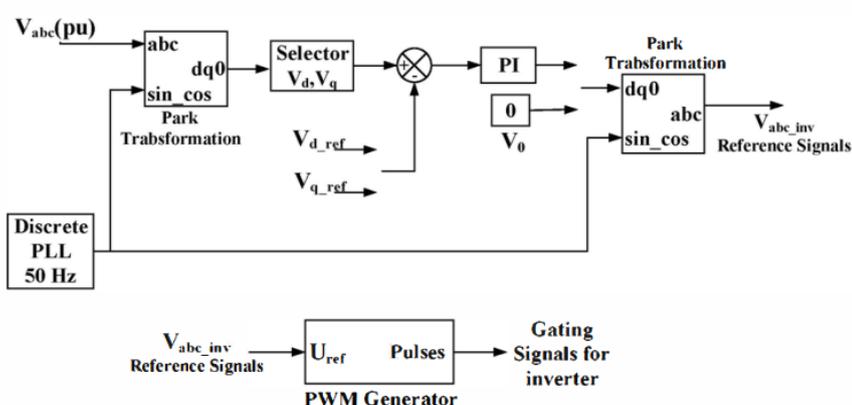


Figure C.1

B. Comparaison et génération d'erreur :

- Les composantes d et q obtenues sont comparées à des signaux de référence de tension.
- L'écart entre les valeurs réelles et les valeurs de référence constitue le signal d'erreur.

C. Contrôleur PI :

- Le signal d'erreur est envoyé à un contrôleur Proportionnel-Intégral (PI).
- Le contrôleur PI utilise l'erreur pour générer un indice de modulation (m_a) approprié.

D. Modulation PWM sinusoïdale :

- La technique de modulation PWM sinusoïdale utilise l'indice de modulation m_a pour générer des signaux de commande destinés au convertisseur principal du système.

- Ces signaux contrôlent les interrupteurs du convertisseur, influençant ainsi la tension de sortie et la maintenant à la valeur désirée.

Le contrôleur utilise la transformation de Park pour analyser les composantes d et q de la tension. Il compare ces valeurs à une référence et utilise l'erreur résultante pour piloter le convertisseur principal au moyen d'une modulation PWM sinusoïdale. Ce processus permet de maintenir une tension AC constante au point PCC.

III. Contrôle des tensions :

Pour garantir une gestion efficace de l'énergie dans un système à bus DC, il est crucial de contrôler la puissance délivrée ou consommée par chaque élément connecté au bus. Étant donné que la tension du bus est constante, le contrôle du courant fourni par chaque élément permet de réguler simultanément sa puissance. Le système de gestion d'énergie s'articule donc autour du contrôle des convertisseurs connectés au bus DC. En ajustant le courant injecté ou soutiré par chaque convertisseur, le système peut garantir une répartition optimale de l'énergie et répondre aux besoins spécifiques des différents éléments.

Ce contrôle peut être réalisé par un régulateur proportionnel-intégral (PI) classique. Deux options sont alors possibles pour la référence de courant :

- Soit la référence provient d'une boucle de régulation de tension,
- Soit elle provient d'un système de gestion d'énergie.

L'architecture que nous proposons repose sur l'hypothèse suivante : chaque convertisseur raccordant un élément au bus DC peut être contrôlé indifféremment en tension ou en courant.

Le choix du mode de contrôle s'effectue symboliquement via un interrupteur, comme illustré dans la figure (C.2). Ce choix, tout comme la valeur de référence de courant I_{ref} , incombe au système de gestion d'énergie. Plusieurs éléments coopèrent pour garantir une tension de bus stable. Cette collaboration offre une redondance inestimable : en cas de défaillance d'un élément régulateur, un autre prend automatiquement le relais.

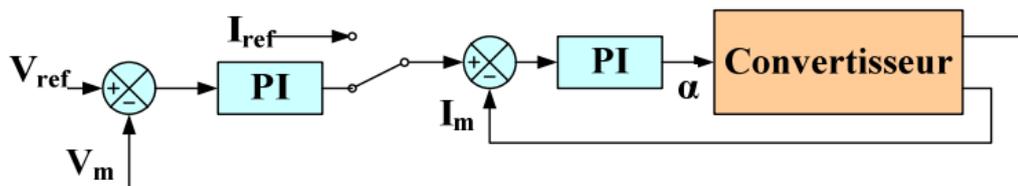


Figure C.2

".....المساهمة في إدارة والتحكم في شبكة كهربائية ذكية....."

المخلص:

في السنوات الأخيرة، لاحظنا انتقالاً نحو الشبكات الكهربائية الذكية، رداً على ضرورة تحسين إدارة الطلب المتزايد على الكهرباء، ودمج الطاقة المتجددة، وتحسين موثوقية الشبكة من خلال التقدم التكنولوجي. الهدف الرئيسي لأبحاثنا هو تحسين الكفاءة العامة للشبكة الكهربائية من خلال تنظيم كمية الطاقة النشطة المارة في النظام. ويترتب عن ذلك تحسين استقرار الجهد وتوفير في تكاليف الطاقة والبنية التحتية. تبدأ رسالتنا بتقديم مفهوم الشبكة الكهربائية الذكية ودورها الحاسم. ثم نقوم بنظرة عامة على القدرات الكهربائية المختلفة، مع التركيز بشكل خاص على الطاقة النشطة. لتحقيق هذا الهدف، نقوم بتحليل مقارن بين جهازي تعويض للطاقة النشطة. بالإضافة إلى ذلك، ومن أجل تحسين التحكم، نجري دراسة لإظهار كفاءة متحكم قوي، مقارنة بمتحكم تقليدي. وأخيراً، تستكشف أبحاثنا الإدارة الأمثل للطاقة النشطة في الشبكة الكهربائية، بهدف تحديد أفضل طريقة للتحكم والتقليل في الطاقة النشطة الزائدة. تسهم هذه الأعمال في تحسين الكفاءة التشغيلية للشبكات الكهربائية، مما يعزز استخداماً أكثر ذكاءً وكفاءة للطاقة.

كلمات مفتاحية التحكم , الإدارة الطاقة, الطاقة النشطة, طاقة الرياح, انظمه نقل التيار المتردد المرنة, الشبكة الكهربائية الذكية

«Contribution à la gestion et le contrôle d'un Réseau Electrique Intelligent..... ».

Résumé :

Dans les récentes années, nous avons observé une transition vers les réseaux électriques intelligents, en réponse à la nécessité de mieux gérer la demande croissante d'électricité, d'intégrer les énergies renouvelables et d'améliorer la fiabilité du réseau grâce aux avancées technologiques. L'objectif principal de notre travail est d'améliorer l'efficacité globale du réseau électrique en régulant la quantité d'énergie réactive circulant dans le système. Cela se traduit par une amélioration de la stabilité de la tension et engendre des économies sur les coûts d'énergie et d'infrastructures. Notre thèse commence par présenter le concept du Réseau Électrique Intelligent (REI) et son rôle crucial. Ensuite, nous examinons un aperçu des différentes puissances électriques, en mettant particulièrement l'accent sur la puissance réactive. Pour atteindre notre objectif, nous réalisons une analyse comparative entre deux dispositifs de compensation de puissance réactive. De plus, dans le but d'améliorer le contrôle, nous menons une étude pour démontrer l'efficacité d'un contrôleur robuste, en le comparant à un contrôleur conventionnel. Enfin, notre recherche explore la gestion optimale de la puissance réactive dans un réseau électrique, visant à déterminer la meilleure façon de contrôler et de réduire l'excès de puissance réactive. Ces travaux contribuent à améliorer l'efficacité opérationnelle des réseaux électriques, favorisant ainsi une utilisation plus intelligente et efficace de l'énergie.

Mots clés : Contrôle, Gestion de l'énergie, Puissance Réactive, énergie éolienne, FACTS (systèmes de transmission AC flexible), réseau électrique intelligent

« Contribution to the management and control of a Smart Grid »

Abstract :

In recent years, we have witnessed a transition towards smart electrical grids in response to the need for better management of increasing electricity demand, integration of renewable energies, and improvement of network reliability through technological advancements. The main objective of our work is to enhance the overall efficiency of the electrical grid by regulating the amount of reactive power flowing through the system. This results in improved voltage stability and savings in energy and infrastructure costs. Our thesis begins by introducing the concept of the Smart Electrical Grid (SEG) and its crucial role. We then provide an overview of various electrical powers, with particular focus on reactive power. To achieve this goal, we conduct a comparative analysis between two reactive power compensators. Additionally, in order to improve control, we conduct a study to demonstrate the effectiveness of a robust controller, comparing it to a conventional controller. Finally, our research explores optimal management of reactive power in an electrical grid, aiming to determine the best way to control and reduce excess reactive power. These efforts contribute to enhancing the operational efficiency of electrical grids, thereby promoting smarter and more efficient energy utilization.

Key words: Control, Energy Management, Reactive Power, Wind Energy, FACTS, Smart Grid