



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



جامعة أكلي محند أولحاج – البويرة

Université AKLI Mohand Oulhadj - Bouira

Tasdawit n Akli Mohend Ulhağ

Faculté : Sciences Appliquées

Département : Génie Electrique

Filière: Electrotechnique

Spécialité : Energie renouvelables

Mémoire de Master

Thème :

***Contrôle d'un Système Electrique Intégrant un Système Hybride
PV/Eolien avec un SVC Commandé par un Contrôleur Intelligent***

Réalisé par :

- MERZOUK Mohammed Amine
- OUKRID Yasmine

Soutenu le : **23/06/2026**

Devant le Jury composé de :

Mr : MAAFA Omar	Prof.	Univ. Bouira	Président
GRICH Issam	M.C. A	Univ. Bouira	Encadreur
TOUAFEK Yaakoub	M.C. A	Univ. Bouira	Examineur



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Bouira, Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées
Département de Génie électrique



Bouira le :15/06/2026

Autorisation de soutenance d'un mémoire de Master

Je soussigné(e), l'enseignant (e) : GRICHE Issam.....

Encadreur des étudiants (es) :

1-.....Oukrid Yasmine et

2-..... Merzouk Mohamed Amine

Spécialité : Energies renouvelables (ER).....

Les autorise à soutenir leur **mémoire** de Master.

Signature du rapporteur

Résumé

Ce mémoire porte sur le contrôle et la stabilisation d'un système électrique intégrant une source hybride photovoltaïque–éolienne connectée au réseau. Pour assurer le soutien dynamique de la tension au point de couplage commun, un compensateur statique de puissance réactive (SVC) est utilisé. Le SVC est commandé par un régulateur d'ordre fractionnaire FOPID, dont les paramètres sont réglés automatiquement par l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO). Le système est modélisé et simulé sous MATLAB/Simulink. Les résultats montrent que la commande FOPID–SVC optimisée par PSO améliore nettement les performances dynamiques par rapport à un régulateur PI classique, avec une réduction du dépassement, du temps de stabilisation et du critère ITAE. L'ajout d'un stabilisateur de puissance (PSS) optimisé améliore également l'amortissement des oscillations électromécaniques.

Mots clés : système hybride PV–Éolien, réseau électrique, stabilité de tension, SVC, FACTS, PI, FOPID, PSS, PSO, contrôleur intelligent.

ملخص

تتناول هذه المذكرة التحكم في نظام كهربائي وتحقيق استقراره، حيث يدمج هذا النظام مصدراً هجيناً كهروضوئياً–رياحياً موصولاً بالشبكة الكهربائية. ولضمان الدعم الديناميكي للجهد عند نقطة الربط المشتركة، تم استعمال معوض ساكن للاستطاعة الارتجاعية (SVC). يُتحكم في هذا المعوض بواسطة منظم ذي رتبة كسرية من نوع FOPID، تُضبط معاملاته آلياً باستعمال خوارزمية الأمثلة بسرب الجسيمات (PSO). وقد تمت نمذجة النظام ومحاكاته باستعمال برنامج MATLAB/Simulink. وتبين النتائج أن التحكم بنظام FOPID–SVC المحسن بخوارزمية PSO يُحسن بشكل واضح الأداء الديناميكي مقارنةً بالمنظم التقليدي PI، مع تقليل التجاوز وزمن الاستقرار ومعياري ITAE. كما أن إضافة مثبت استطاعة (PSS) مُحسن يُحسن بدوره من إخماد التذبذبات الكهروميكانيكية.

الكلمات المفتاحية: نظام هجين كهروضوئي–ريحي، الشبكة الكهربائية، استقرار الجهد، SVC، FACTS، FOPID، PI، PSS، PSO، متحكم ذكي.

Remerciements

Ce mémoire a été réalisé au sein du Département de Génie Electrique Faculté des Sciences Appliquées

De l'Université Akli Mohand Oulhadj Bouira.

Nous remercions avant tout Dieu Tout-Puissant de nous avoir accordé la santé, la force et la patience nécessaires à l'accomplissement de ce travail.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance à notre encadreur, Dr GRICH Issam, pour sa disponibilité, ses orientations et ses précieux conseils qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Nous tenons également à exprimer notre reconnaissance au Dr AMEZIANE Sadek pour l'intérêt qu'il a porté à notre travail, ainsi que pour ses remarques constructives et son accompagnement qui ont contribué à son amélioration.

Nous tenons également à exprimer notre gratitude à Mme AGGOUN Gania, cheffe du Département des Sciences et des Sciences Appliquées, pour son soutien, sa bienveillance et les efforts qu'elle déploie au service des étudiants et du département.

Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant d'examiner et d'évaluer ce mémoire. Nous remercions aussi l'ensemble des enseignants de l'Université Akli Mohand Oulhadj de Bouira, particulièrement ceux du département de Génie Électrique, pour la qualité de leur enseignement et les connaissances transmises durant notre parcours.

Enfin, nous exprimons notre gratitude à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail et ont marqué notre parcours par leur aide, leur soutien ou simplement leur présence bienveillante

Dédicace

À ma très chère mère,

Aucune parole ne saurait exprimer l'immensité de ma gratitude pour ton amour inconditionnel, tes sacrifices, ta patience et ton soutien indéfectible tout au long de mon parcours. Ta force, ta tendresse et tes encouragements ont toujours été pour moi une source de motivation et d'inspiration. Ce travail est avant tout le reflet des valeurs et de l'éducation que tu m'as transmises avec tant d'amour.

À la mémoire de mon père bien-aimé,

Que Dieu l'accueille dans Son vaste paradis.

Bien qu'absent à mes côtés aujourd'hui, son souvenir demeure à jamais gravé dans mon cœur. Ses conseils, ses valeurs et son amour continuent d'éclairer mon chemin et de guider mes pas. Je dédie ce modeste travail à sa noble âme avec un profond respect, une immense affection et une pensée éternelle.

À mes chères sœurs, Houda, Hiam, Randa et Imene,

Merci pour votre présence, votre affection, votre confiance et tous les précieux moments partagés ensemble.

Vous avez toujours été à mes côtés dans les instants de joie comme dans les moments les plus difficiles, et votre soutien a été d'une valeur inestimable.

À leurs époux,

Pour leur bienveillance, leur respect et leur soutien précieux au sein de notre grande famille.

À mes neveux et nièces,

Sources de joie, d'espoir et de bonheur, dont les sourires illuminent nos vies et rendent chaque réussite encore plus belle.

À ma binôme, Oukrid Yasmine,

Pour sa collaboration, son sérieux, son esprit d'équipe et tous les efforts partagés durant la réalisation de ce travail. Que cette expérience soit le début d'un avenir rempli de réussite et d'accomplissements.

À mes chers amis : Walid, Moha, Nouh, Yacine, Yammi et Binat,

Pour leur amitié sincère, leurs encouragements, leur soutien constant et tous les moments de partage qui ont rendu ce parcours plus agréable. Votre présence a été d'une grande importance tout au long de ces années.

À toute ma famille, Pour son soutien, ses encouragements et son affection sincère.

Je dédie ce mémoire avec amour, gratitude et respect à toutes les personnes qui occupent une place précieuse dans mon cœur.

Amine ❤️

Dédicace

À mes très chers parents,

Aucun mot ne saurait exprimer toute ma gratitude et mon amour envers vous. Merci pour votre soutien inconditionnel, vos prières, votre patience et les valeurs que vous m'avez transmises. Vous avez toujours cru en moi et m'avez encouragée à aller de l'avant. Que ce mémoire soit le témoignage de ma profonde reconnaissance et une source de fierté pour vous, cette réussite est aussi la votre.

À mes grands-parents,

pour leur amour, leurs prières et leur affection

À mes chers frères,

Juba, Zouhir et Mahdi, pour leur affection, leurs encouragements et leur présence à mes côtés tout au long de mon parcours. Je leur souhaite réussite, bonheur et épanouissement.

À toute ma famille,

qui m'a entourée de son amour, de son soutien et de ses précieux conseils.

À mes oncles et tantes, si proches de mon cœur, merci pour votre tendresse, votre soutien et votre présence précieuse tout au long de mon parcours.

À mes cousins et cousines, avec une pensée particulière pour Moussa, pour son soutien et son attention.

À mon binôme, Merzouk Mohamed Amine, avec qui j'ai partagé ce travail, les efforts, les difficultés et les moments de satisfaction. Merci pour ta collaboration, ton sérieux et ton implication tout au long de la réalisation de ce mémoire, que ce travail soit le début de ta réussite.

À mes amis, qui ont rendu ce parcours plus agréable par leur présence et leur soutien, avec une mention spéciale à Yamina et Nouh. Merci pour votre écoute, vos conseils et vos encouragements dans les moments de doute comme dans les moments de joie.

Enfin, je dédie ce travail à toutes les personnes qui, de près ou de loin, m'ont aidée, soutenue, encouragée ou inspirée durant mon parcours universitaire.

Qu'elles trouvent ici l'expression de ma sincère gratitude et de ma profonde reconnaissance.

Yasmine OUKRID ❤️

SOMMAIRE

Introduction Générale.....	1
Chapitre 1 : Étude et modélisation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique	3
1.1 Introduction	4
1.2 Principe de conversion photovoltaïque.....	4
1.2.1 Effet photovoltaïque et principe de conversion de l'énergie solaire.....	4
1.2.2 Cellule photovoltaïque, module et champ photovoltaïque	5
1.2.3 Influence de l'irradiance et de la température sur les grandeurs électriques	5
1.2.4 Caractéristiques courant–tension et puissance–tension	6
1.3 Modélisation électrique du générateur photovoltaïque	7
1.3.1 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque	7
1.3.2 Équation courant–tension du modèle à diode	8
1.3.3 Association série et parallèle des modules.....	8
1.3.4 Puissance produite par le générateur PV	9
1.4 Adaptation de la puissance photovoltaïque	9
1.4.1 Convertisseur DC–DC Boost.....	9
1.4.2 Rôle du MPPT dans l'extraction de la puissance maximale.....	10
1.4.3 Principe de poursuite du point de puissance maximale	11
1.5 Connexion du générateur PV au réseau électrique	12
1.5.1 Bus continu DC.....	12
1.5.2 Onduleur d'interface réseau	12
1.5.3 Filtre de sortie	12
1.5.4 Injection de la puissance active dans le réseau	12
1.6 Modèle photovoltaïque utilisé dans la simulation	13
1.7 Scénarios de simulation du générateur photovoltaïque sous variations climatiques....	14
1.7.1 Scénario 1 : passage nuageux	15
1.7.2 Scénario 2 : baisse progressive de l'ensoleillement.....	17
1.7.3 Synthèse des résultats photovoltaïques	19
1.8 Conclusion	19

Chapitre 2 : Étude et modélisation d'un système éolien connecté au réseau électrique	21
2.1 Introduction	22
2.2 Principe de conversion de l'énergie éolienne	22
2.2.1 Énergie cinétique du vent.....	22
2.2.2 Puissance disponible dans le vent	22
2.2.3 Puissance aérodynamique captée par la turbine.....	23
2.2.4 Coefficient de puissance C_p	23
2.2.5 Vitesse spécifique λ	23
2.2.6 Angle de calage des pales β	24
2.3 Modélisation aérodynamique de la turbine éolienne	25
2.3.1 Surface balayée par les pales	25
2.3.2 Couple aérodynamique	25
2.3.3 Vitesse mécanique de la turbine	25
2.3.4 Fonctionnement autour de la vitesse spécifique optimale	26
2.4 Zones de fonctionnement d'une éolienne	26
2.4.1 Zone d'arrêt avant la vitesse de démarrage.....	26
2.4.2 Zone de production variable	27
2.4.3 Zone de puissance nominale limitée	27
2.4.4 Zone d'arrêt de sécurité	27
2.5 Conversion de la puissance éolienne en puissance électrique	28
2.5.1 Rendement de conversion	28
2.5.2 Puissance électrique d'une turbine.....	28
2.5.3 Puissance totale d'un parc éolien	28
2.5.4 Limitation de la puissance nominale.....	29
2.6 Modèle éolien simplifié utilisé dans ce travail	29
2.6.1 Principe général du modèle.....	29
2.6.2 Entrées du modèle : vitesse du vent et angle de calage	30
2.6.3 Sorties du modèle : puissance, C_p , λ , vitesse mécanique et état de la turbine.....	30
2.6.4 Paramètres principaux du parc éolien	30

2.6.5 Conversion de la puissance éolienne en per-unit	31
2.7 Connexion de la source éolienne au réseau électrique	31
2.7.1 Puissance active éolienne injectée	31
2.7.2 Influence des variations du vent sur la puissance produite.....	31
2.7.3 Effet général de la production éolienne sur le réseau	32
2.8 Scénarios de simulation du système éolien sous variation du vent	32
2.8.1 Scénario 1 : augmentation du vent et limitation par l'angle de calage	32
2.8.2 Scénario 2 : baisse temporaire du vent puis reprise	35
2.8.3 Synthèse des résultats éoliens	37
2.9 Conclusion	37
Chapitre 3 : Régulation, stabilisation et optimisation du système hybride PV–Éolien.....	39
3.1 Introduction	40
3.2 Hybridation du système photovoltaïque–éolien connecté au réseau électrique	40
3.2.1 Principe de l'hybridation PV–Éolien	40
3.2.2 Complémentarité entre la production photovoltaïque et la production éolienne .	40
3.2.3 Puissance renouvelable totale injectée dans le réseau	41
3.2.4 Nécessité d'une compensation réactive et d'une régulation adaptée.....	41
3.3 Architecture globale du système étudié.....	42
3.4 Régulation classique par PI	42
3.4.1 Principe du régulateur PI	42
3.4.2 Loi de commande du PI	43
3.4.3 Fonction de transfert du PI.....	43
3.4.4 Avantages du PI	44
3.4.5 Limites du PI.....	44
3.4.6 Comparaison des approches de commande du SVC.....	44
3.5 Régulateur fractionnaire FOPID.....	45
3.5.1 Principe du calcul fractionnaire	45
3.5.2 Fonction de transfert du FOPID.....	45
3.5.3 Rôle des paramètres K_p , K_i , K_d , λ et μ	45

3.5.4 Intérêt des ordres fractionnaires	45
3.5.5 Approximation d'Oustaloup pour l'implémentation Simulink.....	46
3.6 Compensateur statique de puissance réactive SVC	46
3.6.1 Définition du SVC	46
3.6.2 Principe TCR/TSC	46
3.6.3 Susceptance équivalente	46
3.6.4 Puissance réactive injectée.....	47
3.6.5 Rôle du SVC dans la régulation de tension	47
3.7 Commande PI–SVC classique.....	47
3.7.1 Erreur de tension entre la référence et la tension du PCC	47
3.7.2 Génération de la commande.....	47
3.7.3 Action sur la tension V2	48
3.7.4 Limites de la commande PI–SVC.....	48
3.8 Commande FOPID–SVC proposée	48
3.8.1 Architecture de la commande fractionnaire	48
3.8.2 Entrée du régulateur : erreur de tension	49
3.8.3 Sortie du régulateur : commande ou susceptance de référence du SVC.....	49
3.8.4 Influence des paramètres du FOPID	49
3.8.5 Saturation de la commande SVC	49
3.8.6 Intérêt du FOPID–SVC par rapport au PI–SVC	50
3.9 Stabilisateur de puissance PSS	50
3.9.1 Rôle du PSS dans l'amortissement des oscillations électromécaniques.....	50
3.9.2 Entrée du PSS : variation de vitesse	50
3.9.3 Bloc washout.....	50
3.9.4 Correcteurs avance-retard	50
3.9.5 Signal stabilisant injecté dans le système d'excitation	51
3.9.6 Influence du PSS sur la stabilité de la machine synchrone.....	51
3.10 Régulateur fractionnaire FOPSS	51
3.10.1 Principe du FOPSS	51

3.10.2 Différence entre PSS classique et FOPSS	51
3.10.3 Intérêt théorique du réglage fractionnaire.....	52
3.10.4 Limites observées dans la simulation	52
3.11 Optimisation des paramètres du FOPID par PSO	52
3.11.1 Principe général du PSO	52
3.11.2 Particules, positions et vitesses	53
3.11.3 Vecteur des paramètres optimisés.....	53
3.11.4 Saturation des positions	53
3.11.5 Vecteur des paramètres optimisés et bornes de recherche.....	53
3.11.6 Fonction objectif utilisée.....	54
3.11.7 Approximation d'Oustaloup	54
3.11.8 Algorithme PSO proposé	55
3.11.9 Application du PSO aux deux régulateurs	56
3.12 Architecture globale de commande proposée.....	59
3.13 Conclusion.....	59
Chapitre 4 : Validation et analyse comparative du régulateur intelligent proposé	60
4.1 Introduction	61
4.2 Présentation du modèle Simulink global	62
4.2.1 Structure générale du modèle.....	62
4.2.2 Objectifs spécifiques de la validation	62
4.3 Méthodologie générale	63
4.3.1 Configuration du système de test.....	63
4.3.2 Principe de la validation adoptée	64
4.4 Comparaison entre le PI classique et le FOPID–SVC optimisé par PSO	64
4.4.1 Convergence de l'optimisation PSO	64
4.4.2 Réponse de la tension au point de couplage commun	65
4.4.3 Réponse de la puissance réactive du SVC	66
4.4.4 Comparaison quantitative des performances	67
4.5 Optimisation du PSS par PSO	68

4.5.1 Paramètres optimaux du PSS obtenus par PSO	69
4.5.2 Évolution de l'angle rotorique	70
4.5.3 Réponse des puissances active et réactive du générateur	70
4.5.4 Synthèse sur l'optimisation du PSS	72
4.6 Discussion des résultats	72
4.7 Conclusion	74
Conclusion Générale	76
Références bibliographiques	79

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Le générateur photovoltaïque	4
Figure 1.2 : Principe de l'effet photovoltaïque dans une cellule solaire	5
Figure 1.3 : Structure simplifiée d'un générateur photovoltaïque	5
Figure 1.4 : Influence de la température sur la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque.....	6
Figure 1.5 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque	6
Figure 1.6 : Caractéristiques I-V et P-V d'un générateur photovoltaïque	7
Figure 1.7 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	7
Figure 1.8 : Convertisseur DC-DC Boost	9
Figure 1.9 : Influence de l'irradiance sur la caractéristique P-V et le déplacement du point MPP	11
Figure 1.10 : Influence de la température sur la caractéristique P-V et le déplacement du point MPP	11
Figure 1.11 : Chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque avec commande MPPT	12
Figure 1.12 : Bloc Simulink du modèle photovoltaïque	14
Figure 1.13 : Simulation d'un parc PV sous Matlab/Simulink	14
Figure 1.14 : Évolution de la puissance photovoltaïque pour le scénario PV 1	16
Figure 1.15 : Variation de V_{mp} et I_{mp} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 1	16
Figure 1.16 : Variation de V_{oc} et I_{sc} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 1	16
Figure 1.17 : Évolution de la puissance photovoltaïque pour le scénario PV 2	18
Figure 1.18 : Variation de V_{mp} et I_{mp} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 2	18
Figure 1.19 : Variation de V_{oc} et I_{sc} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 2	19
Figure 2.1 : Turbine éolienne	23
Figure 2.2 : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne	23
Figure 2.3 : Variation du coefficient de puissance C_p en fonction de l'angle de calage β pour différentes valeurs de la vitesse spécifique λ	24
Figure 2.4 : Influence de λ et β sur le coefficient de puissance C_p	25
Figure 2.5 : Modèle aérodynamique simplifié de la turbine éolienne	26

Figure 2.6 : Zones de fonctionnement d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent	28
Figure 2.7 : Bloc Simulink du modèle éolien simplifié	29
Figure 2.8 : La simulation d'un parc sous Matlab/Simulink éolien utilisé pour les scénarios de vent	32
Figure 2.9 : Évolution de la puissance éolienne pour le scénario éolien 1	33
Figure 2.10 : Évolution du coefficient de puissance C_p pour le scénario éolien 1	34
Figure 2.11 : Évolution de la vitesse mécanique de la turbine pour le scénario éolien 1	34
Figure 2.12 : État de fonctionnement de la turbine éolienne pour le scénario éolien 1	34
Figure 2.13 : Évolution de la puissance éolienne pour le scénario éolien 2	36
Figure 2.14 : Évolution de la vitesse mécanique pour le scénario éolien 2	36
Figure 2.15 : Évolution du rapport de vitesse spécifique λ pour le scénario éolien 2.....	36
Figure 2.16 : Évolution du coefficient de puissance C_p pour le scénario éolien 2.....	37
Figure 3.1 : Architecture générale du système hybride PV-Éolien connecté au réseau électrique avec SVC.....	41
Figure 3.2 : Schéma Simulink d'un régulateur PI classique	43
Figure 3.3 : Structure de la commande FOPID-SVC proposée	49
Figure 3.4 : Organigramme de l'algorithme PSO-Simulink pour le réglage des paramètres du régulateur FOPID	58
Figure 4.1 : Schéma global du modèle Simulink étudié	62
Figure 4.2 : Convergence de l'algorithme PSO pour le régulateur FOPID-SVC	65
Figure 4.3 : Réponse de VPCC lors d'une variation vers 1,05 pu	66
Figure 4.4 : Réponse de VPCC lors d'une variation vers 0,95 pu	66
Figure 4.5 : Réponse de la puissance réactive injectée par le SVC (QSVC) avec PI classique et FOPID-SVC optimisé par PSO	67
Figure 4.6 : Évolution de l'angle rotorique δ avec PSS classique et PSS classique optimisé par PSO.....	70
Figure 4.7 : Comparaison des puissances active P_{gen} et réactive Q_{gen} : PSS classique vs PSS classique optimisé par PSO	71

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Profil climatique du scénario PV 1	15
Tableau 1.2 : Profil climatique du scénario PV 2	18
Tableau 2.1 : Paramètres principaux du modèle éolien	31
Tableau 2.2 : Profil de vent du scénario éolien 1	33
Tableau 2.3 : Profil de vent du scénario éolien 2	35
Tableau 3.1 : Comparaison des approches de commande appliquées au SVC	44
Tableau 3.2 : Intervalles de recherche des paramètres du régulateur FOPID	54
Tableau 3.3 : Comparaison des deux applications du PSO	56
Tableau 4.1 : Paramètres principaux du réseau de test SMIB.....	64
Tableau 4.2 : Paramètres optimaux du régulateur FOPID obtenus par PSO	65
Tableau 4.3 : Comparaison des performances des régulateurs PI et FOPID-PSO	68
Tableau 4.4 : Paramètres du PSS : valeurs fixées et valeurs optimisées par PSO	69

LISTE DES ACRONYMES

Acronymes	Signification
PV	Photovoltaïque
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MPP	Point de puissance maximale
DC	Courant continu
AC	Courant alternatif
I-V	Courant–Tension
P-V	Puissance–Tension
PCC	Point de couplage commun
SVC	Compensateur statique de puissance réactive
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
PI	Proportionnel–Intégral
PID	Proportionnel–Intégral–Dérivatif
FOPID	Régulateur PID d’ordre fractionnaire
PSS	Stabilisateur de système de puissance
FOPSS	Stabilisateur de puissance d’ordre fractionnaire
PSO	Particle Swarm Optimization
GA	Genetic Algorithm
SMIB	Single Machine Infinite Bus
ITAE	Integral of Time multiplied by Absolute Error
pu	Per-unit
MATLAB	Matrix Laboratory
Simulink	Environnement de simulation graphique sous MATLAB

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Signification	Unité
P_{PV}	Puissance produite par le générateur photovoltaïque	W
$P_{PV(pu)}$	Puissance photovoltaïque en per-unit	Pu
V_{PV}	Tension du générateur photovoltaïque	V
I_{PV}	Courant du générateur photovoltaïque	A
G	Irradiation solaire	W/m ²
Tc	Température de la cellule photovoltaïque	°C
T	Température absolue	K
V_{mp}	Tension au point de puissance maximale	V
I_{mp}	Courant au point de puissance maximale	A
V_{OC}	Tension à vide du générateur photovoltaïque	V
I_{sc}	Courant de court-circuit du générateur photovoltaïque	A
I_{ph}	Courant photo-généré	A
I_d	Courant traversant la diode	A
I_{sh}	Courant dans la résistance parallèle	A
I_0	Courant de saturation de la diode	A
R_s	Résistance série de la cellule photovoltaïque	Ω
R_{sh}	Résistance parallèle de la cellule photovoltaïque	Ω
n	Facteur d'idéalité de la diode	—
Vt	Tension thermique	V
k	Constante de Boltzmann	J/K
q	Charge de l'électron	C
Ns	Nombre de modules ou cellules en série	—
Np	Nombre de branches en parallèle	—
D	Rapport cyclique du convertisseur Boost	—
η_{elec}	Rendement de conversion	—
ρ	Densité de l'air	kg/m ³
S	Surface balayée par les pales	m ²

Symbole	Signification	Unité
R	Rayon de la turbine éolienne	M
V_{wind}	Vitesse du vent	m/s
C_p	Coefficient de puissance de la turbine	—
λ	Rapport de vitesse spécifique de la turbine	—
β	Angle de calage des pales	Degré
P_t	Puissance mécanique extraite par la turbine	W
P_{wind}	Puissance éolienne produite	W
C_t	Couple mécanique de la turbine	N·m
C_e	Couple électromagnétique	N·m
C_{mec}	Couple mécanique appliqué à la génératrice	N·m
Ω_t	Vitesse mécanique de la turbine	rad/s
Ω_r	Vitesse mécanique du rotor de la génératrice	rad/s
J	Moment d'inertie équivalent	kg·m ²
f	Coefficient de frottement visqueux	N·m·s/rad
V_{ref}	Tension de référence	V ou pu
V_{mes}	Tension mesurée	V ou pu
$e(t)$	Erreur de régulation	—
$u(t)$	Signal de commande du régulateur	—
K_p	Gain proportionnel	—
K_i	Gain intégral	—
K_d	Gain dérivatif	—
λ_f	Ordre intégral fractionnaire du FOPID	—
μ	Ordre dérivatif fractionnaire du FOPID	—
B_{SVC}	Susceptance équivalente du SVC	S
Q_{SVC}	Puissance réactive injectée ou absorbée par le SVC	var
P	Puissance active	W
Q	Puissance réactive	var
δ	Angle rotorique de la machine synchrone	rad ou degré
$\Delta\omega$	Variation de vitesse rotorique	rad/s

Symbole	Signification	Unité
t	Temps	S

Introduction Générale

Introduction Générale

Avec le développement industriel, la croissance démographique et l'utilisation croissante des équipements électriques, la demande en énergie électrique augmente continuellement. Cette évolution impose aux systèmes électriques de produire davantage d'énergie tout en réduisant progressivement leur dépendance aux combustibles fossiles. Dans ce contexte, les énergies renouvelables occupent une place importante dans les stratégies de transition énergétique, notamment le solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne [1], [2].

Le photovoltaïque et l'éolien constituent deux sources intéressantes pour la production d'électricité propre. Le générateur photovoltaïque réalise la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique, alors que la chaîne éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique avant de la transformer en énergie électrique. Leur association dans un système hybride PV-Éolien permet d'améliorer la disponibilité de l'énergie produite grâce à la complémentarité partielle entre l'ensoleillement et le vent [3].

Cependant, l'intégration de ces sources au réseau électrique soulève plusieurs difficultés techniques. La puissance photovoltaïque dépend principalement de l'irradiance et de la température des cellules, tandis que la puissance éolienne varie avec la vitesse du vent et les conditions aérodynamiques de l'éolienne [4], [5]. Ces variations peuvent provoquer des fluctuations de puissance, des écarts de tension au point de couplage commun et une dégradation du comportement dynamique du réseau.

La stabilité de tension devient alors un aspect essentiel dans les systèmes hybrides connectés au réseau. Lorsqu'une variation de charge ou de production apparaît, la tension au point de couplage commun peut s'éloigner de sa valeur nominale. Ces fluctuations de tension altèrent la qualité de l'énergie et peuvent perturber le fonctionnement des autres composants du réseau, notamment les machines synchrones traditionnelles [6]. Afin de maintenir la tension dans ses limites admissibles et assurer la sécurité du système, il est nécessaire d'utiliser des dispositifs de compensation et des stratégies de commande adaptées.

Parmi les dispositifs FACTS, le compensateur statique de puissance réactive, appelé SVC, représente une solution efficace pour le soutien dynamique de la tension. Il est connecté en dérivation au réseau et agit par injection ou absorption de puissance réactive selon l'état de la tension au point de couplage commun [7], [8]. Grâce à son action rapide Le SVC contribue à l'amélioration de la stabilité de la tension et au renforcement de la dynamique du système lors de perturbations.

Les performances du SVC dépendent fortement du régulateur utilisé. Le régulateur PI classique est simple et largement utilisé, mais ses performances peuvent devenir limitées lorsque le système est non linéaire, variable et soumis à des perturbations rapides. Pour cette raison, les

régulateurs d'ordre fractionnaire, comme le FOPID, représentent une solution intéressante grâce à leurs paramètres supplémentaires, qui offrent plus de flexibilité dans le réglage dynamique [9].

Dans ce mémoire, l'objectif est de contribuer à la stabilisation d'un système électrique intégrant une source hybride PV-Éolien par un SVC commandé par un régulateur FOPID optimisé par l'algorithme PSO. Le système est étudié sous MATLAB/Simulink. Le générateur photovoltaïque est représenté par un modèle personnalisé dépendant de l'irradiance et de la température. La source éolienne est modélisée à partir de la vitesse du vent, du coefficient de puissance et de la puissance produite.

Le réseau étudié comprend également une machine synchrone, un système d'excitation, un SVC et un modèle de ligne permettant de calculer la tension au point de couplage commun. Une commande PI-SVC est d'abord utilisée comme référence. Ensuite, une commande FOPID-SVC optimisée par PSO est proposée afin d'améliorer la régulation de tension et le comportement dynamique du système.

Chapitre 1 :

***Étude et modélisation d'un système photovoltaïque
connecté au réseau électrique***

1.1 Introduction

Le générateur photovoltaïque représente l'une des sources renouvelables les plus utilisées dans les systèmes électriques modernes. Il permet de convertir directement l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Cette conversion dépend principalement de l'irradiance solaire et de la température des cellules [4], [10].

Dans un système hybride PV-Éolien connecté au réseau, la source photovoltaïque joue un rôle important dans l'équilibre de puissance. Lorsque l'irradiance varie, la puissance produite par le champ PV change également. Ces variations peuvent influencer la tension au point de couplage commun et modifier le comportement dynamique du réseau.

Ce chapitre présente les principes de base de la conversion photovoltaïque, le modèle électrique d'une cellule PV, l'association des modules, l'adaptation par convertisseur DC-DC Boost et le rôle du MPPT. Enfin, le modèle photovoltaïque personnalisé utilisé dans la simulation est présenté afin de montrer comment la puissance (**P_{pv}**) est calculée et intégrée dans le modèle global.



Figure 1.1 : *Le générateur photovoltaïque*

1.2 Principe de conversion photovoltaïque

1.2.1 Effet photovoltaïque et principe de conversion de l'énergie solaire :

L'effet photovoltaïque est le phénomène qui permet de transformer directement le rayonnement solaire en énergie électrique. Il apparaît dans certains matériaux semi-conducteurs, comme le silicium, lorsqu'ils reçoivent des photons issus de la lumière solaire [10].

Lorsqu'un photon possède une énergie suffisante, il peut libérer un électron dans le matériau. La jonction (p-n) de la cellule crée alors un champ électrique interne qui sépare les charges positives et négatives. Cette séparation produit une tension aux bornes de la cellule. Lorsqu'une charge est connectée, un courant électrique continu circule.

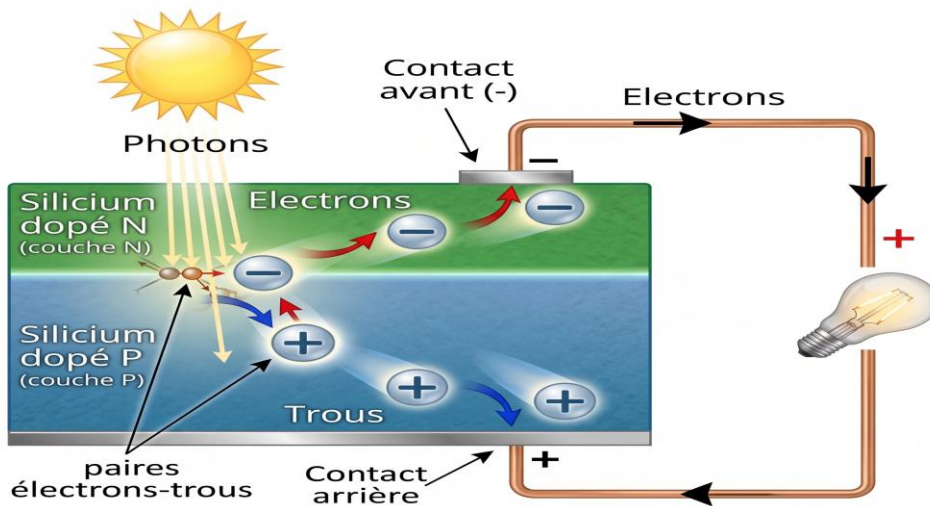


Figure 1.2 : Principe de l'effet photovoltaïque dans une cellule solaire

1.2.2 Cellule photovoltaïque, module et champ photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque produit une faible tension et un courant limité. Pour obtenir une puissance plus importante, plusieurs cellules sont assemblées pour former un module photovoltaïque. Ensuite, plusieurs modules sont connectés entre eux afin de constituer un champ photovoltaïque.

L'association en série permet d'augmenter la tension totale, tandis que l'association en parallèle permet d'augmenter le courant disponible. Cette organisation permet d'adapter le générateur PV au niveau de puissance souhaité dans l'installation [4], [10].

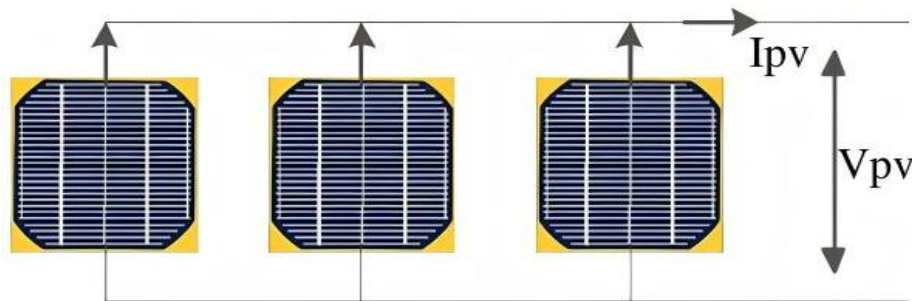


Figure 1.3 : Structure simplifiée d'un générateur photovoltaïque

1.2.3 Influence de l'irradiance et de la température sur les grandeurs électriques :

La puissance produite par un générateur photovoltaïque dépend fortement des conditions climatiques. L'irradiance solaire agit principalement sur le courant produit. Lorsque l'irradiance augmente, le courant du générateur augmente presque proportionnellement.

La température influence surtout la tension de sortie. Lorsque la température des cellules augmente, la tension à vide diminue généralement. Cette diminution peut réduire la puissance maximale disponible au niveau du générateur PV [4], [11].

Dans le cadre de ce mémoire, ces deux grandeurs sont importantes, car elles sont utilisées comme entrées du modèle personnalisé. L'irradiance G et la température T_c permettent de calculer la puissance photovoltaïque injectée dans le système.

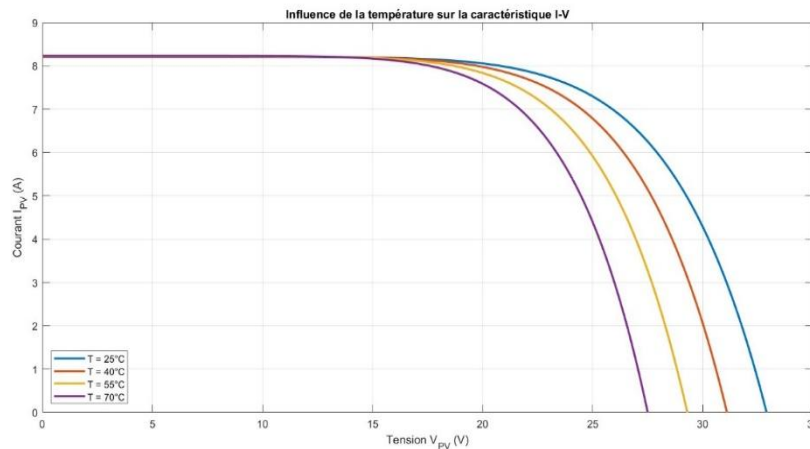


Figure 1.4 : Influence de la température sur la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

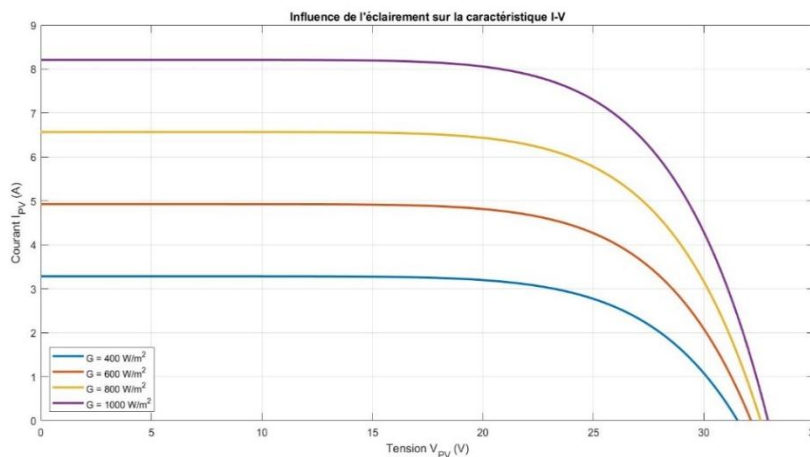


Figure 1.5 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

1.2.4 Caractéristiques courant–tension et puissance–tension :

Le comportement d'un générateur photovoltaïque est généralement représenté par deux courbes principales : la caractéristique courant–tension (I-V) et la caractéristique puissance–tension (P-V). Ces courbes permettent d'observer l'évolution du courant et de la puissance en fonction de la tension [4].

La courbe (I-V) montre que le courant reste presque constant sur une grande partie de la plage de fonctionnement, puis diminue rapidement lorsque la tension se rapproche de la tension à vide. La courbe (P-V) présente un point particulier appelé point de puissance maximale, noté MPP.

Au point de puissance maximale, le générateur fournit sa puissance optimale. Ce point varie avec l'irradiance et la température. C'est pour cette raison qu'une commande MPPT est souvent utilisée afin de maintenir le fonctionnement du générateur autour de ce point [12].

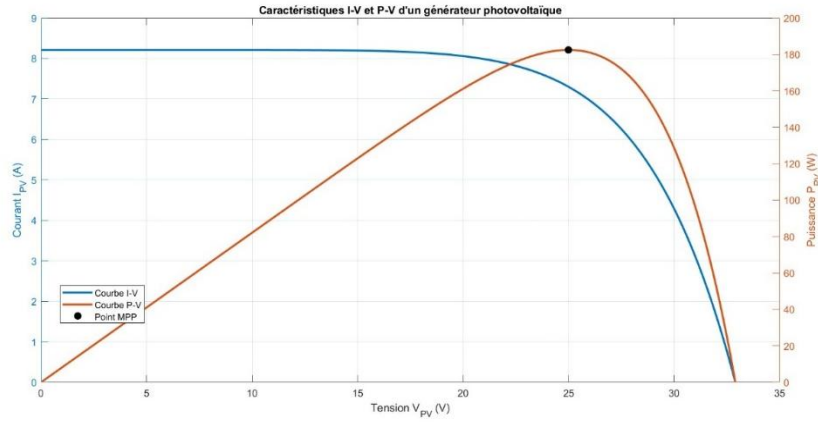


Figure 1.6 : Caractéristiques I-V et P-V d'un générateur photovoltaïque

1.3 Modélisation électrique du générateur photovoltaïque

1.3.1 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque :

Le modèle électrique le plus utilisé pour représenter une cellule photovoltaïque est le modèle à une diode. Il est composé d'une source de courant photo-généré, d'une diode, d'une résistance série R_s et d'une résistance parallèle R_{sh} [4].

La source de courant représente le courant généré par le rayonnement solaire. La diode traduit le comportement de la jonction (p-n). La résistance série représente les pertes internes dues aux connexions et aux matériaux. La résistance parallèle représente les courants de fuite dans la cellule.

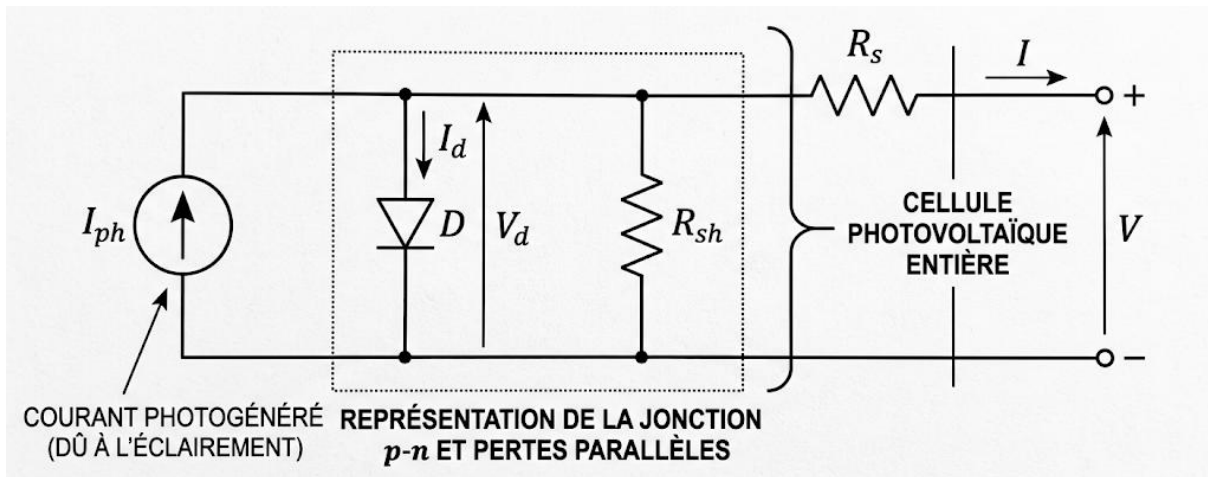


Figure 1.7: Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

1.3.2 Équation courant-tension du modèle à diode :

À partir du schéma équivalent, le courant de sortie I est obtenu en retranchant du courant photo-généré les courants qui circulent dans la diode et dans la résistance parallèle. On peut donc écrire :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (1.1)$$

Où I_d représente le courant traversant la diode et I_{sh} le courant de fuite dans la résistance parallèle.

Le courant de la diode est donné par :

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V+R_s I}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (1.2)$$

Le courant dans la résistance parallèle est exprimé par :

$$I_{sh} = \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (1.3)$$

En remplaçant I_d et I_{sh} dans l'équation principale, on obtient l'équation courant–tension du modèle photovoltaïque à une diode :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+R_s I}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (1.4)$$

Avec :

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (1.5)$$

Où I_{ph} représente le courant photo-généré, I_0 le courant de saturation de la diode, V la tension de sortie, I le courant de sortie, n le facteur d'idéalité, V_T la tension thermique, k la constante de Boltzmann, T la température absolue et q la charge de l'électron.

Il faut remarquer que le schéma montre le courant I_d , car c'est le courant réel qui traverse la diode. Le paramètre I_0 , lui, n'apparaît pas directement sur le schéma, mais il est utilisé dans l'équation pour calculer le courant de diode I_d . Cette relation permet de décrire l'influence de l'irradiance, de la température et des paramètres internes de la cellule sur le courant de sortie [4].

1.3.3 Association série et parallèle des modules :

Dans un champ photovoltaïque, les modules sont associés en série et en parallèle afin d'obtenir la tension et le courant nécessaires. Si N_s modules sont connectés en série, la tension totale augmente. Si N_p branches sont connectées en parallèle, le courant total augmente [4], [10].

La tension du champ peut être écrite sous la forme :

$$V_{PV} = N_s \cdot V_c \quad (1.6)$$

Le courant total peut être exprimé par :

$$I_{PV} = N_p \cdot I_c \quad (1.7)$$

Où V_c la tension d'un module et I_c le courant d'un module.

Cette association permet d'adapter la puissance du champ photovoltaïque au niveau demandé par le système étudié.

1.3.4 Puissance produite par le générateur PV :

La puissance électrique fournie par un générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P_{PV} = V_{PV} \cdot I_{PV} \quad (1.8)$$

Au point de puissance maximale, cette puissance devient :

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (1.9)$$

Où V_{mp} et I_{mp} représentent la tension et le courant au point de puissance maximale. Cette grandeur est importante, car elle permet d'évaluer la quantité d'énergie que le générateur peut fournir au réseau. Dans le modèle global du système, la puissance photovoltaïque est souvent exprimée en per-unit afin de faciliter son intégration avec les autres grandeurs électriques du réseau.

1.4 Adaptation de la puissance photovoltaïque

1.4.1 Convertisseur DC–DC Boost :

La tension fournie par un générateur photovoltaïque varie avec les conditions climatiques et le point de fonctionnement. Pour adapter cette tension au niveau du bus continu, un convertisseur DC–DC de type Boost peut être utilisé [13].

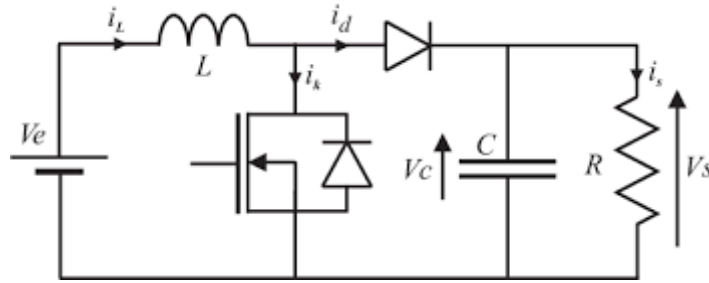


Figure 1.8 : Convertisseur DC–DC Boost

Le convertisseur Boost permet d'élever la tension d'entrée. Dans le cas idéal et en conduction continue, la relation entre la tension d'entrée et la tension de sortie est donnée par :

$$V_{dc} = \frac{V_{pv}}{1-D} \quad (1.10)$$

Où D représente le rapport cyclique du convertisseur. Lorsque D augmente, la tension de sortie augmente également.

Dans un modèle réel, les pertes du convertisseur peuvent être prises en compte par un rendement η .

La puissance de sortie peut alors être approximée par :

$$P_{out} = \eta \cdot P_{in} \quad (1.11)$$

1.4.2 Rôle du MPPT dans l'extraction de la puissance maximale :

Le point de puissance maximale du générateur photovoltaïque varie avec les conditions climatiques, notamment l'irradiance et la température. Pour cette raison, le générateur PV ne peut pas rester naturellement autour de son point optimal de fonctionnement. Une commande MPPT est donc nécessaire afin de rechercher en permanence le point où la puissance produite est maximale [12], [14].

Le principe du MPPT consiste à observer les variations de la tension et du courant du générateur, puis à modifier le point de fonctionnement du panneau. Au point de puissance maximale, la pente de la courbe P-V devient nulle :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (1.12)$$

Cette condition signifie que la puissance ne peut plus augmenter autour de ce point. Si le point de fonctionnement se trouve à gauche ou à droite du MPP, la commande MPPT corrige la tension du générateur afin de revenir vers la zone optimale [12].

Dans un système photovoltaïque connecté à un convertisseur Boost, cette correction se fait généralement par l'ajustement du rapport cyclique **D**. En modifiant **D**, le convertisseur change la tension vue par le générateur photovoltaïque et permet ainsi de déplacer son point de fonctionnement vers le MPP [13], [15].

Ainsi, le MPPT joue un rôle essentiel dans l'amélioration du rendement du système photovoltaïque. Il permet de réduire les pertes d'énergie disponibles au niveau du panneau et d'augmenter la puissance transférée vers le bus continu. Dans le cadre de ce travail, cette commande est importante, car elle permet d'obtenir une puissance photovoltaïque plus stable et mieux exploitée avant son intégration dans le système global connecté au réseau.

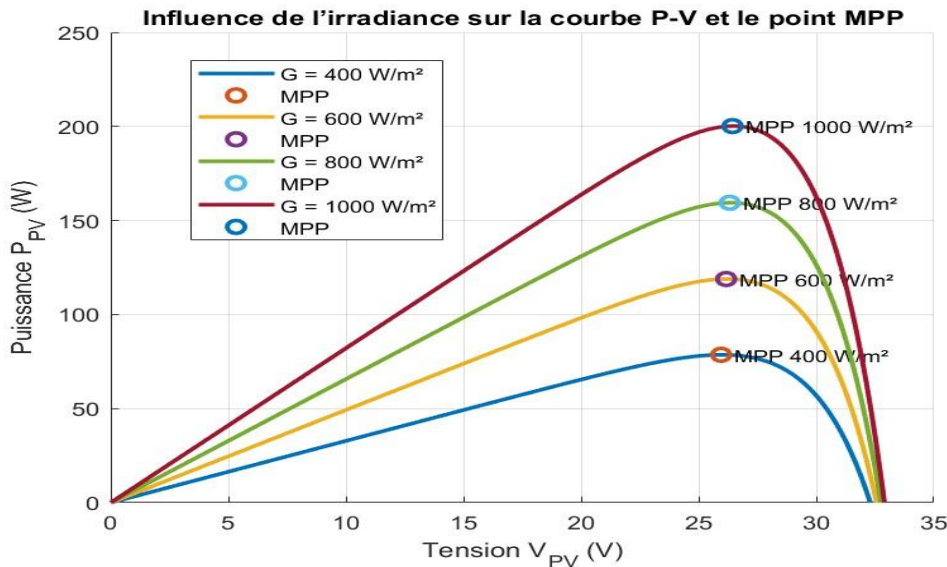


Figure 1.9 : Influence de l'irradiance sur la caractéristique P-V et le déplacement du point MPP.

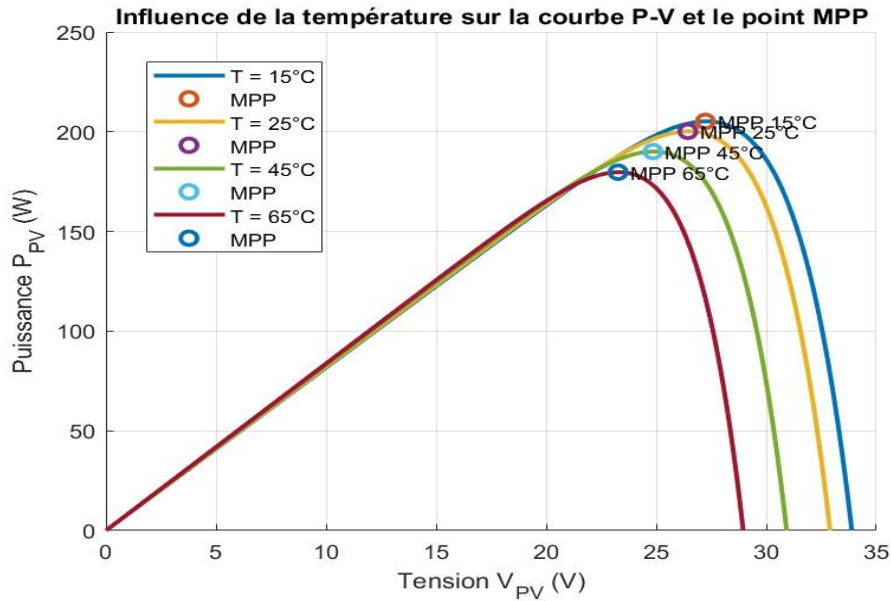


Figure 1.10 : Influence de la température sur la caractéristique P-V et le déplacement du point MPP

1.4.3 Principe de poursuite du point de puissance maximale :

La puissance instantanée du générateur PV est calculée par :

$$P_{PV}(t) = V_{PV}(t) \cdot I_{PV}(t) \quad (1.13)$$

Dans une méthode classique de type perturbation et observation, la commande modifie légèrement la tension ou le rapport cyclique, puis observe la variation de puissance. Si la puissance augmente, la perturbation continue dans le même sens. Si la puissance diminue, le sens de variation est inversé [12].

Cette méthode est accessible et largement utilisée. Elle permet de suivre le point de puissance maximale, même lorsque l'irradiance ou la température changent.

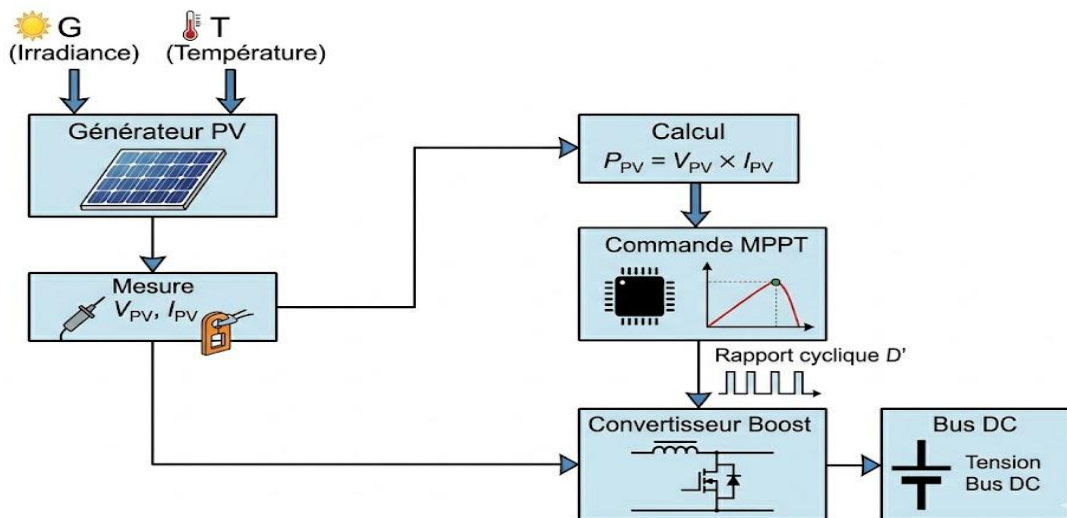


Figure 1.11 : Chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque avec commande MPPT

1.5 Connexion du générateur PV au réseau électrique

1.5.1 Bus continu DC :

Le bus continu DC assure la liaison entre le générateur photovoltaïque, le convertisseur DC–DC et l'onduleur d'interface réseau. Il permet de regrouper l'énergie produite sous forme continue avant sa conversion en courant alternatif.

La tension du bus DC doit rester suffisamment stable afin d'assurer le bon fonctionnement de l'onduleur. Une variation importante de cette tension peut perturber la qualité de l'énergie injectée dans le réseau et influencer le comportement dynamique du système.

1.5.2 Onduleur d'interface réseau :

L'onduleur d'interface transforme la tension continue issue du bus DC en tension alternative compatible avec le réseau électrique. Il permet de contrôler la puissance active injectée et, selon la stratégie de commande, peut aussi participer au contrôle de la puissance réactive [14].

Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, l'onduleur joue donc un rôle essentiel. Il assure l'adaptation entre la source continue et le réseau alternatif.

1.5.3 Filtre de sortie :

À la sortie de l'onduleur, un filtre est généralement utilisé pour réduire les harmoniques générées par la commutation des interrupteurs de puissance. Ce filtre améliore la qualité du courant injecté dans le réseau [14].

Le filtre peut être de type (L), (LC) ou (LCL), selon le niveau de performance recherché. Dans une étude de stabilité globale, il peut être représenté de manière simplifiée afin de concentrer l'analyse sur la dynamique de puissance et de tension.

1.5.4 Injection de la puissance active dans le réseau :

La puissance photovoltaïque injectée dans le réseau dépend de la puissance produite par le champ PV, des pertes dans les convertisseurs et de la commande de l'onduleur. Dans le modèle global de ce mémoire, la puissance PV est représentée par une puissance active normalisée.

Cette puissance est ensuite utilisée comme entrée du modèle de réseau. Elle intervient dans l'équilibre de puissance au point de couplage commun avec la puissance éolienne et la puissance demandée par la charge.

1.6 Modèle photovoltaïque utilisé dans la simulation

Dans cette étude, le générateur photovoltaïque est représenté par un bloc personnalisé réalisé sous Simulink à l'aide d'une fonction MATLAB. Ce bloc permet de reproduire l'effet de l'irradiance et de la température sur la puissance produite.

Le bloc reçoit deux entrées principales : l'irradiance solaire G , exprimée en W/m^2 , et la température de cellule T_c , exprimée en $^{\circ}C$. Ces deux grandeurs permettent de calculer la puissance du champ photovoltaïque.

Le champ est constitué de modules de référence d'environ 500 W ($V_{mp} = 41$ V, $I_{mp} = 12,20$ A, $V_{oc} = 49,5$ V, $I_{sc} = 13$ A, surface $2,40$ m²). Les conditions de référence (STC) sont $G_{ref} = 1000$ W/m² et $T_{ref} = 25$ $^{\circ}C$.

Le rendement du champ varie avec l'irradiance et la température selon :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \left[1 + k_{\eta G} \ln \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \right] [1 + \gamma_{\eta} (T_c - T_{ref})] \quad (1.14)$$

Où η_{ref} est le rendement de référence, $\gamma_{\eta} = -0,0045$ / $^{\circ}C$ le coefficient de température et $k_{\eta G} = 0,03$ l'effet de l'irradiance.

La puissance apparente de base du système est calculée par :

$$S_{base} = \frac{P_{rated}}{\cos \phi} \quad (1.15)$$

Avec $P_{rated} = 828,315$ MW la puissance active nominale et $\cos \phi = 0,9$ le facteur de puissance nominal, ce qui donne $S_{base} \approx 920,35$ MVA.

La puissance photovoltaïque en watts est calculée à partir de l'irradiance, de la surface des modules, du nombre de modules et du rendement du champ :

$$P_{pv} = G \cdot A_{mod} \cdot N \cdot \eta_{pv} \quad (1.16)$$

La puissance est ensuite convertie en per-unit :

$$P_{pv(pu)} = \frac{P_{pv}}{S_{base}} \quad (1.17)$$

Cette normalisation facilite l'intégration de la source photovoltaïque dans le modèle global du réseau électrique. La sortie $P_{PV(pu)}$ est utilisée avec la puissance éolienne, la charge et la commande du SVC pour étudier l'évolution de la tension au point de couplage commun.

Le modèle tient compte de l'effet de la température sur la tension du champ et de l'effet de l'irradiance sur le courant et la puissance. Il reste volontairement simplifié par rapport à un modèle détaillé à diode. Ce choix permet de réduire la complexité de la simulation tout en conservant le comportement énergétique principal du générateur PV.

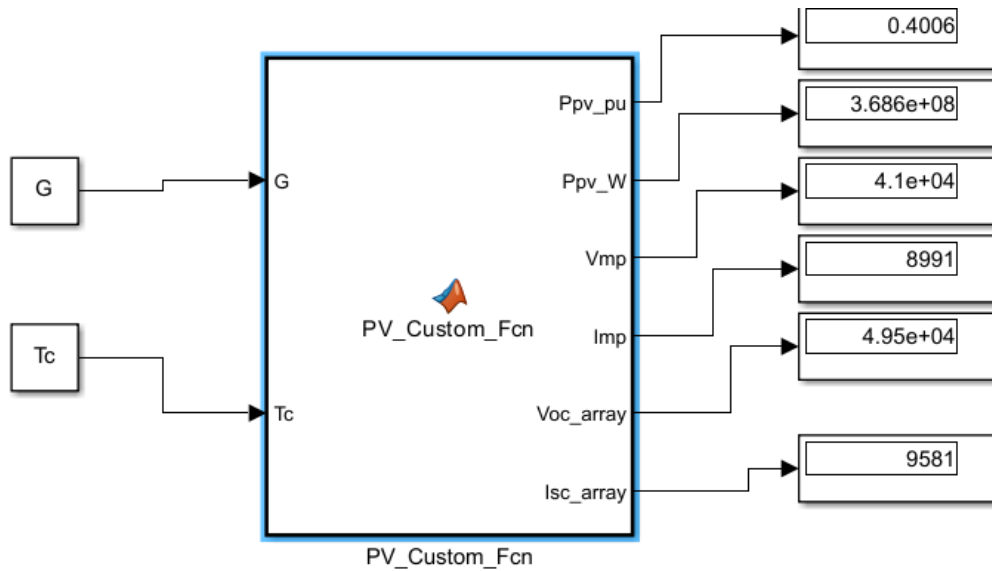


Figure 1.12 : Bloc Simulink du modèle photovoltaïque

1.7 Scénarios de simulation du générateur photovoltaïque sous variations climatiques

Après la présentation du modèle photovoltaïque, deux scénarios sont proposés afin d'évaluer son comportement sous des conditions climatiques variables. Ils permettent d'analyser l'effet de l'irradiation solaire G et de la température T_c sur la puissance P_{pv} , les grandeurs V_{mp} , I_{mp} , V_{oc} et I_{sc} . Ces scénarios représentent des situations réalistes, comme le passage d'un nuage ou une baisse progressive de l'ensoleillement, introduites dans Simulink sous forme de signaux temporels variables

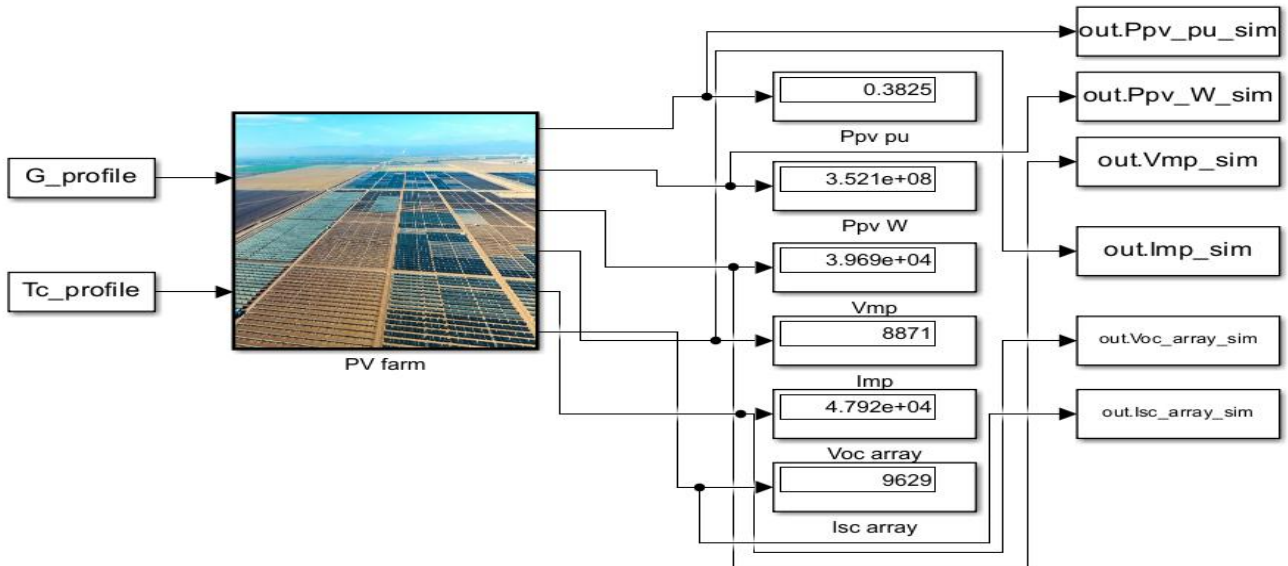


Figure 1.13 : Simulation d'un parc PV sous Matlab/Simulink

1.7.1 Scénario 1 : passage nuageux :

Le premier scénario simule un **passage nuageux** provoquant une chute importante de l'irradiation solaire à partir de 4 s, suivie d'un retour progressif vers les conditions nominales. Cette variation entraîne une baisse puis une remontée de la production photovoltaïque. En même temps, l'augmentation de la température de la cellule agit principalement sur la tension de sortie du générateur PV.

Temps (s)	Irradiation solaire G (W/m²)	Température cellule Tc (°C)	Interprétation
0	1000	25	Fonctionnement PV nominal avec bon ensoleillement et température de référence.
2	1000	30	L'irradiation reste maximale, mais l'augmentation de température peut réduire légèrement la performance photovoltaïque.
4	400	35	Forte diminution de l'irradiation, représentant un passage nuageux ; la puissance PV chute nettement.
6	400	40	L'irradiation reste faible et la température augmente, ce qui maintient une faible production PV.
8	800	38	L'irradiation remonte partiellement ; la puissance PV augmente progressivement.
10	1000	35	Retour à une irradiation nominale, avec une température encore élevée par rapport à la condition de référence.

Tableau 1.1 : Profil climatique du scénario PV 1

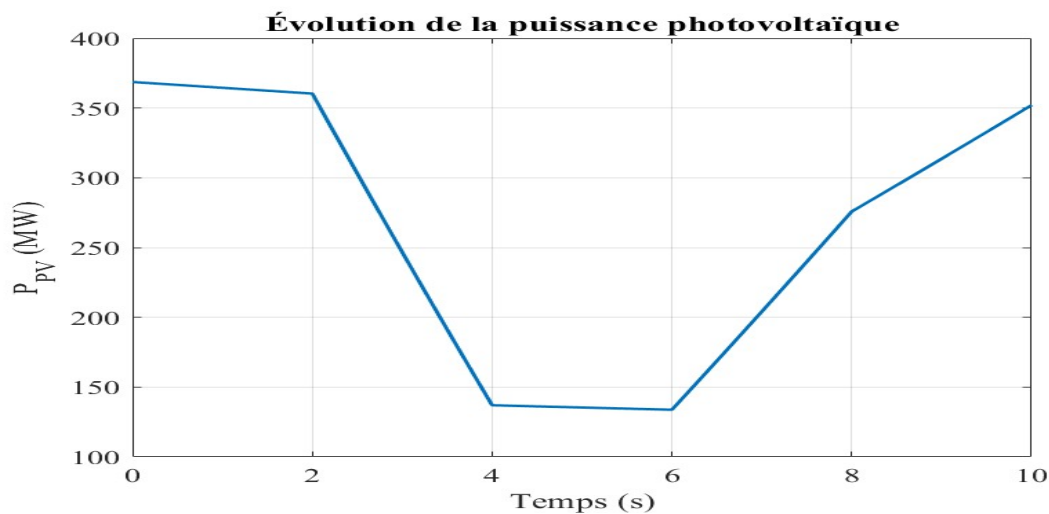


Figure 1.14 : Évolution de la puissance photovoltaïque pour le scénario PV 1

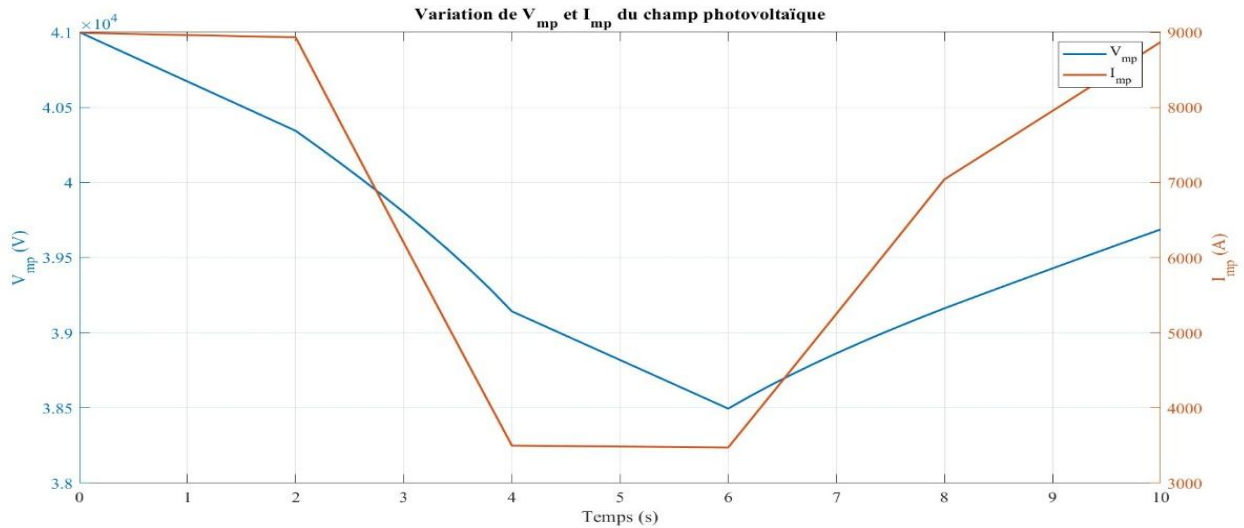


Figure 1.15 : Variation de V_{mp} et I_{mp} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 1

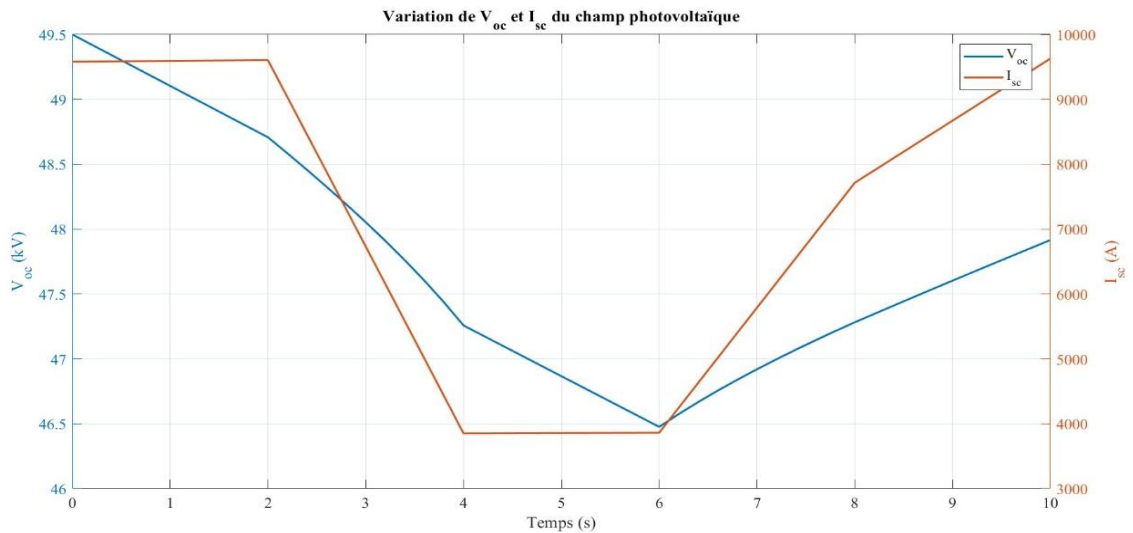


Figure 1.16 : Variation de V_{oc} et I_{sc} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 1

Les résultats confirment que la puissance photovoltaïque dépend principalement de l'irradiation solaire. La chute de G de 1000 à 400 W/m² provoque une forte baisse de P_{pv} , puis son augmentation progressive accompagne le retour de l'ensoleillement. La température influence surtout les tensions V_{mp} et V_{oc} , qui diminuent légèrement lorsque T_c augmente. Les courants I_{mp} et I_{sc} , quant à eux, suivent surtout les variations de l'irradiation : ils baissent pendant le passage nuageux puis augmentent avec le retour du soleil.

1.7.2 Scénario 2 : baisse progressive de l'ensoleillement :

Le deuxième scénario étudie une baisse progressive de l'ensoleillement avec une augmentation modérée de la température. Il permet d'analyser la réponse du modèle photovoltaïque lorsque les conditions climatiques se dégradent, puis s'améliorent à la fin de la simulation.

Temps (s)	Irradiation solaire G (W/m ²)	Température cellule Tc (°C)	Interprétation
0	1000	25	Fonctionnement PV nominal avec irradiation maximale et température de référence.
2	900	28	L'irradiation diminue légèrement et la température augmente faiblement.
4	600	32	Baisse moyenne de l'ensoleillement, entraînant une diminution visible de la puissance PV.
6	300	36	Conditions défavorables pour le PV : faible irradiation et température élevée.
8	700	34	Amélioration partielle de l'ensoleillement ; la production PV commence à remonter.
10	1000	30	Retour à une irradiation nominale, avec une température supérieure à la référence.

Tableau 1.2 : Profil climatique du scénario PV 2

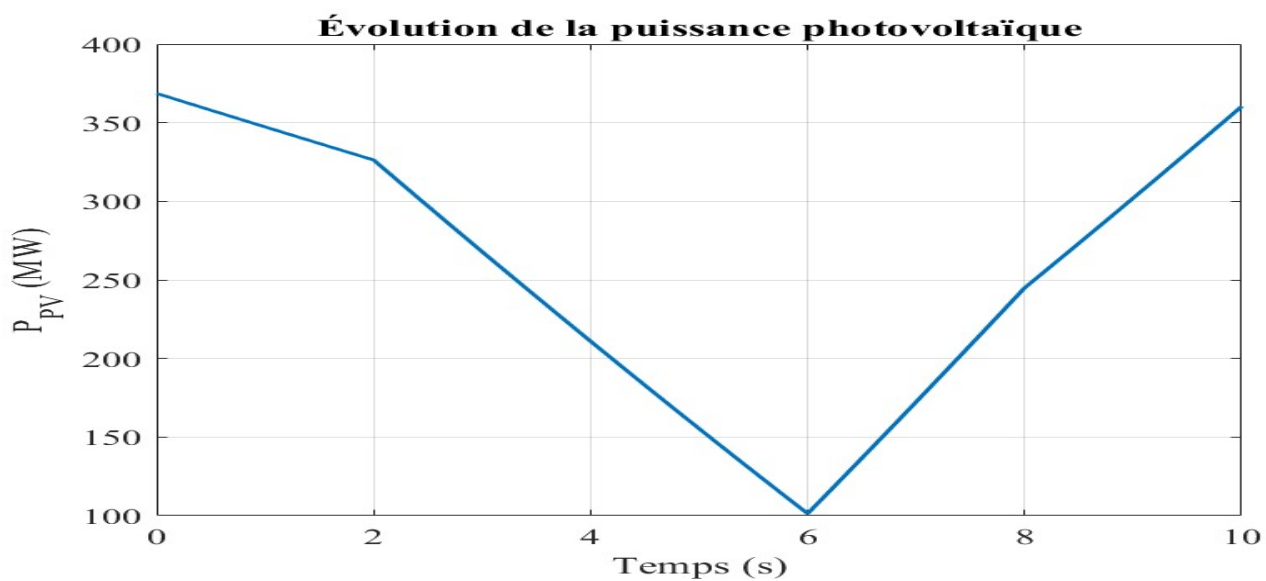


Figure 1.17 : Évolution de la puissance photovoltaïque pour le scénario PV 2

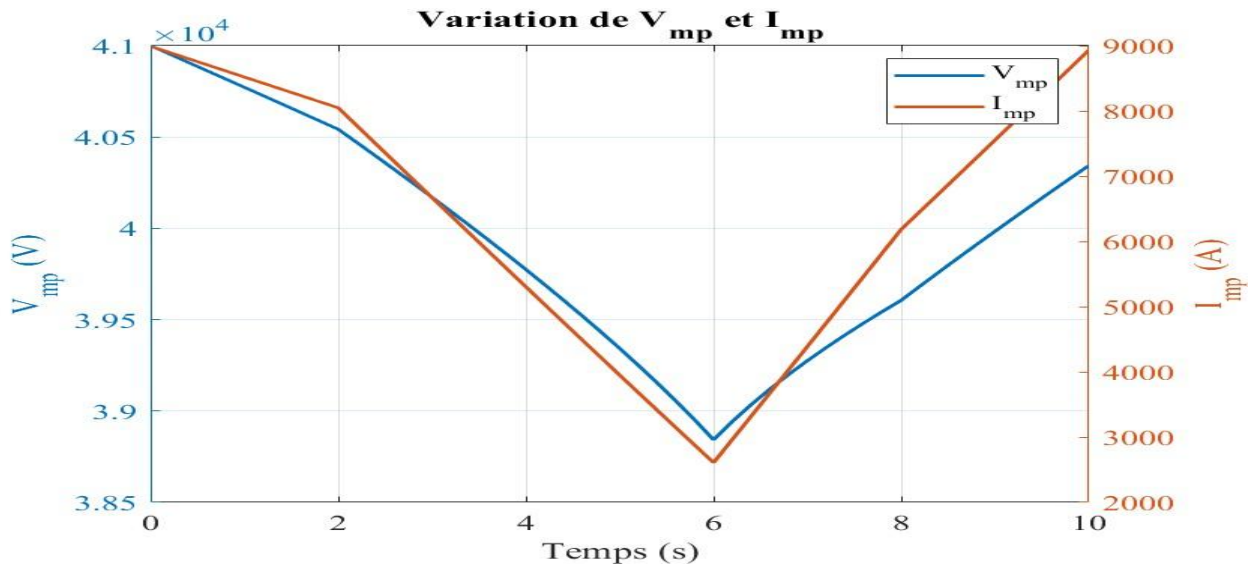


Figure 1.18 : Variation de V_{mp} et I_{mp} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 2

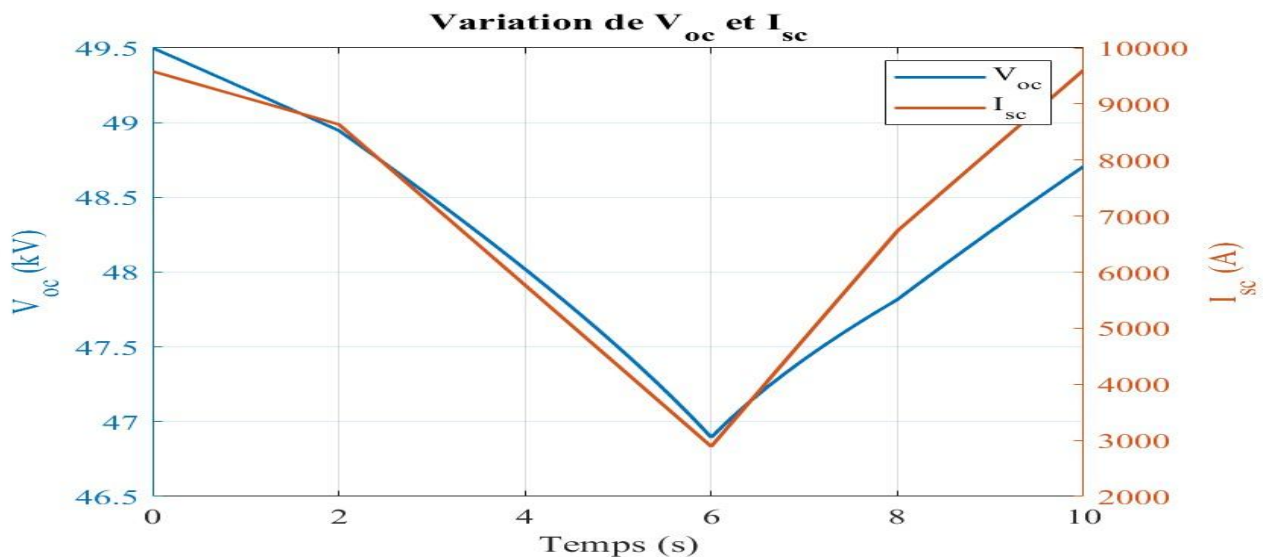


Figure 1.19 : Variation de V_{oc} et I_{sc} du champ photovoltaïque pour le scénario PV 2

Dans ce scénario, la baisse de l'irradiation jusqu'à 300 W/m² provoque une forte diminution de la puissance photovoltaïque, surtout lorsque la température est élevée. Lorsque l'ensoleillement remonte, la puissance augmente progressivement. Les courants suivent principalement l'évolution de l'irradiation, tandis que les tensions sont davantage influencées par la température. Ces résultats confirment la cohérence du modèle photovoltaïque avant son intégration dans le système hybride PV-éolien.

1.7.3 Synthèse des résultats photovoltaïques :

L'analyse des deux scénarios montre que l'irradiation solaire constitue le facteur dominant dans la variation de la puissance photovoltaïque. Une chute de G provoque une baisse rapide de P_{pv} , I_{mp} et I_{sc} , alors qu'une augmentation de la température tend surtout à réduire les tensions caractéristiques

V_{mp} et V_{oc} . Ces résultats confirment que le modèle photovoltaïque reproduit correctement l'influence des conditions climatiques sur la production électrique du champ PV.

1.8 Conclusion

Ce chapitre a présenté les principes de conversion photovoltaïque et les grandeurs électriques principales d'un générateur PV. L'effet photovoltaïque, l'association des modules, les caractéristiques (I-V) et (P-V), ainsi que l'influence de l'irradiance et de la température ont été décrits. Le chapitre a également présenté le rôle du convertisseur Boost, du MPPT, du bus DC et de l'onduleur d'interface dans l'intégration du générateur photovoltaïque au réseau électrique. Ces éléments permettent d'adapter la puissance produite et de l'injecter dans le réseau sous une forme exploitable. Enfin, le modèle PV utilisé dans la simulation a été introduit. Ce modèle fournit la puissance photovoltaïque en watts et en per-unit à partir de l'irradiance et de la température. Cette puissance sera utilisée dans les chapitres suivants pour analyser l'effet de la source PV sur la stabilité de tension du système hybride PV–Éolien.

Chapitre 2 :

***Étude et modélisation d'un système éolien connecté au
réseau électrique***

2.1 Introduction

L'énergie éolienne est une source renouvelable basée sur l'exploitation de l'énergie cinétique du vent. Cette énergie est transformée en énergie mécanique par les pales de la turbine, puis en énergie électrique à travers une chaîne de conversion adaptée. La production éolienne dépend principalement de la vitesse du vent, des caractéristiques aérodynamiques de la turbine et des limites de fonctionnement imposées par la sécurité et la puissance nominale [5], [16].

Ce chapitre présente les bases de la conversion de l'énergie éolienne et la modélisation d'un système éolien connecté au réseau électrique. L'objectif est de décrire les grandeurs principales utilisées dans le modèle, comme la puissance du vent, le coefficient de puissance C_p , la vitesse spécifique λ , l'angle de calage β , la vitesse mécanique de la turbine et la puissance électrique produite.

Dans ce travail, le système éolien est représenté par un modèle simplifié. Ce modèle ne détaille pas la génératrice ni les convertisseurs internes. Il permet surtout de calculer la puissance active éolienne à partir de la vitesse du vent et de l'angle de calage des pales. Cette approche est suffisante pour étudier l'effet de la production éolienne sur le système électrique global.

2.2 Principe de conversion de l'énergie éolienne

2.2.1 Énergie cinétique du vent :

Le vent est constitué d'une masse d'air en mouvement. Comme tout corps en mouvement, cette masse possède une énergie cinétique. Cette énergie peut être partiellement captée par les pales d'une éolienne lorsque le vent traverse la surface balayée par le rotor [5].

L'énergie cinétique d'une masse d'air est donnée par :

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.1)$$

Où m représente la masse d'air en kg et v la vitesse du vent en m/s.

Dans le cas d'une éolienne, l'air traverse continuellement le rotor. On utilise donc plutôt la notion de puissance, qui correspond à l'énergie disponible par unité de temps.

2.2.2 Puissance disponible dans le vent :

La puissance disponible dans le vent dépend de la densité de l'air, de la surface balayée par les pales et de la vitesse du vent. Elle est exprimée par [5], [16] :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.2)$$

Où ρ est la densité de l'air en kg/m^3 , A la surface balayée par les pales en m^2 , et v la vitesse du vent en m/s.

Cette relation montre que la puissance disponible varie avec le cube de la vitesse du vent. Ainsi, une faible augmentation de la vitesse du vent peut entraîner une augmentation importante de la puissance disponible.

2.2.3 Puissance aérodynamique captée par la turbine :

La turbine ne peut pas convertir toute la puissance disponible dans le vent. Une partie seulement est récupérée par les pales à cause des limites aérodynamiques. Cette partie est représentée par le coefficient de puissance C_p [16], [17].



Figure 2.1 : Turbine éolienne

La puissance aérodynamique captée par la turbine est donnée par :

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (2.3)$$

Où (C_p) dépend de la vitesse spécifique (λ) la vitesse spécifique et l'angle de calage des pales (β).

La chaîne de conversion éolienne peut être représentée simplement comme suit :

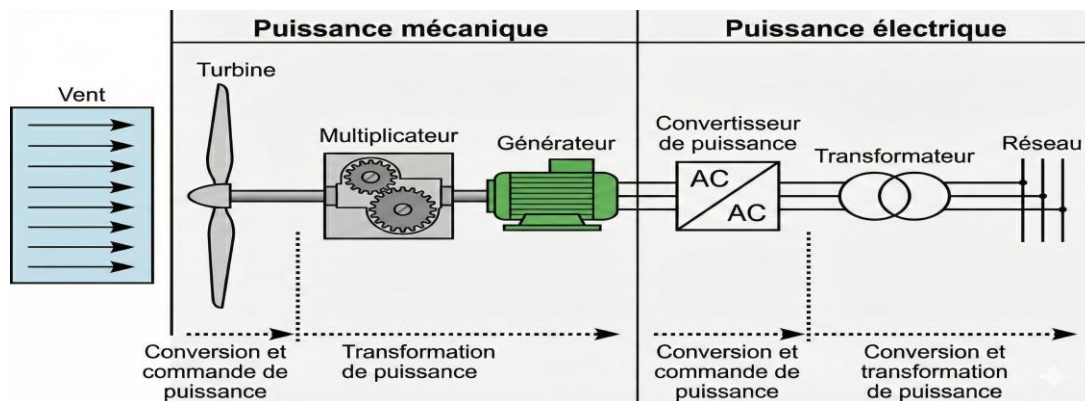


Figure 2.2 : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne

2.2.4 Coefficient de puissance C_p :

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine. Il indique la proportion de la puissance du vent réellement transformée en puissance mécanique.

Ce coefficient dépend principalement de la vitesse spécifique λ , de l'angle de calage β , de la forme des pales et du point de fonctionnement de la turbine [17]. Sa valeur ne peut pas dépasser la limite théorique de Betz, égale à environ :

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} \approx 0,593 \quad (2.4)$$

Dans les turbines réelles, la valeur maximale de C_p est inférieure à cette limite à cause des pertes aérodynamiques et mécaniques [5], [18].

2.2.5 Vitesse spécifique λ :

La vitesse spécifique λ , appelée aussi rapport de vitesse en bout de pale, est définie comme le rapport entre la vitesse linéaire en bout de pale et la vitesse du vent [16] :

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_t}{v} \quad (2.5)$$

Où R est le rayon de la turbine, ω_t la vitesse mécanique de rotation de la turbine en **rad/s**, et v la vitesse du vent.

Pour chaque turbine, il existe une valeur optimale de λ permettant d'obtenir un coefficient de puissance élevé. Dans le modèle utilisé, cette valeur optimale est fixée à : $\lambda_{opt} = 8,1$

2.2.6 Angle de calage des pales β :

L'angle de calage β représente l'orientation des pales par rapport au vent. Il permet de modifier la puissance captée par la turbine. Lorsque la vitesse du vent devient élevée, l'augmentation de β permet de réduire la puissance extraite et de protéger la turbine contre les surcharges [17].

Dans le modèle adopté, l'angle de calage est limité entre :

$$0^\circ \leq \beta \leq 30^\circ$$

Cette limitation permet d'éviter des valeurs non physiques dans le calcul du coefficient de puissance.

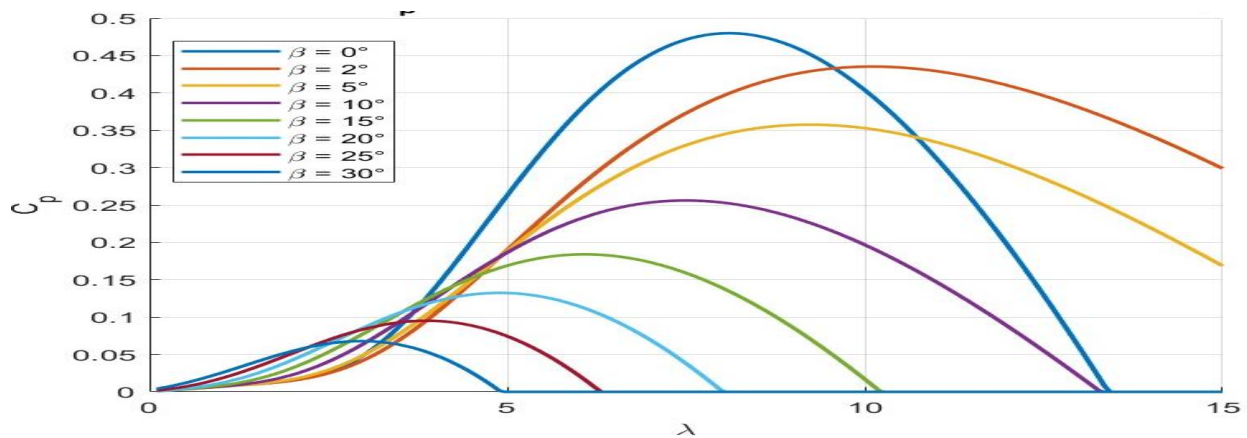


Figure 2.3: Variation du coefficient de puissance C_p en fonction de l'angle de calage β pour différentes valeurs de la vitesse spécifique λ

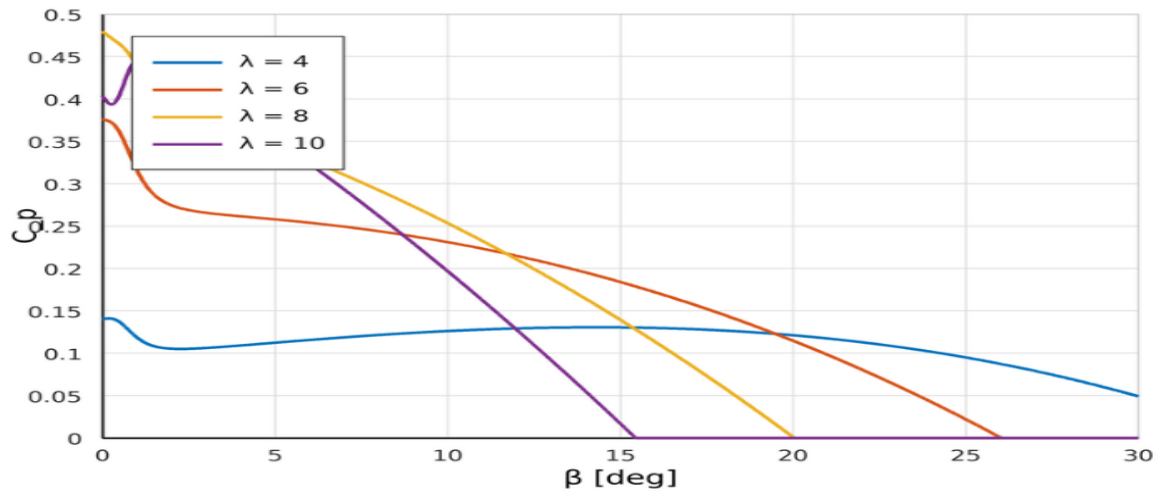


Figure 2.4 : Influence de λ et β sur le coefficient de puissance C_p

2.3 Modélisation aérodynamique de la turbine éolienne

2.3.1 Surface balayée par les pales :

La surface balayée par les pales correspond à la surface circulaire décrite par le rotor pendant sa rotation. Elle est donnée par :

$$A = \pi R^2 \quad (2.6)$$

Dans le modèle utilisé, le rayon des pales est :

$$R = 80m \quad (2.7)$$

La surface balayée devient donc :

$$A = \pi \times 80^2 \approx 20\,106\,m^2 \quad (2.8)$$

Cette surface intervient directement dans le calcul de la puissance disponible et de la puissance captée. Plus le rayon du rotor est grand, plus la surface balayée augmente, ce qui permet de capter davantage d'énergie.

2.3.2 Couple aérodynamique :

Le couple aérodynamique représente l'effort mécanique appliqué sur l'arbre de la turbine. Il est relié à la puissance aérodynamique par la relation suivante [16] :

$$C_a = \frac{P_{aero}}{\omega_t} \quad (2.9)$$

Où C_a est le couple aérodynamique et ω_t la vitesse mécanique de la turbine.

Cette relation montre que, pour une puissance donnée, le couple dépend de la vitesse de rotation. Dans le modèle simplifié utilisé ici, le couple n'est pas exploité comme sortie principale, mais il permet de comprendre le lien entre la puissance captée et le mouvement mécanique de la turbine.

2.3.3 Vitesse mécanique de la turbine :

La vitesse mécanique de la turbine est liée à la vitesse du vent et à la vitesse spécifique. À partir de la définition de λ , on obtient :

$$\omega_t = \frac{\lambda \cdot v}{R} \quad (2.10)$$

En fonctionnement optimal, le modèle suppose que la turbine reste proche de la vitesse spécifique optimale. On peut donc écrire :

$$\omega_t = \frac{\lambda_{opt} \cdot v}{R} \quad (2.11)$$

Cette relation permet de calculer directement la vitesse mécanique de la turbine à partir de la vitesse du vent.

2.3.4 Fonctionnement autour de la vitesse spécifique optimale :

Pour maximiser la puissance captée, une éolienne à vitesse variable cherche généralement à fonctionner autour d'une valeur optimale de λ . Cette condition permet d'obtenir un coefficient C_p proche de sa valeur maximale [17].

Dans le modèle utilisé, cette stratégie est simplifiée : la vitesse spécifique est maintenue à :

$$\lambda = \lambda_{opt} \quad (2.12)$$

Ce choix réduit la complexité du modèle tout en conservant le comportement énergétique principal de la turbine.

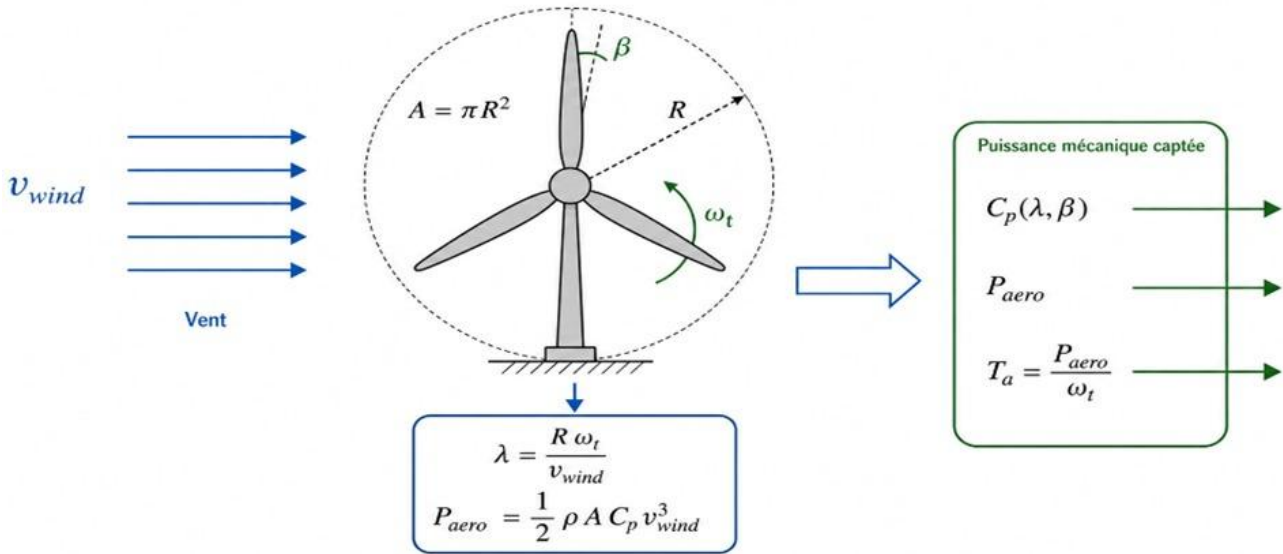


Figure 2.5 : Modèle aérodynamique simplifié de la turbine éolienne

2.4 Zones de fonctionnement d'une éolienne :

Le fonctionnement d'une éolienne dépend de la vitesse du vent. On distingue généralement quatre zones principales : l'arrêt avant démarrage, la production variable, la limitation à la puissance nominale et l'arrêt de sécurité [5], [16].

2.4.1 Zone d'arrêt avant la vitesse de démarrage :

Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage, l'énergie disponible est insuffisante pour produire une puissance utile. L'éolienne reste alors arrêtée.

Dans ce travail, la vitesse de démarrage est :

$$v_{cut-in} = 3 \text{ m/s}$$

Pour :

$$v < v_{cut-in} \quad (2.13)$$

La puissance produite est nulle.

2.4.2 Zone de production variable :

Lorsque la vitesse du vent dépasse la vitesse de démarrage, la turbine commence à produire de la puissance. Dans cette zone, la puissance augmente avec la vitesse du vent.

La relation principale est :

$$P_{aero} \propto v^3 \quad (2.14)$$

Cette zone correspond au fonctionnement normal avant l'atteinte de la puissance nominale. La turbine produit alors une puissance variable selon les conditions de vent.

2.4.3 Zone de puissance nominale limitée :

Lorsque la vitesse du vent devient suffisante, la puissance calculée peut atteindre la puissance nominale de la turbine. À partir de ce point, la puissance doit être limitée afin de protéger les éléments mécaniques et électriques.

Dans le modèle utilisé, la puissance nominale d'une turbine est :

$$P_{turb(rated)} = 8 \text{ MW}$$

Lorsque la puissance électrique calculée dépasse cette valeur, elle est limitée à **8 MW**

2.4.4 Zone d'arrêt de sécurité :

Lorsque la vitesse du vent devient trop élevée, l'éolienne est arrêtée pour éviter les contraintes mécaniques excessives. Cette limite est appelée vitesse de coupure.

Dans ce travail, la vitesse de coupure est :

$$v_{cut-out} = 25 \text{ m/s}$$

Pour :

$$v \geq v_{cut-out} \quad (2.15)$$

La turbine est arrêtée et la puissance produite est nulle.

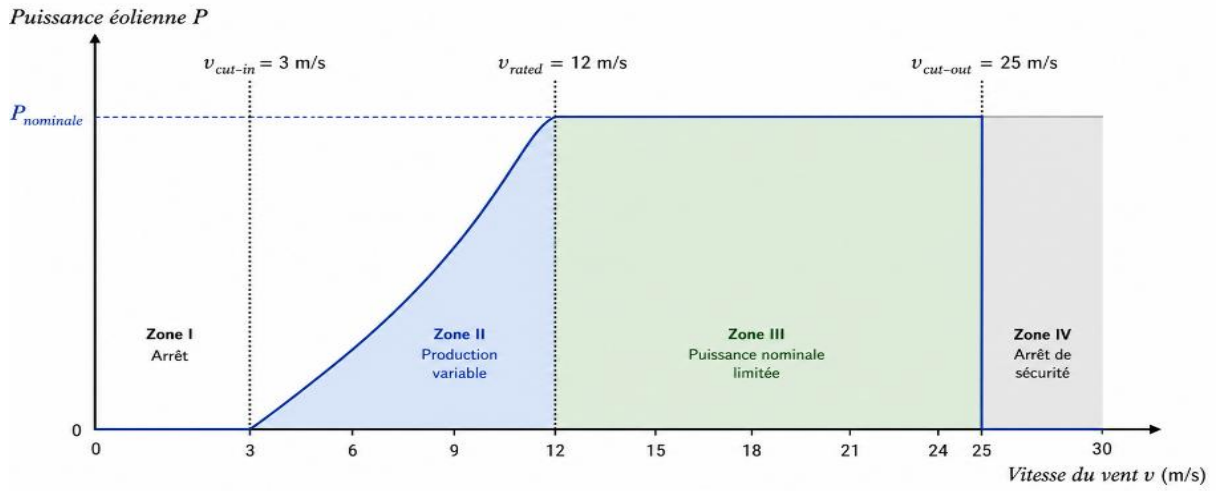


Figure 2.6 : Zones de fonctionnement d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent

2.5 Conversion de la puissance éolienne en puissance électrique

2.5.1 Rendement de conversion :

La puissance aérodynamique captée par la turbine n'est pas entièrement transformée en puissance électrique. Des pertes apparaissent dans les éléments mécaniques, la génératrice et les convertisseurs.

Pour représenter ces pertes, on utilise un rendement global de conversion :

$$\eta_{elec} = 0,95$$

La puissance électrique produite par une turbine est donc :

$$P_{elec} = \eta_{elec} \cdot P_{aero} \quad (2.16)$$

2.5.2 Puissance électrique d'une turbine :

La puissance électrique d'une turbine peut être écrite sous la forme :

$$P_{elec,one} = \eta_{elec} \left(\frac{1}{2} \rho A C_p v^3 \right) \quad (2.18)$$

Cette puissance dépend directement de la vitesse du vent, du coefficient de puissance et du rendement de conversion.

Dans le modèle adopté, cette puissance est ensuite comparée à la puissance nominale de la turbine afin d'éviter une valeur supérieure à la limite admissible.

2.5.3 Puissance totale d'un parc éolien :

Le parc éolien étudié est composé de plusieurs turbines. La puissance totale est obtenue en multipliant la puissance produite par une turbine par le nombre total d'éoliennes :

$$P_{wind} = N_{turb} \cdot P_{elec,one} \quad (2.19)$$

Dans ce travail :

$$N_{turb} = 36$$

La puissance P_{wind} représente donc la puissance active totale fournie par la source éolienne.

2.5.4 Limitation de la puissance nominale :

La puissance électrique d'une turbine est limitée par sa puissance nominale :

$$P_{elec(one)} \leq P_{turb(rated)} \quad (2.20)$$

La puissance maximale du parc est donc :

$$P_{wind,max} = N_{turb} \cdot P_{turb,rated} \quad (2.21)$$

$$P_{wind,max} = 36 \times 8 = 288 \text{ MW}$$

Cette limitation représente le fonctionnement à puissance nominale lorsque le vent devient suffisamment élevé.

2.6 Modèle éolien simplifié utilisé dans ce travail

2.6.1 Principe général du modèle :

Dans ce travail, le système éolien est représenté par un modèle simplifié permettant de calculer la puissance produite à partir de la vitesse du vent et de l'angle de calage des pales.

Le modèle ne décrit pas en détail la génératrice, les convertisseurs ni les boucles internes de commande. Il conserve cependant les relations essentielles entre le vent, le coefficient de puissance, la vitesse mécanique et la puissance électrique.

Le bloc utilisé est appelé : *Wind Custom Fcn*

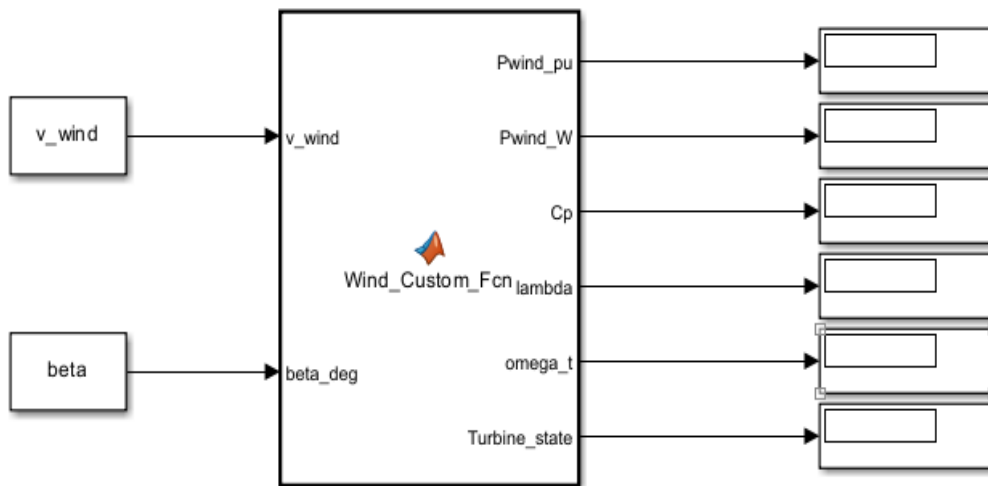


Figure 2.7 : Bloc Simulink du modèle éolien simplifié

2.6.2 Entrées du modèle : vitesse du vent et angle de calage :

Le modèle possède deux entrées principales : v_{wind} et β

La grandeur v_{wind} représente la vitesse du vent en m/s. La grandeur β représente l'angle de calage des pales en degrés.

Avant le calcul, la vitesse du vent négative est annulée et l'angle de calage est limité entre 0° et 30°. Ces protections évitent des valeurs non réalistes dans le modèle.

2.6.3 Sorties du modèle : puissance, C_p , λ , vitesse mécanique et état de la turbine :

Le modèle fournit les sorties suivantes :

$$Y = [P_{wind}, P_{wind}, C_p, \lambda, \omega_t, Turbine_state] \quad (2.22)$$

La sortie $P_{wind,W}$ représente la puissance totale du parc en watts. La sortie $P_{wind,pu}$ représente cette puissance sous forme per-unit.

La sortie C_p représente le coefficient de puissance. La sortie λ représente la vitesse spécifique. La sortie ω_t représente la vitesse mécanique de la turbine. Enfin, $Turbine_state$ indique l'état de fonctionnement.

Les états considérés sont :

Pour l'arrêt : $Turbine_state=0$

Pour la production variable : $Turbine_state=1$

Pour la puissance nominale limitée. : $Turbine_state=2$

2.6.4 Paramètres principaux du parc éolien :

Les paramètres utilisés dans le modèle sont résumés dans le tableau suivant.

Paramètre	Symbole	Valeur
Densité de l'air	ρ	1,225 kg/m ³
Rayon des pales	R	80 m
Nombre d'éoliennes	N_{turb}	36
Puissance nominale (par turbine)	$P_{turb,rated}$	8 MW
Rendement global de conversion	η_{elec}	0,95
Vitesse de démarrage	v_{cut-in}	3 m/s
Vitesse nominale	v_{rated}	12 m/s

Vitesse de coupure	$v_{cut-out}$	25 m/s
Vitesse spécifique optimale	λ_{opt}	8,1

Tableau 2.1 : Paramètres principaux du modèle éolien

Ces valeurs permettent de représenter un parc éolien de grande puissance avec un modèle simple.

2.6.5 Conversion de la puissance éolienne en per-unit :

Pour intégrer la puissance éolienne avec les autres grandeurs du système, elle est exprimée en per-unit. La puissance de base est définie par :

$$S_{base} = \frac{P_{rated}}{P_{f,rated}} \quad (2.23)$$

Avec :

$$P_{rated} = 828.315 \text{ M}$$

Et :

$$P_{f,rated} = 0.9$$

On obtient :

$$S_{base} = 920.35 \text{ MVA}$$

La puissance éolienne normalisée est alors donnée par :

$$P_{wind(pu)} = \frac{P_{wind(W)}}{S_{base}} \quad (2.24)$$

Cette normalisation facilite l'utilisation de la puissance éolienne dans le modèle électrique global.

2.7 Connexion de la source éolienne au réseau électrique

2.7.1 Puissance active éolienne injectée :

Dans le système étudié, la source éolienne est considérée comme une source de puissance active. La puissance calculée par le modèle est injectée dans le réseau sous la forme : P_{wind}

Cette puissance dépend de la vitesse du vent, du nombre de turbines et de la limitation nominale appliquée à chaque turbine.

2.7.2 Influence des variations du vent sur la puissance produite :

Les variations de la vitesse du vent entraînent directement des variations de la puissance produite. Dans la zone de production variable, la puissance augmente rapidement avec la vitesse du vent, car elle dépend de v^3 .

Lorsque la puissance nominale est atteinte, la production est limitée. Lorsque le vent est inférieur à la vitesse de démarrage ou supérieur à la vitesse de coupure, la production devient nulle.

Ce comportement permet de représenter les principales contraintes de fonctionnement d'une éolienne réelle [5], [16].

2.7.3 Effet général de la production éolienne sur le réseau :

L'injection de puissance éolienne modifie l'équilibre de puissance du réseau. Une augmentation de P_{wind} peut réduire la puissance demandée à la source principale. Cependant, la nature variable du vent peut entraîner des fluctuations de puissance.

Ces variations doivent être prises en compte dans l'étude d'un système électrique intégrant des sources renouvelables. L'analyse détaillée de la régulation et de la compensation sera présentée dans le chapitre suivant, consacré au système hybride PV-Éolien.

2.8 Scénarios de simulation du système éolien sous variation du vent :

Deux scénarios sont proposés pour analyser le comportement de l'éolienne face aux variations du vent. Ils permettent d'étudier l'influence de $\mathbf{V_{wind}}$ et de β sur la puissance éolienne, C_p , la vitesse mécanique, λ et l'état de fonctionnement de la turbine, dans des conditions de vent croissant puis décroissant avec retour au régime nominal.

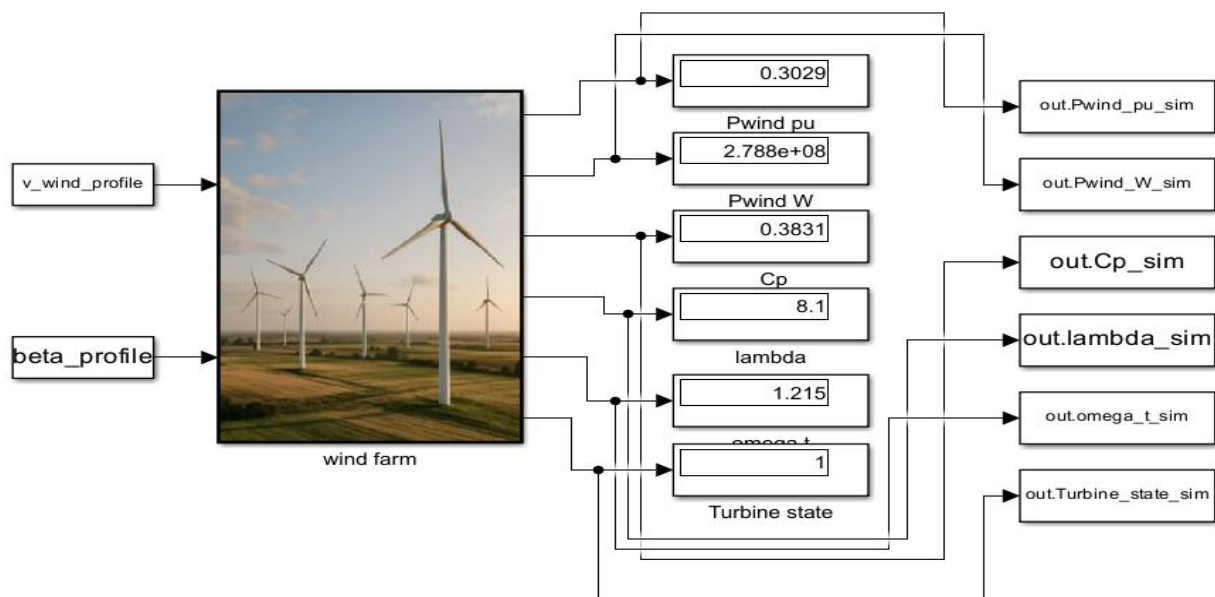


Figure 2.8 : La simulation d'un parc sous Matlab/Simulink éolien utilisé pour les scénarios de vent

2.8.1 Scénario 1 : augmentation du vent et limitation par l'angle de calage :

Le premier scénario représente une augmentation progressive de la vitesse du vent. Au début, le vent est moyen et permet une production éolienne modérée. Lorsque la vitesse augmente et devient élevée, l'angle de calage β commence à augmenter afin de limiter la puissance captée par la turbine et d'éviter un fonctionnement au-delà de la puissance admissible.

Temps (s)	Vitesse du vent v_{wind} (m/s)	Angle de calage β (°)	Interprétation
0	8	0	Vent moyen permettant une production éolienne modérée.
2	10	0	La vitesse du vent augmente, ce qui améliore la puissance produite par l'éolienne.
4	12	0	Le vent atteint une valeur proche du régime nominal de la turbine.
6	14	5	Le vent devient fort ; l'angle β commence à augmenter pour limiter la puissance captée.
8	16	10	Le vent est élevé ; l'augmentation de β permet de contrôler la puissance éolienne.
10	12	0	Retour vers une vitesse de vent proche du régime nominal, avec un angle β nul.

Tableau 2.2 : Profil de vent du scénario éolien 1

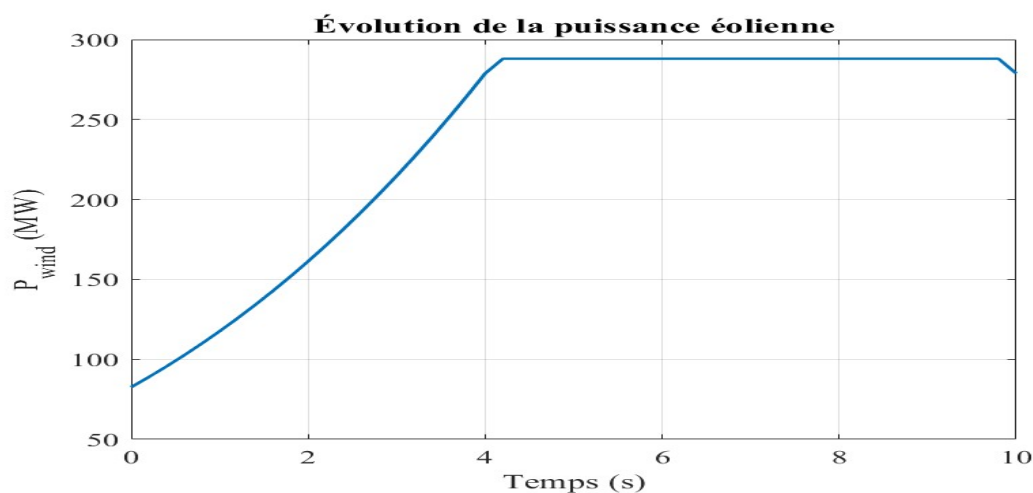


Figure 2.9 : Évolution de la puissance éolienne pour le scénario éolien 1

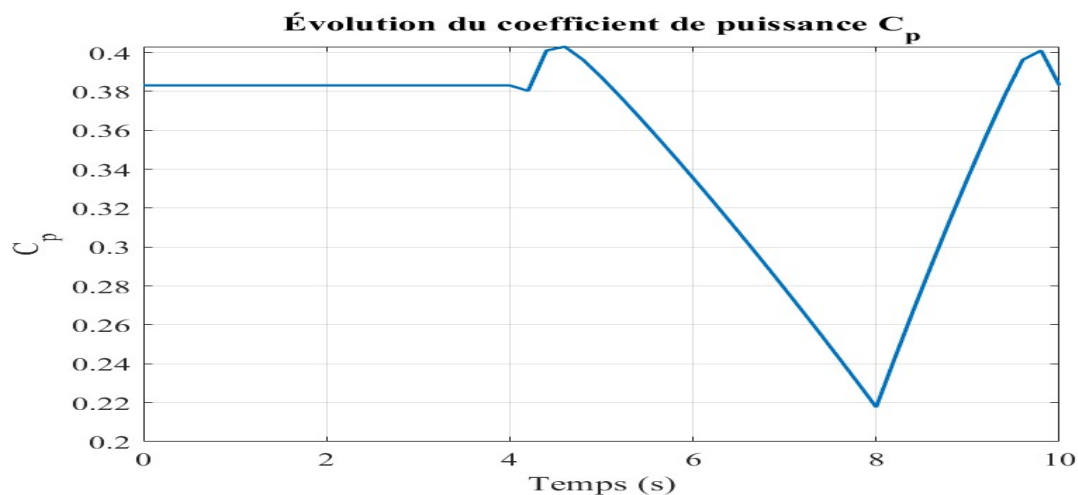


Figure 2.10 : Évolution du coefficient de puissance C_p pour le scénario éolien 1

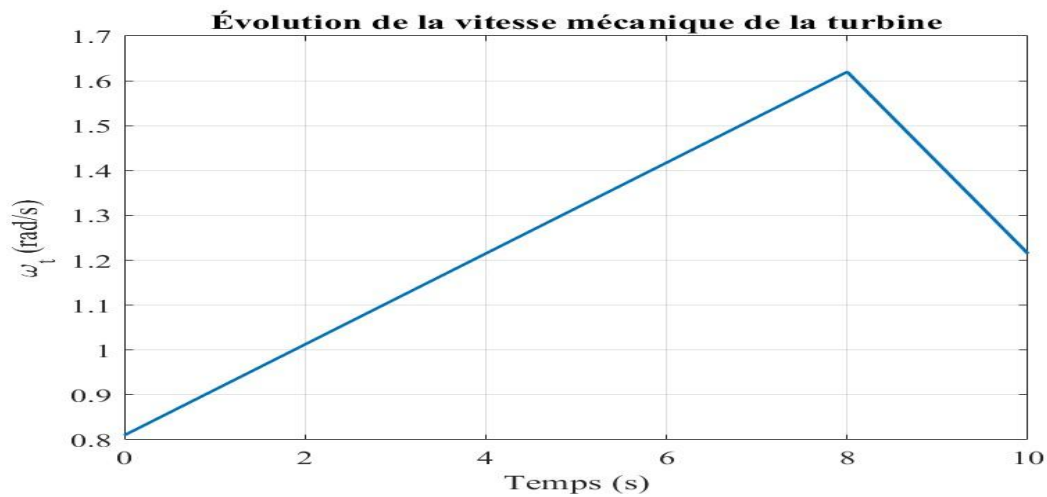


Figure 2.11 : Évolution de la vitesse mécanique de la turbine pour le scénario éolien 1

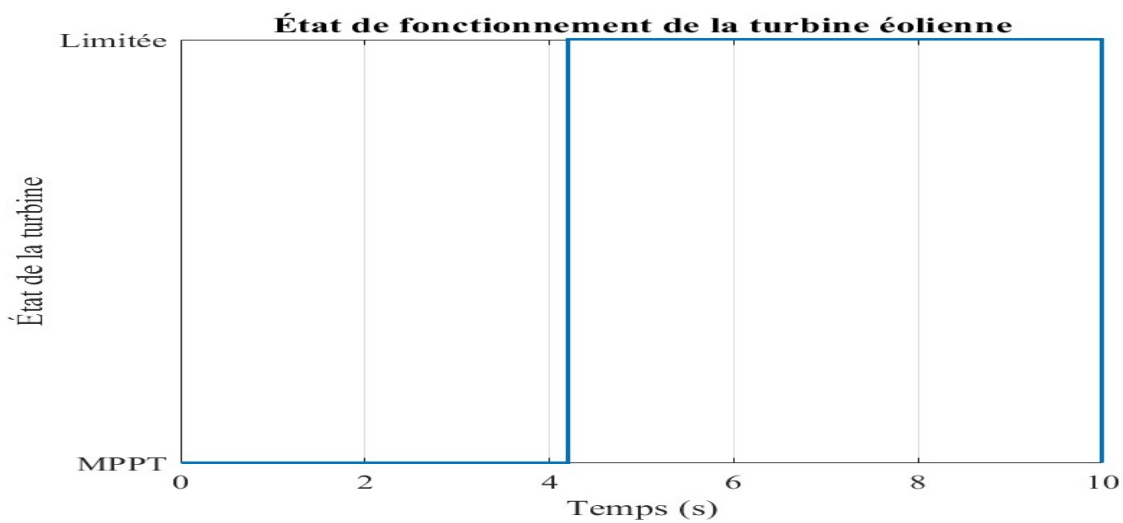


Figure 2.12 : État de fonctionnement de la turbine éolienne pour le scénario éolien 1

Les résultats montrent que la puissance éolienne augmente avec la vitesse du vent jusqu'à atteindre une zone de limitation. Lorsque le vent devient fort, l'angle de calage β augmente afin de réduire l'énergie captée par les pales et de maintenir la puissance dans une plage admissible. La turbine passe alors du mode **MPPT** au mode limité. Le coefficient C_p diminue pendant cette limitation, ce qui traduit une réduction volontaire du rendement aérodynamique pour protéger la turbine et stabiliser la production.

2.8.2 Scénario 2 : baisse temporaire du vent puis reprise :

Ce scénario étudie une baisse progressive du vent suivie d'une reprise vers le régime nominal. Il permet de vérifier que le modèle éolien reproduit correctement la diminution de la puissance lorsque la vitesse du vent devient faible, puis son augmentation lorsque les conditions s'améliorent.

Temps (s)	Vitesse du vent v_{wind} (m/s)	Angle de calage β (°)	Interprétation
0	12	0	Fonctionnement proche du régime nominal de la turbine.
2	10	0	La vitesse du vent diminue légèrement, ce qui réduit la puissance éolienne.
4	8	0	Vent moyen-faible ; la production éolienne devient plus faible.
6	6	0	Vent faible, mais supérieur à la vitesse de démarrage ; la production reste limitée.
8	9	0	Le vent augmente partiellement, ce qui améliore la production éolienne.
10	12	0	Retour vers une vitesse nominale, permettant une production éolienne plus élevée.

Tableau 2.3 : Profil de vent du scénario éolien 2

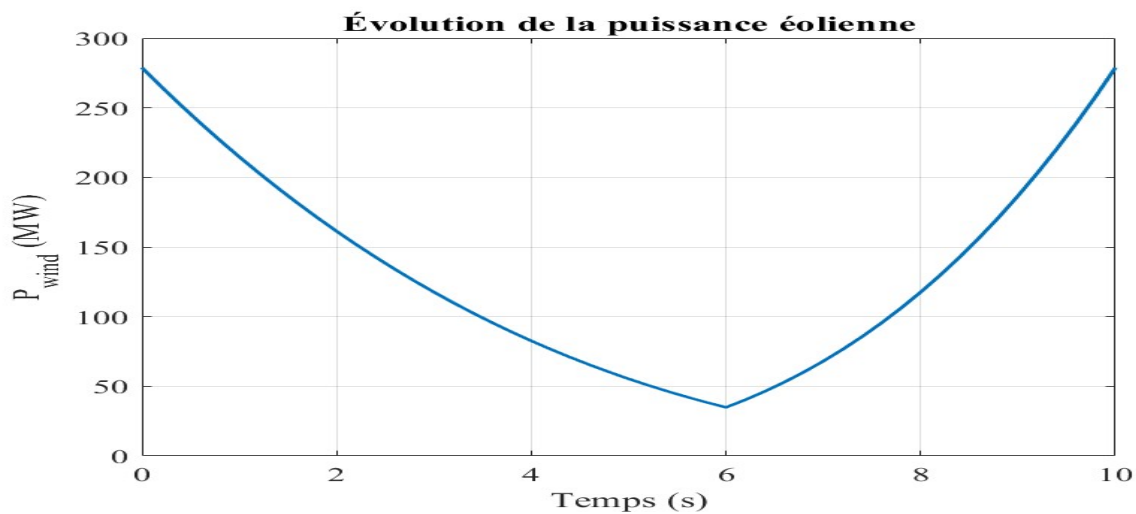


Figure 2.13 : Évolution de la puissance éolienne pour le scénario éolien 2

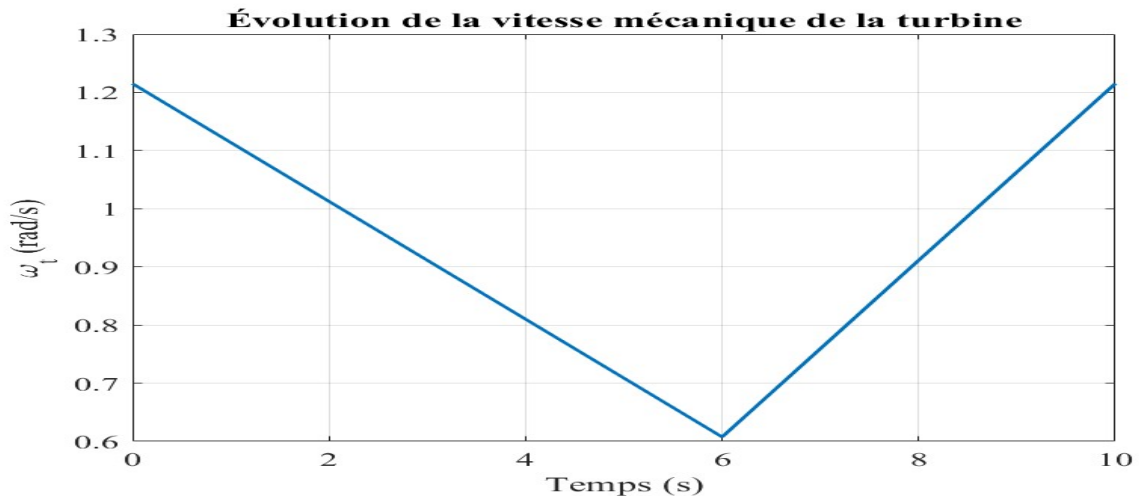


Figure 2.14 : Évolution de la vitesse mécanique pour le scénario éolien 2

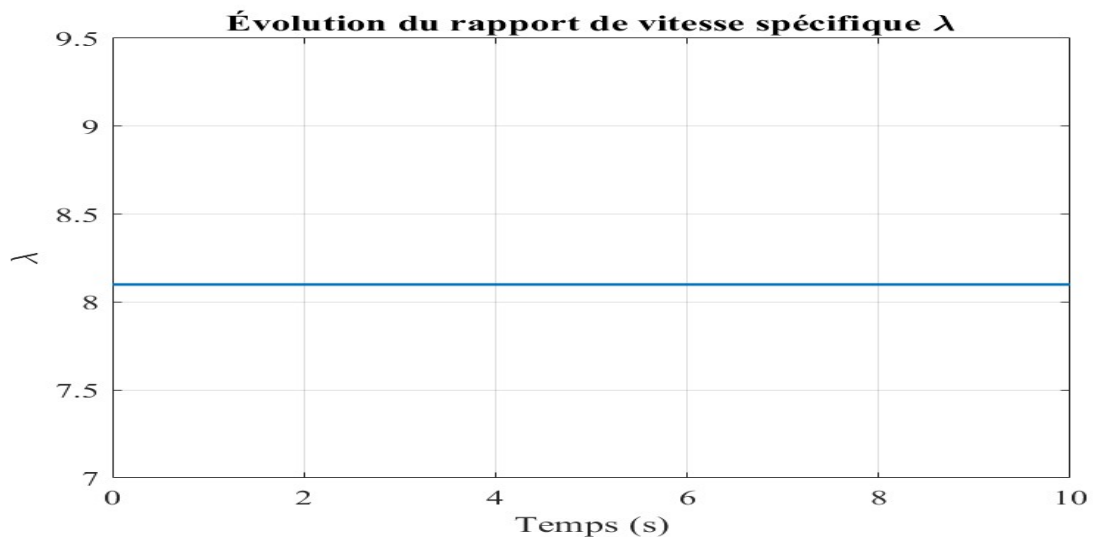


Figure 2.15 : Évolution du rapport de vitesse spécifique λ pour le scénario éolien 2

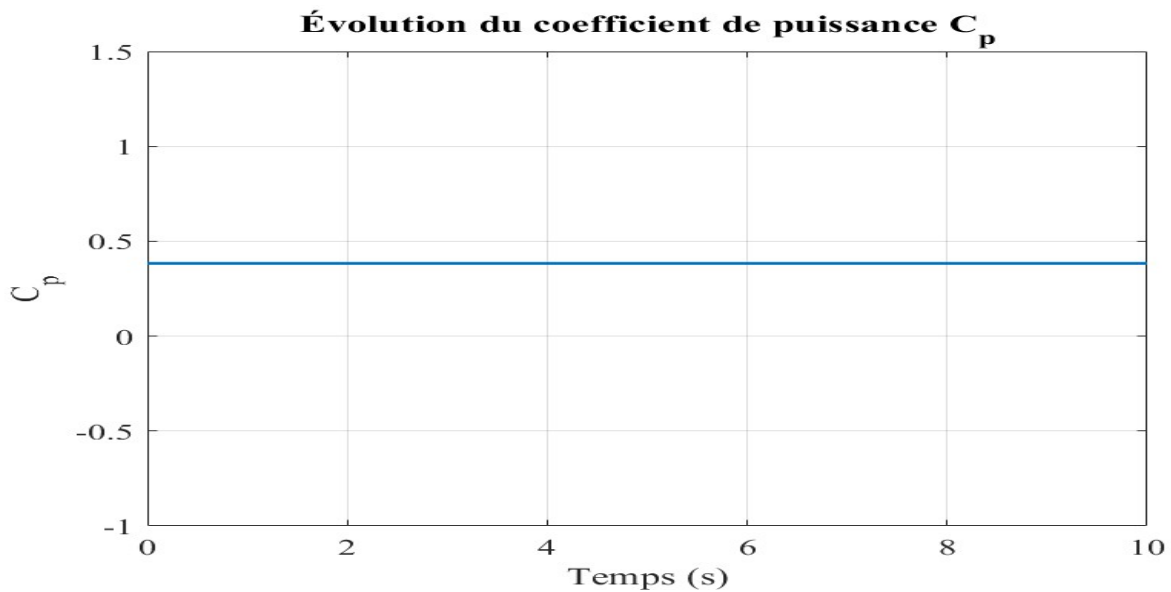


Figure 2.16 : Évolution du coefficient de puissance C_p pour le scénario éolien 2

Lorsque la vitesse du vent diminue de 12 m/s à 6 m/s, la puissance éolienne baisse fortement, puis augmente progressivement avec la reprise du vent à partir de 8 s. La vitesse mécanique et le rapport

λ suivent la même évolution : ils diminuent lorsque la turbine ralentit, puis remontent lorsque les conditions de vent s'améliorent. Le coefficient C_p revient alors vers une zone de fonctionnement plus favorable.

2.8.3 Synthèse des résultats éoliens :

Les deux scénarios confirment que la production éolienne dépend fortement de la vitesse du vent. Lorsque le vent augmente, la puissance croît jusqu'à la zone de limitation, où l'angle β intervient pour contrôler l'énergie captée. À l'inverse, une baisse du vent réduit la puissance, la vitesse mécanique et les performances de la turbine. Ces résultats valident le comportement du modèle éolien avant son intégration dans le système hybride PV-éolien.

2.9 Conclusion :

Ce chapitre a présenté l'étude et la modélisation d'un système éolien connecté au réseau électrique. Le principe de conversion de l'énergie du vent a d'abord été décrit à partir de l'énergie cinétique, de la puissance disponible, du coefficient de puissance, de la vitesse spécifique et de l'angle de calage des pales.

La modélisation aérodynamique de la turbine a ensuite été développée. Elle repose principalement sur la surface balayée par les pales, la puissance extraite du vent, le couple aérodynamique et la vitesse mécanique de la turbine. Les différentes zones de fonctionnement d'une éolienne ont aussi été présentées.

Enfin, le modèle éolien simplifié utilisé dans ce travail a été décrit. Ce modèle permet de calculer la puissance éolienne en watts et en per-unit à partir de la vitesse du vent et de l'angle de calage. Il constitue une représentation adaptée pour étudier l'effet de la production éolienne dans le système électrique global.

Le chapitre suivant sera consacré à l'hybridation PV-Éolien, à la régulation du système et à l'optimisation du régulateur proposé.

Chapitre 3 :

***Régulation, stabilisation et optimisation du système
hybride PV-Éolien***

3.1 Introduction

Après l'étude séparée du système photovoltaïque et du système éolien, ce chapitre s'intéresse à leur association dans un système hybride PV–Éolien. Cette hybridation permet de combiner deux sources renouvelables dont les productions varient selon des conditions climatiques différentes : l'irradiance et la température pour le PV, et la vitesse du vent pour l'éolien [5], [15], [16].

Cependant, les variations de puissances de PV, éolien et de la charge peuvent modifier l'équilibre de puissance et provoquer des variations de tension au point de couplage commun. Pour améliorer le comportement du système, un dispositif de compensation et une commande adaptée sont nécessaires.

Dans ce travail, le SVC est utilisé pour contribuer à la régulation de tension. Il fait partie des dispositifs FACTS, employés pour améliorer le contrôle des grandeurs électriques dans les réseaux [7], [8]. La commande du SVC est d'abord étudiée avec un régulateur PI classique, puis avec un régulateur fractionnaire FOPID. Les paramètres du FOPID seront ensuite optimisés par l'algorithme PSO afin d'améliorer la réponse dynamique du système [9], [23].

3.2 Hybridation du système photovoltaïque–éolien connecté au réseau électrique

3.2.1 Principe de l'hybridation PV–Éolien :

Un système hybride d'énergie renouvelable est un système qui associe au moins deux sources de production différentes afin d'alimenter une charge ou d'injecter de l'énergie dans un réseau électrique. Dans ce travail, l'hybridation étudiée repose sur l'association d'une source photovoltaïque et d'une source éolienne.

Le principe de cette hybridation consiste à exploiter deux ressources naturelles de comportements différents. La production photovoltaïque dépend principalement de l'irradiance solaire et de la température, tandis que la production éolienne dépend surtout de la vitesse du vent et des caractéristiques aérodynamiques de la turbine [5], [16], [17].

Cette association permet d'améliorer la disponibilité de la puissance renouvelable injectée dans le réseau par rapport à une source unique. Elle ne supprime pas totalement la variabilité de la production, mais elle permet de mieux répartir les fluctuations entre deux sources d'énergie.

3.2.2 Complémentarité entre la production photovoltaïque et la production éolienne :

La différence de comportement de chaque source d'énergie à cause de leurs conditions naturelles rend les deux sources partiellement complémentaires.

Lorsque la production photovoltaïque diminue, la source éolienne peut contribuer à maintenir une partie de la production renouvelable, si les conditions de vent sont favorables. De la même manière,

lorsque la vitesse du vent diminue, la source photovoltaïque peut participer à l'alimentation du réseau si l'ensoleillement est suffisant.

3.2.3 Puissance renouvelable totale injectée dans le réseau :

Dans le système étudié, la puissance renouvelable totale est obtenue par la somme de la puissance photovoltaïque et de la puissance éolienne. Elle peut être exprimée par :

$$P_{ren} = P_{pv} + P_{wind} \quad (3.1)$$

Où P_{pv} représente la puissance produite par le générateur photovoltaïque, et P_{wind} la puissance produite par la source éolienne.

Dans le modèle de simulation, ces puissances sont exprimées en per-unit afin de faciliter leur intégration dans le modèle global du réseau électrique.

3.2.4 Nécessité d'une compensation réactive et d'une régulation adaptée :

L'intégration d'un système hybride PV-Éolien permet d'augmenter la part d'énergie renouvelable injectée dans le réseau. Cependant, la variabilité des deux sources peut provoquer des variations de la tension au point de couplage commun, notée V_2 ou V_{PCC} [5], [16].

Pour limiter ces effets, une compensation réactive et une régulation adaptée sont nécessaires. Dans ce mémoire, le SVC est utilisé pour agir sur la puissance réactive et contribuer au maintien de la tension au point de couplage commun. Sa commande sera étudiée avec un régulateur PI classique, puis avec un régulateur FOPID optimisé par PSO.

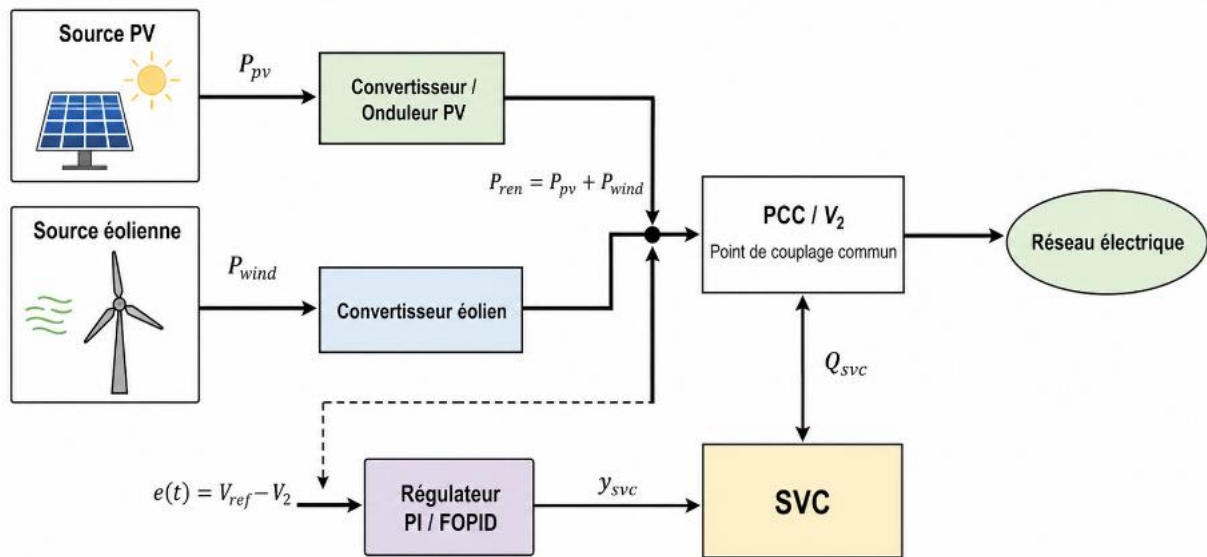


Figure 3.1 : Architecture générale du système hybride PV-Éolien connecté au réseau électrique avec SVC

3.3 Architecture globale du système étudié :

L'architecture globale du système étudié regroupe les deux sources renouvelables présentées dans les chapitres précédents, le réseau électrique, la charge, la machine synchrone, le système d'excitation et le SVC. La source photovoltaïque fournit la puissance P_{pv} , tandis que la source éolienne fournit la puissance P_{wind} . Ces deux puissances sont injectées au point de couplage commun, où la tension V_2 constitue la grandeur principale à contrôler [5], [16], [17].

Le Pcc représente donc le nœud central du système. Il reçoit les puissances renouvelables, alimente la charge et assure l'échange d'énergie avec le réseau électrique. Toute variation de la production PV, de la production éolienne ou de la charge peut modifier l'équilibre de puissance et influencer la tension à ce point.

Le SVC est connecté en dérivation au niveau du Pcc. Son rôle est d'agir sur la puissance réactive afin de soutenir la tension du réseau. Ce type de compensateur appartient à la famille des dispositifs FACTS, utilisés pour améliorer le contrôle de la tension et le comportement dynamique des réseaux électriques [7], [8].

Dans cette étude, la commande du SVC repose sur l'erreur entre la tension de référence et la tension mesurée au point de couplage commun :

$$e(t) = V_{ref}(t) - V_2(t) \quad (3.2)$$

Cette erreur est traitée par un régulateur afin de produire la commande y_{svc} , qui agit sur la susceptance du SVC. Deux stratégies seront ensuite étudiées : une commande classique par PI et une commande proposée par FOPID optimisé par PSO.

3.4 Régulation classique par PI

3.4.1 Principe du régulateur PI :

Le régulateur proportionnel-intégral, noté PI, est l'une des structures de commande les plus utilisées dans les systèmes industriels et électriques. Il est apprécié pour sa simplicité, sa facilité d'implantation et son nombre réduit de paramètres de réglage [19].

Son principe repose sur deux actions complémentaires. L'action proportionnelle agit directement sur l'erreur instantanée, ce qui permet d'améliorer la rapidité de la réponse. L'action intégrale tient compte de l'erreur accumulée dans le temps et permet de réduire, voire d'annuler, l'erreur statique en régime permanent.

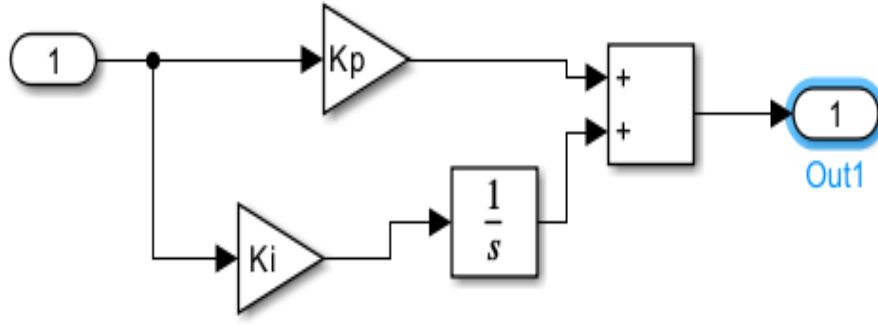


Figure 3.2 : Schéma Simulink d'un régulateur PI classique

Dans ce travail, le régulateur PI est utilisé comme commande classique de référence pour le SVC. Il permet de commander la susceptance du compensateur afin de maintenir la tension au point de couplage commun proche de sa valeur de référence.

3.4.2 Loi de commande du PI :

La loi de commande temporelle du régulateur PI est donnée par :

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (3.4)$$

Où $u(t)$ représente le signal de commande, $e(t)$ l'erreur d'entrée, K_p le gain proportionnel et K_i le gain intégral. Pour la régulation de tension étudiée, l'erreur peut être définie par :

$$e(t) = V_{ref}(t) - V_2(t) \quad (3.5)$$

Où V_{ref} est la tension de référence et V_2 la tension au point de couplage commun. La sortie du PI sert ensuite à générer la commande du SVC, notée y_{svc} ou $B_{svc,ref}$.

3.4.3 Fonction de transfert du PI :

Dans le domaine de Laplace, la fonction de transfert du régulateur PI s'écrit :

$$C_{PI}(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.6)$$

Elle peut aussi être exprimée sous la forme :

$$C_{PI}(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (3.7)$$

Avec :

$$T_i = \frac{K_p}{K_i} \quad (3.8)$$

Où T_i représente la constante de temps d'intégration.

Le choix des gains K_p et K_i influence directement le comportement dynamique du système. Une augmentation de K_p peut accélérer la réponse, mais peut aussi augmenter le dépassement. Une augmentation de K_i améliore la précision statique, mais un réglage excessif peut provoquer des oscillations ou ralentir la stabilisation [19], [21].

3.4.4 Avantages du PI :

Le régulateur PI présente plusieurs avantages. Sa structure est simple et ne nécessite que deux paramètres de réglage. Cette simplicité facilite son implantation dans MATLAB/Simulink et permet de l'utiliser comme base de comparaison avec des régulateurs plus avancés.

Il offre aussi une bonne précision en régime permanent grâce à l'action intégrale. Dans le cas de la régulation de tension, cette propriété est importante, car l'objectif est de réduire l'écart entre la tension mesurée et la tension de référence.

Les méthodes classiques de réglage, comme celles de Ziegler-Nichols, peuvent être utilisées pour obtenir rapidement des paramètres initiaux du régulateur [20].

3.4.5 Limites du PI :

Malgré ses avantages, le régulateur PI reste limité lorsque le système est fortement non linéaire ou soumis à des variations rapides. Dans un système hybride PV-Eolien, la puissance injectée varie avec l'irradiance, la température, la vitesse du vent et les changements de charge. Ces variations modifient le point de fonctionnement du réseau.

Comme les gains K_p et K_i sont fixes, le régulateur PI ne s'adapte pas automatiquement à ces changements. Il peut alors présenter un dépassement plus important, un temps de stabilisation plus long ou un amortissement insuffisant. Ces limites justifient l'étude d'un régulateur plus flexible, comme le FOPID, associé à une optimisation par PSO.

3.4.6 Comparaison des approches de commande du SVC :

Plusieurs approches peuvent être utilisées pour commander le SVC. Les méthodes classiques, comme le PI ou le PID, sont simples à mettre en œuvre, mais leur performance peut diminuer lorsque le système présente des variations importantes de charge ou de production renouvelable [19], [21]. Les régulateurs fractionnaires offrent davantage de degrés de liberté, tandis que les méthodes d'optimisation permettent d'éviter un réglage purement manuel [9], [23], [24].

Approche	Paramètres	Robustesse	Mise en œuvre
PI classique	2	Faible à modérée	Très simple
PID classique	3	Modérée	Simple
FOPID avec réglage manuel	5	Bonne	Délicate
FOPID optimisé par PSO	5	Élevée	Automatisée
FOPID optimisé par GA	5	Élevée	Coûteuse

Tableau 3.1 : Comparaison des approches de commande appliquées au SVC

D'après ce tableau, le FOPID optimisé par PSO présente un compromis intéressant entre robustesse, précision et automatisation du réglage. Cette observation justifie son choix comme stratégie principale de commande du SVC dans ce mémoire.

3.5 Régulateur fractionnaire FOPID

3.5.1 Principe du calcul fractionnaire :

Le calcul fractionnaire est une généralisation du calcul différentiel classique. Il permet de définir des dérivées et des intégrales d'ordre non entier, contrairement aux opérateurs classiques qui utilisent seulement des ordres entiers [24], [22].

Dans le domaine de la commande, cette approche permet de représenter plus finement certains comportements dynamiques, notamment les phénomènes à mémoire et les réponses intermédiaires entre une action intégrale pure et une action dérivée classique. Cette propriété rend les régulateurs fractionnaires intéressants pour les systèmes non linéaires ou soumis à des variations de paramètres [23].

3.5.2 Fonction de transfert du FOPID :

Le régulateur FOPID est une extension du PID classique. Sa fonction de transfert est donnée par :

$$C_{FOPID}(s) = K_p + K_i s^{-\lambda} + K_d s^{\mu} \quad (3.9)$$

Où K_p et K_i et K_d sont respectivement les gains proportionnels, intégral et dérivé. Les paramètres λ et μ représentent les ordres fractionnaires de l'intégration et de la dérivation.

Lorsque $\lambda=1$ et $\mu=1$, le régulateur FOPID devient équivalent à un PID classique. Ainsi, le FOPID peut être considéré comme une généralisation du PID entier [9].

3.5.3 Rôle des paramètres K_p, K_i, K_d, λ et μ :

Le régulateur FOPID possède cinq paramètres de réglage. Le gain K_p agit principalement sur la rapidité de la réponse. Le gain K_i améliore la précision en régime permanent en réduisant l'erreur statique. Le gain K_d contribue à l'amortissement et permet d'anticiper les variations de l'erreur.

Les deux paramètres fractionnaires λ et μ ajoutent une souplesse supplémentaire. L'ordre λ règle l'intensité de l'action intégrale, tandis que l'ordre μ ajuste l'effet de l'action dérivée. Grâce à ces deux degrés de liberté, le FOPID permet un réglage plus fin que le PID classique.

3.5.4 Intérêt des ordres fractionnaires :

L'intérêt principal des ordres fractionnaires est d'élargir les possibilités de réglage du régulateur. Au lieu d'utiliser uniquement une intégration ou une dérivation d'ordre entier, le FOPID permet d'obtenir des actions intermédiaires mieux adaptées à la dynamique du système [23].

Dans un système hybride PV-Éolien, les variations de production et de charge peuvent modifier rapidement le point de fonctionnement. Le régulateur FOPID peut alors améliorer le compromis entre rapidité, précision et amortissement. Cette flexibilité justifie son utilisation pour la commande du SVC, dont l'objectif est de maintenir la tension V_2 proche de sa référence.

3.5.5 Approximation d'Oustaloup pour l'implémentation Simulink :

Les opérateurs fractionnaires $s^{-\lambda}$ et s^{μ} ne peuvent pas être implantés directement sous forme exacte dans Simulink. Pour cette raison, ils sont généralement remplacés par une approximation rationnelle composée de pôles et de zéros.

L'approximation d'Oustaloup est l'une des méthodes les plus utilisées pour représenter un opérateur fractionnaire dans une bande de fréquences donnée [24]. Elle permet de transformer l'opérateur s^{α} en une fonction de transfert d'ordre fini, compatible avec les blocs classiques de simulation.

Cette approximation rend possible l'implémentation pratique du régulateur FOPID dans le modèle Simulink du système étudié. Les paramètres du régulateur peuvent ensuite être optimisés par PSO afin d'obtenir une meilleure réponse dynamique.

3.6 Compensateur statique de puissance réactive SVC

3.6.1 Définition du SVC :

Le compensateur statique de puissance réactive, appelé SVC, est un dispositif FACTS connecté en dérivation au réseau électrique. Son rôle principal est de contrôler l'échange de puissance réactive au point de couplage commun afin de soutenir la tension du réseau [7], [8].

Dans cette étude, le SVC est placé au point de couplage commun du système hybride PV-Éolien. Il agit sur la tension V_{PCC} , notée aussi V_2 , en modifiant sa susceptance équivalente.

3.6.2 Principe TCR/TSC :

Un SVC peut être constitué d'une combinaison de réactances commandées par thyristors, appelées TCR, et de condensateurs commutés par thyristors, appelés TSC.

Le TCR permet d'absorber de la puissance réactive inductive grâce au réglage de l'angle d'amorçage des thyristors. Le TSC permet d'injecter de la puissance réactive capacitive par la mise en service de bancs de condensateurs. L'association TCR/TSC permet donc au SVC de fonctionner soit en mode inductif, soit en mode capacitif, selon le besoin du réseau [8].

3.6.3 Susceptance équivalente B_{svc} :

Dans un modèle simplifié, l'action du SVC est représentée par une susceptance variable B_{svc} . Cette susceptance traduit l'effet global des éléments inductifs et capacitifs du compensateur.

On peut écrire, de manière générale :

$$B_{svc} = B_C - B_L \quad (3.10)$$

Où B_C représente la contribution capacitive et B_L la contribution inductive. Lorsque B_{svc} est positive, le SVC injecte de la puissance réactive. Lorsqu'elle est négative, il absorbe de la puissance réactive. Dans la simulation, cette susceptance est commandée par le régulateur à travers le signal y_{svc} ou $B_{svc,ref}$.

3.6.4 Puissance réactive injectée :

La puissance réactive échangée par le SVC dépend de la susceptance équivalente et de la tension au point de couplage commun. Elle est donnée par :

$$Q_{svc} = B_{svc} \cdot V_{PCC}^2 \quad (3.11)$$

Cette relation montre que l'action du SVC dépend directement de la tension du réseau. Une variation de B_{svc} entraîne une variation de Q_{svc} , ce qui permet d'agir sur le profil de tension.

3.6.5 Rôle du SVC dans la régulation de tension :

Le SVC améliore la stabilité de tension en compensant rapidement les variations de puissance réactive. Lorsque la tension diminue, le SVC peut injecter de la puissance réactive capacitive afin de soutenir V_{PCC} . Lorsque la tension augmente, il peut absorber de la puissance réactive inductive pour limiter la surtension.

Dans le système hybride étudié, les variations de P_{pv} , de P_{wind} et de la charge peuvent provoquer des fluctuations de V_2 . Le SVC constitue donc l'actionneur principal de la boucle de régulation de tension. Ses performances dépendent ensuite du régulateur utilisé pour générer la commande $B_{svc,ref}$.

3.7 Commande PI–SVC classique

3.7.1 Erreur de tension entre la référence et la tension du PCC :

Dans la commande PI-SVC, l'entrée du régulateur est l'écart entre la tension de référence et la tension mesurée au point de couplage commun. Cette méthode correspond au principe classique d'une régulation en boucle fermée, où la commande est calculée à partir de l'erreur de sortie [19].

$$e(t) = V_{ref}(t) - V_{PCC}(t) \quad (3.12)$$

Dans le modèle étudié, V_{PCC} correspond à la tension V_2

3.7.2 Génération de la commande y_{svc} :

L'erreur $e(t)$ est traitée par le régulateur PI afin de produire la commande y_{svc} . Cette commande représente la susceptance demandée au SVC dans le modèle de simulation. Le PI est utilisé ici comme commande classique de référence, car il reste simple à implanter et largement utilisé dans les applications de régulation [19].

$$y_{svc}(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (3.13)$$

Où K_p agit sur la réponse immédiate du système, tandis que K_i permet de réduire l'erreur statique en régime permanent.

3.7.3 Action sur la tension V_2 :

Le signal y_{svc} agit sur la susceptance équivalente du SVC. Cette variation modifie la puissance réactive échangée au point de couplage commun, conformément au principe des compensateurs FACTS connectés en dérivation [7], [8].

Dans le bloc V_{ligne} , cette commande intervient avec les grandeurs P_{load} , Q_{load} , P_{pv} , P_{wind} et V_1 . Elle permet donc d'agir directement sur la tension calculée V_2 .

3.7.4 Limites de la commande PI–SVC :

La commande PI-SVC dépend de deux paramètres fixes, K_p et K_i . Lorsque les conditions de fonctionnement changent rapidement, ces paramètres peuvent devenir moins adaptés. Cette limite est connue pour les régulateurs PI classiques, surtout lorsque le système présente des variations paramétriques ou un comportement non linéaire [19], [21].

Dans le système étudié, cette limite justifie le passage vers une commande FOPID-SVC, qui offre davantage de degrés de liberté pour améliorer le compromis entre rapidité, dépassement et amortissement.

3.8 Commande FOPID–SVC proposée

3.8.1 Architecture de la commande fractionnaire :

La commande proposée consiste à remplacer le régulateur PI classique par un régulateur FOPID dans la boucle de commande du SVC. L'objectif est d'exploiter les degrés de liberté supplémentaires du régulateur fractionnaire pour améliorer la réponse dynamique de la tension V_2 [9], [23].

La structure générale peut être représentée par :

$$V_{ref} - V_2 \rightarrow e(t) \rightarrow FOPID \rightarrow B_{svc,ref} \rightarrow SVC \rightarrow V_2 \quad (3.14)$$

Cette architecture conserve le même point de mesure que la commande PI-SVC, mais modifie la loi de commande appliquée au compensateur.

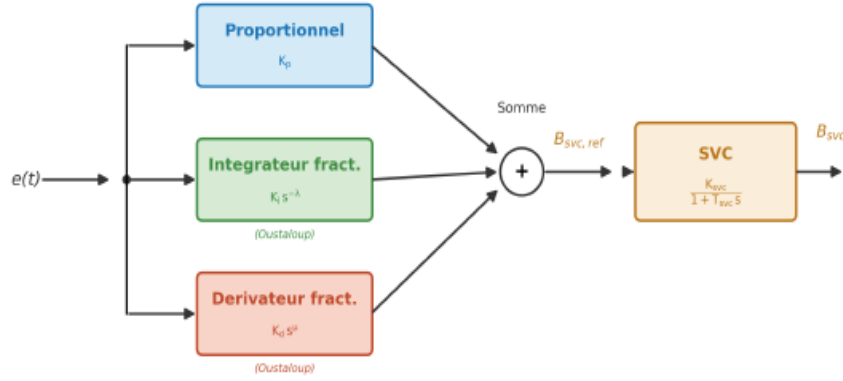


Figure 3.3 : Structure de la commande FOPID-SVC proposée

3.8.2 Entrée du régulateur : erreur de tension :

L'entrée du régulateur est l'erreur de tension :

$$e(t) = V_{ref}(t) - V_2(t) \quad (3.15)$$

Cette erreur indique l'écart entre la tension souhaitée et la tension calculée au point de couplage commun. Elle constitue la grandeur de correction utilisée par le FOPID.

3.8.3 Sortie du régulateur : commande ou susceptance de référence du SVC :

La sortie du régulateur est la commande y_{svc} , assimilée à la susceptance de référence du SVC :

$$y_{svc} = B_{svc,ref} \quad (3.16)$$

Dans le modèle de simulation, cette commande est envoyée au bloc réseau afin de modifier l'admittance équivalente au point de couplage commun. Cette représentation est cohérente avec la modélisation des dispositifs FACTS en dérivation [7], [9].

3.8.4 Influence des paramètres du FOPID :

La loi de commande appliquée au SVC dépend des cinq paramètres du FOPID :

$$K_p, K_i, K_d, \lambda, \mu$$

Les gains K_p , K_i et K_d agissent respectivement sur la rapidité, la précision et l'amortissement. Les ordres fractionnaires λ et μ permettent d'ajuster plus finement les actions intégrale et dérivée [9], [23]. Ainsi, la commande peut être mieux adaptée aux variations du système qu'une commande PI à deux paramètres fixes.

3.8.5 Saturation de la commande SVC :

La susceptance commandée doit rester dans les limites physiques du compensateur :

$$B_{min} \leq B_{svc} \leq B_{max} \quad (3.17)$$

Cette saturation évite des valeurs de commande irréalistes et représente les capacités maximales d'absorption ou d'injection de puissance réactive du SVC [8].

3.8.6 Intérêt du FOPID–SVC par rapport au PI–SVC :

Par rapport au PI-SVC, la commande FOPID-SVC offre une marge de réglage plus large grâce à ses cinq paramètres. Elle peut donc améliorer le compromis entre temps de réponse, dépassement et amortissement [9], [23].

Cet avantage est important dans le système étudié, car les variations de P_{pv} , P_{wind} et de la charge modifient continuellement les conditions de fonctionnement. En contrepartie, le réglage du FOPID est plus complexe, ce qui justifie l'utilisation d'une méthode d'optimisation comme le PSO dans la suite du chapitre.

3.9 Stabilisateur de puissance PSS

3.9.1 Rôle du PSS dans l'amortissement des oscillations électromécaniques :

Le stabilisateur de puissance, ou PSS, est utilisé pour améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques de la machine synchrone. Ces oscillations apparaissent lorsqu'une perturbation modifie l'équilibre entre la puissance mécanique et la puissance électrique [7], [8].

Dans cette étude, le PSS n'agit pas directement sur le SVC. Il intervient au niveau du système d'excitation de la machine synchrone afin de produire un signal stabilisant capable de réduire les oscillations de vitesse et d'angle rotorique [25].

3.9.2 Entrée du PSS : variation de vitesse $\Delta\omega$:

L'entrée généralement utilisée pour le PSS est la variation de vitesse rotorique :

$$\Delta\omega = \omega - \omega_s \quad (3.20)$$

Où ω est la vitesse rotorique de la machine et ω_s la vitesse synchrone. Cette grandeur est choisie car elle reflète directement les oscillations électromécaniques du rotor [7].

3.9.3 Bloc washout :

Le bloc washout joue le rôle d'un filtre passe-haut. Il permet au PSS de réagir aux variations dynamiques de vitesse, sans modifier le régime permanent de l'excitation [7], [25].

Sa fonction de transfert peut être écrite sous la forme :

$$G_w(s) = \frac{sT_w}{1+sT_w} \quad (3.21)$$

Où T_w est la constante de temps du filtre washout.

3.9.4 Correcteurs avance-retard :

Après le bloc washout, le signal passe généralement par des correcteurs avance-retard. Leur rôle est de compenser les déphasages introduits par la machine, l'excitation et le réseau [7], [25].

Une structure classique peut être représentée par :

$$G_c(s) = \left(\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right) \left(\frac{1+sT_3}{1+sT_4} \right) \quad (3.22)$$

Les constantes T_1 , T_2 , T_3 et T_4 sont choisies de façon à fournir un couple électrique stabilisant en phase avec les oscillations à amortir.

3.9.5 Signal stabilisant V_{sup} injecté dans le système d'excitation :

La sortie du PSS est un signal supplémentaire noté V_{sup} . Ce signal est ajouté à l'entrée du système d'excitation afin de corriger la tension d'excitation pendant les oscillations [25].

La structure globale du PSS peut être résumée par :

$$V_{sup}(s) = K_{PSS} \left(\frac{sT_w}{1+sT_w} \right) \left(\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right) \left(\frac{1+sT_3}{1+sT_4} \right) \Delta\omega(s) \quad (3.23)$$

Où K_{PSS} est le gain du stabilisateur. Dans la simulation, V_{sup} est donc le signal stabilisant appliqué à l'excitation de la machine synchrone.

3.9.6 Influence du PSS sur la stabilité de la machine synchrone :

L'action du PSS améliore l'amortissement des oscillations de vitesse et d'angle rotorique. Il contribue ainsi à stabiliser la machine synchrone après une perturbation mécanique, une variation de charge ou une variation de production renouvelable [7], [8].

Dans le système étudié, le SVC agit principalement sur la régulation de tension, tandis que le PSS agit sur la dynamique électromécanique. Ces deux dispositifs ont donc des rôles complémentaires dans l'amélioration de la stabilité globale du réseau.

3.10 Régulateur fractionnaire FOPSS

3.10.1 Principe du FOPSS :

Le FOPSS, ou *Fractional-Order Power System Stabilizer*, est une version fractionnaire du stabilisateur de puissance classique. Son principe est d'introduire des opérateurs d'ordre non entier dans la chaîne de stabilisation afin d'améliorer le réglage de l'amortissement [9], [23].

Comme le PSS classique, il utilise une grandeur liée aux oscillations électromécaniques, généralement $\Delta\omega$, pour produire un signal stabilisant V_{sup} injecté dans le système d'excitation [7], [25].

3.10.2 Différence entre PSS classique et FOPSS :

Le PSS classique repose sur un bloc washout et des correcteurs avance-retard d'ordre entier. Le FOPSS conserve la même fonction générale, mais remplace certains blocs de correction par des opérateurs fractionnaires.

Ainsi, au lieu d'utiliser uniquement des constantes de temps entières, le FOPSS ajoute des paramètres fractionnaires. Ces paramètres permettent un réglage plus progressif de la phase et du gain autour des fréquences d'oscillation [23], [25].

3.10.3 Intérêt théorique du réglage fractionnaire :

L'intérêt théorique du FOPSS est d'offrir plus de souplesse que le PSS classique. Les ordres fractionnaires permettent d'ajuster plus finement la compensation de phase et l'amortissement des oscillations électromécaniques [9], [23].

Cette propriété peut être utile lorsque la machine synchrone fonctionne dans des conditions variables. Elle peut aussi améliorer la robustesse du stabilisateur face aux variations de charge ou de production renouvelable.

3.10.4 Limites observées dans la simulation :

Dans cette étude, le FOPSS reste un régulateur secondaire. Son ajout augmente le nombre de paramètres à régler et rend l'implémentation plus complexe, notamment à cause de l'approximation des opérateurs fractionnaires [23].

Les simulations montrent surtout que l'amélioration principale recherchée concerne la régulation de tension par le couple FOPID-SVC. Le FOPSS peut contribuer à l'amortissement électromécanique, mais son intérêt doit être évalué séparément à partir des réponses de $\Delta\omega$, de l'angle rotorique et du signal V_{sup} .

3.11 Optimisation des paramètres du FOPID par PSO

3.11.1 Principe général du PSO :

L'optimisation par essaim de particules, ou PSO (*Particle Swarm Optimization*), est une méthode d'optimisation stochastique inspirée du comportement collectif d'un groupe d'individus, comme une volée d'oiseaux ou un banc de poissons cherchant une source de nourriture. Elle a été introduite par Kennedy et Eberhart [26]. Chaque solution candidate est représentée par une « particule » qui se déplace dans l'espace de recherche en combinant sa propre expérience et celle de l'essaim, afin d'améliorer progressivement la qualité de la solution [26], [27].

Le PSO est particulièrement adapté au réglage des régulateurs, car il ne nécessite pas le calcul du gradient de la fonction objectif. Il peut donc être couplé directement à un modèle de simulation : chaque particule est évaluée en lançant une simulation complète du système et en mesurant un critère de performance. Dans ce travail, le PSO est utilisé pour deux tâches distinctes mais menées avec le même algorithme : le réglage des cinq paramètres du régulateur FOPID–SVC, puis le réglage des constantes de temps du stabilisateur PSS.

3.11.2 Particules, positions et vitesses :

Chaque particule i est caractérisée par une position θ_i et une vitesse v_i . La position correspond à un jeu de paramètres candidat du régulateur, tandis que la vitesse représente le déplacement appliqué à chaque itération. L'essaim mémorise deux informations clés :

- La meilleure position personnelle p_i atteinte par chaque particule (mémoire individuelle, $pbest$) ;
- La meilleure position globale g trouvée par l'ensemble de l'essaim (mémoire collective, $gbest$).

À chaque itération, la particule ajuste sa trajectoire en fonction de ces deux mémoires, ce qui réalise un compromis entre l'exploration de nouvelles zones et l'exploitation des bonnes solutions déjà trouvées.

3.11.3 Vecteur des paramètres optimisés :

À l'itération $k + 1$, la vitesse de chaque particule est mise à jour par la relation suivante :

$$v_i^{k+1} = w v_i^k + c_1 r_1 (p_i - \theta_i^k) + c_2 r_2 (g - \theta_i^k) \quad (3.24)$$

La nouvelle position est ensuite obtenue par :

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + v_i^{k+1} \quad (3.24)$$

Dans ces expressions, w est le coefficient d'inertie qui pondère la vitesse précédente, c_1 et c_2 sont respectivement les coefficients d'accélération cognitif et social, et r_1, r_2 sont deux nombres aléatoires tirés uniformément dans l'intervalle $[0,1]$. Le terme en c_1 traduit l'attraction vers la meilleure position personnelle (composante cognitive), tandis que le terme en c_2 traduit l'attraction vers la meilleure position globale (composante sociale).

Dans ce travail, le coefficient d'inertie est maintenu constant à $w = 0,7$, et les coefficients d'accélération sont fixés à $c_1 = 1,5$ et $c_2 = 2,0$. Ces valeurs assurent un bon équilibre entre la stabilité de la convergence et la capacité d'exploration de l'essaim.

3.11.4 Saturation des positions :

Après chaque mise à jour, la position de la particule est ramenée à l'intérieur des bornes admissibles du problème :

$$\theta_i^{k+1} = \min(\max(\theta_i^{k+1}, \theta_{\min}), \theta_{\max}) \quad (3.25)$$

Où $\theta_{\min}$ et $\theta_{\max}$ sont les vecteurs des bornes inférieures et supérieures. Cette saturation garantit que toutes les solutions évaluées restent physiquement réalistes et compatibles avec le modèle Simulink.

3.11.5 Vecteur des paramètres optimisés et bornes de recherche :

Dans le cas du régulateur FOPID–SVC, le vecteur optimisé contient les cinq paramètres :

$$\theta = [K_p, K_i, K_d, \lambda, \mu] \quad (3.26)$$

Où K_p , K_i et K_d sont les gains du régulateur, tandis que λ et μ représentent les ordres fractionnaires [9], [23]. L'essaim comprend 25 particules et l'optimisation est menée sur 30 itérations. Les bornes imposées limitent la recherche à des valeurs réalistes et évitent les réglages instables. Les intervalles utilisés sont indiqués dans le tableau suivant.

Paramètre	Intervalle de recherche
Gain proportionnel (K_p)	$50 \leq K_p \leq 3000$
Gain intégral (K_i)	$100 \leq K_i \leq 10000$
Gain dérivé (K_d)	$10 \leq K_d \leq 1000$
Ordre intégral (λ)	$0,1 \leq \lambda \leq 0,95$
Ordre dérivé (μ)	$0,1 \leq \mu \leq 0,95$

Tableau 3.2 : Intervalles de recherche des paramètres du régulateur FOPID

3.11.6 Fonction objectif utilisée :

La fonction objectif évalue la qualité de chaque réglage proposé par le PSO. Pour le régulateur FOPID–SVC, elle combine l'ITAE de l'erreur de tension, le dépassement et l'effort dynamique de la réponse :

$$J = ITAE + 5 \times Overshoot + 0,01 \times Effort \quad (3.27)$$

Avec

$$ITAE = \int_0^T t \cdot |V_{ref}(t) - V_2(t)| dt \quad (3.28)$$

$$Et : Overshoot = \max\left(0, \max_t(V_2(t) - V_{ref}(t))\right) \quad (3.29)$$

Et un terme d'effort qui pénalise les variations brutales de la réponse de tension. L'ITAE pénalise les erreurs qui persistent dans le temps, ce qui favorise une stabilisation rapide de la tension [28]. Le terme de dépassement limite les pics de tension, tandis que le terme d'effort évite une réponse trop oscillante. Pour éviter qu'une particule instable ne fausse la recherche, une valeur de pénalité élevée ($J = 10^6$) est attribuée à tout réglage produisant une réponse divergente.

3.11.7 Approximation d'Oustaloup :

Comme le FOPID contient les opérateurs fractionnaires ($s^{-\lambda}$ et s^{μ}), une approximation est nécessaire pour l'implémentation sous Simulink. L'approximation d'Oustaloup permet de représenter ces opérateurs par une fonction de transfert rationnelle sur une bande de fréquences choisie [24]. Dans ce travail, l'approximation est réalisée à l'ordre $N = 5$ sur la bande de fréquences $[10^{-3}, 10^3]$ rad/s. À chaque évaluation d'une particule, les gains K_i et K_d ainsi que les ordres λ et μ sont convertis en blocs de fonction de transfert rationnels, qui sont insérés automatiquement dans le bloc FOPID du modèle Simulink avant le lancement de la simulation.

3.11.8 Algorithme PSO proposé :

L'enchaînement complet de la méthode est résumé dans l'algorithme [algo:psa]. Le même schéma algorithmique est utilisé pour l'optimisation du FOPID–SVC et celle du PSS : seuls changent le vecteur de paramètres, les bornes et la fonction objectif.

Algorithmei : Optimisation des paramètres d'un régulateur par PSO

Entréesi : bornes [theta_min, theta_max], taille de l'essaim Np,
nombre d'itérations Kmax, coefficients w, c1, c2
Sortie : meilleur vecteur de paramètres g (réglage optimal)

1. Initialiser aléatoirement les positions theta_i dans [theta_min, theta_max] et les vitesses v_i = 0
2. Pour i = 1 à Np faire
3. Évaluer J(theta_i) par simulation Simulink
4. p_i <- theta_i // mémoire personnelle
5. Fin Pour
6. g <- argmin_i J(p_i) // mémoire globale
7. Pour k = 1 à Kmax faire
8. Pour i = 1 à Np faire
9. Mettre à jour la vitesse v_i (équation 3.20)
10. Mettre à jour la position theta_i (équation 3.21)
11. Appliquer la saturation (équation 3.22)
12. Évaluer J(theta_i) par simulation Simulink
13. Si J(theta_i) < J(p_i) alors
14. p_i <- theta_i // maj mémoire personnelle
15. Si J(theta_i) < J(g) alors
16. g <- theta_i // maj mémoire globale
17. Fin Si
18. Fin Pour
19. Fin Pour
20. Fin Pour
21. Appliquer le meilleur vecteur g au modèle Simulink

3.11.9 Application du PSO aux deux régulateurs :

La même procédure PSO est appliquée à deux problèmes d’optimisation distincts dans ce travail. Le premier concerne le régulateur FOPID–SVC, dont l’objectif est d’améliorer la régulation de la tension au point de couplage commun. Le second concerne le stabilisateur PSS, dont l’objectif est d’améliorer l’amortissement des oscillations électromécaniques de la machine synchrone.

Pour le PSS, le PSO optimise uniquement les quatre constantes de temps des correcteurs avance-retard, $[T_1, T_2, T_3, T_4]$, le gain K_s et la constante de washout T_w étant fixés au préalable. La fonction objective du PSS combine l’ITAE de la variation de vitesse rotorique $\Delta\omega$ et celui de l’écart de l’angle rotorique δ par rapport à sa valeur finale :

$$J_{PSS} = \int_0^T t |\Delta\omega(t)| dt + 0,5 \int_0^T t |\delta(t) - \delta_\infty| dt \quad (3.30)$$

Le tableau suivant résume les principales différences entre les deux applications. Il met en évidence que le PSO constitue une méthode générale de réglage, applicable indifféremment à un régulateur de tension fractionnaire ou à un stabilisateur de puissance classique.

Élément	PSO du FOPID–SVC	PSO du PSS
Vecteur optimisé	$[K_p, K_i, K_d, \lambda, \mu]$ (5 paramètres)	$[T_1, T_2, T_3, T_4]$ (4 paramètres)
Taille de l’essaim	25 particules	20 particules
Nombre d’itérations	30	25
Perturbation appliquée	Saut de consigne de tension	Couple mécanique
Grandeur ciblée	Tension V_{PCC}	$\Delta\omega$ et angle δ
Fonction objectif	éq. ([eq:cout_fopid])	éq. ([eq:cout_pss])

Tableau 3.3 : Comparaison des deux applications du PSO

Après la dernière itération, le meilleur vecteur g obtenu par le PSO est retenu et appliqué au modèle Simulink. La réponse finale est analysée à travers la tension V_2 , le suivi de la référence, le dépassement et le temps de stabilisation pour le FOPID–SVC, et à travers l’angle rotorique et les puissances de la machine pour le PSS. Ces résultats sont comparés aux réglages classiques de référence dans le chapitre suivant.

L’enchaînement complet de la méthode appliquée au réglage du régulateur FOPID est illustré par l’organigramme de la figure suivante. Il reprend les étapes décrites précédemment : l’initialisation aléatoire des particules, l’évaluation initiale de la fonction objective par simulation Simulink, l’initialisation des mémoires, puis la boucle itérative de mise à jour des vitesses, des positions et des mémoires jusqu’à l’obtention du jeu de paramètres optimal $\theta^* = g$.

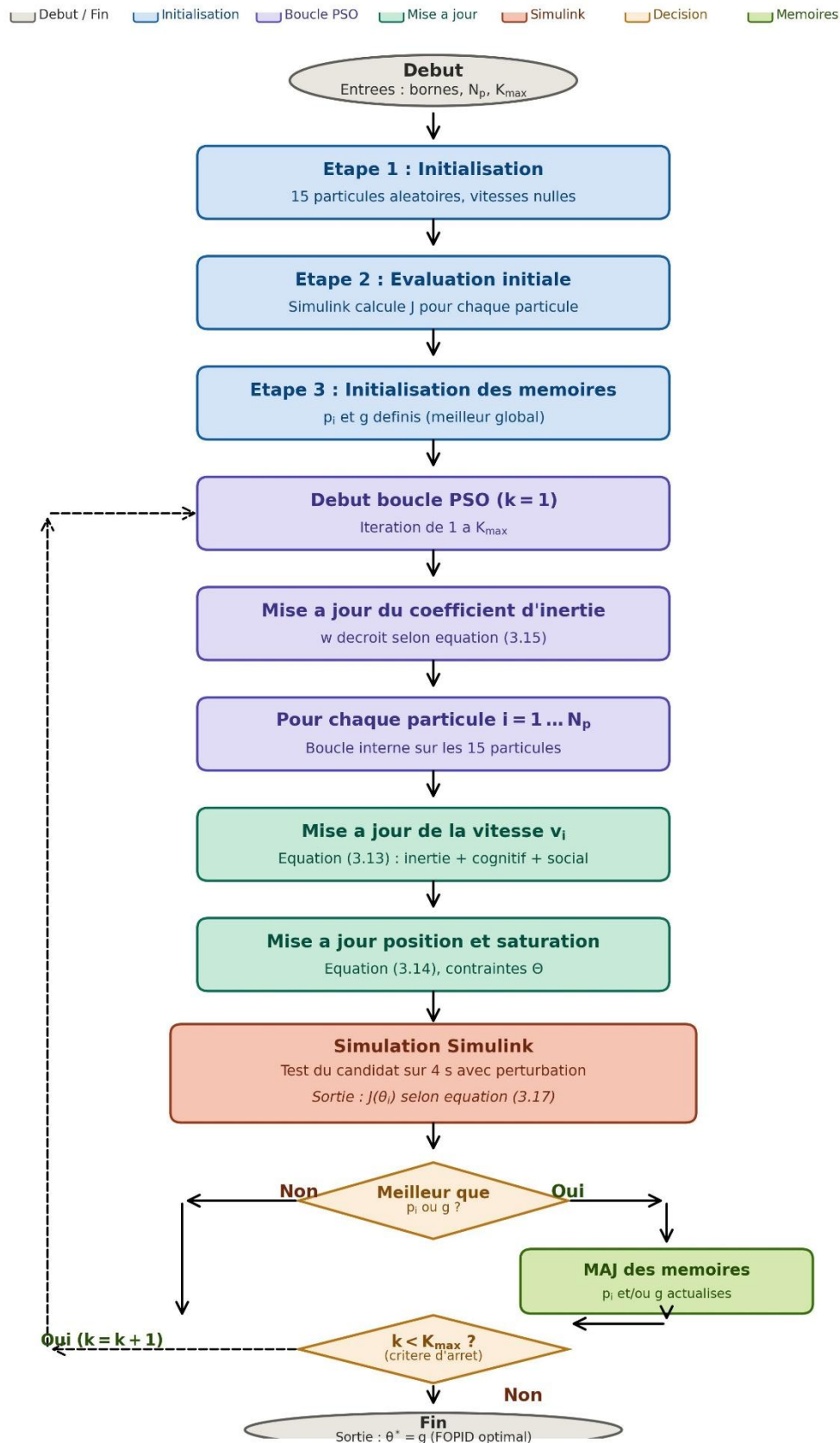


Figure 3.4 : Organigramme de l'algorithme PSO-Simulink pour le réglage des paramètres du régulateur FOPID

3.12 Architecture globale de commande proposée :

L'architecture globale de commande regroupe les différentes parties du système étudié. Elle permet de montrer le lien entre les sources renouvelables, le réseau électrique, les dispositifs de compensation et les régulateurs utilisés.

Le générateur photovoltaïque fournit la puissance active P_{pv} , tandis que la source éolienne produit la puissance P_{wind} . Ces deux puissances sont injectées dans le réseau au point de couplage commun, où la tension V_2 constitue la grandeur principale à contrôler.

La machine synchrone, associée à son système d'excitation, représente la dynamique électromécanique du système. Le PSS agit sur cette partie afin d'améliorer l'amortissement des oscillations de vitesse et d'angle rotorique [7], [25].

Le SVC est connecté au point de couplage commun pour assurer le soutien de tension par compensation de puissance réactive [7], [8]. Deux stratégies de commande sont considérées : une commande PI–SVC classique, utilisée comme référence de comparaison, et une commande FOPID–SVC proposée. Dans la stratégie proposée, les paramètres du FOPID sont optimisés par PSO afin d'améliorer la réponse dynamique de la tension. Le régulateur optimisé génère la commande y_{svc} appliquée au SVC.

3.13 Conclusion :

Ce chapitre a présenté les principaux outils de régulation, de compensation et d'optimisation utilisés pour améliorer le comportement dynamique du système hybride PV–Éolien. Le régulateur PI a été retenu comme solution classique de référence, car il constitue une structure simple et largement utilisée dans les systèmes de commande [19], [21].

Le SVC a été introduit comme dispositif de compensation réactive destiné au maintien de la tension au point de couplage commun [7], [8]. La commande FOPID–SVC optimisée par PSO constitue l'approche principale de ce travail, car elle permet d'ajuster plus finement la réponse dynamique grâce aux cinq paramètres du régulateur fractionnaire [9], [23], [26], [27].

Le PSS a également été présenté comme un stabilisateur complémentaire agissant sur les oscillations électromécaniques de la machine synchrone [7], [25]. L'ensemble de ces éléments forme l'architecture de commande qui sera validée par simulation dans le chapitre suivant.

Le chapitre suivant sera consacré à la validation du modèle Simulink et à l'analyse comparative des performances obtenues avec le PI–SVC classique et le FOPID–SVC optimisé par PSO.

Chapitre 4 :

***Validation et analyse comparative du régulateur
intelligent proposé***

4.1 Introduction :

Les chapitres précédents ont permis de présenter la modélisation du système électrique étudié, intégrant une source hybride photovoltaïque–éolienne connectée au réseau, ainsi que les principales stratégies de commande utilisées pour améliorer la stabilité du système. Ce dernier chapitre est consacré à la validation par simulation du modèle proposé et à l'analyse comparative des performances obtenues.

L'objectif principal de ce chapitre est d'évaluer l'apport du régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO par rapport à un régulateur PI classique. L'étude porte principalement sur la régulation de la tension au point de couplage commun, la qualité de la réponse dynamique, le dépassement, l'erreur statique et le critère ITAE. Des scénarios de simulation sont également réalisés afin d'analyser l'influence des variations de l'irradiance solaire, de la température du champ photovoltaïque, de la vitesse du vent et de la charge.

En complément de la régulation de tension assurée par le SVC, une optimisation du stabilisateur de système de puissance, noté PSS, est également étudiée. Ce dispositif agit sur le système d'excitation de la machine synchrone afin d'améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques après une perturbation.

Ce chapitre présente donc le modèle Simulink global, les différents scénarios de simulation, les résultats obtenus avec le régulateur PI classique, puis ceux obtenus avec le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO. Une section est ensuite consacrée à l'optimisation du PSS par PSO, avant de terminer par une analyse comparative globale, une discussion des résultats et la conclusion du chapitre.

4.2 Présentation du modèle Simulink global

4.2.1 Structure générale du modèle :

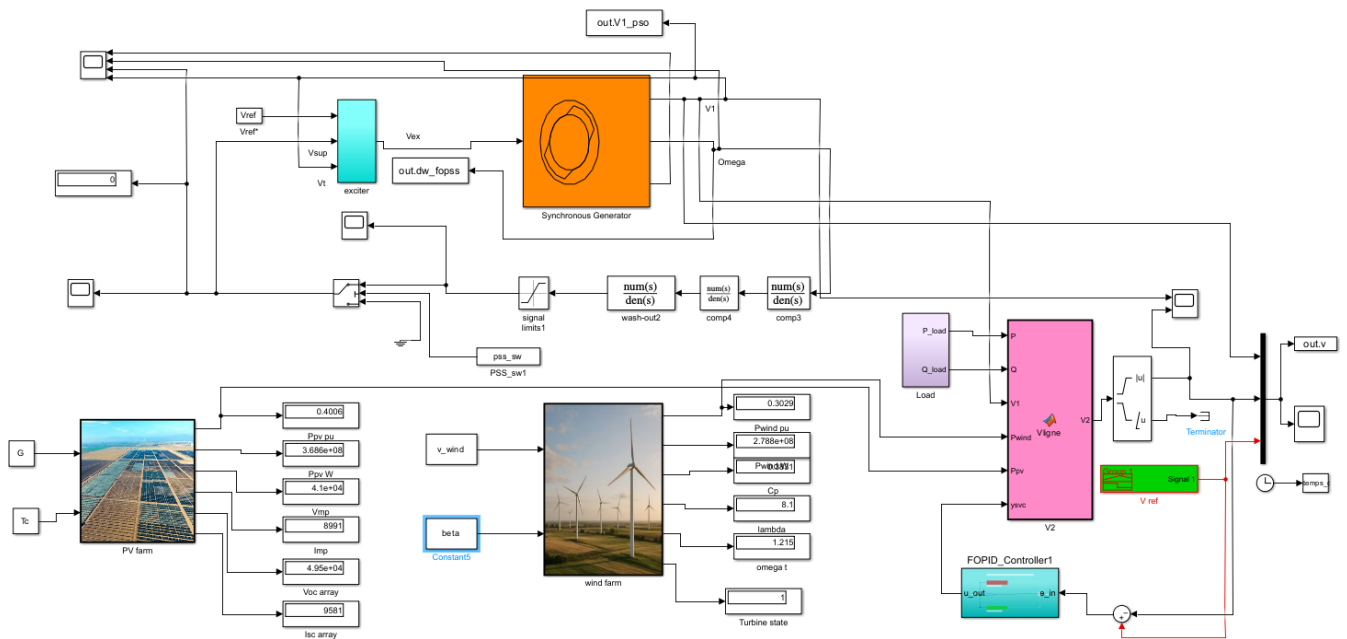


Figure 4.1 : Schéma global du modèle Simulink étudié

Le modèle complet, développé sous MATLAB/Simulink, comprend une machine synchrone connectée à un réseau via une ligne de transport, une source hybride PV–éolienne, un compensateur SVC piloté par le régulateur étudié, ainsi qu'un stabilisateur de système de puissance (PSS, *Power System Stabilizer*) destiné à amortir les oscillations électromécaniques de la machine synchrone.

Le principe général du modèle consiste à calculer les puissances renouvelables injectées par les blocs PV et éolien, puis à les intégrer dans le calcul de la tension au point de couplage commun V_2 . Le SVC agit ensuite sur la susceptance Y_{svc} afin de maintenir la tension proche de sa référence. La machine synchrone et son système d'excitation permettent d'analyser la réponse électromécanique du système, notamment lors des perturbations.

4.2.2 Objectifs spécifiques de la validation :

La validation numérique réalisée dans ce chapitre vise à vérifier l'efficacité des stratégies de commande proposées pour améliorer la stabilité du système hybride PV–Éolien connecté au réseau. Les objectifs principaux sont les suivants :

- Vérifier que le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO permet de maintenir la tension au point de couplage commun (V_{PCC}) proche de sa valeur de référence ;
- Comparer la réponse dynamique du régulateur proposé avec celle d'un régulateur PI classique;

- Évaluer la capacité de la commande proposée à réduire le dépassement et à améliorer le temps de stabilisation ;
- Quantifier les performances à l'aide de critères objectifs tels que le dépassement maximal, le temps de stabilisation, l'erreur statique et le critère ITAE ;
- Analyser l'effet de l'optimisation par PSO sur le réglage du régulateur FOPID–SVC ;
- Étudier également l'amélioration de l'amortissement des oscillations électromécaniques à travers l'optimisation du PSS par PSO.

Ainsi, la validation repose principalement sur une comparaison entre deux commandes du SVC : le PI classique et le FOPID–SVC optimisé par PSO. Une deuxième comparaison est ensuite menée entre le PSS classique et le PSS optimisé par PSO afin d'évaluer l'amélioration de l'amortissement des oscillations de la machine synchrone.

4.3 Méthodologie générale

4.3.1 Configuration du système de test :

La validation est réalisée sur un réseau de type SMIB, c'est-à-dire un système constitué d'une machine synchrone connectée à un jeu de barres infini à travers une ligne de transmission. Ce type de réseau est souvent utilisé pour l'étude de la stabilité dynamique des systèmes électriques, car il permet d'analyser clairement le comportement de la machine synchrone face aux perturbations.

Dans le modèle étudié, le système hybride PV–Éolien est raccordé au réseau au niveau du point de couplage commun. Le SVC est également connecté en shunt au même point afin d'assurer la compensation réactive et le soutien dynamique de la tension. Le modèle global comprend donc la machine synchrone, le système d'excitation, le PSS, la ligne de transmission, les sources renouvelables PV–Éolien, le SVC et les régulateurs de commande.

Paramètre	Symbole	Valeur
Puissance nominale de la machine	S_n	828 MVA
Tension nominale	V_n	18 kV
Fréquence du réseau	f	60 Hz
Constante d'inertie	H	3,77 s
Réactance de ligne	x_e	0,10 pu
Charge active locale	P_{ch}	1,70 pu
Charge réactive locale	Q_{ch}	0,50 pu

Tableau 4.1 : Paramètres principaux du réseau de test SMIB

4.3.2 Principe de la validation adoptée :

Ce travail est basé sur une comparaison directe entre deux stratégies de commande appliquées au même système et dans les mêmes conditions de simulation.

La première stratégie correspond au régulateur PI classique appliqué à la commande du SVC. Cette commande est utilisée comme référence, car elle est simple, robuste et largement utilisée dans les systèmes industriels. La deuxième stratégie correspond au régulateur FOPID–SVC optimisé par l’algorithme PSO. Cette commande possède cinq paramètres de réglage, ce qui lui donne une meilleure flexibilité dynamique.

La comparaison est effectuée sous MATLAB/Simulink. Les deux régulateurs sont testés avec le même modèle global et les mêmes paramètres électriques. Cette méthode permet d’obtenir une comparaison équitable entre le PI classique et le FOPID–SVC optimisé par PSO.

La grandeur principale analysée est la tension au point de couplage commun V_{PCC} . Elle permet de vérifier si le régulateur est capable de maintenir la tension proche de sa valeur de référence V_{ref} .

L’erreur de régulation est définie par :

$$e(t) = V_{ref}(t) - V_{PCC}(t) \quad (3.31)$$

Les performances sont évaluées à partir du dépassement maximal, du temps de stabilisation, de l’erreur statique et du critère ITAE. Le critère ITAE est défini par :

$$ITAE = \int_0^{T^{sim}} t |e(t)| dt \quad (3.32)$$

Une valeur faible de l’ITAE indique une réponse plus rapide, mieux amortie et plus proche de la référence. La validation comprend également une partie consacrée au stabilisateur de système de puissance PSS. Dans cette partie, le PSS classique est comparé au PSS optimisé par PSO afin d’étudier l’amélioration de l’amortissement des oscillations électromécaniques de la machine synchrone.

4.4 Comparaison entre le PI classique et le FOPID–SVC optimisé par PSO

4.4.1 Convergence de l’optimisation PSO :

La procédure d’optimisation PSO est réalisée hors ligne. Chaque jeu de paramètres candidat du régulateur FOPID–SVC est testé par une simulation complète du modèle MATLAB/Simulink. Pour chaque itération, la fonction objectif J est calculée afin d’évaluer la qualité de la réponse dynamique du système.

Lors de l’initialisation, les **25** particules donnent des valeurs différentes du critère J . La meilleure valeur initiale obtenue est égale à **0,0109**. Après la première itération, le critère diminue à **0,00880**, puis atteint la valeur minimale **0,00873** dès la deuxième itération. Ensuite, la fonction objective reste stable jusqu’à la fin des **30** itérations.

Cette évolution montre que l'algorithme PSO converge rapidement vers un jeu de paramètres optimal. La figure suivante présente l'évolution de la meilleure valeur du critère J en fonction des itérations.

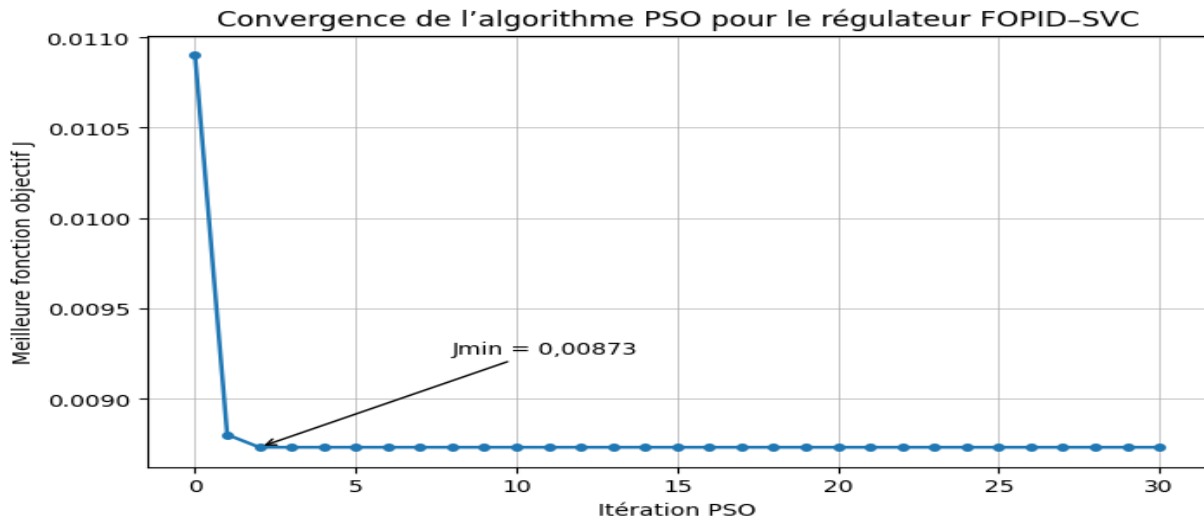


Figure 4.2 : Convergence de l'algorithme PSO pour le régulateur FOPID-SVC

Les paramètres optimaux retenus pour le régulateur FOPID-SVC sont présentés dans le tableau suivant.

K_p	K_i	K_d	λ_f	μ
2500	8000	600	0,20	0,20

Tableau 4.2: Paramètres optimaux du régulateur FOPID obtenus par PSO

Ces valeurs représentent le meilleur compromis obtenu entre la rapidité de réponse, la réduction du dépassement et l'amélioration du critère ITAE. La valeur minimale obtenue pour la fonction objective est $J_{min} = 0,00873$.

4.4.2 Réponse de la tension au point de couplage commun V_{PCC} :

La figure ci-dessous présente l'évolution de la tension au point de couplage commun V_{PCC} pour les deux stratégies de commande étudiées : le régulateur PI classique et le régulateur FOPID-SVC optimisé par PSO. La consigne de tension V_{ref} est également représentée afin de visualiser l'écart entre la tension mesurée et la valeur de référence.

Après la variation appliquée autour de $t = 4,1$ s, la tension présente un régime transitoire. Avec le régulateur PI classique, la tension chute jusqu'à une valeur proche de **0,9465 pu**, puis revient progressivement vers la consigne. Cette réponse montre que le PI corrige l'erreur, mais avec un écart transitoire plus important et un retour plus lent vers la valeur de référence.

En revanche, avec le régulateur FOPID-SVC optimisé par PSO, la tension reste beaucoup plus proche de la consigne V_{ref} . La courbe bleue se stabilise rapidement autour de **0,9496 pu**, avec une chute beaucoup plus faible que celle observée avec le PI classique. Cela montre que le FOPID-PSO assure une meilleure régulation de la tension au PCC.

Cette comparaison confirme que le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO améliore la réponse dynamique du système. Il permet de réduire l'écart de tension, d'améliorer le temps de stabilisation et de maintenir la tension V_{PCC} plus proche de sa valeur de référence.

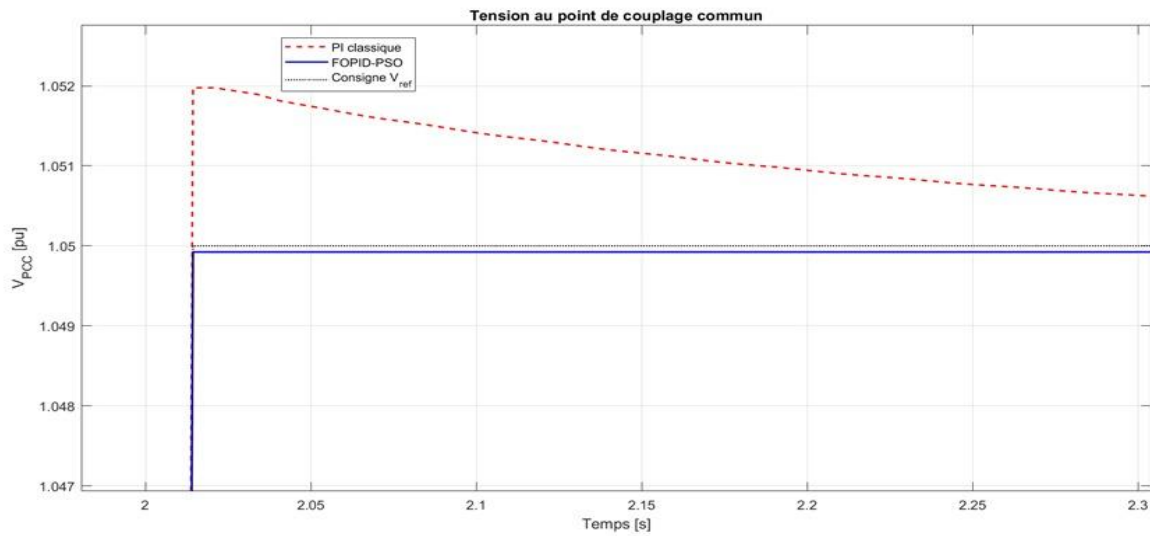


Figure 4.3 : Réponse de V_{PCC} lors d'une variation vers 1,05 pu

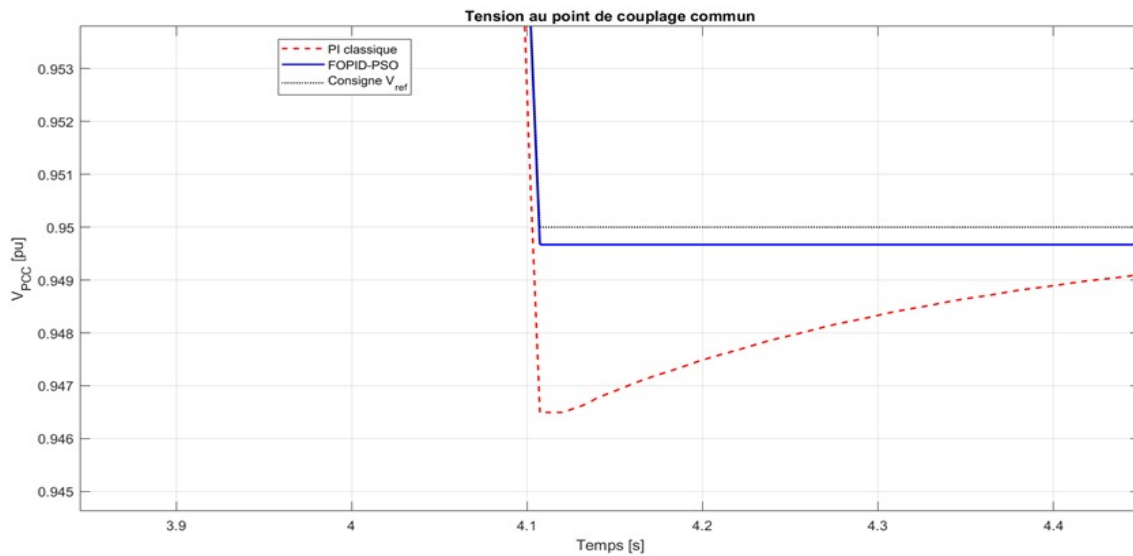


Figure 4.4 : Réponse de V_{PCC} lors d'une variation vers 0,95 pu

4.4.3 Réponse de la puissance réactive du SVC Q_{SVC} ::

La figure ci-dessous présente l'évolution de la puissance réactive injectée par le SVC pour les deux stratégies de commande : le régulateur PI classique et le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO. Cette grandeur permet d'observer directement l'action du compensateur statique pendant les variations du système.

On remarque que la puissance réactive Q_{SVC} varie par paliers au cours de la simulation. Ces variations traduisent l'action du SVC pour soutenir la tension au point de couplage commun. Lorsque le système demande un soutien réactif plus important, la puissance réactive injectée augmente. À l'inverse,

lorsque la compensation doit être réduite ou absorbée, la puissance réactive diminue, et peut devenir négative selon la convention de signe utilisée dans le modèle.

Les deux régulateurs permettent au SVC de suivre la dynamique imposée. Cependant, la réponse obtenue avec le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO présente des transitions légèrement plus propres, avec moins de dépassements que le régulateur PI classique. Par exemple, après les changements brusques observés autour de 4 s, 6 s et 8 s, la courbe du FOPID–PSO rejoint plus directement sa nouvelle valeur de régime.

Cette réponse montre que le régulateur FOPID–SVC permet une action de compensation réactive plus maîtrisée. Il contribue ainsi à maintenir la tension au point de couplage commun proche de sa référence, tout en limitant les oscillations transitoires de la puissance réactive.

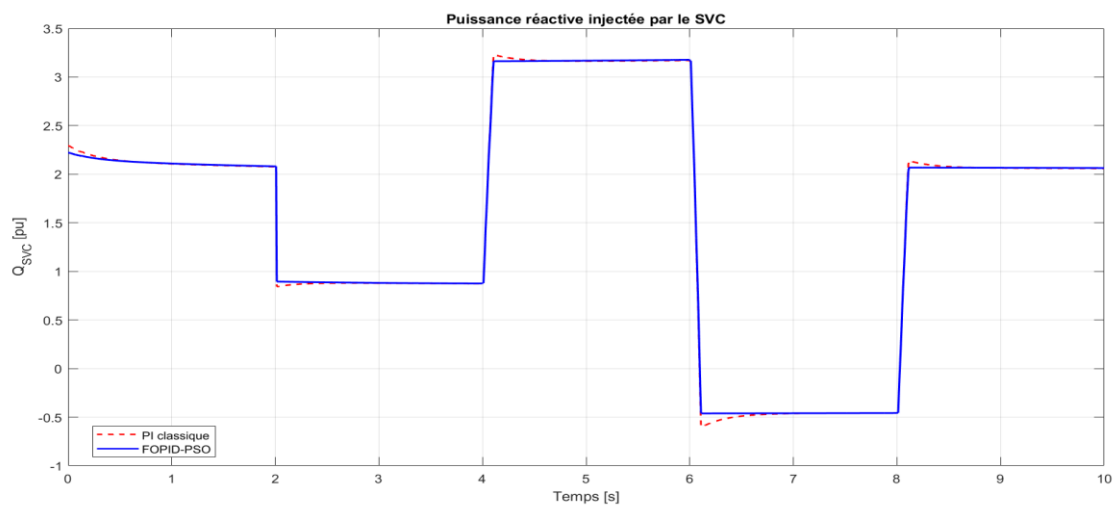


Figure 4.5 : Réponse de la puissance réactive injectée par le SVC (Q_{SVC}) avec PI classique et FOPID-SVC optimisé par PSO

4.4.4 Comparaison quantitative des performances :

Afin de compléter l'analyse des courbes précédentes, une comparaison quantitative est réalisée entre le régulateur PI classique et le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO. Cette comparaison permet de mieux évaluer l'amélioration apportée par le régulateur proposé.

Les critères retenus sont le dépassement maximal, le temps de stabilisation, l'erreur statique et le critère ITAE. Le dépassement maximal permet d'évaluer l'amplitude de la variation transitoire de la tension. Le temps de stabilisation indique la rapidité avec laquelle la tension revient proche de sa valeur de référence. L'erreur statique permet de vérifier la précision en régime permanent, tandis que le critère ITAE donne une mesure globale de la qualité de la réponse dynamique.

Indicateur	PI classique	FOPID-PSO	Amélioration
Dépassement D_{max} [%]	3,50	0,33	91 %
Temps de stabilisation t_s [s]	0,258	0,107	59 %
Erreur statique e_∞ [pu]	≈ 0	≈ 0	—
ITAE	0,0238	0,0081	66 %

Tableau 4.3 : Comparaison des performances des régulateurs PI et FOPID-PSO

D'après les résultats du tableau, les deux régulateurs permettent d'obtenir une erreur statique presque nulle en régime permanent. Cependant, le régulateur FOPID-SVC optimisé par PSO présente de meilleures performances dynamiques.

Le dépassement maximal passe de **3,50 %** avec le PI classique à **0,33 %** avec le FOPID-PSO, soit une amélioration d'environ **91 %**. Le temps de stabilisation diminue également de **0,258 s** à **0,107 s**, ce qui représente une amélioration d'environ **59 %**. De plus, le critère ITAE passe de **0,0238** à **0,0081**, soit une amélioration d'environ **66 %**.

Ces résultats confirment que le régulateur FOPID-SVC optimisé par PSO permet d'obtenir une réponse plus rapide, plus précise et mieux amortie que le régulateur PI classique. Cette amélioration est due aux deux paramètres fractionnaires λ_f et μ , qui offrent une plus grande flexibilité de réglage, ainsi qu'à l'optimisation par PSO qui permet de rechercher automatiquement le meilleur compromis dynamique.

4.5 Optimisation du PSS par PSO :

Le stabilisateur de système de puissance, appelé PSS, est utilisé pour améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques de la machine synchrone. Ces oscillations peuvent apparaître après une perturbation mécanique ou électrique et se manifestent principalement sur la vitesse rotorique, l'angle rotorique et la puissance électrique de la machine.

Le PSS agit en ajoutant un signal de stabilisation au système d'excitation de la machine synchrone. Ce signal est généralement obtenu à partir de la variation de vitesse rotorique $\Delta\omega$. Lorsque la vitesse du rotor varie après une perturbation, le PSS produit une action corrective qui permet de réduire l'amplitude des oscillations et d'accélérer le retour du système vers son régime stable.

La structure classique du PSS comprend généralement trois parties principales : un gain de stabilisation K_s , un filtre wash-out de constante de temps T_w et des blocs de compensation avance-retard. Le filtre wash-out permet de supprimer la composante permanente du signal et de ne conserver que les variations dynamiques utiles pour l'amortissement.

La partie compensatrice du PSS peut être écrite sous la forme suivante :

$$G_{comp}(s) = \left(\frac{1+T_1s}{1+T_2s} \right) \times \left(\frac{1+T_3s}{1+T_4s} \right) \quad (3.33)$$

Où T_1, T_2, T_3 et T_4 sont les constantes de temps des blocs avance-retard. Ces paramètres influencent directement l'efficacité du PSS dans l'amortissement des oscillations électromécaniques.

Dans ce travail, l'algorithme PSO est utilisé pour optimiser les constantes de temps des correcteurs avance-retard du PSS, à savoir T_1, T_2, T_3 et T_4 . Le gain de stabilisation K_s et la constante de temps du filtre wash-out T_w sont fixés au préalable, car ils déterminent respectivement l'intensité globale de l'action stabilisatrice et la bande de fréquences utile du stabilisateur. L'optimisation porte donc sur la compensation de phase du PSS, qui constitue le réglage le plus déterminant pour l'amortissement. L'objectif est de trouver le meilleur réglage permettant de réduire les oscillations de la machine synchrone après une perturbation. La démarche utilisée est similaire à celle appliquée au régulateur FOPID-SVC : chaque jeu de paramètres candidat est testé dans le modèle MATLAB/Simulink, puis le critère de performance est calculé afin de sélectionner la meilleure solution.

4.5.1 Paramètres optimaux du PSS obtenus par PSO :

Après l'exécution de l'algorithme PSO, les paramètres optimaux du PSS retenus dans la simulation finale sont présentés dans le tableau suivant.

Paramètre	Valeur après PSO	Origine
K_s	56,6677	120
T_w	0,5000	1
T_1	0,0050	0.024
T_2	0,1000	0.002
T_3	0,1835	0.024
T_4	0,1000	0.24

Tableau 4.4 : Paramètres du PSS : valeurs fixées et valeurs optimisées par PSO

Ces valeurs représentent le réglage retenu pour améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques. Le gain K_s et la constante de wash-out T_w , tandis que les quatre constantes de temps T_1, T_2, T_3 et T_4 sont déterminées par le PSO afin de corriger la phase du signal et d'obtenir une meilleure action d'amortissement.

Le réglage optimisé du PSS permet donc de compléter l'action du SVC. Le SVC agit principalement sur la régulation de la tension au point de couplage commun, tandis que le PSS agit sur l'amortissement des oscillations de la machine synchrone.

4.5.2 Évolution de l'angle rotorique δ :

L'angle rotorique δ représente la position relative du rotor de la machine synchrone par rapport à la référence du réseau. Après une perturbation, cet angle présente des oscillations électromécaniques qui doivent être rapidement amorties afin de garantir la stabilité dynamique du système.

La figure qui suit présente la comparaison entre le PSS classique et le PSS optimisé par PSO. On remarque que les deux réponses convergent vers une valeur stable proche de **40,5**. Cependant, le PSS optimisé par PSO permet de réduire plus rapidement les oscillations après le régime transitoire. La réponse devient progressivement plus amortie, ce qui montre l'efficacité du réglage obtenu par PSO. Cette amélioration confirme que l'optimisation des paramètres du PSS contribue à renforcer l'amortissement électromécanique de la machine synchrone. Le PSS agit donc en complément du SVC : le SVC améliore principalement la régulation de tension, tandis que le PSS améliore l'amortissement de l'angle rotorique.

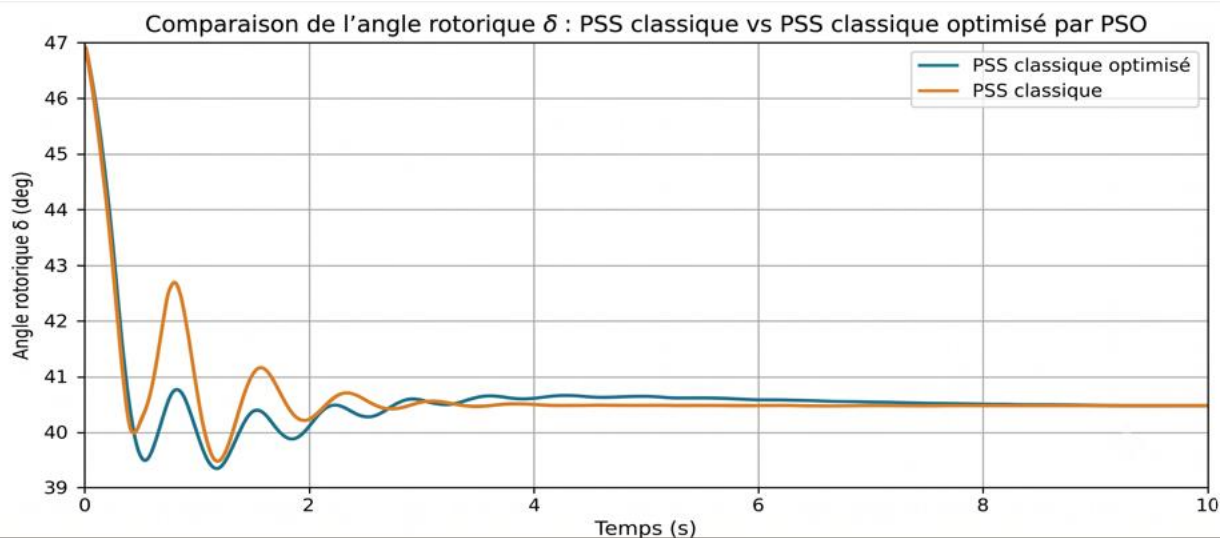


Figure 4.6 : Évolution de l'angle rotorique δ avec PSS classique et PSS classique optimisé

4.5.3 Réponse des puissances active et réactive du générateur :

Les signaux suivants présentent l'évolution des puissances active (P_{gen}) et réactive (Q_{gen}) de la machine synchrone pour le PSS classique et le PSS optimisé par PSO. Ces grandeurs permettent d'observer l'effet du stabilisateur sur le comportement électromécanique du générateur après une perturbation.

Dans le cas du PSS classique, les puissances active et réactive présentent des oscillations plus visibles durant le régime transitoire. La puissance active P_{gen} oscille autour de sa valeur finale avant de se stabiliser progressivement. De même, la puissance réactive Q_{gen} présente une variation importante au début de la simulation, suivie d'oscillations amorties.

Avec le PSS optimisé par PSO, les oscillations des puissances sont mieux amorties. La puissance active revient plus rapidement vers sa valeur d'équilibre, proche de **0,685 pu**. La puissance réactive se stabilise également autour de **0,82 pu**, avec une diminution plus rapide des oscillations. Cela montre que le réglage optimisé du PSS améliore la stabilité électromécanique de la machine synchrone.

Cette comparaison confirme que l'optimisation du PSS par PSO permet de réduire les oscillations de puissance après une perturbation. Le PSS optimisé complète donc l'action du SVC : le SVC agit principalement sur la tension au point de couplage commun, tandis que le PSS agit sur l'amortissement des grandeurs électromécaniques du générateur.

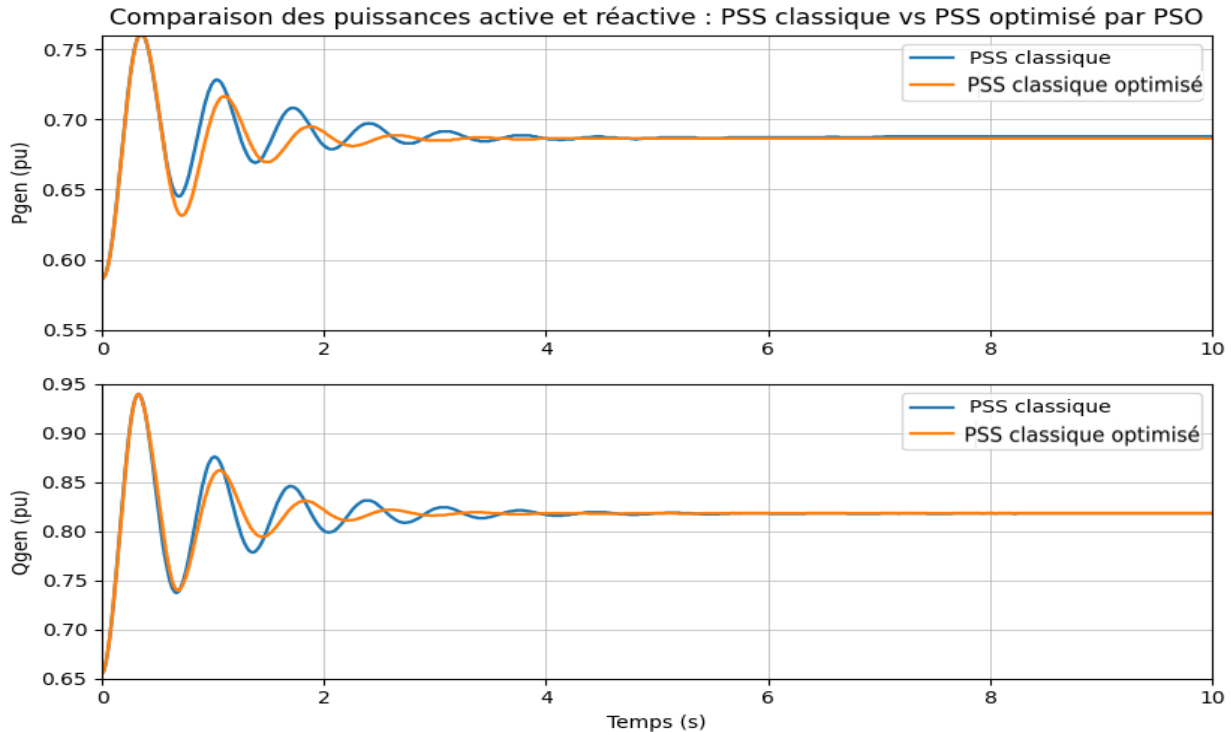


Figure 4.7 : Comparaison des puissances active P_{gen} et réactive Q_{gen} : PSS classique vs PSS classique optimisé

Le PSS optimisé par PSO permet de réduire progressivement les oscillations des puissances active et réactive du générateur. Les deux réponses convergent vers les mêmes valeurs finales, mais la réponse optimisée présente un amortissement plus rapide après le régime transitoire. Cela confirme que le réglage obtenu par PSO améliore le comportement électromécanique de la machine synchrone.

4.5.4 Synthèse sur l'optimisation du PSS :

L'étude du PSS optimisé par PSO montre que le réglage des paramètres du stabilisateur influence directement l'amortissement des oscillations électromécaniques de la machine synchrone. Les résultats obtenus sur l'angle rotorique δ montrent que le PSS optimisé permet de réduire plus rapidement les oscillations après la perturbation.

L'analyse des puissances active et réactive du générateur confirme également cette amélioration. Avec le PSS optimisé par PSO, les oscillations de P_{gen} et Q_{gen} deviennent progressivement plus faibles et les grandeurs convergent vers leurs valeurs finales avec un meilleur amortissement. Les valeurs finales restent pratiquement les mêmes que dans le cas du PSS classique, mais le régime transitoire est mieux maîtrisé.

Ainsi, l'optimisation par PSO permet d'obtenir un réglage plus adapté du PSS. Ce résultat montre que le PSO n'est pas seulement utile pour le réglage du régulateur FOPID–SVC, mais peut aussi être appliqué au réglage des stabilisateurs classiques des machines synchrones.

Le PSS optimisé complète donc l'action du SVC. Le SVC agit principalement sur la compensation réactive et la régulation de la tension au point de couplage commun, tandis que le PSS agit sur l'amortissement des oscillations électromécaniques. L'association des deux dispositifs contribue à améliorer la stabilité dynamique globale du système hybride PV–Éolien connecté au réseau.

4.6 Discussion des résultats :

Les résultats obtenus dans ce chapitre montrent que le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO présente de meilleures performances que le régulateur PI classique pour la régulation de la tension au point de couplage commun. La réponse de V_{PCC} montre que le régulateur FOPID–PSO maintient la tension plus proche de la consigne V_{ref} , avec un écart transitoire plus faible.

L'analyse de la puissance réactive injectée par le SVC montre que les deux régulateurs permettent au compensateur d'agir sur la tension du réseau. Cependant, le FOPID–PSO donne une réponse plus maîtrisée, avec des transitions plus propres et moins de dépassements au moment des variations brusques. Cela montre que le régulateur fractionnaire permet une meilleure exploitation du SVC.

La comparaison quantitative confirme cette amélioration. Le dépassement maximal est fortement réduit avec le FOPID–PSO, le temps de stabilisation devient plus court et le critère ITAE diminue nettement par rapport au PI classique. Ces résultats traduisent une réponse plus rapide, plus précise et mieux amortie.

L'amélioration obtenue avec le FOPID s'explique par ses cinq paramètres de réglage : K_p , K_i , K_d , λ_f et μ . Les deux ordres fractionnaires λ_f et μ offrent une flexibilité supplémentaire par rapport au PI classique. Ils permettent d'ajuster plus finement la dynamique du régulateur, notamment la rapidité de réponse et l'amortissement.

L'optimisation par PSO joue également un rôle important. Elle permet de rechercher automatiquement les paramètres les plus adaptés au modèle simulé. Contrairement à un réglage manuel, le PSO évalue plusieurs combinaisons de paramètres et retient celle qui minimise le critère de performance.

La partie consacrée au PSS montre que l'optimisation par PSO améliore aussi l'amortissement des oscillations électromécaniques. Les réponses de l'angle rotorique δ , de la puissance active P_{gen} et de la puissance réactive Q_{gen} montrent que le PSS optimisé permet de réduire les oscillations du générateur après la perturbation.

Ainsi, les deux commandes étudiées agissent de manière complémentaire. Le régulateur FOPID–SVC améliore principalement la stabilité de tension au PCC, tandis que le PSS optimisé améliore l’amortissement électromécanique de la machine synchrone. L’ensemble contribue à renforcer la stabilité dynamique du système hybride PV–Éolien connecté au réseau.

4.7 Conclusion :

Ce chapitre a présenté la validation par simulation des stratégies de commande étudiées pour améliorer la stabilité d’un système hybride PV–Éolien connecté au réseau électrique. La première partie de l’étude a porté sur la comparaison entre le régulateur PI classique et le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO.

Les résultats obtenus ont montré que le régulateur FOPID–SVC présente de meilleures performances dynamiques que le PI classique. La tension au point de couplage commun reste plus proche de sa consigne, le dépassement est réduit et le temps de stabilisation devient plus court. L’analyse de la puissance réactive injectée par le SVC a également montré que le FOPID–PSO permet une action de compensation plus maîtrisée.

La comparaison quantitative confirme cette amélioration. Le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO réduit fortement le dépassement, améliore le temps de stabilisation et diminue le critère ITAE. Ces résultats montrent l’intérêt des paramètres fractionnaires λ_f et μ , qui offrent une meilleure flexibilité de réglage par rapport au régulateur PI classique.

La deuxième partie du chapitre a concerné l’optimisation du stabilisateur de système de puissance PSS par PSO. Les réponses de l’angle rotorique δ ainsi que des puissances active et réactive du générateur ont montré que le PSS optimisé améliore l’amortissement des oscillations électromécaniques de la machine synchrone.

Ainsi, le régulateur FOPID–SVC optimisé par PSO agit principalement sur la stabilité de tension au point de couplage commun, tandis que le PSS optimisé par PSO améliore l’amortissement électromécanique. L’association de ces deux approches contribue donc à renforcer la stabilité dynamique globale du système hybride PV–Éolien connecté au réseau.

Conclusion Générale

Conclusion Générale :

Ce mémoire a porté sur la contribution à la stabilisation d'un système électrique intégrant une source hybride photovoltaïque-éolienne connectée au réseau, à l'aide d'un compensateur statique de puissance réactive (SVC) commandé par un régulateur d'ordre fractionnaire FOPID dont les paramètres sont optimisés par l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO).

Le premier chapitre a présenté les principes de conversion photovoltaïque et la modélisation du générateur PV, en mettant en évidence l'influence de l'irradiance et de la température sur la puissance produite. Le modèle simplifié retenu fournit une puissance active normalisée, adaptée à son intégration dans le modèle global du réseau.

Le deuxième chapitre a été dédié à la modélisation du dispositif éolien. Les notions de coefficient de puissance, de vitesse spécifique et d'angle de calage ont été décrites, ainsi que les différentes zones de fonctionnement de la turbine. Un modèle éolien simplifié a été élaboré afin de calculer la puissance active produite par le parc à partir de la vitesse du vent.

Le troisième chapitre a présenté les outils de régulation, de compensation et d'optimisation. Le régulateur PI classique a été retenu comme référence, puis comparé au régulateur fractionnaire FOPID. Le SVC a été introduit comme actionneur de soutien de tension, et le stabilisateur PSS comme dispositif complémentaire pour l'amortissement des oscillations électromécaniques. L'algorithme PSO a enfin été présenté comme méthode de réglage automatique des paramètres.

Le quatrième chapitre a porté sur la validation par simulation sous MATLAB/Simulink. Les résultats ont montré que le régulateur FOPID-SVC optimisé par PSO offre de meilleures performances dynamiques que le PI classique : le dépassement est réduit d'environ 91 %, le temps de stabilisation d'environ 59 % et le critère ITAE d'environ 66 %. L'optimisation du PSS par PSO a également permis d'améliorer l'amortissement des oscillations de l'angle rotorique et des puissances de la machine synchrone.

En conclusion, l'association d'un régulateur FOPID-SVC optimisé par PSO et d'un PSS optimisé contribue de manière significative à l'amélioration de la stabilité dynamique globale du système hybride PV-Éolien connecté au réseau. Le SVC assure principalement le soutien de tension au point de couplage commun, tandis que le PSS améliore l'amortissement électromécanique.

Bibliographie.

Référence bibliographique

- [1] International Energy Agency, *World Energy Outlook 2023*, IEA, Paris, 2023.
 - [2] International Energy Agency, *Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028*, IEA, Paris, 2023.
 - [3] K. S. Krishna and K. S. Kumar, « A review on hybrid renewable energy systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 907–916, 2015.
 - [4] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, « Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
 - [5] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 2nd ed. Chichester, U.K.: John Wiley & Sons, 2012.
 - [6] P. Kundur et al., « Definition and classification of power system stability », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
 - [7] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. New York, NY, USA: IEEE Press/Wiley, 2000.
 - [8] R. M. Mathur and R. K. Varma, *Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*. Piscataway, NJ, USA: IEEE Press/Wiley, 2002.
 - [9] I. Podlubny, « Fractional-order systems and $PI\lambda D\mu$ -controllers », *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 44, no. 1, pp. 208–214, 1999.
 - [10] A. Luque and S. Hegedus, Eds., *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2011.
 - [11] H. Patel and V. Agarwal, « MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, 2008.
 - [12] T. Esmar and P. L. Chapman, « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007.
- 66
- [13] R. W. Erickson and D. Maksimović, *Fundamentals of Power Electronics*, 2nd ed. New York, NY, USA: Springer, 2001.
 - [14] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2011.

- [15] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, « Optimization of perturband observe maximum power point tracking method », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973, 2005.
- [16] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*, 3rd ed. Chichester, U.K.: John Wiley & Sons, 2014.
- [17] F. D. Bianchi, H. De Battista, and R. J. Mantz, *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. London, U.K.: Springer-Verlag, 2006.
- [18] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 2nd ed. Chichester, U.K.: John Wiley & Sons, 2011.
- [19] K. J. Åström and T. Hägglund, *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*, 2nd ed. Research Triangle Park, NC, USA: ISA, 1995.
- [20] J. G. Ziegler and N. B. Nichols, « Optimum settings for automatic controllers », *Transactions of the ASME*, vol. 64, pp. 759–768, 1942.
- [21] G. F. Franklin, J. D. Powell, and A. Emami-Naeini, *Feedback Control of Dynamic Systems*, 8th ed. New York, NY, USA: Pearson, 2019.
- [22] I. Podlubny, *Fractional Differential Equations*. San Diego, CA, USA: Academic Press, 1999.
- [23] C. A. Monje, Y. Q. Chen, B. M. Vinagre, D. Xue, and V. Feliu, *Fractional-Order Systems and Controls: Fundamentals and Applications*. London, U.K.: Springer, 2010.
- [24] A. Oustaloup, F. Levron, B. Mathieu, and F. M. Nanot, « Frequency-band complex noninteger differentiator: Characterization and synthesis », *IEEE Transactions on Circuits and Systems I*, vol. 47, no. 1, pp. 25–39, 2000.
- [25] E. V. Larsen and D. A. Swann, « Applying power system stabilizers », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3017–3046, 1981.
- [26] J. Kennedy and R. Eberhart, « Particle swarm optimization », in *Proc. IEEE International Conference on Neural Networks*, vol. 4, pp. 1942–1948, 1995.
- [27] Y. Shi and R. Eberhart, « A modified particle swarm optimizer », in *Proc. IEEE International Conference on Evolutionary Computation*, pp. 69–73, 1998.
- [28] N. Martins and L. T. G. Lima, « Determination of suitable locations for power system stabilizers and static VAR compensators for damping electromechanical oscillations », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 1455–1469, 1990.