

Analyse et contrôle des parcs éoliens flottants pour la
maximisation de la puissance produite via la relocalisation des
plateformes en temps réel

par

Timothé JARD

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE ÉNERGIES RENOUVELABLES ET
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A.

MONTRÉAL, LE 5 JUIN 2023

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Timothé Jard, 2023



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Reda Snaiki, directeur de mémoire
Département de génie de la construction à l'École de technologie supérieure

Mme Rola Assi, présidente du jury
Département de génie de la construction à l'École de technologie supérieure

M. Ahmad Abo El Ezz, membre du jury
Département de génie de la construction à l'École de technologie supérieure

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

LE 31 MAI 2023

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

AVANT-PROPOS

Ce mémoire de maîtrise est le fruit du travail de l'auteur, Timothé Jard, sous la supervision du Dr Reda Snaiki.

Le travail de conception du contrôleur et l'étude de ses performances sur une éolienne flottante, présentés dans le CHAPITRE 4 et la première partie du CHAPITRE 5, ont fait l'objet d'un article de journal :

- Jard, T., & Snaiki, R. (2023). Real-Time Repositioning of Floating Wind Turbines Using Model Predictive Control for Position and Power Regulation. *Wind*, 3(2), 131-150. doi: [10.3390/wind3020009](https://doi.org/10.3390/wind3020009)

Ainsi que d'une communication acceptée :

- Jard, T., & Snaiki, R. (2023, Mai). *Structural Stability and Position Control of an Offshore Floating Wind Turbine using Model Predictive Control*. Communication acceptée, non présentée à SCGC 2023 Congrès annuel de la Société canadienne de génie civil, Moncton, NB, Canada.

L'étude de l'effet du repositionnement des éoliennes flottantes sur les performances d'un parc éolien, présentée dans la seconde partie du CHAPITRE 5, a fait l'objet d'une communication acceptée :

- Jard, T., & Snaiki, R. (2023, Août) *Power Optimization of Floating Wind Farms via Wind Turbine Repositioning*. Communication acceptée, non présentée à ICWE 16 (2023) Conférence internationale sur l'ingénierie du vent, Florence, Italie.

Ainsi que d'un article de journal encore en cours de rédaction. Le contenu de l'ensemble de ces publications a été rédigé par l'auteur, Timothé Jard, sous la supervision du Dr Reda Snaiki.

REMERCIEMENTS

Je tiens tout d'abord à remercier mon directeur de recherche, M. Reda Snaiki, pour m'avoir accompagné tout au long de ce travail de recherche. Sa disponibilité, ses conseils et son implication m'ont permis d'appréhender et de réaliser ce travail dans les meilleures conditions possibles.

Je remercie également M. Vahid Bagherian pour son soutien et son aide précieuse durant les diverses phases de ce projet.

Mes remerciements s'adressent aussi à l'INSA Centre-Val de Loire pour m'avoir offert l'opportunité de réaliser ce double diplôme et de continuer mes études à l'international dans un domaine qui me tient à cœur. Ces mêmes remerciements s'adressent également à l'École de Technologie Supérieure (ÉTS) qui m'a accueilli et permis d'étudier dans des conditions extraordinaires.

J'exprime toute ma gratitude à ma famille et mes amis proches pour leur soutien inconditionnel, en particulier à mes parents sans qui tout cela n'aurait pas été possible. Merci de m'avoir toujours encouragé et soutenu dans mes projets, autant au niveau financier que moral.

Finalement, j'aimerais terminer ces remerciements en finissant par celle que j'aime. Merci d'avoir été présente tout au long de ce projet et de m'avoir encouragé et soutenu malgré la distance qui nous sépare.

Analyse et contrôle des parcs éoliens flottants pour la maximisation de la puissance produite via la relocalisation des plateformes en temps réel

Timothé JARD

RÉSUMÉ

Alors que la capacité éolienne offshore pourrait considérablement augmenter dans les années à venir, les éoliennes flottantes devraient contribuer de manière significative à la future capacité mondiale installée. Cependant, les éoliennes flottantes font face à plusieurs problématiques induites par l'excitation du vent et des vagues pouvant entraîner une réponse structurelle excessive et éventuellement, une défaillance. De plus, les interactions aérodynamiques entre les éoliennes d'un même parc diminuent la production d'énergie globale tout en endommageant les turbines en aval.

Dans cette étude, un contrôleur basé sur la commande prédictive (MPC) est conçu, capable de repositionner les plateformes des éoliennes flottantes pour atteindre des positions cibles prédéfinies et de réguler leur production de puissance tout en assurant leur stabilité structurelle. La stratégie de contrôle adoptée repose sur la manipulation directe de la force de poussée et n'utilise que les entrées de contrôle conventionnelles présentes sur la majorité des modèles d'éoliennes, sans nécessiter d'actionneurs supplémentaires. Le contrôleur proposé tient également compte des perturbations environnementales et satisfait les contraintes du système pour assurer de bonnes performances et une opération en toute sécurité des éoliennes flottantes.

Le contrôle de la position se fait alors sur deux niveaux. Dans un premier temps, une unique éolienne flottante a été considérée afin d'évaluer la capacité du contrôleur à répondre aux objectifs établis. Ensuite, un parc éolien flottant a été pris en compte afin d'évaluer l'apport du repositionnement des turbines sur la production totale du parc et sur l'atténuation de l'effet de sillage. Les résultats des simulations ont alors montré la capacité du contrôleur à réguler avec précision la position et la puissance d'une éolienne flottante tout en assurant sa stabilité structurelle, et ce, en présence de perturbations extérieures. Les résultats ont également mis en évidence le potentiel apporté par le repositionnement des turbines pour l'atténuation de l'effet de sillage ainsi que pour la maximisation et le contrôle de la puissance produite au sein d'un parc composé de trois éoliennes flottantes.

Mots-clés : Énergie éolienne offshore, éolien flottant, contrôle de la position, commande prédictive, effet de sillage

Analysis and control of floating wind farms for the maximization of power production via real-time platform relocation

Timothé JARD

ABSTRACT

As offshore wind capacity is expected to increase substantially in the coming years, floating wind turbines are anticipated to make a significant contribution to the global installed capacity. However, floating wind turbines face several issues induced by wind and wave excitations that can lead to excessive structural response and eventually failure. Moreover, aerodynamic interactions between the wind turbines within a wind farm reduce the overall energy production while damaging downstream turbines.

In this study, a Model Predictive Control (MPC)-based controller is designed, capable of repositioning the floating wind turbine platforms to achieve predefined target positions and regulate their power production while ensuring their structural stability. The adopted control strategy relies on the direct manipulation of the thrust force and only utilizes the conventional control inputs which are available on most wind turbine models, without requiring additional actuators. The proposed controller also accounts for the environmental disturbances and satisfies the system constraints to ensure a good performance and safe operation of the floating wind turbines.

The position control is then carried out on two levels. Firstly, a single floating wind turbine was considered to evaluate the controller's ability to meet established objectives. Secondly, a floating wind farm was examined to assess the contribution of turbine repositioning on the overall production of the wind farm and on the mitigation of wake effect. The simulation results demonstrated the controller's ability to accurately regulate the position and power output of a floating wind turbine while ensuring its structural stability in the presence of external disturbances. Furthermore, the results emphasized the potential advantages that can be achieved through turbine repositioning, such as mitigating the wake effects and optimizing the power output in a wind farm composed of three floating wind turbines.

Keywords: Offshore wind energy, floating wind turbines, position control, model predictive control, wake effect

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE BIBLIOGRAPHIQUE.....	7
1.1 Modélisation des éoliennes flottantes	7
1.1.1 Modèles physiques.....	7
1.1.2 Modèles hybrides	8
1.1.3 Modèles numériques	10
1.2 Méthodes de contrôle des éoliennes flottantes.....	12
1.2.1 Régulation des mouvements de la plateforme	12
1.2.2 Contrôle de la position de la plateforme	16
1.3 Gestion des parcs éoliens	18
1.3.1 Problématique du sillage.....	18
1.3.2 Méthodes d'atténuation des pertes de sillage.....	19
1.3.3 Contrôleurs de parc	24
1.4 Modélisation des perturbations	28
1.4.1 Modélisation du vent.....	28
1.4.2 Modélisation des vagues	32
1.4.3 Modélisation du champ de vent dans les parcs.....	34
CHAPITRE 2 PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS DE LA RECHERCHE.....	41
2.1 Formulation de la problématique	41
2.2 Objectifs de la recherche.....	42
2.3 Choix des outils.....	43
CHAPITRE 3 MODÈLES UTILISÉS ET MÉCANISME DE REPOSITIONNEMENT.....	45
3.1 L'éolienne offshore NREL 5-MW Semi-Submersible	45
3.2 Modélisation mathématique de l'éolienne	47
3.2.1 OpenFAST	47
3.2.2 Modèle simplifié	50
3.3 Modélisation mathématique du parc éolien : FOWFSim-Dyn	55
3.4 Mécanisme de repositionnement et plage mobile	59
CHAPITRE 4 CONCEPTION DU CONTRÔLEUR.....	63
4.1 Rappel des objectifs de contrôle	63
4.2 Structure du contrôleur	64
4.2.1 Régulateur de puissance.....	65
4.2.2 Contrôleur de position.....	66
4.2.2.1 Conception du contrôleur MPC	66
CHAPITRE 5 ÉTUDE DE CAS	73
5.1 Contrôle individuel d'une éolienne.....	73

5.1.1	Génération des perturbations	73
5.1.2	Scénario de contrôle.....	75
5.1.3	Paramètres du contrôleur	76
5.1.4	Résultats : état de mer modéré	78
5.1.4.1	Contrôle de la position.....	78
5.1.4.2	Régulation de la puissance et de la vitesse de rotation du générateur.....	81
5.1.4.3	Mouvements et oscillations rotationnels de la plateforme flottante	83
5.1.4.4	Entrées de contrôle.....	85
5.1.4.5	Comparaison quantitative des performances des contrôleurs....	87
5.1.5	Résultats : état de mer agité	88
5.1.5.1	Contrôle de la position.....	89
5.1.5.2	Mouvements et oscillations rotationnels de la plateforme flottante	90
5.1.5.3	Analyse quantitative des performances du contrôleur MPC.....	92
5.2	Effets du repositionnement sur un parc éolien.....	93
5.2.1	Génération des perturbations	94
5.2.2	Scénarios de contrôle	95
5.2.3	Paramètres du contrôleur	97
5.2.4	Résultats : maximisation de la puissance produite	100
5.2.4.1	Déroulement du scénario	101
5.2.4.2	Contrôle de la position latérale	104
5.2.4.3	Évolution du sillage, régulation de la puissance et contrôle de la vitesse de rotation du générateur.....	105
5.2.4.4	Entrées de contrôle.....	110
5.2.5	Résultats : réponse à une demande de puissance	112
5.2.5.1	Déroulement du scénario	113
5.2.5.2	Contrôle de la position latérale	115
5.2.5.3	Évolution du sillage, régulation de la puissance et contrôle de la vitesse de rotation du générateur.....	116
5.2.5.4	Entrées de contrôle.....	120
CONCLUSION.....		123
RECOMMANDATIONS		125
ANNEXE I	PARAMÈTRES DES CONTRÔLEURS MPC ET PID : CAS D'UNE SEULE ÉOLIENNE	129
ANNEXE II	PARAMÈTRES DES CONTRÔLEURS MPC : CAS DU PARC ÉOLIEN.....	131
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES		135

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Propriétés principales des différentes catégories de modèles35
Tableau 3.1	Caractéristiques des entrées de commande de la NREL 5-MW46
Tableau 3.2	Degrés de liberté modélisés par OpenFAST pour une éolienne tripale.....49
Tableau 3.3	Degrés de liberté modélisés par le modèle simplifié51
Tableau 5.1	Positions et puissances cibles pour le scénario de contrôle76
Tableau 5.2	Contraintes imposées au contrôleur MPC.....78
Tableau 5.3	Performances de contrôle du contrôleur MPC et du contrôleur PID en termes de métrique REQM pour le scénario de contrôle (état de mer modéré)88
Tableau 5.4	Performances de contrôle du contrôleur MPC en termes de métrique REQM pour l'ensemble du scénario de contrôle (état de mer modéré et agité).....93
Tableau 5.5	Contraintes imposées aux contrôleurs MPC pour les scénarios de parc éolien.....100
Tableau 5.6	Positions cibles pour le scénario de maximisation de puissance du parc.....104
Tableau 5.7	Positions cibles pour le scénario de réponse à une demande de puissance114

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 0.1	Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal.....	2
Figure 0.2	Types de fondations et de plateformes flottantes pour l'éolien en mer.....	4
Figure 1.1	Principe de la modélisation hybride d'une éolienne flottante	9
Figure 1.2	Illustration de l'effet de sillage au sein des parcs éoliens.....	19
Figure 1.3	Méthodes de redirection du sillage	22
Figure 1.4	Architectures de contrôle des différents types de contrôleurs de parc.....	26
Figure 1.5	Architectures de communication des différents types de contrôleurs de parc	27
Figure 3.1	Représentation latérale (gauche) et vue du dessus (droite) de la NREL 5-MW Semi-Submersible	45
Figure 3.2	Schéma de fonctionnement d'OpenFAST	48
Figure 3.3	Schéma de fonctionnement de FOWFSim-Dyn	56
Figure 3.4	Représentation du sillage et de ses caractéristiques principales	56
Figure 3.5	Représentation schématique du principe de repositionnement par l'utilisation de la poussée aérodynamique	60
Figure 3.6	Plage mobile pour diverses puissances cibles en considérant un vent constant de 18 [m/s] dans la direction longitudinale	61
Figure 4.1	Diagramme du système de contrôle	63
Figure 4.2	Structure du contrôleur de l'éolienne flottante	65
Figure 4.3	Représentation schématique du contrôleur MPC	67
Figure 4.4	Représentation schématique du processus de détermination des entrées optimales	70
Figure 5.1	Profils de vent et de vague générés pour le scénario de contrôle	75
Figure 5.2	Réponses temporelles des positions x et y de l'éolienne flottante obtenues par application des contrôleurs MPC et PID pour le scénario de contrôle.....	80

Figure 5.3	Représentations des consignes de position et de la trajectoire de la plateforme obtenue avec le contrôleur MPC pour le scénario de contrôle.....	81
Figure 5.4	Réponses temporelles de la puissance et de la vitesse de rotation du générateur obtenues avec le contrôleur MPC pour le scénario de contrôle.....	82
Figure 5.5	Représentations temporelles des angles de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour le scénario de contrôle	84
Figure 5.6	Représentations temporelles des vitesses angulaires de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour le scénario de contrôle	85
Figure 5.7	Représentations temporelles des entrées de contrôle du contrôleur de position MPC et du régulateur de puissance pour le scénario de contrôle.....	86
Figure 5.8	Représentations temporelles des positions x et y de l'éolienne flottante obtenues par application des contrôleurs MPC et PID pour un état de mer agité.....	90
Figure 5.9	Représentations temporelles des angles de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour un état de mer agité.....	91
Figure 5.10	Représentations temporelles des vitesses angulaires de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour un état de mer agité.....	92
Figure 5.11	Profil de vent généré pour les scénarios de gestion de parc	95
Figure 5.12	Parc éolien considéré pour les scénarios de contrôle.....	96
Figure 5.13	Tracés des consignes de puissance et de vitesse de rotation du générateur en fonction de la vitesse de vent perçue.....	103
Figure 5.14	Représentations temporelles des positions y_i des éoliennes obtenues avec les contrôleurs MPC pour le scénario de maximisation de la puissance.....	105
Figure 5.15	Représentations temporelles des vitesses de vents perçues (a) avec et (b) sans repositionnement des turbines pour le scénario de maximisation de la puissance.....	107

Figure 5.16	Contours des vitesses (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de maximisation de la puissance108
Figure 5.17	Représentation temporelle de la puissance produite par le parc éolien avec et sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de maximisation de la puissance.....109
Figure 5.18	Représentations temporelles des vitesses de rotation des générateurs (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de maximisation de la puissance.....110
Figure 5.19	Représentations temporelles des entrées de contrôle générées par les contrôleurs MPC et les régulateurs de puissance pour le scénario de maximisation de la puissance.....112
Figure 5.20	Représentations temporelles des positions y_i des éoliennes obtenues avec les contrôleurs MPC pour le scénario de réponse à une demande de puissance115
Figure 5.21	Représentations temporelles des vitesses de vents perçues (a) avec et (b) sans repositionnement des turbines pour le scénario de réponse à une demande de puissance117
Figure 5.22	Contours des vitesses (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de réponse à une demande de puissance118
Figure 5.23	Représentation temporelle de la puissance produite par le parc éolien avec et sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de réponse à une demande de puissance.....119
Figure 5.24	Représentations temporelles des vitesses de rotation des générateurs (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de réponse à une demande de puissance120
Figure 5.25	Représentations temporelles des entrées de contrôle générées par les contrôleurs MPC et les régulateurs de puissance pour le scénario de réponse à une demande de puissance.....122

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AR	AutoRégressif
ARMA	AutoRegressive-Moving-Average
DNS	Direct Numerical Simulation
FAST	Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence
FLORIS	FLow Redirection and Induction in Steady-state
FLORIDyn	FLow Redirection and Induction Dynamics
FOWFSim	Floating Offshore Wind Farm Simulator
GSPI	Gain Scheduled Proportional Integral
GWEC	Global Wind Energy Council
H_∞	Hinfini
JONSWAP	Joint North Sea Wave Project
LES	Large Eddy Simulation
LIDAR	LIght Detection And Ranging
LQI	(Régulateur) Linéaire Quadratique avec Intégration
LQR	Linear Quadratic Regulator
MIMO	Multiple-Input Multiple-Output
MFN	Mécanique des Fluides Numérique
MPC	Model Predictive Control
NMPC	Nonlinear Model Predictive Control
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PID	Proportionnel Intégral Dérivé

RANS	Reynolds-Averaged Navier-Stokes
REQM	Racine de l'Erreur Quadratique Moyenne
SISO	Single Input Single Output
SOFWA	Simulator for Wind Farm Application
TLP	Tension Leg Platform
WFSim	Wind Farm Simulator
WindPACT	Wind Partnerships for Advanced Component Technology

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

ρ_{air}	Densité volumique de l'air (kg/m^3)
η_{total}	Rendement total de l'éolienne (%)
η_g	Rendement du générateur (%)
S_{rotor}	Surface balayée par le rotor (m^2)
D_{rotor}	Diamètre du rotor (m)
T_{aero}	Force de poussée aérodynamique (N)
P_{aero}	Puissance aérodynamique (W)
P	Puissance instantanée produite en sortie du générateur (W)
t	Temps (s)
λ	Vitesse spécifique
C_P	Coefficient de puissance
C_T	Coefficient de poussée
ζ	Élévation de l'eau à la surface (m)
$(\hat{x}_g, \hat{y}_g, \hat{z}_g)$	Ensemble d'axes orthogonaux constituant le repère global (m)
\mathbf{u}	Vecteur des entrées de commande de l'éolienne
β	Angle de calage des pales ($^\circ$)
τ_g	Couple du générateur ($\text{kN}\cdot\text{m}$)
γ	Angle de lacet de la nacelle ($^\circ$)
\mathbf{x}	Vecteur d'état de l'éolienne flottante
x	Position longitudinale de la plateforme flottante dans le repère global (m)
y	Position latérale de la plateforme flottante dans le repère global (m)

z	Élévation de la plateforme flottante dans le repère global (m)
θ_x	Angle de roulis de la plateforme flottante ($^\circ$)
θ_y	Angle de tangage de la plateforme flottante ($^\circ$)
θ_z	Angle de lacet de la plateforme flottante ($^\circ$)
ω_r	Vitesse de rotation du rotor (rad/s)
ω_g	Vitesse de rotation du générateur (rad/s)
$\Delta\theta_r$	Angle de déflexion de l'arbre ($^\circ$)
\mathbf{v}	Vecteur de vitesse du vent au niveau du rotor dans le repère global (m/s)
v_x	Vitesse du vent longitudinale au niveau du rotor dans le repère global (m/s)
v_y	Vitesse du vent latérale au niveau du rotor dans le repère global (m/s)
v_z	Vitesse du vent verticale au niveau du rotor dans le repère global (m/s)
\mathbf{w}	Vecteur caractérisant l'état de mer au niveau de la plateforme dans le repère global
$\mathbf{w}_{v,n}$	Vecteur de vitesse de vague au niveau des colonnes de la plateforme dans le repère global (m/s)
$\mathbf{w}_{a,n}$	Vecteur d'accélération de vague au niveau des colonnes de la plateforme dans le repère global (m/s^2)
$w_{h,n}$	Hauteur de vague au niveau des colonnes de la plateforme (m)
$\mathbf{w}_{p,n}$	Vecteur des pressions dynamiques de l'eau au niveau des plaques d'élévation de la plateforme (Pa)
\mathbf{p}	Point d'équilibre
\mathbf{x}_{eq}	Vecteur d'état de l'éolienne flottante calculé au point d'équilibre
\mathbf{u}_{eq}	Vecteur des entrées de commande de l'éolienne calculé au point d'équilibre

\mathbf{v}_{eq}	Vecteur de vitesse du vent au niveau du rotor dans le repère global calculé au point d'équilibre (m/s)
\mathbf{w}_{eq}	Vecteur caractérisant l'état de mer au niveau de la plateforme dans le repère global calculé au point d'équilibre
x_{eq}	Position longitudinale de l'éolienne dans le repère global calculée au point d'équilibre (m)
y_{eq}	Position latérale de l'éolienne dans le repère global calculée au point d'équilibre (m)
$\omega_{g_{eq}}$	Vitesse de rotation du générateur calculée au point d'équilibre (rad/s)
P_{eq}	Puissance instantanée produite calculée au niveau du point d'équilibre (W)
Ψ	Vecteur des inconnues à déterminer au point d'équilibre
δ	Déviation de la variable sélectionnée par rapport à sa valeur calculée au point d'équilibre
A	Matrice d'état
B	Matrice de commande
B_v	Matrice des perturbations liées au vent
C	Matrice d'observation
J	Fonction de coût du contrôleur MPC
Q	Matrice de poids liée aux sorties du système considérées par le contrôleur MPC
R	Matrice de poids liée aux variations des entrées de commande considérées par le contrôleur MPC
\mathbf{u}_{MPC}	Vecteur des entrées de commande considérées par le contrôleur MPC
\mathbf{y}	Vecteur des sorties considérées par le contrôleur MPC
\mathbf{y}_{cible}	Vecteur de consigne cible donnée par le contrôleur de parc
P_{cible}	Puissance cible donnée par le contrôleur de parc (W)

x_{cible}	Position longitudinale cible donnée par le contrôleur de parc (m)
y_{cible}	Position latérale cible donnée par le contrôleur de parc (m)
$\omega_{g\ cible}$	Vitesse de rotation du générateur cible donnée par le contrôleur du parc (rad/s)
$\dot{\theta}_{x\ cible}$	Vitesse angulaire de roulis cible donnée par le contrôleur de parc ($^{\circ}/s$)
$\dot{\theta}_{y\ cible}$	Vitesse angulaire de tangage cible donnée par le contrôleur de parc ($^{\circ}/s$)
T_s	Période d'échantillonnage du contrôleur MPC (s)
N_p	Horizon de prédiction
N_m	Horizon de commande
I	Intensité de la turbulence (%)
L	Échelle de longueur intégrale
u	Composante longitudinale de la vitesse du vent (m/s)
v	Composante latérale de la vitesse du vent (m/s)
w	Composante verticale de la vitesse du vent (m/s)
T_p	Période de pointe (s)
H_s	Hauteur significative (m)
x_{init}	Position longitudinale initiale de l'éolienne dans le repère global (m)
y_{init}	Position latérale initiale de l'éolienne dans le repère global (m)
P_{init}	Puissance instantanée initiale produite par l'éolienne (W)
e_{pos}	Erreur de position (m)
e_{puiss}	Erreur de puissance (W)
$e_{\dot{\theta}_x}$	Erreur de vitesse angulaire de roulis ($^{\circ}/s$)
$e_{\dot{\theta}_y}$	Erreur de vitesse angulaire de tangage ($^{\circ}/s$)

(\hat{x}, \hat{y})	Ensemble d'axes orthogonaux constituant le repère global du parc éolien (m)
\mathbf{V}_∞	Vecteur de vitesse du vent incident au parc éolien à hauteur de rotor dans le repère global du parc éolien (m/s)
U_∞	Vitesse longitudinale du vent incident au parc éolien à hauteur de rotor dans le repère global du parc éolien (m/s)
\mathbf{V}_i	Vecteur de vitesse du vent effectif incident au rotor de l'éolienne i dans le repère global du parc éolien (m/s)
\mathbf{v}_{t_i}	Vecteur de vitesse de déplacement de la plateforme de l'éolienne i dans le repère global du parc éolien (m/s)
θ_{rel_i}	Angle formé entre \mathbf{V}_i dans le repère de l'éolienne i et l'axe \hat{x} ($^\circ$)
v_\perp	Vitesse relative équivalente du vent projetée dans la direction normale au plan du rotor (m/s)
v_{\perp_i}	Vitesse relative équivalente du vent projetée dans la direction normale au plan du rotor de l'éolienne i (m/s)
P_{parc}	Puissance instantanée produite en sortie du parc éolien (W)
P_i	Puissance instantanée produite en sortie du générateur de l'éolienne i (W)
$\mathbf{u}_{MPC_{cible}}$	Vecteur de consignes sur les entrées de commande considérées par le contrôleur MPC
$\boldsymbol{\gamma}$	Vecteur des angles de lacet des nacelles composant le parc éolien ($^\circ$)
γ_i	Angle de lacet de la nacelle de l'éolienne i ($^\circ$)
y_i	Position latérale de l'éolienne i dans le repère global du parc éolien flottant (m)
S	Matrice de poids liée aux entrées de commande considérées par le contrôleur MPC
a	Facteur d'induction axial
\mathbf{x}_{init}	Vecteur des positions longitudinales initiales des éoliennes composant le parc dans le repère global du parc éolien (m)

XXVIII

\mathbf{y}_{init}	Vecteur des positions latérales initiales des éoliennes composant le parc dans le repère global du parc éolien (m)
\mathbf{P}_{init}	Vecteur des puissances instantanées produites initialement par chaque éolienne composant le parc (W)
y_w	Position de la ligne centrale du sillage (m)
D_w	Diamètre du sillage (m)
e_{lat}	Erreur de position latérale (m)
$e_{la\ i}$	Erreur de position latérale de l'éolienne i (m)
$y_{cible\ i}$	Consigne de position latérale dans le repère global du parc éolien pour l'éolienne i (m)

INTRODUCTION

Avec les nombreux engagements pris en matière d'écologie lors des différentes conférences internationales sur le climat, le secteur des énergies renouvelables connaît un gain d'intérêt croissant accompagné de nombreux investissements. Depuis ces dernières décennies, il est devenu une alternative compétitive pour produire de l'énergie électrique, si bien qu'en 2020, 62 [%] des nouvelles centrales de production renouvelables installées présentaient des coûts d'installation inférieurs à ceux des centrales thermiques fossiles les moins chères (International Renewable Energy Agency, 2021). Par ailleurs, les énergies renouvelables représentent un moyen efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et pour limiter l'épuisement de certaines ressources naturelles (pétrole, charbon...). Ce secteur est aussi une source d'emploi florissante, comptant 11.5 millions de travailleurs en 2019 (International Renewable Energy Agency, 2020).

Parmi les énergies renouvelables, l'éolien est considérée comme l'une des sources principales, attirant de nombreux investissements pour améliorer les technologies actuelles et maximiser leur rentabilité (Musial et al., 2020). Plus précisément, l'éolien représente une capacité mondiale installée de 743 [GW] en 2020 pour un taux de croissance annuel de 11 [%] depuis 2015 (Global Wind Energy Council, 2021). Au Canada, l'Association canadienne de l'énergie renouvelable fait état d'une puissance installée de 14 304 [MW] sur le territoire en 2021, répondant avec le solaire à 6,5 [%] de la demande canadienne en électricité et classant le pays au 9^e rang mondial pour la puissance éolienne installée (Canadian Renewable Energy Association, 2021). Cette puissance est répartie sur le territoire dans plus de 301 parcs éoliens, pour un total de plus de 6771 éoliennes installées (Canadian Wind Energy Association, 2020).

Concrètement, le principe de fonctionnement d'une éolienne est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Pour ce faire, les éoliennes à axe horizontal sont généralement utilisées plutôt que leur contrepartie à axe vertical. Une éolienne à axe horizontal conventionnelle est alors composée de trois éléments principaux (voir Figure 0.1). Le rotor, dans un premier temps, est la partie rotative de l'éolienne dont l'objectif

est de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Il est généralement composé de trois pales assemblées autour d'un moyeu. Le rotor est ensuite relié à la nacelle, abritant la chaîne de transmission et la génératrice, convertissant l'énergie mécanique rotative de l'arbre de transmission en énergie électrique. Finalement, le rotor et la nacelle sont montés en haut de la tour, permettant de profiter de vents plus forts et moins impactés par la rugosité du sol. Une éolienne dispose également de plusieurs actionneurs pour piloter la quantité d'énergie extraite du vent et sa puissance électrique produite en sortie, à savoir l'angle d'inclinaison des pales (angle de calage ou *pitch*), l'angle de direction de la nacelle (angle de lacet ou *yaw*), le couple du générateur et le frein mécanique en cas de situations extrêmes.

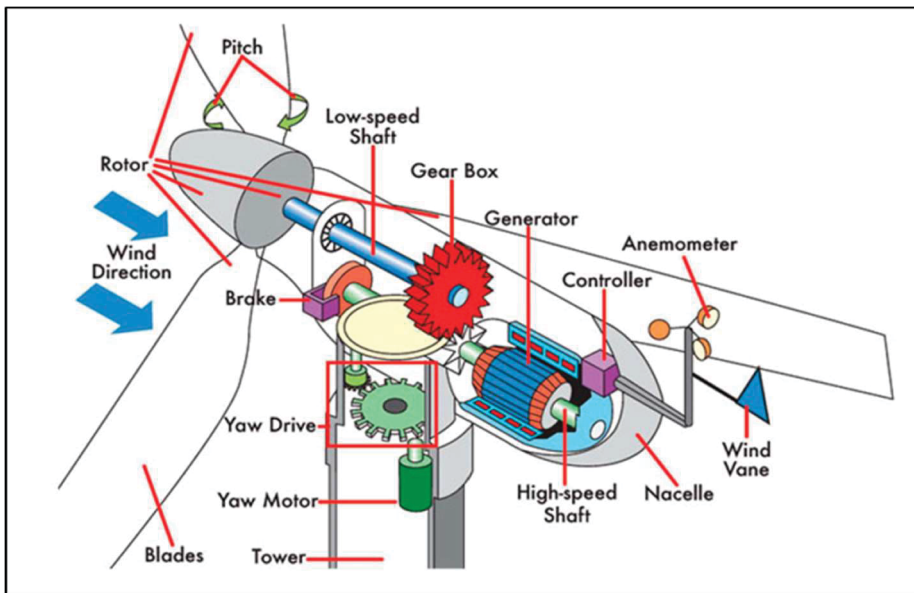


Figure 0.1 Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal
Tirée de Cao, Xing, Wen, Chen, & Wang (2020, p. 3)

La puissance produite par une éolienne est alors définie par l'équation :

$$P_p = \eta_{total} \frac{1}{2} \rho_{air} S_{rotor} V_{moyeu}^3 \quad (0.1)$$

Où η_{total} est le rendement total, produit du coefficient de puissance et des rendements mécaniques et électriques, ρ_{air} est la densité volumique de l'air, S_{rotor} est la surface balayée

par le rotor et $V_{m_{moyeu}}$ est la vitesse moyenne du vent au niveau du moyeu. À travers cette équation, on remarque finalement que la puissance potentiellement produite par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Cette dernière valeur est donc capitale pour maximiser la production et la rentabilité d'une turbine sur un site donné.

Plus récemment, l'évolution du secteur et l'étude de la ressource en mer ont suscité un intérêt mondial grandissant pour l'éolien offshore, là où loin des côtes, les éoliennes peuvent profiter d'un vent plus stable, mais également plus fort (J. Jonkman, 2007). On compte alors une croissance annuelle de 28.5 [%] de la capacité offshore installée entre 2016 et 2020 pour un total de 35 [GW] installés fin 2020 (GWEC, 2021). La majorité de ces éoliennes se présente comme des éoliennes conventionnelles à axe horizontal dont les fondations sont fixées au fond marin. Ces dernières sont représentées sur la partie gauche de la figure 0.2. L'éolien offshore propose alors l'avantage, en plus d'exploiter une ressource de meilleure qualité, de réduire les impacts visuels, sonores et de pouvoir profiter de plus d'espace. Ces avantages sont d'autant plus vrais au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la côte. Également, le transport maritime permet de concevoir des modèles d'éoliennes de tailles plus importantes et plus puissantes, là où les contraintes du transport terrestre rendraient impossible la livraison de tels ouvrages. Toutefois, la profondeur de l'eau reste un facteur limitant, notamment à cause des coûts engendrés par la construction des fondations et de la faisabilité même du projet à de telles profondeurs (Shah, Meng, et al., 2021 ; Swart et al., 2009). L'installation de ces turbines est donc restreinte dans des zones d'eaux peu profondes où la qualité de la ressource éolienne n'est pas optimale.

Une voie d'avenir serait alors le développement à grande échelle de l'éolien offshore flottant, par sa capacité à pouvoir opérer en pleine mer pour bénéficier d'une ressource éolienne abondante. Cette technologie se base sur l'exploitation d'éoliennes conventionnelles dont la base est une plateforme flottante, ancrée au fond de l'océan par des câbles. On trouve différentes catégories de plateformes, se différenciant par le principe physique sur lequel elles se basent et sur la stratégie structurelle utilisée assurant la stabilité du système (Escobar Aquino, 2018). Parmi ces catégories, les plus connues (représentées sur la partie droite de la

Figure 0.2) sont les plateformes *spar*, les plateformes de type *Tension-Leg* (ou TLP) et les plateformes semi-submersibles. Toutefois, malgré leur potentiel, les éoliennes flottantes ne sont encore que peu représentées aujourd’hui, se comptant au nombre de 14 turbines réparties dans trois parcs au niveau mondial, pour un total de 105 [MW] de capacité installée (United Nations Regional Information Centre for Western Europe, 2022). Cela s’explique notamment par leur coût, restant trop élevé comparé aux éoliennes terrestres conventionnelles (Stehly & Beiter, 2020), dû en partie aux contraintes supplémentaires de stabilité, de régulation de la puissance et de fatigue liées aux mouvements possibles de la plateforme flottante. Ces contraintes, désormais bien connues, seront vues plus en détail dans la revue de la littérature.

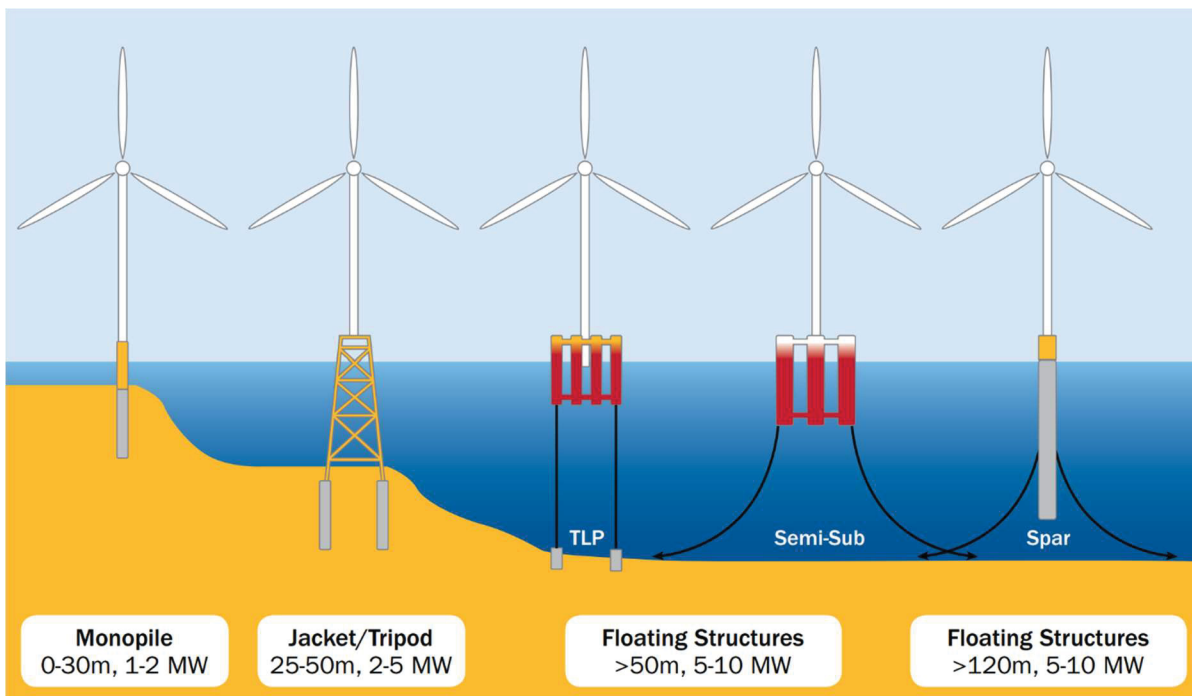


Figure 0.2 Types de fondations et de plateformes flottantes pour l'éolien en mer
Tirée de Arapogianni et al. (2013, p. 20)

Ce manuscrit vise alors à contribuer à l’essor de l’éolien flottant par l’intermédiaire d’un projet de recherche qui a pour objectif d’augmenter l’attractivité et de faciliter le déploiement de cette technologie. Comme indiqué précédemment, la technologie éolienne flottante est soumise à de nombreuses contraintes, rendant difficiles son exploitation et son déploiement. Ces contraintes

peuvent être mécaniques (impact du vent et des vagues), structurelles (stabilité, mouvements de la plateforme) ou électriques (stabilité de la production). Il est donc nécessaire et essentiel de développer des stratégies capables de prendre en considération ces problèmes afin d'améliorer la rentabilité de l'éolien offshore flottant. Ces dernières peuvent être des solutions structurelles, en agissant directement sur les composants de la turbine ou des solutions réalisées par l'intermédiaire du contrôle. Dans ce contexte, ce projet de recherche s'intéresse à l'étude des stratégies de commande visant à améliorer l'exploitation et le rendement de la technologie éolienne flottante, et implique la création et le développement d'un contrôleur pouvant répondre au besoin d'amélioration de ses performances.

Ce mémoire de recherche comprend 5 chapitres répartis comme suit. Dans le CHAPITRE 1, une revue de la littérature sera effectuée afin de mettre en lumière les problématiques rencontrées par l'éolien flottant. Elle permettra également de se renseigner sur l'état de l'art et sur les outils mis à notre disposition pour répondre aux problèmes posés. À la suite de cette revue et grâce aux informations récoltées, une formulation plus précise du problème sera proposée au CHAPITRE 2. Ce dernier sera complété par une description des objectifs retenus pour cette recherche, ainsi que par une énumération des modèles et notions sélectionnés, issus de la revue de littérature. Le CHAPITRE 3 présentera alors en détail la théorie derrière ces différents outils qui serviront à la conception et à la validation du contrôleur pour l'amélioration des performances des parcs éoliens flottants. Le CHAPITRE 4 sera consacré à la présentation détaillée du contrôleur développé dans cette étude qui sera utilisé pour répondre aux objectifs énoncés dans les chapitres précédents. Les performances du contrôleur seront finalement évaluées à travers différents scénarios sous la forme d'une étude de cas dans le CHAPITRE 5. Pour terminer, une conclusion résumant la problématique, les principaux accomplissements ainsi que les principales réalisations de cette étude sera présentée en fin de document. Celle-ci sera complétée par une présentation des limitations et des recommandations pour les travaux futurs.

CHAPITRE 1

REVUE BIBLIOGRAPHIQUE

1.1 Modélisation des éoliennes flottantes

La modélisation des éoliennes flottantes peut s'appuyer sur différents types de stratégies selon les expertises, les expériences réalisées et les résultats désirés. En effet, l'utilisation d'éoliennes réelles pour l'expérimentation peut entraîner des coûts non négligeables quant à l'installation et à l'opération de telles structures. Il est alors nécessaire de développer des modèles moins coûteux capables de reproduire de manière crédible le comportement de ces turbines afin de faciliter les études dans le domaine. La modélisation des éoliennes flottantes est néanmoins une tâche difficile du fait des interactions fluides-structures impactant les turbines, provenant à la fois du vent et des vagues sous forme d'interactions aérodynamiques et hydrodynamiques. La majorité des modèles conçus pour l'éolien flottant se divise alors en modèles physiques ou numériques, utilisés indépendamment ou plus récemment combinés sous la forme de modèles hybrides (Otter, Murphy, Pakrashi, Robertson, & Desmond, 2022).

1.1.1 Modèles physiques

Les modèles physiques, dans un premier temps, se basent sur la reproduction physique de la turbine étudiée, à taille réduite. Les études s'appuient alors sur l'expérimentation et la mesure en laboratoire du comportement de l'éolienne, placée dans un environnement dont on cherche à déterminer l'influence. Ces derniers présentent l'avantage de représenter de manière adéquate certains phénomènes physiques qu'il peut être difficile de modéliser par des équations mathématiques, comme les interactions fluides-structures ou les phénomènes de turbulence (Carmo, 2020). Également, l'étape de validation des modèles numériques passe par l'utilisation au préalable de modèles physiques. Il est nécessaire, durant leur conception, de respecter des lois d'échelles afin d'assurer la cohérence du comportement du modèle physique par rapport à l'éolienne réelle. Les standards utilisés sont les lois de Froude et de Reynolds,

respectivement pour la vérification des comportements hydrodynamiques et aérodynamiques de la structure. Toutefois, en ce qui concerne les turbines flottantes, Otter et al. (2022) montrent qu'un modèle à l'échelle de Froude équipé d'un rotor géométriquement similaire à l'éolienne réelle présentera toujours un nombre de Reynolds plus faible que celui du rotor réel auquel il est associé, du fait des dimensions réduites des modèles utilisés. Il en résulte des coefficients de traînée et de portance différents du cas réel, causant une mauvaise représentation du comportement de la turbine due à l'impossibilité de simuler correctement les charges aérodynamiques. Diverses méthodes existent pour résoudre cette problématique et sont résumées dans l'article d'Otter et al. (2022). Matha, Sandner, Molins, Campos, & Cheng (2015) décrivent par exemple l'utilisation d'un système de poulie remplaçant le rotor capable de représenter de manière simpliste une force de poussée constante agissant au sommet de la tour. Une autre méthode expérimentée par Wan, Gao, & Moan (2014) consiste en l'utilisation d'un disque plein en guise de rotor afin de générer une poussée variable à partir d'une soufflerie. Néanmoins, Otter et al. (2022) indiquent que les solutions physiques actuelles ne permettent pas la simulation à bas coût de l'intégralité des forces agissant sur la turbine. De plus, celles-ci nécessitent d'agir directement sur la géométrie du modèle et imposent la création d'une maquette spécifique pour chaque taille et conception d'éolienne. Enfin, l'expérimentation de ces modèles nécessite l'utilisation de matériel adapté (soufflerie et bassin à vague) généralement coûteux et dont le comportement est peu réaliste par rapport à ce qui peut être mesuré en mer dans le cas de la ressource éolienne (Otter et al., 2022).

1.1.2 Modèles hybrides

Les modèles hybrides, eux, sont utilisés en guise d'alternative aux modèles physiques. Les vagues sont toujours générées physiquement à l'aide d'un bassin tandis que les charges aérodynamiques sont générées par un programme numérique comme présenté sur la figure 1.1. Ces dernières sont alors calculées en fonction du déplacement de la plateforme du modèle pour une éolienne à taille réelle, puis appliquées au modèle physique à l'échelle de Froude par l'intermédiaire d'actionneurs mécaniques (hélices et treuils). Azcona et al. (2014) ont par exemple simulé la poussée aérodynamique à partir d'une simple hélice disposée à hauteur de

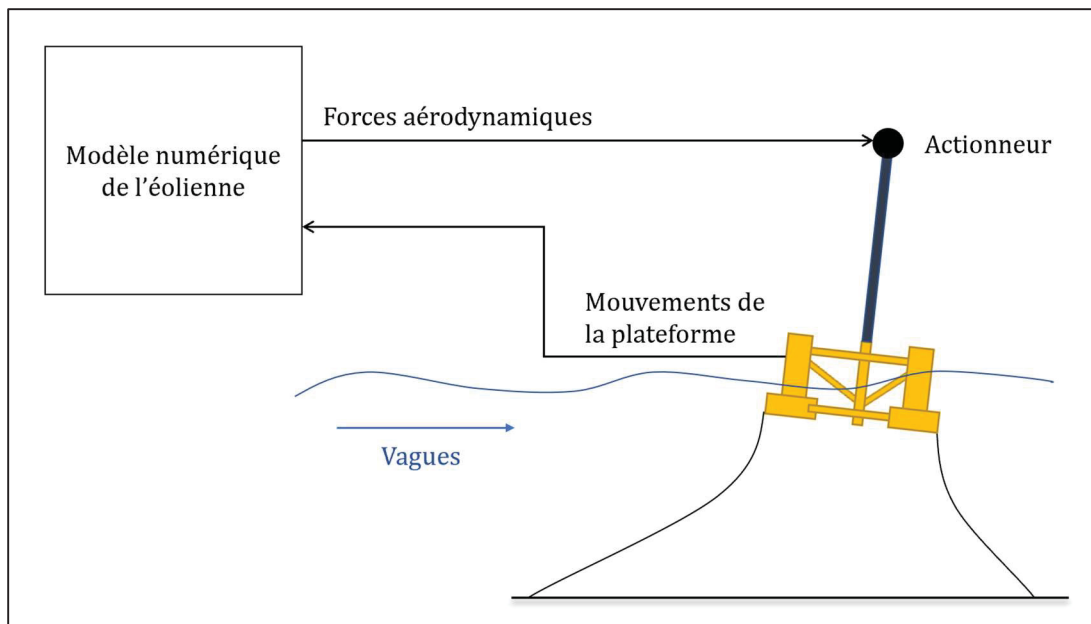


Figure 1.1 Principe de la modélisation hybride d'une éolienne flottante

la nacelle, se plaçant parmi les premiers à utiliser ce type d'actionneur pour la modélisation hybride. Plus récemment, Otter, Murphy, & Desmond (2020) ont proposé un modèle équipé de six hélices en guise de propulseurs capable d'émuler des charges aérodynamiques dans plusieurs directions de manière simultanée, selon les degrés de liberté de la structure. D'autres méthodes de modélisation hybrides existantes sont résumées dans l'article d'Otter et al. (2022). Ce type de modélisation présente l'avantage de résoudre le problème d'incompatibilité entre les lois de Froude et de Reynolds présenté précédemment (Otter et al., 2022). Également, ces méthodes permettent de représenter la ressource éolienne de manière réaliste et de capter la majorité des effets aérodynamiques à un coût moindre que les modèles purement physiques, tout en permettant une flexibilité d'utilisation pour la modélisation de différentes turbines. Toutefois, l'utilisation de multiples actionneurs pour émuler les charges aérodynamiques peut entraîner des vibrations dans la structure et des incertitudes sur les résultats (Otter et al., 2022). De plus, le temps de latence existant entre la vitesse de réaction des actionneurs et la vitesse requise d'application des charges influe directement sur la précision du modèle et peut compromettre la validité des expérimentations (Hall, Moreno, & Thiagarajan, 2014). Enfin, ce

type de modélisation nécessite, encore une fois, l'utilisation de matériel adapté et un certain espace, bien que celui-ci soit réduit du fait de l'absence de soufflerie.

1.1.3 Modèles numériques

Les modèles numériques, finalement, ont l'avantage de réduire les coûts et le temps nécessaire à l'expérimentation, comparativement aux modèles physiques et hybrides (Otter et al., 2022). Leur utilisation gagne en popularité, notamment grâce au développement récent des technologies informatiques. L'objectif de ces modèles est alors de retranscrire les caractéristiques aérodynamiques, hydrodynamiques et structurelles de la turbine dans un environnement numérique via différentes méthodes de calcul, définissant le niveau de fidélité du modèle. Le choix de ce dernier dépend alors des objectifs et du niveau de précision souhaité. Un exemple dans la modélisation haute-fidélité de turbines éoliennes est le logiciel Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence (FAST), un simulateur de systèmes non linéaires de haute complexité développé par J. Jonkman & Buhl (2005) au Laboratoire national sur les énergies renouvelables (NREL) basé aux États-Unis dans le Colorado. Ce dernier a permis la création d'une turbine virtuelle de référence proposée par Jonkman, Butterfield, Musial, & Scott (2009) d'une puissance de 5 [MW] dont les caractéristiques sont spécifiées dans ce même article. La turbine éolienne, validée par modélisation physique (Coulling, Goupee, Robertson, Jonkman, & Dagher, 2013), est alors décrite par 44 composantes dont les valeurs sont déduites via l'utilisation de méthodes de calculs complexes tenant compte de la flexibilité de la structure. Son niveau de précision en fait un modèle fréquemment utilisé pour la validation d'autres modèles numériques, en plus de ses caractéristiques techniques en libre accès sur FAST. Celles-ci permettent également d'en faire un point de comparaison lors du développement de nouveaux modèles. Néanmoins, lorsque l'on cherche à simuler le comportement de la turbine sur de longues durées ou pour du contrôle, ce type de modèle de grande fidélité peut ne pas être adapté. En effet, la complexité de la représentation mathématique de la turbine représente un coût de calcul extrêmement élevé, rendant difficile le travail de conception, d'adaptation ou de simulation en temps réel (Homer & Nagamune, 2018). Il est alors nécessaire de se tourner vers des modèles de plus faible fidélité, adaptés à

des fins spécifiques, comme le contrôle, et capables de représenter les dynamiques principales de la structure avec un temps de calcul réduit. Betti, Farina, Marzorati, Scattolini, & Guagliardi (2012) proposent un modèle de faible fidélité d'une turbine flottante de 5 [MW] reprenant les caractéristiques de celle développée par J. Jonkman et al. (2009) sur une plateforme de type TLP. La structure est considérée comme un corps rigide dans un plan 2-D, ce qui permet de la décrire en seulement sept variables d'états, réduisant considérablement les temps de calcul. Ce modèle considère les perturbations dues aux vagues et au vent rapportées dans un plan en 2-D et l'éolienne est considérée toujours face à ce dernier. Malgré ces très grandes simplifications, il a été montré que celles-ci n'avaient qu'un faible impact sur le mouvement de la plateforme ainsi que sur la puissance générée comparativement au modèle de J. Jonkman et al. (2009) présenté précédemment (Betti, Farina, Guagliardi, Marzorati, & Scattolini, 2014). Toutefois, un modèle aussi simple propose un contrôle limité, celui-ci ne disposant que de deux entrées de commande. La prise en compte d'un environnement en seulement deux dimensions n'est alors pas adaptée au développement de stratégie de repositionnement. Homer & Nagamune (2018) proposent alors un modèle de moyenne fidélité de l'éolienne de J. Jonkman et al. (2009) équipée d'une plateforme semi-submersible proposée par Robertson et al. (2014) dans un environnement en 3-D conçu pour le contrôle. Encore une fois, la structure est considérée comme rigide et est décrite cette fois-ci en 16 variables d'état. Les perturbations imputables au vent et aux vagues sont respectivement représentées dans trois et une directions. La turbine propose alors trois entrées de commande et les résultats, comparés avec le modèle FAST de J. Jonkman et al. (2009), montrent que le modèle est capable de prédire les mouvements principaux de la turbine même en présence de perturbations extérieures. Plus de détails sur ce modèle seront proposés dans la suite de ce document. Toutefois, la précision des modèles numériques n'est pas absolue, et comme indiqué précédemment, certains phénomènes physiques ne peuvent être représentés sans poser certaines hypothèses ou simplifications (Carmo, 2020). Néanmoins, le développement des modèles numériques utilisant des caractéristiques réalistes de turbines flottantes a permis aux chercheurs de concevoir des méthodes de contrôle basées sur ces modèles, proposant des simulations et des résultats réalistes. Ces méthodes seront présentées par la suite.

1.2 Méthodes de contrôle des éoliennes flottantes

1.2.1 Régulation des mouvements de la plateforme

Lorsque l'on considère une turbine éolienne, l'objectif du contrôle est de maximiser ou de réguler la production d'énergie électrique tout en atténuant les différentes charges dynamiques et aérodynamiques impactant la structure. L'amélioration de ces points permet une augmentation de la rentabilité des turbines, favorisant alors leur implantation et leur exploitation. Une approche conventionnelle pour l'éolien terrestre, présentée par J. Jonkman et al. (2009), consiste en une régulation par mise en drapeau. Deux contrôleurs indépendants, modifiant le pas des pales et le couple du générateur électrique, permettent de maximiser la génération de puissance en cas de vents faibles et de limiter cette dernière autour de la valeur nominale de l'éolienne pour des vitesses de vents plus élevées, se basant uniquement sur la vitesse de rotation du générateur. Le contrôleur du couple a alors pour rôle la régulation de puissance tandis que le contrôleur des pales, de type proportionnel intégral à gains programmés (GSPI), ajuste la vitesse de rotation du rotor. Toutefois, lorsque l'on considère des turbines flottantes, il est nécessaire de prendre en considération les mouvements possibles de la plateforme. En effet, bien que les méthodes conventionnelles adressent les problématiques de production et de contraintes mécaniques, ces dernières omettent les degrés de liberté supplémentaires de la structure. J. Jonkman et al. (2009) et T. J. Larsen & Hanson (2007) montrent alors que les contrôleurs conventionnels développés pour l'éolien terrestre ou les éoliennes fixes ne sont pas adaptés aux éoliennes flottantes. En effet, un couplage entre le tangage de la plateforme et le contrôle des pales peut apparaître, introduisant un phénomène d'amortissement négatif des mouvements de la plateforme. Ce dernier peut alors entraîner de grands mouvements de tangage, une augmentation des charges dans différentes parties de la turbine ainsi qu'une détérioration du rendement général de celles-ci. Il est donc nécessaire, en plus des objectifs précédents, que les contrôleurs soient capables d'atténuer les différents mouvements imputables à la plateforme.

La littérature fait état de différentes approches concernant le contrôle des éoliennes flottantes. Une partie de celles-ci font appel aux entrées de contrôle présentes sur les turbines, à savoir le

pas des pales et le couple du générateur. L'objectif est alors de contrôler la poussée aérodynamique pour diminuer les mouvements de la plateforme, maximiser la puissance et atténuer les charges. Les méthodes qualifiées de conventionnelles, dans un premier temps, considèrent le système comme étant monovarié (entrée simple – sortie simple, ou SISO), utilisant des boucles de contrôles indépendantes afin d'accomplir les différents objectifs (Shah, Meng, et al., 2021). J. Jonkman (2008) est l'un des premiers à proposer une étude complète visant à lutter contre l'effet de l'amortissement négatif des plateformes flottantes. Il propose alors trois solutions : l'ajout d'une boucle de rétroaction renvoyant l'accélération du sommet de la tour, la régulation par décrochage aérodynamique (et non par mise en drapeau) ou la réduction des gains de son précédent contrôleur GSPI. Cette dernière solution montre alors les meilleurs résultats, tant pour la réduction des charges dans les composants de la turbine que pour le tangage de la plateforme. Aujourd'hui, cette configuration est considérée comme la référence en termes de contrôle des éoliennes flottantes et est utilisée par d'autres chercheurs à titre de comparaison pour la conception de nouveaux contrôleurs. C'est le cas de Lackner (2009) qui propose un contrôleur régulant la vitesse de rotation nominale du générateur en fonction de la vitesse de tangage de la plateforme. Ce dernier montre alors de meilleures performances par rapport au contrôleur de J. Jonkman (2008) concernant la limitation des mouvements de la plateforme, mais au détriment de la puissance et de la vitesse de rotation du générateur qui, elles, varient davantage. D'autres travaux suivant le principe SISO sont résumés dans l'article de Shah, Meng, et al. (2021). Toutefois, les limitations importantes de ces contrôleurs proviennent du manque de communication entre les boucles de contrôle, impactant directement les performances. De plus, les éoliennes flottantes étant des systèmes multivariés, il est nécessaire de paramétrer les contrôleurs avec grand soin sous peine de couplages entre les boucles de contrôle, impactant le rendement général de la turbine. J. Jonkman (2008) le montre dans son article, lors de l'ajout d'une boucle de rétroaction au sommet de la tour pour réguler les mouvements de la plateforme flottante. Les contrôleurs SISO ne sont alors pas capables d'accomplir les objectifs de puissance et de mouvement, ces derniers ne pouvant se répartir l'utilisation du pas des pales.

Cependant, J. Jonkman (2008) suggère que l'utilisation de contrôleurs plus avancés, considérant le système comme multivariable (entrées multiples – sorties multiples ou MIMO), pourrait améliorer davantage les performances énergétiques et structurelles de la turbine, ces derniers étant capables de gérer plusieurs objectifs simultanément, et par conséquent, les couplages entre boucles de contrôle. Namik & Stol (2010) proposent alors l'utilisation d'un régulateur linéaire quadratique (LQR), modifiant individuellement ou collectivement de l'angle de pitch des pales dans l'objectif de réguler la puissance tout en diminuant les charges dans la turbine et les mouvements de la plateforme. Ce type de commande, contrairement aux contrôleurs de type Proportionnel-Intégral-Dérivée (PID), se base sur des représentations d'état du système, pouvant prendre en considération plusieurs variables au sein d'une même commande. L'article montre alors d'importantes améliorations en ce qui concerne la régulation de la puissance dans le cas d'un contrôle collectif ou individuel des pales. Le contrôle individuel permet également une réduction des mouvements de la plateforme et une atténuation des charges subies par la turbine, contrairement au contrôle collectif. Toutefois, dans les deux cas, l'utilisation des actionneurs de pales a drastiquement augmenté. Dans le même but, Cortes Sanchez (2018) propose le contrôle collectif des pales par le biais d'un contrôleur robuste se basant sur la synthèse H_{∞} , montrant une nette amélioration de la régulation de la vitesse de rotation du rotor ainsi que des améliorations mineures dans l'atténuation des charges subies par la structure et des mouvements de la plateforme. D'autres contrôleurs plus avancés peuvent être également utilisés. Raach, Schlipf, Sandner, Matha, & Cheng (2014), par exemple, proposent la conception d'une commande prédictive basée sur le modèle non linéaire d'éolienne flottante simplifié de Sandner, Schlipf, Matha, Seifried, & Cheng (2012). Ce type de contrôle, autrement appelé Model Predictive Control (ou MPC), se base sur l'étude du comportement d'un modèle interne au contrôleur (le modèle de prédiction) à différentes valeurs d'entrées afin d'en déduire les commandes optimales. Les résultats montrent alors une réduction importante de la charge de fatigue des pales et une régulation satisfaisante de la génération de puissance et des mouvements de tangage de la plateforme. Dans la même logique, Shah, Li, Nagamune, Zhou, & Ur Rehman, (2021) proposent un contrôleur MPC utilisant le modèle de Homer & Nagamune (2018) capable de proposer de meilleures performances de régulation du mouvement de la plateforme et de la vitesse de rotation du rotor

qu'un contrôleur LQR ou encore que le contrôleur de référence de J. Jonkman (2008). L'étude se limite néanmoins à un unique point d'opération. Le contrôle prédictif semble donc montrer un fort potentiel pour la régulation des éoliennes flottantes. Toutefois, malgré ses performances, ce type de contrôle peut demander un coût de calcul élevé et exiger des ressources informatiques supplémentaires si les paramètres sont mal configurés et si le modèle de prédiction n'est pas adapté pour le contrôle. D'autres exemples de contrôleurs se basant sur le principe MIMO sont disponibles dans l'article de Shah, Meng, et al. (2021).

Enfin, des stratégies basées sur la prédiction des perturbations permettent le développement de contrôleurs capables d'anticiper les actions à réaliser. Ces méthodes de prédictions peuvent être basées sur des modèles statistiques, sur l'apprentissage automatique, sur des modèles physiques ou sur l'utilisation de dispositifs comme la télédétection par laser (ou LIDAR) (Shah, Meng, et al., 2021). Les contrôleurs en découlant ont alors l'avantage d'allonger la durée de vie des turbines, ces dernières pouvant développer une réponse avant de subir l'impact du vent et des vagues, atténuant donc les charges incidentes. Schlipf, Simley, Lemmer, Pao, & Cheng (2015), par exemple, proposent un modèle de contrôleur prédictif adaptant l'angle de calage des pales, se basant sur des données issues d'un dispositif LIDAR. Les résultats, en supposant une mer calme et un ciel dégagé, montrent que l'utilisation de ce contrôleur avec le contrôleur conventionnel de J. Jonkman (2008) permet une réduction des fluctuations de la vitesse de rotation du rotor et des fluctuations de puissance ainsi qu'une atténuation des différentes charges présentes dans les pales, la tour et l'arbre du rotor, autant pour des vents idéaux que réalistes. Il est toutefois important de noter que les performances du LIDAR sont très dépendantes des conditions météorologiques, la pluie ou la neige pouvant affecter sa précision. Également, les performances du système n'ont pas été mesurées pour une mer agitée.

D'autres approches proposent l'introduction de degrés de liberté supplémentaires sur la turbine afin d'influencer le comportement dynamique du système. Ces méthodes, nommées méthodes de contrôles structurels, sont très répandues dans le domaine du génie civil (Spencer & Nagarajaiah, 2003) et ont pour objectif, dans le cadre de l'éolien flottant, d'amortir les

oscillations de la plateforme ainsi que les charges subies par la tour. Ces dernières peuvent être passives (utilisant le mouvement de la structure pour développer les forces de contrôle, un amortisseur de masse accordé dont les paramètres sont constants par exemple), semi-actives (capables de modifier en temps réel les propriétés des dispositifs passifs de dissipation d'énergie) ou actives (utilisant des actionneurs pour appliquer des forces à la structure de manière prédéterminée, comme des vérins par exemple). Lackner & Rotea (2011) décrivent dans leur article des méthodes de contrôle actives et passives basées sur l'intégration de deux amortisseurs harmoniques au niveau de la nacelle d'une turbine. Plus récemment, Jahangiri & Sun (2022) montrent l'efficacité d'un amortisseur harmonique non linéaire tridimensionnel, placé au sein d'une plateforme de type spar, capable d'atténuer simultanément les réponses structurelles de la turbine dans les trois directions de l'espace. Ces méthodes ont alors l'avantage de réduire efficacement les charges et les phénomènes de fatigue dans la tour ainsi que les différents mouvements de la plateforme. Néanmoins, l'ajout de degrés de liberté supplémentaires complexifie la turbine, et la puissance nécessaire à l'opération de certaines manœuvres nécessite une étude plus approfondie quant à la rentabilité à l'échelle industrielle, notamment pour les systèmes de contrôle actifs (Shah, Meng, et al., 2021). D'autres travaux suivant cette logique sont présentés dans l'article de Shah, Meng, et al. (2021).

1.2.2 Contrôle de la position de la plateforme

Les paragraphes précédents montrent donc que la gestion des mouvements et oscillations de la plateforme est une problématique importante, autant pour réguler la production des turbines, mais aussi pour assurer leur intégrité structurelle. Toutefois, d'autres études proposent le développement de contrôleurs dont les objectifs sont différents. En effet, il est possible d'exploiter les degrés de liberté supplémentaires offerts par la plateforme flottante pour développer des contrôleurs capables de piloter la position des turbines. La littérature fait alors état de deux grands types de stratégies pour le repositionnement des éoliennes flottantes. La première se base sur l'utilisation d'actionneurs supplémentaires ajoutés à la plateforme, comme des propulseurs (Xu, Murai, Wang, & Takahashi, 2021) ou des muscles artificiels au sein des câbles (Li & Wu, 2016). En revanche, malgré leurs potentiels, ces méthodes de

contrôle actives nécessitent une alimentation électrique, puisant directement dans l'énergie générée par les turbines, impactant la production. Également, les coûts associés à ces actionneurs et leur complexité peuvent représenter un frein à leur utilisation. L'autre stratégie se base alors sur une utilisation passive des forces aérodynamiques, ne nécessitant aucun actionneur supplémentaire. Han & Nagamune (2020) proposent, par exemple, un contrôleur utilisant la poussée aérodynamique au niveau du rotor d'une turbine flottante pour repositionner cette dernière. Ce contrôleur est alors capable de piloter le mouvement de la plateforme flottante par le biais d'actionneurs généralement disponibles sur les turbines (angle de calage des pales, couple du générateur et angle de lacet de la nacelle) tout en assurant une puissance de sortie stable. Cette opération est néanmoins limitée dans une zone définie par Han, Homer, & Nagamune (2017) qualifiée de plage mobile, représentant les positions pour lesquelles la turbine flottante peut fonctionner en continu tout en maintenant sa puissance cible, et ce, sans compromettre la durabilité de ses composants. L'article propose plusieurs approches par rétroaction et montre des performances plus importantes pour une commande linéaire quadratique avec intégration (LQI) par rapport à un contrôleur de type PID. Escobar Aquino & Nagamune (2020), dans la même optique, proposent un contrôleur prenant en considération non seulement le repositionnement de la plateforme, mais également l'atténuation des phénomènes oscillatoires subis par celle-ci tout en régulant la puissance. Une division de la plage mobile en sous-régions est opté et des contrôleurs basés sur la synthèse H_∞ , sont conçus pour chacune d'entre elles. Enfin, un contrôleur à gains programmés a pour rôle de choisir le contrôleur à adopter en fonction de la sous-région dans laquelle se trouve la position cible. Les résultats montrent que cette stratégie est capable de compléter les objectifs précédents et de surpasser les résultats précédemment obtenus avec la commande LQI proposée par Han & Nagamune (2020). La volonté de contrôler la position des turbines éoliennes est alors justifiée par le désir d'augmenter le rendement général des parcs éoliens. Ce point est discuté plus en détail dans la suite de cette revue.

Cette partie avait pour but de résumer les principales stratégies existantes pour le contrôle individuel des éoliennes flottantes. On remarque alors qu'une problématique majeure du contrôle de ces turbines est la gestion des mouvements d'oscillations des plateformes, pouvant

mener à une usure prématurée des éoliennes. Néanmoins, lorsque l'on considère un parc éolien, d'autres facteurs extérieurs s'ajoutent, car il existe des interactions aérodynamiques entre les turbines. Il est donc nécessaire de s'intéresser aux méthodes de gestion des parcs éoliens afin de maximiser leurs performances. Ces dernières sont présentées dans la partie suivante.

1.3 Gestion des parcs éoliens

1.3.1 Problématique du sillage

Le sillage est le terme utilisé pour décrire le flux d'air perturbé et turbulent qui se forme derrière une turbine éolienne. Au sein de ce flux d'air, la vitesse générale d'écoulement est plus faible que le vent incident à l'éolienne tandis que les turbulences sont plus importantes (comme représenté sur la figure 1.2). Dans les parcs éoliens, lorsque plusieurs turbines sont alignées, il n'est alors pas rare qu'une turbine en aval du parc opère dans le sillage généré par une éolienne en amont. Cela signifie qu'elle est directement affectée par le flux d'air turbulent et ralenti qui provient de la première turbine. En conséquence, on observe deux effets majeurs : une diminution de la production d'énergie de la turbine en aval et une augmentation des charges dynamiques exercées sur sa structure, s'accompagnant d'un accroissement de la fatigue (González-Longatt, Wall, & Terzija, 2012). Un exemple concret souvent mentionné est le parc éolien offshore de Horns Rev. Ce parc Danois, composé de 80 unités, perdrait jusqu'à 40 [%] en efficacité de production uniquement à cause de l'effet de sillage, selon les données étudiées par Barthelmie et al. (2009). Ces pertes de production s'accompagnent généralement de pertes financières affectant directement la rentabilité des parcs. L'étude de Lundquist, DuVivier, Kaffine, & Tomaszewski (2019) estime alors à plusieurs millions de dollars les pertes de production engendrées par la présence du parc Roscoe dans le sillage du parc Loraine (Texas) entre les années 2011 et 2015. Également, l'augmentation des coûts de maintenances induite par l'accroissement des turbulences peut faire chuter davantage la rentabilité des parcs. La prise en considération de l'effet de sillage est donc essentielle lors de la conception et de l'opération des parcs éoliens, et la mise en place de méthodes d'atténuation des pertes dues à ce phénomène est nécessaire. Ce dernier point est abordé dans les paragraphes suivants.

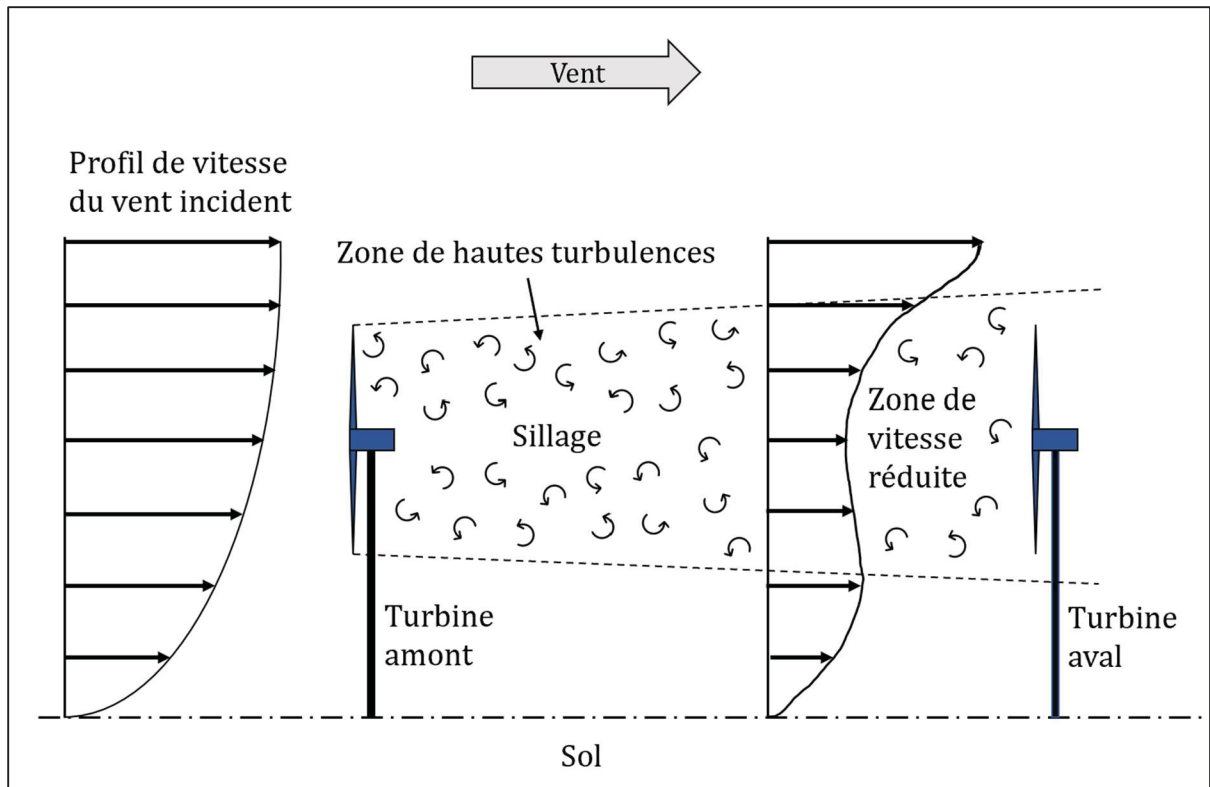


Figure 1.2 Illustration de l'effet de sillage au sein des parcs éoliens

1.3.2 Méthodes d'atténuation des pertes de sillage

Habituellement, pour atténuer les effets du sillage au sein d'un parc, il est admis d'espacer les turbines d'une distance d'au moins sept fois le diamètre de leur rotor dans la direction du vent dominant. En effet, avec la distance, le sillage généré par une éolienne s'estompe et l'écoulement reprend sa forme initiale (González-Longatt et al., 2012). Néanmoins, cet espacement est limité, car les coûts du terrain et du raccordement des éoliennes au réseau électrique parlent en faveur d'un moindre espacement entre les éoliennes afin de diminuer les coûts d'opérations et de terrain. Une autre méthode consiste en l'optimisation de la disposition des turbines, se basant sur l'utilisation de modèles de sillage afin d'estimer la production des parcs. On utilise alors des données du vent afin de prédire la production du parc sur une année et des algorithmes d'optimisations sont utilisés pour déterminer les positions idéales des turbines afin de minimiser le coût par unité de puissance produite (Shakoor, Hassan, Raheem, & Wu, 2016). Toutefois, cette méthode n'est pas encore répandue dans l'industrie, ce domaine

de recherche étant assez récent. Finalement, des stratégies axées sur le contrôle profitent des entrées de commande disponibles sur chaque turbine pour manipuler le champ du vent et atténuer les effets du sillage. Ces dernières proposent l'avantage de pouvoir être intégrées à des parcs déjà existants, mais également de ne pas imposer de limitations aux personnes chargées de la conception des parcs futurs (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). La littérature fait alors état de trois stratégies de contrôle majeures qui seront présentées dans les paragraphes suivants.

La plus ancienne a été proposée pour la première fois par Steinbuch, de Boer, Bosgra, Peters, & Ploeg (1988). Dans leur article, les auteurs expliquent que les contrôleurs classiques maximisent l'énergie extraite par chaque éolienne prise individuellement, ce qui n'est pas optimal quand on considère un parc éolien. Ils proposent alors de déclasser la puissance des turbines en amont afin de réduire la quantité d'énergie extraite du vent. Il en découle une augmentation de la vitesse du vent se trouvant dans leur sillage et à terme, une augmentation de la production des éoliennes disposées en aval. Johnson & Thomas (2009) proposent une explication plus détaillée de l'interaction entre le rotor et le vent, et concluent sur la faisabilité de cette stratégie, indiquant que pour un choix intelligent de point d'opération, la production supplémentaire d'une turbine en aval l'emporte sur la production perdue d'une turbine bridée en amont. Cependant, Houck (2022) explique que l'application optimale de cette méthode est pour le moment impossible. En effet, cette stratégie n'ayant fait l'objet que de peu d'essais sur des simulateurs hautes fidélités ou sur le terrain, il n'existe pas d'indications claires pour sa mise en œuvre. Enfin, l'auteur indique que les recherches ne montrent que peu de cas où cette méthode propose un réel apport, les supposés gains de puissance obtenus n'étant que de l'ordre de quelques pour cent pour des réductions de charges aérodynamiques pouvant être négligeables.

D'autres méthodes misent sur la redirection du sillage. L'objectif est alors de dévier suffisamment le sillage de l'éolienne en amont afin de réduire sa zone de chevauchement avec le rotor de l'éolienne en aval. Différents raisonnements sont possibles pour parvenir à ce résultat. L'un d'entre eux se base sur l'angle d'inclinaison du rotor afin de rediriger le sillage

verticalement (Guntur, Troldborg, & Gaunaa, 2012). Ce concept est illustré sur la figure 1.3a. Fleming et al. (2015) observent finalement, par simulation, une augmentation de 7,6 [%] de la production totale en considérant deux éoliennes alignées. Toutefois, Guntur et al. (2012) indiquent que ce concept est en théorie peu pratique, l'angle d'inclinaison du rotor et la distance nécessaire entre chaque turbine pour observer de réels résultats étant peu réalistes. De plus, rapprocher les pales de la tour peut détériorer l'intégrité de la structure (Escobar Aquino, 2018). Similairement, une approche basée sur l'angle de lacet de la nacelle a fait l'objet de plusieurs articles. Elle consiste, comme présenté sur la figure 1.3b à désaligner le rotor par rapport au vent incident afin de dévier horizontalement la trajectoire du sillage en sortie de l'éolienne (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009 ; Wagenaar, Machielse, & Schepers, 2012). Fleming et al. (2015), dans la même configuration que précédemment, observent cette fois un gain de 4,6 [%] en production ainsi qu'une réduction des charges liées aux turbulences subies par la turbine en aval. Toutefois, le désalignement de la turbine en amont augmente les charges subies par ses pales, réduisant leur durée de vie. Une autre étude de Fleming et al. (2014) propose de rediriger le sillage par un contrôle individuel de chaque pale de l'éolienne. Néanmoins, les auteurs indiquent que malgré sa capacité à pouvoir dévier le sillage, ce concept ne peut être déployé étant donné l'augmentation considérable des charges subies par les pales.

Étant donné les performances limitées des méthodes précédentes, plusieurs études se sont penchées sur une stratégie basée sur le repositionnement des turbines, rendue possible par l'émergence des éoliennes flottantes. Ce principe consiste à modifier directement la position de chaque éolienne en temps réel afin d'adapter la disposition du parc en fonction du vent incident. Cette approche a alors pour effet de minimiser la présence des éoliennes dans le sillage des autres. Dans la même étude que précédemment, Fleming et al. (2015) montrent

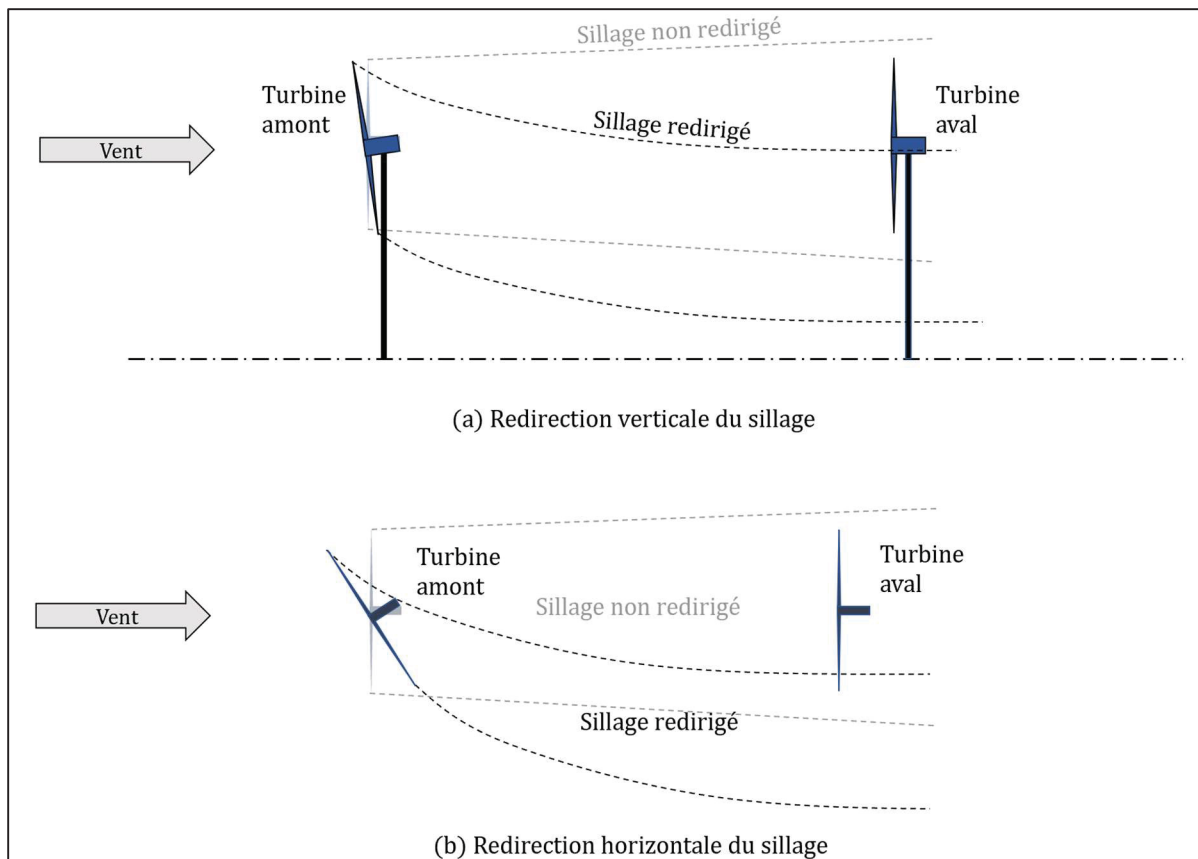


Figure 1.3 Méthodes de redirection du sillage

alors que le repositionnement est bien plus performant que la déviation du sillage, observant un gain de puissance pouvant aller jusqu'à 41 [%] lorsque les turbines s'écartent latéralement d'une distance équivalente à un diamètre de leur rotor, soit 130 mètres. De plus, la simulation montre que les charges dues au sillage ne sont plus ressenties par la turbine en aval pour ce même espacement latéral. Cependant, aucun mécanisme qui pourrait être utilisé pour repositionner les éoliennes flottantes n'a été évalué dans cette étude. Rodrigues, Teixeira Pinto, Soleimanzadeh, Bosman, & Bauer (2015), dans une autre étude, réalisent un algorithme d'optimisation basé sur le modèle de sillage de Jensen (1983) visant à maximiser le rendement d'un parc composé de 36 turbines flottantes. Les lignes d'amarrage de chaque plateforme sont considérées comme étant reliées à des treuils permettant de piloter le déplacement des éoliennes dans une zone donnée. Le rendement du parc optimisé est alors supérieur de 5 [%] par rapport à un parc dont les turbines sont fixes en plus de subir moins de variations par

rapport à la direction du vent incident. Un autre algorithme d'optimisation, proposé par Kheirabadi & Nagamune (2019b), se base cette fois sur l'utilisation du repositionnement par les forces aérodynamiques. L'étude a été réalisée à l'aide d'un modèle de sillage proposé par Gebraad (2014) combiné avec un modèle bidimensionnel de déplacement de la plateforme en régime permanent. L'algorithme calcule alors l'angle de lacet et le facteur d'induction axial optimal pour chaque turbine afin d'obtenir un gain de puissance maximal pour le parc. L'étude montre alors un gain d'efficacité du parc allant jusqu'à 20 [%]. Il est également précisé que ce gain est très dépendant des forces de restaurations imposées par les câbles, et donc de leurs longueurs. En effet, ces derniers, s'ils sont plus longs, permettent l'élargissement de la portée de la plateforme par rapport à sa position initiale. Également, d'autres paramètres peuvent influencer sur le rendement du parc et sont proposés dans un autre article plus complet de Kheirabadi & Nagamune (2020), faisant intervenir cette fois-ci le nombre de turbines et l'orientation des points d'ancrage. Toutefois, dans le modèle utilisé pour ces deux articles, des effets importants sont négligés comme les mouvements d'inclinaison et d'élévation des plateformes ainsi que l'impact des vagues et des courants sur celles-ci. Aussi, le calcul d'optimisation néglige la plage mobile des turbines flottantes indiquée par Han et al. (2017) et le modèle de sillage utilisé est statique, ne reflétant pas les effets qu'implique le déplacement des turbines sur le champ de vent. Enfin, une première étude dynamique, proposée par Gao, Padmanabhan, Chen, Kheirabadi, & Nagamune (2022) montre le gain potentiel apporté par l'utilisation d'un contrôleur de position en temps réel basé sur l'utilisation des forces aérodynamiques. Cette étude est réalisée par le biais d'un modèle dynamique de parc éolien flottant, constitué de trois turbines alignées dans la direction de l'écoulement du vent. Celui-ci est supposé constant, et les contrôleurs utilisés, de type GSPI, ne considèrent que l'erreur latérale de position. Le repositionnement latéral des turbines, de l'ordre d'une centaine de mètres pour chacune, montre alors un gain potentiel de 10 à 15 [%] de la production totale de puissance du parc pour des vents plus faibles que la vitesse de vent nominale des turbines. Cependant, cette étude n'est que préliminaire, la simulation manquant de réalisme. Il est à noter, finalement, que malgré son potentiel certain, les publications portant sur la stratégie de repositionnement manquent dans la littérature, cette dernière étant relativement récente.

1.3.3 Contrôleurs de parc

Les paragraphes précédents ont montré que la gestion du sillage est un facteur clé pour augmenter l'efficacité des parcs éoliens. Par conséquent, les stratégies basées sur le contrôle décrites précédemment méritent un intérêt tout particulier. Toutefois, leur mise en œuvre nécessite le développement de contrôleurs de parcs, capables d'établir les consignes optimales pour chaque éolienne en fonction du champ du vent. Ces contrôleurs doivent alors résoudre des problèmes d'optimisation dynamiques afin de manipuler dynamiquement le champ de vent de manière à atténuer l'effet de sillage et à minimiser les pertes de puissance (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). La littérature fait état de deux approches principales utilisées par les contrôleurs de parc pour résoudre les problèmes d'optimisations. Ces dernières sont discutées dans les paragraphes suivants.

Une première approche s'appuie sur des modèles numériques de parcs éoliens, considérant l'écoulement dynamique du vent au sein du parc afin de déterminer les actions de contrôle (Dong, Xie, & Zhao, 2022). Ces modèles peuvent être analytiques, soit basés sur des équations dérivées de la mécanique des fluides ou numériques (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). Plus de détails sur l'élaboration de ces modèles sont proposés dans la suite de cette revue. Il est alors supposé que, lors de l'application de ce contrôleur à un parc éolien réel, une performance comparable à celle prédite par le modèle utilisé sera atteinte. Un exemple de contrôleur basé sur un modèle est proposé dans une étude de Vali et al. (2018). Le contrôleur utilisé est un contrôleur MPC utilisant un modèle dynamique de sillage de moyenne fidélité pour optimiser les facteurs d'inductions dans un parc composé de six turbines. L'objectif est alors de contrôler activement la puissance du parc afin de suivre une consigne de puissance. Le contrôleur montre alors sa capacité à réguler de manière optimale la production d'énergie des éoliennes pour permettre à la puissance totale du parc éolien de suivre la demande de puissance en temps réel. Ces résultats sont ensuite comparés à des contrôleurs de référence en boucle ouverte, montrant des performances moindres. D'autres exemples sont disponibles dans la littérature. Une variante aux approches analytiques et numériques classiques, qualifiée de « pilotée par les données », cherche à modifier le modèle en temps réel en fonction des valeurs mesurées,

permettant alors une meilleure adaptabilité (Dong et al., 2022). Cela peut se faire par le biais d'un modèle prédéfini dont les paramètres sont modifiables, ce qu'a proposé Gebraad et al. (2016), ou par de l'identification de système/construction de modèle par l'utilisation de ces données. Ce deuxième point est exploité dans l'article de Park, Kwon, & Law (2017) où un modèle de prédiction de la puissance produite d'un parc éolien est construit et estimé à partir de l'apprentissage machine. Toutefois, la fiabilité des contrôleurs basés sur des modèles est très dépendante de la qualité des modèles utilisés. En effet, modéliser les interactions aérodynamiques dans les parcs à partir de modèles simplifiés et peu coûteux en termes de calcul est une tâche difficile (Marden, Ruben, & Pao, 2013), les erreurs de modélisation pouvant alors dégrader l'efficacité des contrôleurs ainsi que leur fiabilité (Dong et al., 2022). Aussi, l'utilisation de méthodes de modélisation haute-fidélité est irréalisable pour l'optimisation dynamique en ligne, les ressources informatiques requises étant excessives (Goit, Munters, & Meyers, 2016). Pour passer outre ces limitations, une approche alternative a été développée, ne se basant cette fois sur aucun modèle analytique. Celle-ci est présentée dans le paragraphe suivant.

Les contrôleurs découlant de la méthode sans modèle font appel à une optimisation dynamique pilotée par des données de mesure et ne font intervenir aucun modèle analytique. Leur algorithme de contrôle examine de manière itérative ou continue les systèmes et calcule les actions de contrôle futures en fonction des changements observés dans la fonction-objectif définie par l'utilisateur (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). On peut alors trouver dans la littérature des algorithmes basés sur la théorie des jeux (Marden et al., 2013), sur l'optimisation aléatoire (Hao, Ahmad, Raja Ismail, & Nasir, 2018), sur la recherche d'extremum (Ebegbulem & Guay, 2017) ou sur les gradients (Campagnolo et al., 2016) pour les plus connus, montrant un fort potentiel. Récemment, ces contrôleurs voient leur popularité croître, car, comme indiqué précédemment, ces derniers permettent d'éviter de dépendre d'un modèle analytique. Toutefois, Dong et al. (2022) indiquent que les méthodes d'optimisations utilisées pour les contrôleurs sans modèle sont généralement en boucle ouverte, nécessitant alors des données en régime permanent pour effectuer l'apprentissage. Également, ils ajoutent que ces méthodes manquent d'adaptabilité et de robustesse face aux conditions de vents variables

temporellement et aux effets du sillage. Les architectures des contrôleurs présentés précédemment sont résumées sur la figure 1.4.

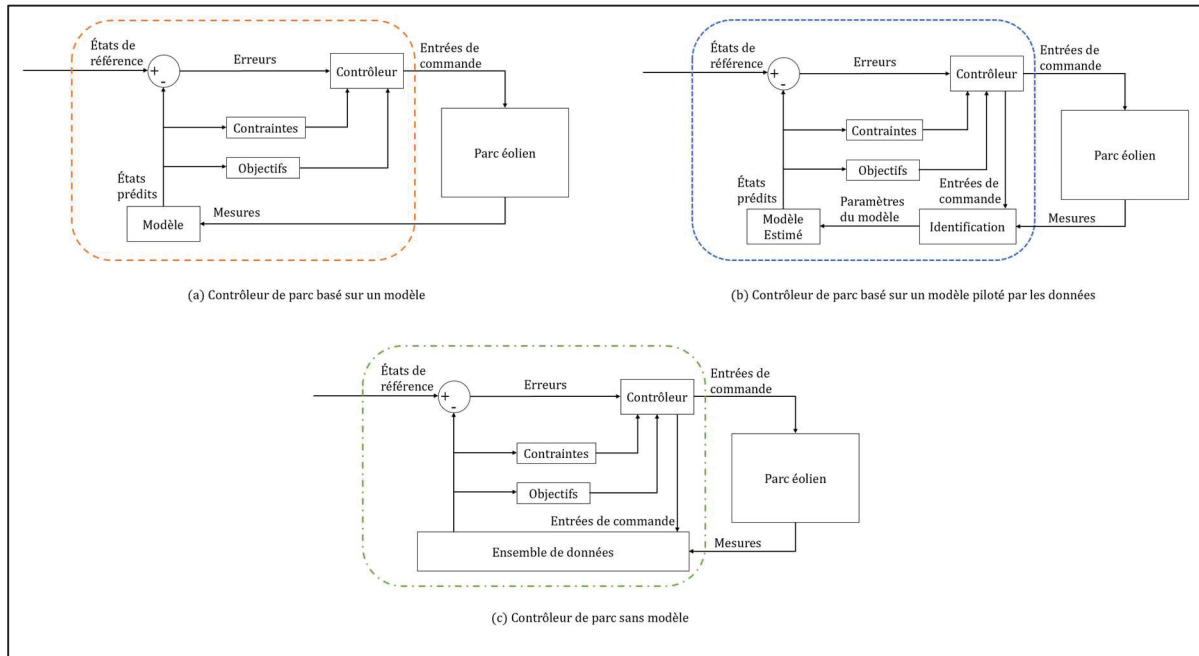


Figure 1.4 Architectures de contrôle des différents types de contrôleurs de parc
Adaptée de Dong et al. (2022, p. 9)

Finalement, outre le type de méthode utilisée pour développer le contrôleur du parc, le choix de l'architecture de communication est également un critère important dans le contrôle des parcs éoliens. On rencontre alors deux types d'architectures pour le contrôle des parcs ; les contrôleurs centralisés, présentés sur la figure 1.5a, ou distribués, sur la figure 1.5b (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). L'architecture de contrôle centralisée se base sur une unique unité de contrôle, mesurant les caractéristiques du vent et les états de chaque turbine afin de résoudre un problème d'optimisation. Une fois les entrées de contrôle calculées, le contrôleur transfère la consigne à respecter à chaque turbine. Toutefois, cette architecture, malgré sa simplicité, propose des performances limitées. En effet, l'utilisation d'une unique unité de contrôle recevant les données de chaque éolienne du parc augmente le nombre de variables et complexifie le problème d'optimisation (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). Il en résulte un temps de calcul plus long et donc une diminution des performances du parc.

Une autre approche, l'architecture distribuée, vise à réduire la taille et la complexité du problème d'optimisation par l'emploi de plusieurs unités de contrôle. Dans ce cas, chaque turbine composant le parc est régulée par sa propre unité et chaque unité résout un problème d'optimisation local en communiquant avec les unités des turbines voisines (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). Également, il est possible d'étendre la communication à un ensemble arbitraire de voisins (Marden et al., 2013) ou de la restreindre à un voisin unique (Gebraad & van Wingerden, 2015). En plus de réduire la complexité des problèmes d'optimisation, ce type d'architecture représente une solution générale pouvant être implémentée à tout type de parcs, le nombre de turbines n'altérant pas la structure du contrôleur ni les coûts de calculs (Kheirabadi & Nagamune, 2019a). Toutefois, avec ce type d'architecture, une solution optimale globale a moins de chance d'être atteinte qu'avec des systèmes de contrôle centralisés.

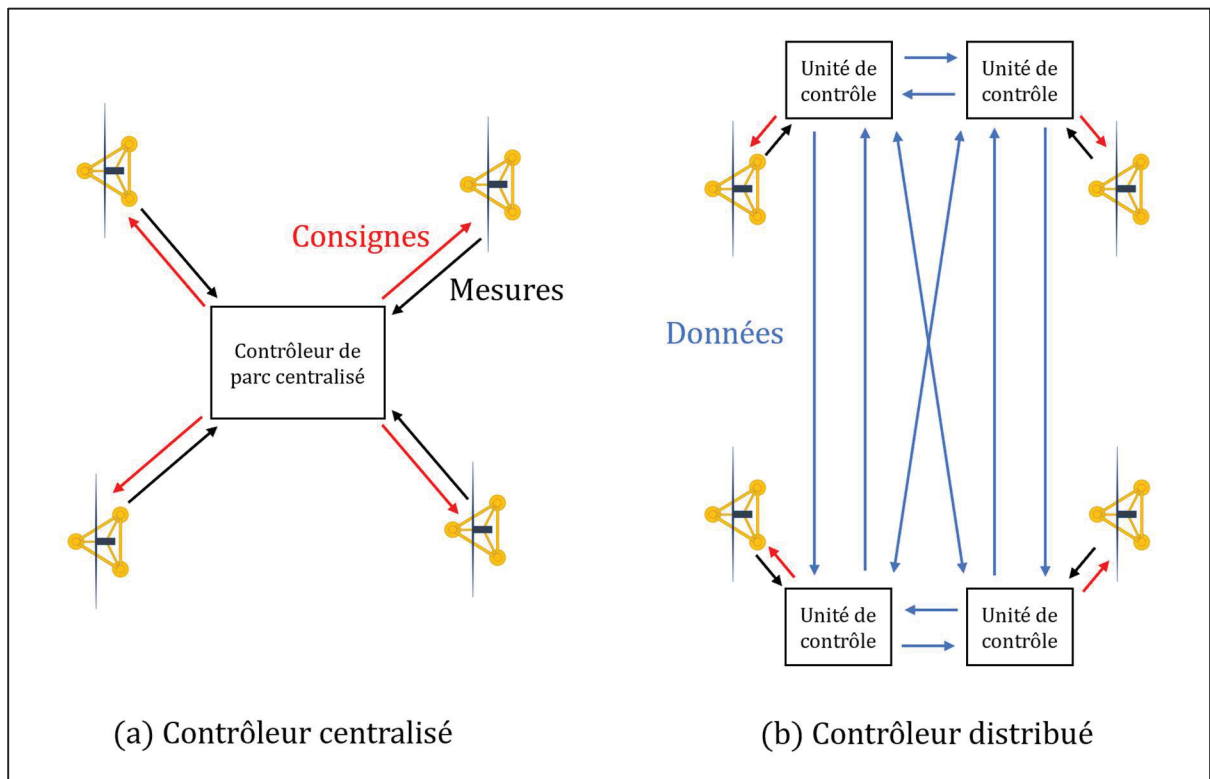


Figure 1.5 Architectures de communication des différents types de contrôleurs de parc

Cette partie de la revue avait pour vocation de résumer les méthodologies existantes pour la gestion des parcs éoliens, mais également de décrire la problématique majeure liée au sillage. Les paragraphes précédents ont alors montré l'importance de considérer un parc éolien dans son ensemble lors de la conception de méthodes de contrôle. Néanmoins, en plus du vent et du phénomène de sillage, il est important de rappeler que les éoliennes flottantes subissent également des interactions hydrodynamiques non négligeables. Il est alors nécessaire, dans un premier temps, de générer des modèles de vent et de vagues réalistes pour vérifier la capacité des contrôleurs des turbines à rejeter ces perturbations, puis de générer un modèle de champ de vent pour conclure sur l'efficacité globale de la méthode de contrôle sur la production du parc. La prochaine partie passe en revue différents modèles existants caractérisant le vent, les vagues et le champ du vent à des fins de modélisation en temps réel.

1.4 Modélisation des perturbations

1.4.1 Modélisation du vent

Par définition, les vents sont des mouvements de masses d'air dont l'origine provient en majorité des différences de températures entre les régions du globe. Les masses d'air chauffées par le Soleil au niveau de l'équateur s'élèvent vers les hautes couches de l'atmosphère, créant une dépression. Cette dépression engendre alors le déplacement de l'air depuis l'équateur vers les pôles, refroidissant les masses qui redescendent dans les couches inférieures de l'atmosphère. Au sol, il y a alors déplacement de l'air des pôles vers l'équateur. Ces vents, qualifiés de « grands vents », sont avant tout influencés par les différences de températures entre les régions ainsi que par la force de Coriolis issue de la rotation de la Terre. Néanmoins, à eux seuls, ces vents sont peu représentatifs du comportement réel sur un site, n'étant que peu influencés par la surface du sol. Le vent sur un site donné est en réalité issu de la combinaison des grands vents et des vents de surfaces ou « vents locaux ». Ces derniers sont présents en basse atmosphère (moins de cent mètres) et sont grandement influencés par la topologie du terrain, les obstacles présents et les forces de friction, modifiant leurs vitesses et leurs directions. On peut alors exprimer le signal temporel du vent sur un site par l'équation (Bianchi, De Battista, & Mantz, 2007) :

$$V(t) = V_m + v(t) \quad (1.1)$$

où V_m représente la valeur moyenne de la vitesse du vent, correspondant aux grands vents, et v représente les turbulences issues des vents locaux, exprimées en mètres par seconde. Le vent moyen est alors défini comme la valeur moyenne de la vitesse instantanée du vent sur un intervalle t_p tel que (Bianchi et al., 2007) :

$$V_m = \frac{1}{t_p} \int_{t_0 - t_p/2}^{t_0 + t_p/2} V(t) dt \quad (1.2)$$

Les turbulences, quant à elles, sont bien plus difficiles à prévoir, ces dernières étant aléatoires et dépendantes fortement du site retenu. La littérature fait alors état de l'existence de différents modèles visant à représenter le comportement du vent sur différentes échelles de temps.

Une première approche pour traiter le caractère stochastique de la vitesse du vent fut par le développement de modèles basés sur des approches probabilistes. En effet, de nombreuses distributions probabilistes ont été étudiées dans le but de caractériser au mieux la vitesse du vent. Zhou, Ji, & Youjie (2009), dans leur article, rapportent alors un total de sept modèles statistiques employés. La distribution de Weibull à deux paramètres est aujourd'hui la plus répandue et a fait l'objet d'une comparaison avec d'autres distributions dans l'article de Carta, Ramirez, & Velázquez (2009). Ceux-ci montrent alors que la distribution de Weibull à deux paramètres constitue l'une des meilleures distributions probabilistes pour caractériser la vitesse du vent, en raison de sa flexibilité et de la simplicité d'estimation de ses paramètres. Ce modèle est alors régulièrement utilisé pour des analyses sur le long terme afin d'évaluer la puissance éolienne extractible sur un site ou de prédire la production énergétique de parcs éoliens. Toutefois, du fait que ce modèle ne montre que la vitesse moyenne du vent sur de grands intervalles de temps, ce dernier n'est pas adapté pour de la simulation en temps réel et de l'analyse dynamique.

Une autre approche consiste en l'approximation de la vitesse du vent par une combinaison de la distribution de Weibull et d'un modèle autorégressif (AR), proposée par Chou & Corotis

(1981). Néanmoins, beaucoup de suppositions ont été établies pour construire ce modèle, l'une d'entre elles indiquant que la vitesse du vent doit suivre une distribution normale pour l'utiliser. Billinton, Chen, & Ghajar (1996) proposent alors en 1996 un modèle autorégressif et de moyenne mobile (ou ARMA, autoregressive-moving-average) qui sera utilisé davantage par la suite comme une forme plus générale du modèle autorégressif. Le modèle ARMA d'ordre $[n, M]$ est décrit par l'équation suivante (Xuesong et al., 2009) :

$$v_t = \sum_{i=1}^n \phi_i v_{t-i} + \alpha_t + \sum_{j=1}^m \theta_j \alpha_{t-j} \quad (1.3)$$

Où ϕ_i et θ_j représentent respectivement les coefficients d'autorégression et de moyenne mobile d'ordre n et M et α_t est un bruit blanc de moyenne nulle. Les séries temporelles de vitesse du vent sont alors générées par l'équation (Karki, Hu, & Billinton, 2006) :

$$V(t) = V_m + \sigma_t v_t \quad (1.4)$$

où le produit $\sigma_t v_t$ représente les turbulences dans lequel σ_t représente l'écart-type observé de la vitesse du vent. Ce modèle est alors capable de représenter les propriétés saisonnières et les variations diurnes de la vitesse du vent. Toutefois, la détermination des paramètres est très dépendante du lieu retenu ainsi que des échantillons disponibles, ces derniers étant obtenus empiriquement. Karki et al. (2006) proposent alors un modèle ARMA plus général pouvant être utilisé sur différents sites tout en proposant une précision raisonnable. Enfin, différents articles comme celui de Senjyu, Nakaji, Uezato, & Funabashi (2005) montrent qu'il est possible d'utiliser des modèles ARMA pour la génération du vent dans le cas d'analyse dynamique et de simulation en temps réel.

Une méthode plus répandue se base sur l'utilisation de fonctions de densité spectrale de puissance pour générer la partie fluctuante du vent. En effet, selon Manwell, McGowan, & Rogers (2009), les fluctuations du vent peuvent être considérées comme un résultat d'une combinaison de vents variant de façon sinusoïdale superposés au vent moyen constant. La fonction de densité spectrale de puissance décrit alors la relation entre la fréquence et les

amplitudes d'ondes sinusoïdales qui composent la vitesse fluctuante du vent. De nombreux modèles ont été développés et les plus utilisés sont résumés dans l'article de Bojórquez, Payán-Serrano, Reyes-Salazar, & Pozos (2017). Par ailleurs, le logiciel de référence TurbSim (B. Jonkman, 2009), très largement répandu pour la simulation numérique du vent, propose plusieurs de ces modèles, chacun étant spécifique à un type de terrain. De nombreux articles, comme ceux de Han & Nagamune (2020) et d'Escobar Aquino & Nagamune (2020) montrent alors l'utilisation de ces modèles dans le cas de simulations en temps réel et d'analyses dynamiques.

Enfin, un dernier modèle pouvant être utilisé pour de la modélisation dynamique est celui proposé par Anderson & Bose (1983), s'intitulant « modèle à quatre composantes ». Ce dernier est défini par l'équation (Anderson & Bose, 1983) :

$$V_W = V_{WB} + V_{WG} + V_{WR} + V_{WN} \quad (1.5)$$

Où V_{WB} représente le vent moyen, pouvant être une constante ou déterminé par une distribution de Weibull, V_{WG} représente la composante rafale décrivant les changements soudains de vitesses du vent, V_{WR} représente la composante rampe décrivant les changements graduels possibles de la vitesse du vent sur un site donné et V_{WN} représente le caractère stochastique de la vitesse du vent pouvant être déterminé par l'utilisation d'un spectre de puissance. Les équations complètes de ces composantes sont disponibles dans l'article d'Anderson & Bose (1983). Une utilisation de ce modèle a ensuite été proposée dans l'article de Slootweg, De Haan, Polinder, & Kling (2002) dans lequel un modèle général d'éolienne est conçu pour de l'analyse dynamique. Toutefois, Fernandez-Bernal & Alonso-Alonso (2017) indiquent que ce modèle demande des capacités de calculs élevés et un nombre important de paramètres à déterminer. Xuesong et al. (2009) précisent quant à eux que la méthode de détermination du paramètre de la composante rafale n'est pas définie.

1.4.2 Modélisation des vagues

Dans le cas de l'ingénierie côtière ou océanique, la façon dont sont décrites les vagues à la surface de l'eau est fondamentale. En effet, leur comportement et les forces générées par ces dernières jouent un rôle crucial dans la conception de tout projet côtier ou offshore. Les vagues de surface sont en majorités induites par le vent, mais leur caractère stochastique les rend difficiles à modéliser. Young (2017) explique dans un article que bien que des vagues successives varient en hauteur, période et direction, les enregistrements de ces dernières semblent montrer des propriétés de vague dominantes, semblant permettre leur estimation. La littérature fait alors état de deux grandes théories concernant la modélisation du champ de vagues qui seront présentées dans les prochains paragraphes.

Les vagues régulières, dans un premier temps, cherchent à approximer de manière simple le comportement du champ de vague. Cette théorie suppose que les vagues océaniques sont bidimensionnelles, de faible amplitude, sinusoïdales et progressivement définissables par leur hauteur de vague et leur période dans une profondeur d'eau donnée. La propagation des vagues peut alors être définie par l'équation (Matha, 2010) :

$$\zeta(x, t) = A_v \cdot \sin(\omega t - k_v x) \quad (1.6)$$

Où ζ représente l'élévation de la vague à l'instant t et à la position x , A_v représente l'amplitude de la vague, ω représente la pulsation de la vague et k_v représente le nombre d'onde tel que (Matha, 2010) :

$$k_v = \frac{2\pi}{\lambda_v} \quad (1.7)$$

Où λ_v représente la longueur d'onde. Une fois celles-ci modélisées, la cinématique et la dynamique de ces vagues peuvent être déterminées à l'aide des équations établies par Faltinsen (1999) basées sur la théorie d'Airy (1849) ou plus communément appelée théorie linéaire. Ces informations sont ensuite utilisées pour les estimations de conception technique. Les vagues régulières, bien que simples, ne sont cependant pas adaptées à toutes les conditions de mer. En

effet, lorsque l'élévation de vagues atteint une certaine hauteur, l'approximation en deux dimensions de la surface de l'océan peut dévier d'une sinusoïde pure. Il est alors nécessaire d'utiliser des théories non linéaires afin de pouvoir générer ces nouveaux comportements de vagues, non sinusoïdaux et irréguliers.

Les vagues irrégulières, dans un second temps, cherchent à déterminer le caractère aléatoire des vagues océaniques par l'utilisation de théories statistiques et probabilistes. Une première approche, utilisant la théorie de Fourier, consiste à approximer la surface de la mer par une somme d'ondes sinusoïdales simples puis à définir les caractéristiques d'une onde en fonction de son spectre. L'élévation de l'eau à la surface est alors exprimée par (Young, 2017) :

$$\zeta(t) = \sum_{i=1}^N a_i \cdot \sin(\omega_i t + \phi_i) \quad (1.8)$$

Où a_i , ω_i et ϕ_i sont respectivement l'amplitude, la pulsation et la phase du i -ème composant de la sommation. L'amplitude de chaque composant est alors donnée par (Young, 2017) :

$$a_i = \sqrt{2F(f)\Delta f} \quad (1.9)$$

Où $F(f)$ est la représentation spectrale de la i -ème onde. Cette méthode permet alors de traiter la variabilité des ondes en ce qui concerne la période et la direction du déplacement. L'approche spectrale est très répandue et est notamment utilisée pour la génération des perturbations hydrodynamiques sur le logiciel de référence FAST. On retrouve alors en majorité deux spectres dans la littérature. Le spectre de Pierson & Moskowitz (1964), dans un premier temps, suppose un état de mer complètement développé, c'est-à-dire que les interactions entre le vent et les vagues ont atteint un état d'équilibre. Ce dernier est par exemple utilisé par Homer & Nagamune (2018) pour la validation de leur modèle simplifié. Le spectre JONSWAP (Joint North Sea Wave Project), développé par Hasselmann et al. (1973) est quant à lui adapté pour la représentation de jeunes états de mer. Également, ce spectre se veut plus réaliste que le précédent, car après analyse de données récoltées, il apparaît que l'état de mer n'est en réalité jamais complètement développé (Hasselmann et al., 1973). Il existe cependant

une seconde approche qui consiste à décrire un enregistrement de vague en un point comme une séquence de vagues individuelles de différentes hauteurs et périodes. La variabilité du champ de vague est alors considérée en termes de probabilité de vagues individuelles. Longuet-Higgins (1952) montre alors dans un article que la distribution des hauteurs de vagues suit des lois de probabilités connues. Aujourd'hui, les plus utilisées sont les distributions Gaussienne et de Rayleigh. Ces dernières permettent alors de calculer les propriétés nécessaires à la représentation paramétrique de la surface de la mer. Cette méthode reste toutefois moins populaire que la précédente du fait qu'elle ne donne aucune indication sur la direction de propagation des vagues.

1.4.3 Modélisation du champ de vent dans les parcs

Comme indiqué plusieurs fois dans cette revue, la simple génération des perturbations n'est pas suffisante lorsque l'on considère un parc éolien. En effet, les turbines représentent des obstacles au vent à l'échelle locale et influent donc sur l'écoulement du vent à travers le site. Il est donc nécessaire dans le cadre de cette recherche de prendre en considération l'influence des éoliennes sur le champ du vent et de la modéliser, ceci permettant de vérifier l'efficacité du repositionnement des turbines sur l'atténuation de l'effet de sillage. On trouve dans la littérature plusieurs méthodes de modélisation du champ de vent dans les parcs, ces dernières pouvant être catégorisées selon leur niveau de fidélité dont les caractéristiques sont résumées dans le Tableau 1.1.

Tableau 1.1 Propriétés principales des différentes catégories de modèles
Adapté de Boersma et al. (2017, p. 8)

	Haute fidélité	Moyenne fidélité	Faible fidélité
Type de modèle	Modèles de champ d'écoulement	Modèles de champ d'écoulement	Modèles cinématiques
Bases	Équations de Navier-Stokes	Équations de Navier-Stokes simplifiées	Modèles paramétriques
Dynamique/Statique	Dynamique	Dynamique	Statique/Dynamique
Coût en calcul	Jours / Semaines	Minutes	Secondes

Les modèles de haute-fidélité, dans un premier temps, sont des modèles de champ d'écoulement. Ces derniers se basent sur la résolution des équations non stationnaires de Navier-Stokes en trois dimensions par l'utilisation de la mécanique des fluides numérique (MFN). On retrouve alors deux approches principales pour la simulation numérique des turbulences (Boersma et al., 2017). La simulation numérique directe (ou DNS, Direct Numerical Simulation) se base sur une discrétisation spatiale du milieu étudié et résout directement l'ensemble des équations composant le milieu, capturant toutes les échelles de tourbillons. Cette méthode, reconnue pour sa précision, est néanmoins inutilisable pour le développement de modèles de parcs éoliens orientés sur le contrôle. En effet, la simulation numérique directe possède un coût de calcul prohibitif, pouvant amener à des simulations nécessitant plusieurs jours voire semaines de calculs. La majorité des modèles de parcs de haute-fidélité se basent alors sur une autre méthode : la simulation des grandes structures de la turbulence (ou LES, Large Eddy Simulation). Cette méthode, contrairement à la précédente, se base sur des équations filtrées (spatialement ou temporellement) de Navier-Stokes et ne capture que les tourbillons d'échelle pertinente, les plus petits étant approximés. Un exemple de modèle basé sur cette méthode est le modèle SOFWA (Simulator fOr Wind Farm Application), développé par le NREL (Churchfield, Lee, Michalakes, & Moriarty, 2012), qui est une combinaison d'un modèle d'écoulement basé sur la méthode LES et du code FAST

modélisant les turbines. Ce modèle, comparé avec une expérimentation en soufflerie, a alors montré sa capacité à prédire de manière fiable la production de puissance d'un parc pour différentes configurations de turbines et d'angles de lacets (Wang, Wang, Campagnolo, Carraón, & Bottasso, 2018). Il est aujourd'hui utilisé pour l'évaluation de contrôleur de parc ainsi que pour la validation de modèles simplifiés. D'autres modèles basés sur le LES peuvent être trouvés dans la littérature et sont présentés en détail dans l'article de Kheirabadi & Nagamune (2019a). Toutefois, comme pour les modèles de simulation numérique directe, les modèles basés sur le LES, ne peuvent être utilisés pour du contrôle en temps réel, les durées de calcul étant toujours de l'ordre de plusieurs jours à plusieurs semaines (Boersma et al., 2017). Ces derniers sont alors utilisés en guise d'outils d'analyse.

Les modèles de faibles fidélités, souvent référés à des modèles cinématiques, permettent de réaliser de l'optimisation dynamique grâce à leur simplicité et à leur faible coût en calcul. Ces derniers captent les caractéristiques principales du sillage et des turbines au niveau du moyeu et les représentent sous la forme de modèles heuristiques bidimensionnels. Toutefois, la plupart de ces modèles supposent une situation de régime permanent pour une direction d'écoulement donnée, ce qui peut être une hypothèse irréaliste dans le cas de grands parcs éoliens. La plus ancienne et la plus simple représentation d'un modèle statique est celle proposée par Jensen (1983), qui suppose une expansion linéaire du sillage en sortie du rotor et une distribution uniforme des vitesses. Également, le déficit de vitesse au sein du sillage dans ce modèle ne dépend que de la distance en aval du rotor. Depuis, de nombreux modèles se sont basés sur le modèle de Jensen (1983) afin d'y apporter des améliorations pour capturer des phénomènes aérodynamiques additionnels. Katic, Højstrup, & Jensen (1986) dans un premier temps ont modélisé les interactions entre plusieurs sillages, assumant que le déficit d'énergie cinétique en tout point est défini par la somme des déficits d'énergie cinétique des sillages les plus pertinents. Il est alors possible de déduire le déficit de vitesse en tout point du sillage. Gebraad et al. (2016) ont proposé plus tard une extension du modèle de Jensen (1983) donnant naissance au modèle paramétrique FLOW Redirection and Induction in Steady-state (FLORIS), capable de prendre en considération l'effet de l'angle de lacet de la nacelle sur l'évolution du sillage. Aussi, une représentation non uniforme et plus réaliste de la distribution des vitesses

est proposée. Enfin, de récents ajouts permettent la prise en considération des effets de vorticité, et le profil de vitesse en sortie du rotor est dorénavant considéré comme suivant un profil gaussien, qui est un profil plus réaliste que le profil uniforme utilisé jusqu' alors. Une version dynamique de FLORIS, baptisée FLOW Redirection and Induction Dynamics (FLORIDyn), fut également proposée par Gebraad & van Wingerden (2014), incluant les effets dynamiques de propagation du sillage. Ce modèle utilise alors une méthode quasi dynamique pour prendre en compte les délais spatiaux et temporels de propagation du sillage au sein du parc : le profil du sillage est déterminé en régime stationnaire, mais la solution n' est appliquée que graduellement à différents intervalles de temps dans la direction de l' écoulement. Malgré les nombreuses hypothèses mises en place pour l' élaboration de ces modèles, FLORIS et FLORIDyn ont été comparés et validés par rapport au modèle SOFWA, ne montrant que peu d' erreurs de prédiction de puissance. Finalement, Kheirabadi & Nagamune (2019b) proposent dans leur étude un premier modèle de faible fidélité pour la modélisation des parcs éoliens flottants. Ce modèle, nommé Floating Offshore Wind Farm Simulator (FOWFSim), propose une approche pseudo-dynamique de la modélisation du parc éolien, reprenant le modèle de sillage statique FLORIS couplé à une modélisation dynamique des mouvements de la plateforme. Cette dernière prend alors en considération les forces hydrodynamiques, déterminées par les équations de Morison, ainsi que les tensions des lignes d' amarrage et des frottements de celles-ci avec le fond marin. Malgré cette approche, le modèle reste néanmoins un outil de modélisation uniquement en régime permanent. Une extension dynamique de ce modèle, FOWFSim-Dyn, toujours proposée par Kheirabadi & Nagamune (2021), permet alors de réaliser des simulations en temps réel du comportement du parc. Le modèle reprend la base de FOWFSim en y ajoutant la capacité de simuler un écoulement du vent pouvant varier (en vitesse et en direction) en plus de capter dynamiquement le mouvement planaire des plateformes en présence des interactions aérodynamiques. Les résultats, validés à l' aide de FAST et de données expérimentales, montrent alors que FOWFSim-Dyn est capable de capter les phénomènes dynamiques importants des parcs éoliens flottants. Toutefois, FOWFSim et FOWFSim-Dyn sont des modèles bidimensionnels qui ne prennent pas en considération les effets de rotation des plateformes ainsi que les perturbations liées aux vagues.

Pour terminer, les modèles de moyennes fidélités cherchent à trouver un compromis entre précision et coût en calcul. Pour ce faire, ces derniers résolvent des formes simplifiées des équations de turbulence de Navier-Stokes. Wind Farm Simulator (WFSim), par exemple, est un modèle dynamique proposé par Boersma, Doekemeijer, Vali, Meyers, & van Wingerden (2018), considérant uniquement un plan à hauteur de moyeu, au sein duquel une forme bidimensionnelle des équations de turbulence de Navier-Stokes est résolue. Ce type d'hypothèse néglige alors les effets de la rugosité du sol ou encore la rotation du sillage. Toutefois, un terme correctif est apporté aux équations afin de réduire les effets de l'omission de l'axe vertical sur la précision du modèle, l'hypothèse purement bidimensionnelle étant trop irréaliste. Les turbines dans le parc sont modélisées à partir de la théorie du disque et un modèle de turbulence est inclus, tenant compte de la récupération du sillage. Le modèle a ensuite été validé à l'aide du modèle SOFWA, montrant une approximation satisfaisante des vitesses d'écoulement au sein du parc ainsi que de la puissance en sortie des turbines, le tout dans des temps de calcul réduits. D'autres modèles bidimensionnels comme ceux de Ainslie (1988) et de G. C. Larsen et al. (2007) supposent que les équations de Navier-Stokes peuvent être remplacées par leur approximation équivalente de couche de cisaillement mince simplifiant leur expression, notamment au niveau des termes de pression. Il en résulte une expression finale du comportement de l'écoulement fluide moins coûteuse en calcul lors de sa résolution. Plus tard, J. Jonkman & Shaler (2021) développeront le modèle FAST.Farm, une extension du modèle de G. C. Larsen et al. (2007) incluant des dynamiques plus pertinentes pour le contrôle. Les éoliennes composant le parc sont également remplacées par leur modèle FAST, résolvant individuellement la dynamique aéro-hydro-servo-élastique de chaque turbine. Finalement, d'autres modèles se basent sur les équations de la moyenne de Reynolds (ou RANS, Reynolds-averaged Navier-Stokes) en trois dimensions (Avila et al., 2013) ou en deux dimensions (Annoni & Seiler, 2015) étant des versions simplifiées des équations originales de Navier-Stokes séparant les termes de basse fréquence, dont la contribution varie peu au cours du temps et les termes « turbulents » de haute fréquence, dont la contribution moyenne est nulle. Moyenner ces équations permet alors de faire disparaître les termes « turbulents » dont la moyenne est nulle pour obtenir une équation dont la résolution est nettement plus simple et moins coûteuse. Dans la même philosophie, d'autres modèles de moyenne fidélité peuvent être

trouvés dans la littérature, se basant toujours sur des formes simplifiées des équations de Navier-Stokes. Ceux-ci sont présentés dans la revue de Kheirabadi & Nagamune (2019a).

CHAPITRE 2

PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS DE LA RECHERCHE

2.1 Formulation de la problématique

Malgré leur potentiel, il est clair, de par cette revue, que le contrôle des éoliennes flottantes représente un réel défi. L'absence de fondations fixes et les conditions climatiques rudes dans lesquelles elles peuvent évoluer augmentent drastiquement la complexité du problème de contrôle, et cause également des problèmes de stabilité, de fatigue et de régulation de la puissance. Également, comme dans la majorité des parcs éoliens, la problématique du sillage reste un sujet capital à prendre en considération afin d'assurer la pérennité des parcs ainsi que leur rentabilité. Le repositionnement des turbines semble alors être une voie prometteuse pour la gestion du sillage et quelques contrôleurs ont déjà été proposés. Cependant, il est nécessaire de se tourner vers des contrôleurs plus complexes et plus performants, conçus spécialement pour les systèmes MIMO, capables de tenir compte des contraintes imposées à la fois par la structure et par ses actionneurs, ainsi que des effets causés par d'importantes perturbations environnementales (ici, le vent et les vagues). L'algorithme des contrôleurs MPC, basé sur la prédiction, est une méthode robuste qui pourrait aborder l'ensemble de ces problématiques tout en offrant de meilleures performances de contrôle que les contrôleurs conventionnels. Comme indiqué dans la revue, les contrôleurs MPC ont montré un fort potentiel pour la réduction des mouvements parasites de la plateforme, pour la régulation de la puissance et pour l'atténuation des charges structurelles. Toutefois, aucune de ces études n'a tenté de contrôler la position de la plateforme flottante tout en assurant les objectifs précédents, ce qui représente une tâche plus complexe que de fixer la plateforme à un endroit donné. Finalement, malgré son potentiel, la stratégie de repositionnement ne fait l'objet que de peu d'études sur son application dynamique à des parcs éoliens et sur son apport énergétique. De plus, aucun texte ne mentionne son utilisation en considérant des profils de vent réalistes.

2.2 Objectifs de la recherche

Ce projet de recherche implique deux objectifs principaux :

Premier objectif

Dans un premier temps, le but est de créer un contrôleur MPC multiobjectif et performant capable :

- De repositionner une plateforme flottante pour atteindre différentes positions cibles;
- De réguler la puissance générée par l'éolienne autour d'une valeur de consigne en tout temps;
- De limiter les mouvements d'oscillations de la plateforme en tout temps, incluant l'étape de repositionnement;

Et ce, en respectant les différentes contraintes et limitations du système pour garantir un fonctionnement fluide et réaliste. De plus, le contrôleur devra être suffisamment robuste pour réaliser toutes ces tâches en présence de perturbations dues au vent et aux vagues. Enfin, ce dernier ne devra utiliser que les actionneurs présents sur les éoliennes conventionnelles afin qu'il soit adapté au plus grand nombre de modèles d'éoliennes.

Second objectif

Dans un second temps, l'objectif est de proposer une première étude d'optimisation du processus de repositionnement des éoliennes dans un parc éolien flottant pour l'atténuation de l'effet de sillage et l'augmentation des performances du parc, et ce, en tenant compte d'un profil de vent turbulent et réaliste. Chaque éolienne composant le parc éolien sera équipée d'un contrôleur MPC réadapté pour ce scénario afin de permettre l'application de la stratégie de repositionnement. L'atténuation de l'effet de sillage sera alors estimée par la mesure de l'évolution des vitesses de vent perçues par les éoliennes au sein du parc, ainsi que par l'apport de cette stratégie sur la production de puissance totale du parc.

2.3 Choix des outils

Après réalisation de la revue de la littérature, il apparaît que de nombreux outils existent pour réaliser ce projet de recherche. Dans le cadre de ce mémoire, voici ceux retenus :

- Tout d'abord, le contrôleur sera développé sous MATLAB®-Simulink® étant l'un des logiciels de référence en ce qui concerne le contrôle-commande;
- Pour des raisons de coûts et de praticité, des modèles numériques d'éoliennes flottantes seront privilégiés. Comme indiqué dans la revue, ces derniers ont su montrer leur fiabilité. Un modèle d'ordre réduit sera alors utilisé pour simplifier la conception du contrôleur et un modèle numérique de haute-fidélité sera utilisé pour la validation des résultats. Les modèles retenus sont ceux de Homer & Nagamune (2018) pour la conception et OpenFAST (Buhl et al., 2023) pour la validation;
- L'éolienne offshore flottante utilisée et modélisée pour cette recherche sera la NREL 5-MW Semi-Submersible, du fait de sa popularité et de ses caractéristiques en libre accès (J. Jonkman et al., 2009 ; Robertson et al., 2014);
- La génération des perturbations (vent et vagues) sera réalisée à l'aide des méthodes spectrales, ces dernières étant les plus populaires et facilement intégrables numériquement;
- Finalement, la génération numérique du champ du vent et du parc éolien se fera à partir du modèle FOWFSim-Dyn (Kheirabadi & Nagamune, 2021), ce dernier étant capable de modéliser dynamiquement le couplage entre l'évolution du sillage et le mouvement des éoliennes au sein d'un parc éolien flottant tout en proposant de faibles temps de calcul.

Le prochain chapitre portera alors sur les modèles et les notions utilisés dans cette recherche pour l'élaboration et la validation du contrôleur. Dans un premier temps, une présentation approfondie de l'éolienne NREL 5-MW Semi-Submersible sera proposée. Les différents modèles mathématiques utilisés pour sa génération et pour la génération du parc seront détaillés par la suite. Enfin, l'approche considérée pour le repositionnement et le principe de plage mobile seront discutés.

CHAPITRE 3

MODÈLES UTILISÉS ET MÉCANISME DE REPOSITIONNEMENT

3.1 L'éolienne offshore NREL 5-MW Semi-Submersible

L'éolienne NREL 5-MW Semi-Submersible est une éolienne offshore équipée d'une plateforme flottante semi-submersible (représentée sur la figure 3.1). La turbine éolienne a été développée par le NREL aux États-Unis et a régulièrement été utilisée (avec différents types de plateformes) dans plusieurs applications, incluant la conception de contrôleurs. Elle est aujourd'hui une éolienne de référence dans ce domaine et son utilisation massive permet d'assurer un pied d'égalité entre les différents travaux de recherche.

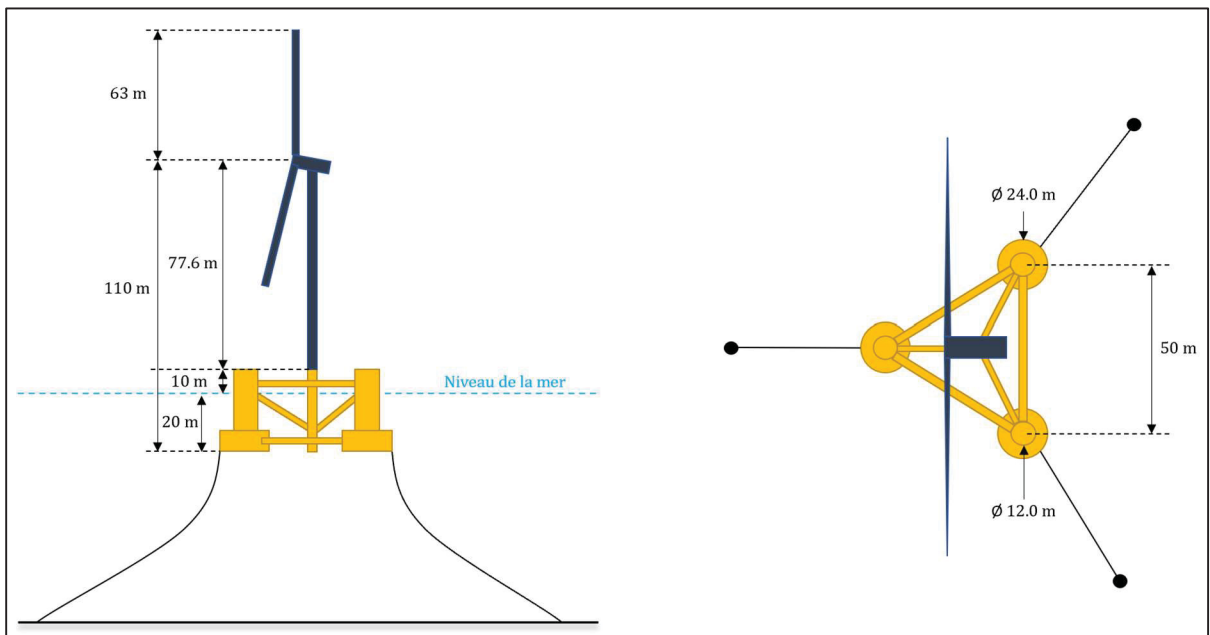


Figure 3.1 Représentation latérale (gauche) et vue du dessus (droite) de la NREL 5-MW Semi-Submersible

L'éolienne installée sur la plateforme est une éolienne tri pale à axe horizontal dont la conception s'est basée sur une combinaison de données issues de prototypes d'éoliennes réelles, à savoir l'éolienne Multibrid M5000 et l'éolienne REpower 5M. Également, pour

compléter ces données, des informations issues de projets de modèles conceptuels ont été utilisés comme le projet Wind Partnerships for Advanced Component ou WindPACT (Malcolm & Hansen, 2006). Pour résumer, la NREL 5-MW est une éolienne à vitesse variable dont la chaîne de transmission est composée d'un rotor de 126 mètres de diamètre, élevée par une tour à environ 90 mètres au-dessus du niveau de la mer, d'une boîte de vitesse de rapport 97:1 reliée finalement à un générateur électrique, installé dans la nacelle, d'un rendement de 94,4 [%]. La puissance électrique nominale de 5 [MW] est alors produite à partir de vitesses de vent de 11.4 [m/s] pour des vitesses de rotation nominales de 12.1 [rpm] (rotations par minute) et 1173.7 [rpm], respectivement pour le rotor et le générateur, et un couple du générateur (τ_g) nominal de 43.1 [kN·m]. Le contrôle de l'éolienne est basé sur l'utilisation de trois actionneurs, à savoir l'angle de pitch des pales (β) permettant de gérer l'amplitude de la puissance aérodynamique et de la force de poussée, le couple du générateur (τ_g) pilotant la vitesse de rotation du générateur et la puissance électrique produite et enfin l'angle de lacet de la nacelle (γ) pour maintenir l'éolienne face au vent et contrôler la direction de la force de poussée. Les contraintes et limites de chaque actionneur sont répertoriées dans le Tableau 3.1 (dont les données sont tirées de J. Jonkman et al. (2009)).

Tableau 3.1 Caractéristiques des entrées de commande de la NREL 5-MW

Entrée de contrôle	Valeurs limites	Limites de vitesse de variation
β	[-30, 30] [°]	[-8, 8] [°/s]
τ_g	[0, 47.402] [kN·m]	[-15, 15] [kN·m/s]
γ	[-60, 60] [°]	[-0.3, 0.3] [°/s]

La plateforme semi-submersible, elle, consiste en trois colonnes de flottaison cylindriques reliées en triangle, et une quatrième située au centre de la plateforme qui compose la base de la tour. Chacune des trois colonnes de flottaison possède une partie inférieure plus large (voir figure 3.1), nommée *heave plate* (ou plaque d'élévation), étant un poids visant à abaisser le centre de gravité du système. La disposition triangulaire des colonnes de flottaison, leur

espacement et la position basse du centre de gravité visent alors à améliorer la stabilité de la plateforme. Également, chaque colonne de flottaison est amarrée au fond de mer par un câble, d'une longueur de 835.5 [m], permettant de maintenir la plateforme dans une certaine zone restreinte en cas de conditions extérieures extrêmes. Finalement, le système complet [plateforme + éolienne] possède une masse totale d'environ quatorze kilotonnes pour un centre de gravité situé à environ dix mètres sous la surface de l'eau. L'intégralité des données et autres détails sont disponibles pour les lecteurs intéressés dans les documents proposés par le NREL (J. Jonkman et al., 2009 ; Robertson et al., 2014).

3.2 Modélisation mathématique de l'éolienne

Comme indiqué dans le chapitre précédent, deux modèles mathématiques capables de décrire la dynamique de la NREL 5-MW Semi-Submersible et ses interactions avec l'environnement seront utilisés pour l'élaboration et la validation du contrôleur. Ceux-ci sont présentés dans les sections suivantes.

3.2.1 OpenFAST

OpenFAST est un logiciel développé par le NREL pour la simulation de la réponse dynamique couplée des éoliennes. Il s'agit d'une version plus récente et open source de FAST. Par ailleurs, FAST, dont le code a été approuvé par l'organisme Germanischer Lloyd pour la conception et la certification d'éoliennes (Manjock, 2005), fait aujourd'hui partie des logiciels de référence pour la conception de structure et l'étude de la réponse dynamique d'éoliennes, étant donné sa fiabilité. De plus, il est régulièrement utilisé pour de la validation dans le domaine du contrôle. FAST a alors permis le développement d'OpenFAST qui est aujourd'hui l'outil principal de simulation proposé par le NREL. Ce logiciel est donc un outil couplant plusieurs modules de calcul (aérodynamique, hydrodynamique, dynamique structurelle, électrique et contrôle) pour la simulation couplée et non linéaire du comportement aéro-hydro-servo-élastique d'une éolienne dans le domaine temporel. La structure générale d'OpenFAST et de ses modules principaux est résumée par la suite et sur la figure 3.2.

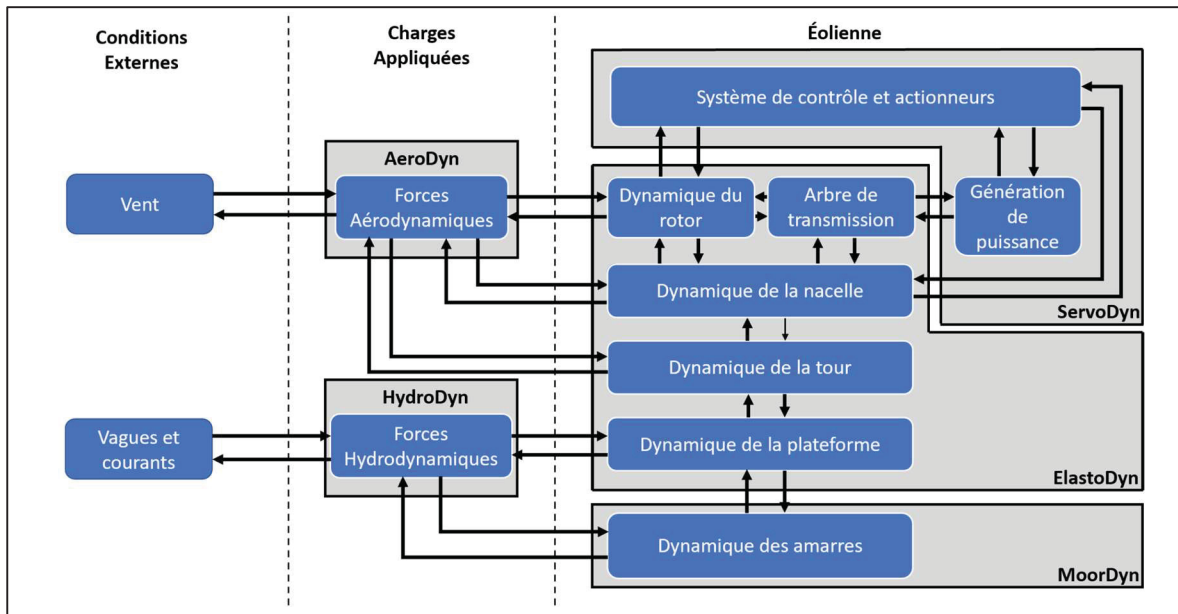


Figure 3.2 Schéma de fonctionnement d'OpenFAST
Adaptée de J. Jonkman & Sprague (2023)

Le module aérodynamique (AeroDyn) modélise les interactions aérodynamiques entre le vent et l'éolienne. Pour ce faire, il détermine les charges aérodynamiques sur les pales et la tour en divisant ces parties en différents nœuds. En chacun de ces nœuds est réalisée une section où l'écoulement local est modélisé autour du profil aérodynamique obtenu, permettant de déterminer les forces de portance, de traînée et les moments de tangage 2-D pour ces sections. Finalement, les forces et moments sont calculés comme des charges linéiques et sont ensuite intégrés sur la longueur des pales et de la tour pour approximer l'écoulement réel et obtenir les charges aérodynamiques totales en trois dimensions. Les charges hydrodynamiques, issues des interactions entre la plateforme et l'eau (courants, vagues), sont calculées par le module HydroDyn. Ce module utilise une combinaison de la théorie des écoulements à potentiel de vitesse et des équations de Morison afin de déterminer les forces d'inertie, de traînée et les vibrations induites par les vagues sur la structure. Il détermine également les forces de flottaison agissant sur la plateforme. Les forces d'amarrage sont déterminées à partir du module MoorDyn qui discrétise les câbles d'amarrage en des séries de masses ponctuelles reliés par des ressorts et des amortisseurs. Chaque masse est alors soumise aux forces de flottaison, aux forces inertielles et gravitationnelles, aux forces de traînée et de portance

hydrodynamique, aux forces de masse ajoutée et aux forces de contact avec le fond marin. Également, ServoDyn permet la modélisation dynamique des actionneurs de l'éolienne (β , τ_g , γ) dont les signaux de contrôle seront donnés ici par Simulink[®]. Enfin, la dynamique de la structure est calculée par le module ElastoDyn qui résout un système d'équations de mouvements non linéaires. L'éolienne est alors caractérisée par 24 degrés de liberté (résumés dans le Tableau 3.2) et 44 états du système, supposant certaines parties rigides (comme la plateforme) et d'autres flexibles (comme la tour, l'arbre de transmission ou les pales) modélisées à partir d'une analyse modale linéaire.

Tableau 3.2 Degrés de liberté modélisés par OpenFAST pour une éolienne tripale

Degrés de liberté	Quantité
Mouvements translationnels de la plateforme (longitudinal, latéral et vertical)	3
Mouvements rotationnels de la plateforme (roulis, tangage et lacet)	3
Premier et second modes de flexion de la tour (avant-arrière et latéral)	4
Premier et second modes de flexion de la pale (dans le sens du battement pour les trois pales)	6
Premier mode de flexion de la pale (dans le sens de la corde pour les trois pales)	3
Flexibilité rotationnelle de l'arbre de transmission	1
Mouvement de la nacelle (lacet)	1
Angle d'azimut du générateur	1
Ferlage (ou furling) du rotor et de la queue	2
Total	24

Toutefois, malgré ses performances, la littérature a montré qu'OpenFAST n'est en général utilisé, dans le domaine du contrôle, que pour de la validation ou de la comparaison de

contrôleurs. En effet, sa complexité mathématique et ses temps de calcul relativement longs le rendent peu adapté pour leur conception. Par exemple, certains contrôleurs, comme le MPC, basent leur loi de contrôle sur une représentation d'état du système. Le nombre élevé d'états et de degrés de liberté que propose OpenFAST donne alors une représentation très détaillée de l'éolienne, entraînant une charge de calcul plus élevée pour le contrôleur qui n'est pas forcément justifiée, car le niveau de détails nécessaire au fonctionnement du contrôleur peut varier selon les objectifs. OpenFAST ne sera alors utilisé, dans cette recherche, qu'en guise de boîte noire pour valider les performances du contrôleur lors de simulations. L'intégralité des détails mathématiques de ce modèle est disponible, en plus des modules complémentaires, dans la documentation d'OpenFAST (J. Jonkman & Sprague, 2023).

3.2.2 Modèle simplifié

En alternative à OpenFAST, un modèle d'ordre réduit est nécessaire pour l'élaboration du contrôleur. Dans cet objectif, Homer & Nagamune (2018) ont conçu un modèle simplifié orienté pour le contrôle capable de représenter de manière fiable la dynamique principale d'une éolienne flottante soumise à des perturbations extérieures. L'intégralité de l'éolienne est alors considérée comme un unique corps rigide, permettant de diminuer le nombre de degrés de liberté à seulement huit (spécifiés dans le Tableau 3.3) pour un nombre d'états total égal à quinze. Également, les calculs réalisés se basent sur des simplifications mathématiques. Le choix de ce modèle permet alors d'assurer une réduction du coût en calcul, facilitant grandement la conception du contrôleur.

Le modèle simplifié suit la forme (Homer & Nagamune, 2018) :

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{v}, \mathbf{w}) \quad (3.1)$$

où f est un opérateur non linéaire représentant la dynamique de l'éolienne flottante, tenant compte des états \mathbf{x} , des entrées \mathbf{u} ainsi que des perturbations (le vent \mathbf{v} et les vagues \mathbf{w}). Le vecteur des états du système \mathbf{x} inclut les positions x , y et z de la plateforme et son orientation autour de ces axes (roulis θ_x , tangage θ_y et lacet θ_z) ainsi que leurs dérivés, la vitesse de

rotation du rotor ω_r et du générateur ω_g et l'angle de déflexion de l'arbre $\Delta\theta_r$, tel que (Homer & Nagamune, 2018) :

$$\mathbf{x} := [x, y, z, \theta_x, \theta_y, \theta_z, \dot{x}, \dot{y}, \dot{z}, \dot{\theta}_x, \dot{\theta}_y, \dot{\theta}_z, \omega_r, \omega_g, \Delta\theta_r]^T \quad (3.2)$$

Dans ce modèle, l'éolienne est un corps mobile disposant de son propre système de coordonnées dont la base \mathbf{O}_{eol} est attachée à son centre de gravité. Les valeurs de position et d'orientation de cette dernière sont alors des mesures de cette base au sein d'un système de coordonnées global statique de base \mathbf{O}_g dont l'axe \hat{z}_g est défini vertical et orienté vers le haut (opposé à la direction de la gravité), l'axe horizontal \hat{x}_g est défini comme la direction du vent prédominant, parallèle à la surface de la Terre et l'axe horizontal \hat{y}_g est construit en fonction des deux axes précédents de telle sorte à ce que le repère respecte la règle de la main droite. En l'absence de forces extérieures (autre que les lignes d'amarrages), les axes de \mathbf{O}_{eol} et \mathbf{O}_g s'alignent, entraînant une position (x, y) et des rotations $(\theta_x, \theta_y$ et $\theta_z)$ nulles. La position z est quant à elle toujours négative, \mathbf{O}_g étant positionnée à la surface de l'eau tandis que le centre de gravité de l'éolienne, où est défini \mathbf{O}_{eol} , se situe plus en profondeur.

Tableau 3.3 Degrés de liberté modélisés par le modèle simplifié

Degrés de liberté	Quantité
Mouvements translationnels de la plateforme (longitudinal, latéral et vertical)	3
Mouvements rotationnels de la plateforme (roulis, tangage et lacet)	3
Angle d'azimut du rotor	1
Angle d'azimut du générateur	1
Total	8

L'éolienne dispose des trois entrées de contrôles conventionnelles représentées par le vecteur \mathbf{u} tel que (Homer & Nagamune, 2018) :

$$\mathbf{u} = [\beta \quad \tau_g \quad \gamma]^T \quad (3.3)$$

où τ_g est le couple du générateur et γ est l'angle de lacet de la nacelle. Ici, pour simplifier le modèle, chaque pale de l'éolienne est considérée comme ayant le même angle de pitch. La valeur β représente donc ici l'angle de pitch collectif des pales (même si un contrôle individuel de chaque pale est techniquement applicable).

Le vent est défini par un vecteur de vitesse \mathbf{v} dans le repère global selon les axes $(\hat{x}_g, \hat{y}_g, \hat{z}_g)$ appliqué en un point au centre de poussée du rotor tel que (Homer, 2015) :

$$\mathbf{v} = [v_x \quad v_y \quad v_z]^T \quad (3.4)$$

Finalement, l'état de mer est défini au niveau de la plateforme dans le repère global par le vecteur \mathbf{w} tel que (Homer, 2015) :

$$\mathbf{w} = [\mathbf{w}_{v,1} \dots \mathbf{w}_{v,n}, \mathbf{w}_{a,1} \dots \mathbf{w}_{a,n}, w_{h,1} \dots w_{h,n}, \mathbf{w}_{p,1} \dots \mathbf{w}_{p,n}]^T \quad (3.5)$$

où, pour chaque colonne composant la plateforme (ici, trois en triangles et une centrale soit $n = 4$), $\mathbf{w}_{v,i}$ représente le vecteur de vitesse de vague selon $(\hat{x}_g, \hat{y}_g, \hat{z}_g)$ pour la $i^{\text{ème}}$ colonne, $\mathbf{w}_{a,i}$ représente le vecteur d'accélération de vague selon $(\hat{x}_g, \hat{y}_g, \hat{z}_g)$ pour la $i^{\text{ème}}$ colonne, $w_{h,i}$ représente la hauteur de vague pour la $i^{\text{ème}}$ colonne et le vecteur $\mathbf{w}_{p,i}$ représente les pressions dynamiques de l'eau directement sous et sur la plaque d'élévation de la $i^{\text{ème}}$ colonne.

À partir de ces variables, les équations de mouvement du modèle sont dérivées en suivant une approche newtonienne. Ces dernières comprennent trois équations de conservation de la quantité de mouvement linéaire (pour décrire les mouvements translatoires de la plateforme) et quatre équations de conservation de la quantité de mouvement angulaire (pour décrire les mouvements de rotations de la plateforme et de l'arbre de transmission). Le modèle considère alors que l'éolienne est une masse soumise à quatre forces et couples extérieurs principaux, à

savoir aérodynamiques, hydrodynamiques, de flottaisons et issus des amarres. Les sommes de ces forces et de ces couples permettent finalement de déduire respectivement les mouvements translationnels et rotationnels de la plateforme ainsi que le comportement de l'arbre de transmission.

Concernant les interactions aérodynamiques, contrairement à OpenFAST, le contact entre le vent et l'éolienne n'est considéré qu'au niveau du rotor à partir de la théorie du disque, permettant des temps de calcul plus faibles. Dans cette théorie, le rotor est modélisé comme un disque au travers duquel un vent uniforme s'écoule. Le modèle détermine alors la force de poussée T_{aero} et la puissance aérodynamique P_{aero} de l'éolienne par les équations (Homer & Nagamune, 2018) :

$$T_{aero} = \frac{1}{2} \rho_{air} S_{rotor} C_T(\lambda, \beta) v_{\perp}^2 \quad (3.6)$$

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \rho_{air} S_{rotor} C_P(\lambda, \beta) v_{\perp}^3 \quad (3.7)$$

et n'applique la force de poussée aérodynamique T_{aero} qu'en un unique point situé au centre du rotor et non sur le long des pales. Dans ces équations, ρ_{air} est la densité volumique de l'air et S_{rotor} est la surface balayée par le rotor. C_T et C_P sont respectivement les coefficients de poussée et de puissance étant fonction de l'angle de pitch collectif des pales β et de la vitesse spécifique λ (ou *tip-speed-ratio*). Pour simplifier le calcul, le modèle utilise un tableau au sein duquel les valeurs de ces coefficients ont été prédéterminées à l'aide d'Aerodyn pour différentes valeurs de β et λ . Également, le modèle considère en tout temps v_{\perp} qui est la vitesse relative équivalente du vent projeté dans la direction normale à la surface balayée par le rotor. Finalement le couple aérodynamique est déterminé au niveau du centre de gravité de la turbine en tenant compte du couple gyroscopique généré par l'utilisation de τ_g . Le détail du calcul est donné dans (Homer & Nagamune, 2018).

La force de flottaison est considérée, dans ce modèle, à partir de la poussée d'Archimède et le poids de la turbine. Par définition, la poussée d'Archimède est la poussée verticale ascendante

appliquée sur un objet plongé dans un fluide dont la valeur est égale au poids du volume de fluide déplacé. Pour calculer ce volume, le modèle divise chacune des colonnes composant la plateforme en trois segments, de telle sorte à ce que les deux segments inférieurs de chaque colonne soient submergés en permanence. Pour les segments supérieurs, une longueur de submersion est calculée (en considérant une mer plate et calme) à partir de la position et de l'orientation de la plateforme afin de connaître le volume total de fluide déplacé. La connaissance de ce volume permet alors de déduire l'amplitude de la poussée appliquée et le couple en résultant. Enfin, le poids de la turbine est ajouté au calcul de la poussée afin de déduire la force de flottaison totale. Il est à noter que le poids de la turbine ne produit pas de couple, celui-ci étant directement appliqué au centre de gravité de la turbine.

Les forces d'amarrage sont les forces de rappel fournies par les câbles en réponse aux déplacements de la plateforme. Pour chaque câble, la détermination de la force de rappel correspondante se base sur un modèle quasi statique de câble en deux dimensions. Celui-ci consiste en un système de deux équations couplées et non linéaires, liant les distances horizontales et verticales entre les extrémités du câble considéré avec la force 2-D appliquée au point d'attache de la plateforme auquel il est relié. Également, le modèle prend en compte le contact (ou non) entre le câble et le fond marin et modifie les équations du système en conséquence. La force au niveau de chaque amarre est alors calculée par résolution du système à l'aide de la méthode de Newton-Raphson, puis ces forces sont rapportées dans l'espace 3-D et sommées. Le couple résultant au niveau du centre de gravité est ensuite déduit à partir de ces forces.

Finalement, les interactions hydrodynamiques, comme pour la force de flottaison, sont calculées en divisant chaque colonne de la plateforme en plusieurs segments. Le modèle applique tout d'abord l'équation de Morison pour obtenir une approximation simple de la force de traînée hydrodynamique transversale pour chaque segment, en tenant compte de la vitesse de la plateforme ainsi que de la vitesse et de l'accélération de l'eau environnante. De plus, le modèle calcule les forces dues aux pressions dynamiques des vagues au niveau des plaques d'élévation, résultant de forces de traînée dans la direction de l'élévation de la plateforme. La

force hydrodynamique totale pour un segment est alors définie comme la somme des composantes transversales et dans la direction de l'élévation, des forces de traînée appliquées sur ce segment, dont est déduit le couple hydrodynamique correspondant. Cette opération est répétée pour chaque segment afin d'obtenir la force et le couple hydrodynamique total appliqués sur la plateforme. Finalement, les forces d'inertie liées à l'accélération de la plateforme sont quant à elles prises en compte lors du calcul des mouvements translationnels de celle-ci sous la forme d'un vecteur de masse ajouté hydrodynamique.

3.3 Modélisation mathématique du parc éolien : FOWFSim-Dyn

L'étude de l'efficacité du repositionnement pour l'atténuation de l'effet de sillage dans un parc éolien entier nécessite l'utilisation d'un modèle mathématique pouvant représenter les interactions entre le vent et les éoliennes en temps réel. Dans le cadre de cette recherche, le modèle FOWFSim-Dyn a été retenu, capable de simuler dynamiquement le couplage entre le mouvement des turbines flottantes et l'évolution du champ du vent (soit l'évolution et le transport du sillage) dans des conditions de vent variant temporellement. Concrètement, les positions des turbines modifient le champ du vent et inversement. Ce modèle, développé par Kheirabadi & Nagamune (2021), se divise en deux modules principaux : un module aérodynamique, calculant la vitesse du vent effective au niveau du rotor de chaque éolienne, et un module d'éolienne, déterminant l'évolution des différents états des turbines ainsi que la puissance en sortie de chacune d'entre-elles. Ces modules sont présentés plus en détail dans les paragraphes suivants et une représentation schématique du fonctionnement du modèle est proposée sur la figure 3.3. Le modèle se base néanmoins sur certaines simplifications, la plus limitante étant que les dynamiques des turbines et du champ du vent ne sont définies et capturées que dans un plan 2-D. Le modèle néglige alors l'élévation et les mouvements rotationnels de la plateforme, rendant impossible l'étude de l'effet des vagues et d'un vent turbulent sur ces degrés de liberté. Toutefois, des comparaisons avec des simulations réalisées sous FAST ainsi qu'avec des données expérimentales obtenues en soufflerie ont permis la validation du modèle FOWFSim-Dyn, démontrant un niveau de fidélité satisfaisant pour des applications dans le domaine du contrôle des parcs.

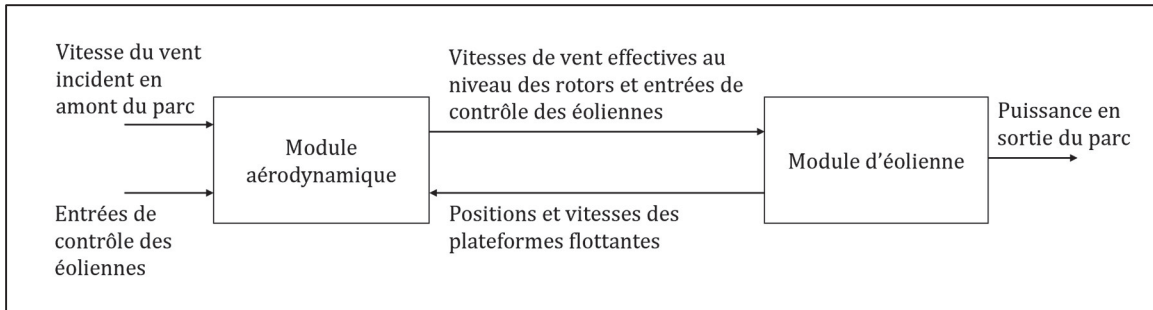


Figure 3.3 Schéma de fonctionnement de FOWFSim-Dyn
Adaptée de Kheirabadi & Nagamune (2021, p. 3)

Le module aérodynamique, dans un premier temps, simule l'évolution du sillage en aval de chaque turbine dans un plan au niveau de leur rotor. FOWFSim-Dyn considère un repère global (\hat{x}, \hat{y}) au sein duquel chaque éolienne est numérotée par un indice i et possède un repère local mobile (\hat{x}_i, \hat{y}_i) centrée en leur centre de gravité. Également, ce repère local ne peut que translater et non tourner. Le modèle définit alors le sillage en aval de chaque éolienne par trois caractéristiques (représentées sur la figure 3.4), à savoir la position de la ligne centrale du sillage y_{w_i} par rapport à l'axe \hat{x}_i (permettant de capturer l'influence de l'angle de la nacelle), la vitesse moyenne du sillage au niveau de la ligne centrale sous la forme d'un vecteur \mathbf{v}_{w_i} et le diamètre du sillage D_{w_i} .

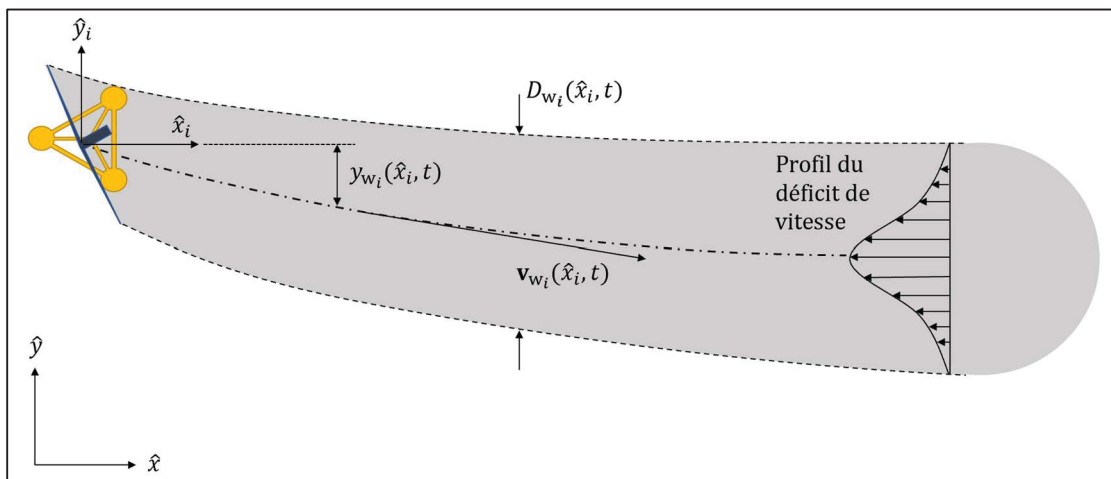


Figure 3.4 Représentation du sillage et de ses caractéristiques principales
Adaptée de Kheirabadi & Nagamune (2021, p. 5)

Ces caractéristiques sont modélisées pour chaque turbine le long de l'axe \hat{x}_i selon le principe de conservation de la quantité de mouvement à partir des équations (Kheirabadi & Nagamune, 2021) :

$$\frac{\partial \mathbf{v}_{w_i}(\hat{x}_i, t)}{\partial t} + \left(U_\infty(t) - v_{x_i}(t) \right) \frac{\partial \mathbf{v}_{w_i}(\hat{x}_i, t)}{\partial \hat{x}_i} = \dot{\mathbf{V}}_\infty(t) - \dot{\mathbf{v}}_{t_i}(t) + \frac{2}{D_{w_i}(\hat{x}_i, t)} \frac{dD_{w_i}(\hat{x}_i, t)}{dt} \left(\mathbf{V}_\infty(t) - \mathbf{v}_{t_i}(t) - \mathbf{v}_{w_i}(\hat{x}_i, t) \right) \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial y_{w_i}(\hat{x}_i, t)}{\partial t} + \left(U_\infty(t) - v_{x_i}(t) \right) \frac{\partial y_{w_i}(\hat{x}_i, t)}{\partial \hat{x}_i} = v_{w_i}(\hat{x}_i, t) \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial D_{w_i}(\hat{x}_i, t)}{\partial t} + \left(U_\infty(t) - v_{x_i}(t) \right) \frac{\partial D_{w_i}(\hat{x}_i, t)}{\partial \hat{x}_i} = k_t \quad (3.10)$$

permettant de décrire respectivement la vitesse moyenne du sillage au niveau de sa ligne centrale, la position de sa ligne centrale et son diamètre le long de l'axe \hat{x}_i . Dans ces équations, $\mathbf{V}_\infty(t)$ est le vecteur de vitesse du vent incident en amont du parc défini dans (\hat{x}, \hat{y}) où $U_\infty(t)$ est sa composante dans la direction \hat{x} , $\mathbf{v}_{t_i}(t)$ est le vecteur de vitesse de déplacement de la turbine i défini dans (\hat{x}, \hat{y}) où $v_{x_i}(t)$ est sa composante dans la direction \hat{x} , $v_{w_i}(\hat{x}_i, t)$ est la composante selon \hat{y}_i de $\mathbf{v}_{w_i}(\hat{x}_i, t)$ défini dans (\hat{x}_i, \hat{y}_i) et k_t est le taux d'expansion temporel du sillage définissant l'évolution de son diamètre. Le modèle utilise ensuite la méthode des différences finies pour résoudre ces équations en différents points le long de l'axe \hat{x}_i , permettant également de déduire si une éolienne en aval est située dans un ou plusieurs sillages. Finalement, l'interaction entre les sillages est modélisée selon l'hypothèse de Katic et al. (1986) indiquant que le déficit effectif d'énergie cinétique à l'emplacement d'un point en aval doit être égal à la somme des déficits d'énergie cinétique de tous les sillages auxquels il est soumis. La vitesse du vent effective au niveau d'une éolienne située dans un ou plusieurs sillages est alors calculée comme une fonction de la racine carrée des déficits de vitesse causés par les sillages concernés (qui est une fonction découlant de l'hypothèse précédente). Également, lors du calcul de la vitesse du vent effective, les profils des déficits de vitesse dans les sillages sont considérés comme suivant des distributions gaussiennes depuis leurs lignes

centrales jusqu'à leurs extrémités (D_{w_i}) qui est une hypothèse plus réaliste qu'un déficit de vitesse uniforme.

La vitesse du vent effective étant obtenue au niveau de chaque rotor, le module d'éolienne peut alors déterminer le mouvement de chaque éolienne ainsi que leur production de puissance instantanée. Dans FOWFSim-Dyn, chaque turbine est définie par sa position et sa vitesse de translation dans le plan (\hat{x}, \hat{y}) et reprend les caractéristiques de la NREL 5-MW Semi-Submersible. Également, chaque turbine dispose des trois entrées de contrôle conventionnelles. À partir de ces entrées, le modèle détermine la vitesse de translation de chaque turbine à partir du vecteur d'accélération défini comme (Kheirabadi & Nagamune, 2021) :

$$\dot{\mathbf{v}}_{t_i}(t) = \frac{\mathbf{F}_i(t)}{m_i + m_{a_i}} \quad (3.11)$$

où m_i et la masse de la $i^{\text{ème}}$ turbine et m_{a_i} , sa masse ajoutée hydrodynamique. La méthode de résolution est alors similaire au modèle simplifié présenté précédemment, à l'exception que $\mathbf{F}_i(t)$ n'est ici la sommation que de trois forces : aérodynamique, hydrodynamique et liée aux câbles. La force aérodynamique, dans un premier temps, est calculée à partir de la théorie du disque en fonction de la vitesse de vent perçue par la turbine (tout comme la puissance aérodynamique). La force hydrodynamique est divisée en une composante d'inertie prise en compte par la masse ajoutée m_{a_i} et une composante de traînée qui est une approximation des contributions à cette force de toutes les parties immergées de la turbine, calculée à partir de la vitesse de déplacement la turbine, de la vitesse des courants océaniques et d'un facteur de traînée effectif constant dépendant de la géométrie de la plateforme. Finalement, la force de rappel au niveau de chaque câble d'amarrage est déterminée uniquement en fonction de la distance horizontale entre ses deux extrémités. La valeur de la tension est alors obtenue pour chaque câble par la résolution des équations différentielles décrivant un problème statique de câble suspendu dont les expressions sont modifiées selon la longueur du câble et la distance entre ses extrémités. Ce dernier point permet notamment au modèle de prendre en compte (si c'est le cas) les frottements entraînés par la portion du câble en contact avec le fond marin.

3.4 Mécanisme de repositionnement et plage mobile

Un dernier point important à aborder avant l'élaboration du contrôleur, autre que les modèles mathématiques et l'éolienne utilisés, est la stratégie derrière le repositionnement de la turbine. Pour rappel, un des objectifs établis au CHAPITRE 2 est que le contrôleur développé dans cette étude soit capable de réaliser cette tâche uniquement à l'aide des entrées de contrôle mises à disposition par la NREL 5-MW. Les méthodes présentées dans la revue faisant appel à des actionneurs supplémentaires sont donc omises ici. Le contrôleur se basera alors sur la stratégie développée par Han & Nagamune (2020) ne nécessitant aucun actionneur supplémentaire. Cette dernière est schématisée sur la figure 3.5 et expliquée dans les prochaines lignes. Ici, le principe est de contrôler passivement les forces aérodynamiques impactant la turbine pour piloter sa position. Comme indiqué précédemment, l'impact du vent sur le rotor d'une éolienne génère une force de poussée T_{aero} . Une éolienne flottante, ne disposant pas de fondations fixes, va alors se déplacer dans la direction de cette force. De plus, l'équation 3.6 montre que la valeur de la force de poussée est fonction du coefficient C_T qui dépend de l'angle de pitch des pales ainsi que de la vitesse spécifique (pilotable également par les pales et par le couple du générateur). Il est donc possible d'ajuster l'amplitude de la force de poussée et donc l'amplitude du déplacement de l'éolienne par ces entrées de contrôle. De même, la direction de la force de poussée est définie comme normale au plan balayé par le rotor. L'angle de lacet de la nacelle permet alors de modifier la direction de cette force, soit la direction du déplacement de la turbine. Différentes positions sont finalement atteignables par un équilibre entre la force de poussée aérodynamique résultante et les forces de rappel des câbles.

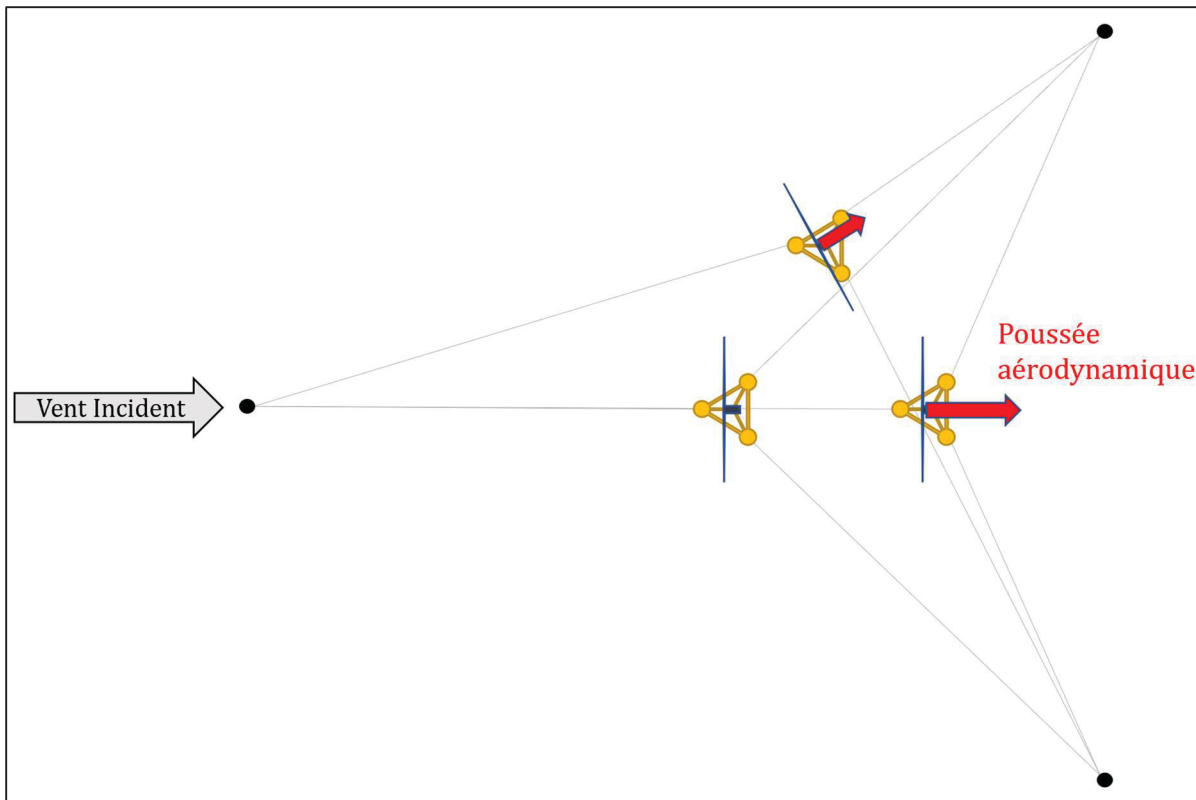


Figure 3.5 Représentation schématique du principe de repositionnement par l'utilisation de la poussée aérodynamique
Adaptée de Han (2018, p. 11)

Toutefois, ces positions restent limitées à une certaine zone. En effet, les équations 3.5 et 3.6 montrent que la puissance et la poussée aérodynamiques sont deux valeurs dépendantes l'une de l'autre, et qu'il est donc impossible de satisfaire certaines puissances pour toutes les positions. Par cette observation, Han et al. (2017) ont déterminé la plage mobile (ou *movable range*) qui, pour une puissance donnée, est l'ensemble des coordonnées pour lesquelles la turbine peut opérer en produisant cette puissance. En d'autres termes, la plage mobile pour une puissance donnée est l'ensemble des points d'équilibre du système (c'est-à-dire, l'ensemble des points où les états, entrées et sorties du système ont atteint un équilibre stable) où les forces aérodynamiques et les forces de rappel s'équilibrent. Ces coordonnées sont alors obtenues numériquement par résolution d'un problème mathématique définissant les contours d'une plage mobile pour une puissance donnée et tenant compte des contraintes d'opération sur la

vitesse de rotation et le couple du générateur. Des exemples de plages mobiles pour différentes cibles de puissances sont représentés sur la figure 3.6.

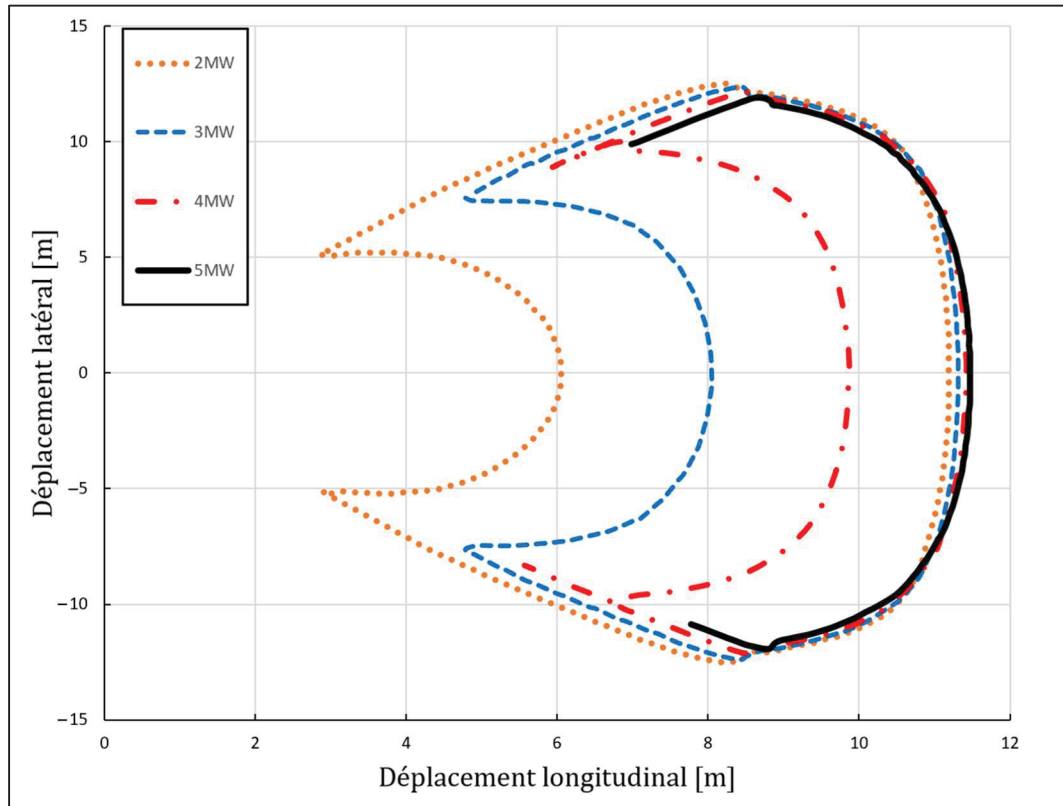


Figure 3.6 Plage mobile pour diverses puissances cibles en considérant un vent constant de 18 [m/s] dans la direction longitudinale
Adaptée de Han (2018, p. 42)

Ici, on remarque que l'augmentation de la consigne de puissance réduit la taille de la plage mobile, car celle-ci implique une prise au vent plus forte et donc une poussée aérodynamique minimale à respecter. Également, il est important de noter que la taille de la plage augmente avec la vitesse du vent et la longueur des câbles. Finalement, la connaissance de l'ensemble de ces coordonnées est importante, car elle indique au contrôleur du parc les positions et consignes acceptables et réalisables pour les éoliennes.

L'objectif de ce chapitre était donc de présenter plus en détail les différents outils, modèles et notions sélectionnés durant la revue de la littérature pour l'élaboration, et la validation du

contrôleur multiobjectif. Le prochain chapitre portera sur la conception du contrôleur. Un rappel des objectifs sera réalisé dans un premier temps puis la construction des différents composants du contrôleur sera détaillée par la suite.

CHAPITRE 4

CONCEPTION DU CONTRÔLEUR

4.1 Rappel des objectifs de contrôle

La mise en place de la stratégie de repositionnement est un exercice complexe qui nécessite, comme d'autres stratégies de gestion de parcs éoliens, l'intervention de deux niveaux de contrôle. Dans un premier temps, un contrôleur de parc est nécessaire qui identifie la disposition et la production de puissance optimale des turbines à l'aide d'un modèle de parc éolien et des conditions environnementales. Une fois ces valeurs déterminées, elles sont envoyées sous forme de consignes au contrôleur individuel de chaque turbine qui font l'objet de ce chapitre. La structure générale du système de contrôle est présentée en figure 4.1.

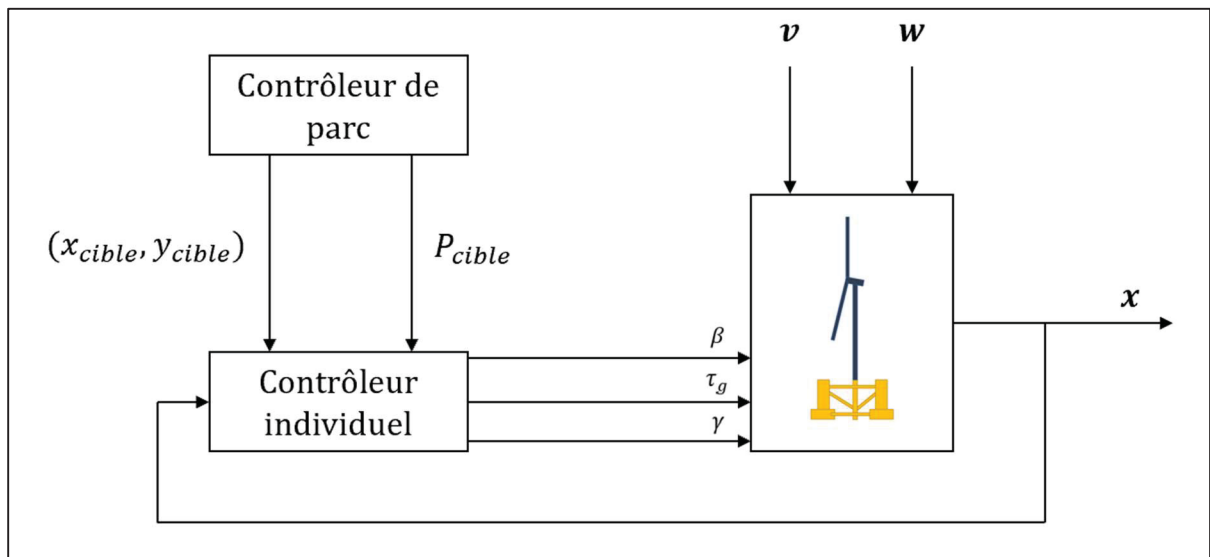


Figure 4.1 Diagramme du système de contrôle

Ici, on suppose l'existence d'un contrôleur de parc capable de donner les consignes de positions optimales au sein de la plage mobile ainsi que les consignes de puissance optimales afin de maximiser le rendement et les performances du parc éolien. Comme indiqué sur la figure 4.1, chaque contrôleur de turbine reçoit une consigne de position (x_{cible}, y_{cible}) et une consigne de

puissance P_{cible} qu'il doit satisfaire et respecter. Les objectifs du contrôleur de chaque turbine sont alors de :

1. Maintenir une production de puissance en sortie autour de la valeur cible P_{cible} en tout temps (pendant et après le repositionnement) ;
2. Repositionner la plateforme flottante et maintenir sa position autour de la consigne (x_{cible}, y_{cible}) ;
3. Limiter les mouvements et vitesses d'oscillations de la plateforme (en incluant l'étape de repositionnement) afin de garantir la stabilité et l'intégrité structurelle de l'éolienne flottante ;

Et ce, en tenant compte de différentes contraintes (qui seront présentées par la suite) nécessitant également d'être respectées afin de considérer les limitations du système et d'assurer une opération fluide et réaliste de l'éolienne flottante. Le contrôleur devra également être robuste afin de pouvoir fonctionner en présence de perturbations extérieures (vent et vagues) qui complexifient le problème de contrôle.

4.2 Structure du contrôleur

Afin de remplir les objectifs énoncés précédemment, le contrôleur développé dans cette étude a été divisé en deux sous-systèmes, à savoir le régulateur de puissance, dont le but est de produire la puissance P_{cible} , et le contrôleur de position, responsable de la localisation de la turbine et de l'atténuation des mouvements parasites de la plateforme (c'est-à-dire, les oscillations). La structure retenue du contrôleur est présentée en figure 4.2. À partir de ces sous-systèmes, trois entrées de contrôles sont générées (β , τ_g et γ) pour atteindre les objectifs prescrits. Également, pour faciliter le fonctionnement du contrôleur en présence de perturbations, les données environnementales sont directement envoyées au contrôleur de position afin qu'il puisse les prendre en compte et adapter les actionneurs en conséquence.

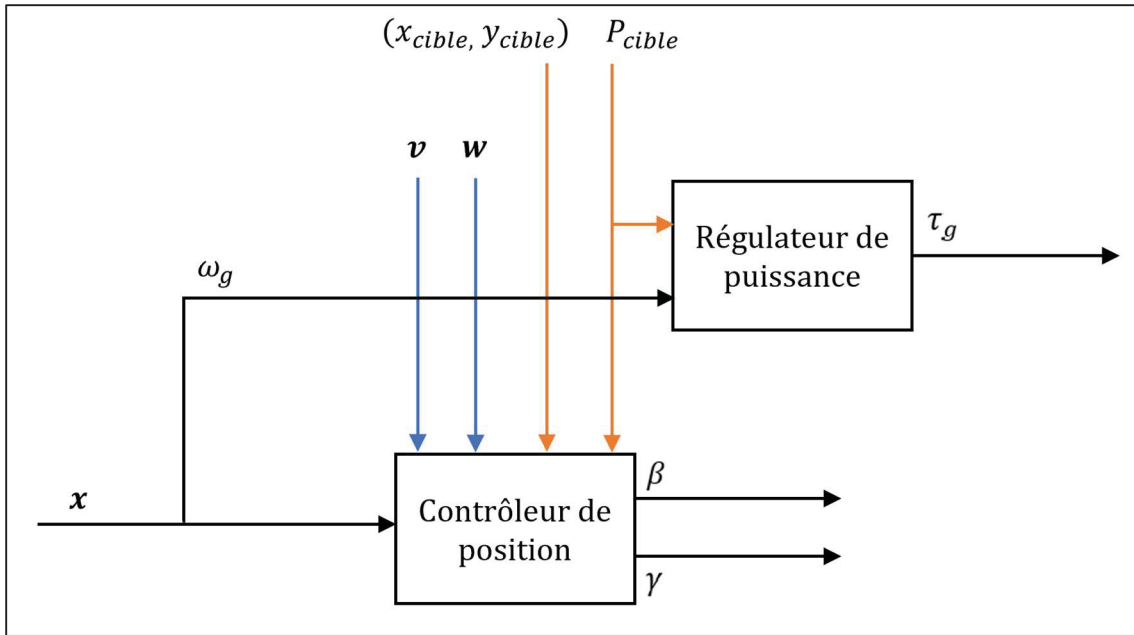


Figure 4.2 Structure du contrôleur de l'éolienne flottante

Les prochains paragraphes passeront en revue l'élaboration de ces deux sous-systèmes en commençant par le régulateur de puissance.

4.2.1 Régulateur de puissance

La loi de contrôle du régulateur de puissance est basée sur la stratégie de puissance constante (J. Jonkman et al., 2009). Plus précisément, le régulateur de puissance fournit le couple du générateur (τ_g) nécessaire pour la production de la puissance cible P_{cible} selon la relation (J. Jonkman et al., 2009) :

$$\tau_g = \frac{P_{cible}}{\eta_g \omega_g} \quad (4.1)$$

dans laquelle η_g est le rendement de conversion du générateur. Ici, la vitesse de rotation du générateur ω_g est extraite du vecteur des états x de la turbine (figure 4.2) puis filtrée à l'aide d'un filtre passe-bas afin de supprimer les excitations de haute fréquence. Les limites imposées par le Tableau 3.1 sont également considérées à l'aide d'un limiteur et d'un bloc de saturation

en sortie du régulateur. Le régulateur de puissance permet donc d'assurer la production de puissance nécessaire en tout temps, et donc, d'assurer le respect du premier objectif.

4.2.2 Contrôleur de position

L'objectif du contrôleur de position est de repositionner la plateforme de l'éolienne flottante à l'emplacement cible (x_{cible}, y_{cible}) donné par le contrôleur de parc tout en atténuant les mouvements d'oscillations de la plateforme. Pour réaliser ces objectifs, le contrôleur reçoit la position courante de la turbine ainsi que ses autres états (à l'aide d'un réseau de capteurs) et génère les entrées de commande (β et γ) adéquates pour modifier la poussée aérodynamique (figure 4.2). La prochaine section présente en détail l'élaboration de ce contrôleur.

4.2.2.1 Conception du contrôleur MPC

Pour réaliser la tâche de repositionnement et d'atténuation des mouvements d'oscillations de la plateforme, l'utilisation d'un contrôleur basé sur la commande prédictive a été privilégiée, étant donné ses avantages énoncés dans la section 2.1. Pour rappel, ce type de commande, spécifiquement élaborée pour le contrôle de systèmes complexes, est capable de gérer simultanément plusieurs entrées et sorties tout en tenant compte des couplages pouvant exister entre elles. Également, cette méthode peut considérer les différentes contraintes imposées par le système au sein de sa loi de contrôle et est suffisamment robuste pour opérer en présence de perturbations. Plus précisément, un contrôleur MPC utilise un modèle interne à sa structure (aussi appelé modèle de prédiction) représentant la dynamique du processus afin d'anticiper les actions de contrôle à réaliser compte tenu des états actuels du système (une représentation schématique du principe de fonctionnement général est proposée en figure 4.3). Ici, le choix a été fait d'utiliser un contrôleur MPC standard, c'est-à-dire, se basant sur un modèle linéaire et invariant dans le temps pour un point d'équilibre donné. Par conséquent, le modèle simplifié présenté à la section 3.2.2 nécessite d'être linéarisé. La procédure de linéarisation est présentée dans le paragraphe suivant.

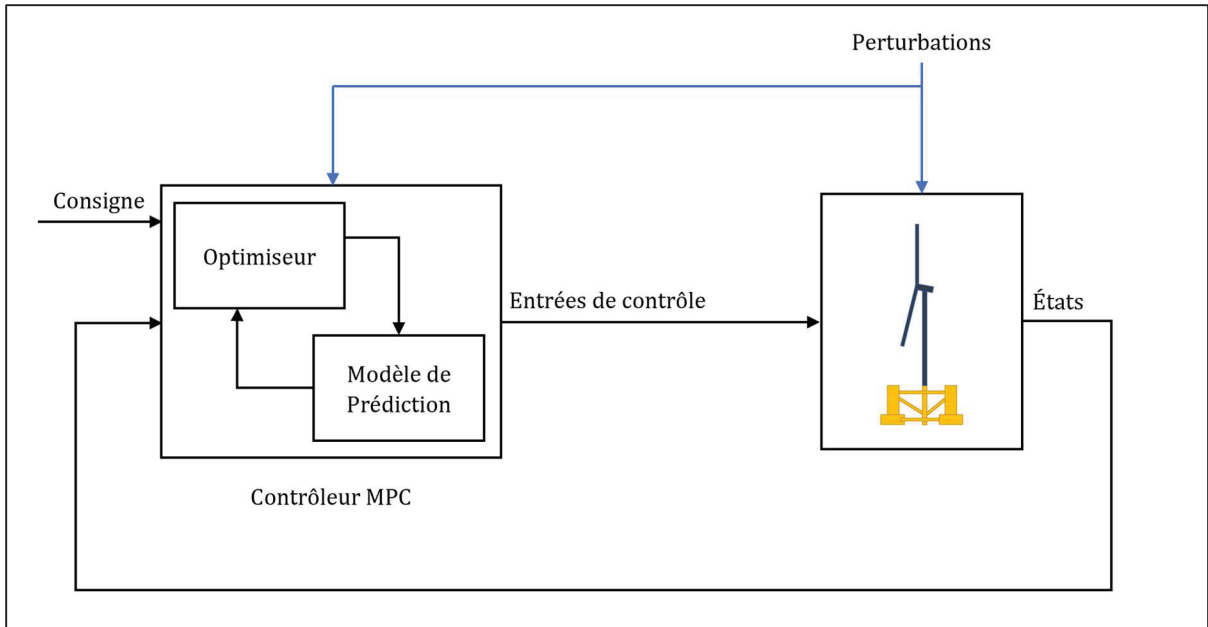


Figure 4.3 Représentation schématique du contrôleur MPC

Afin d'établir un modèle linéaire à partir d'un modèle non linéaire, il est nécessaire dans un premier temps de définir un point d'équilibre. On suppose ici un point d'équilibre \mathbf{p} invariant dans le temps défini comme :

$$\mathbf{p} = [\mathbf{x}_{eq}, \mathbf{u}_{eq}, \mathbf{v}_{eq}, \mathbf{w}_{eq}]^T \quad (4.2)$$

où \mathbf{x}_{eq} , \mathbf{u}_{eq} , \mathbf{v}_{eq} et \mathbf{w}_{eq} sont respectivement les vecteurs d'états, d'entrées et des perturbations du système calculés au niveau du point d'équilibre. Comme indiqué dans la section 3.2.2, le modèle simplifié non linéaire est défini par le système d'équations (Homer & Nagamune, 2018) :

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{v}, \mathbf{w}) \quad (4.3)$$

Par définition, au niveau d'un point d'équilibre invariant dans le temps, les entrées et les sorties du système ainsi que ses états demeurent constants. Pour obtenir \mathbf{p} , on cherche alors à résoudre le système d'équations :

$$\dot{\mathbf{x}}_{eq} = f(\mathbf{x}_{eq}, \mathbf{u}_{eq}, \mathbf{v}_{eq}, \mathbf{w}_{eq}) = \mathbf{0} \quad (4.4)$$

Ici, le calcul du point d'équilibre est réalisé pour une position (x_{eq}, y_{eq}) et une puissance P_{eq} données. Également, le vent est présumé connu et constant tandis que la mer est supposée calme (c'est-à-dire, $\mathbf{w}_{eq} = \mathbf{0}$) lors de sa détermination. Ce deuxième point a été jugé approprié du fait que les vitesses et hauteurs de vagues oscillent et fluctuent autour de zéro. Le nombre total d'inconnues à déterminer est donc de 16, comprenant 13 états de la turbine (15 états totaux en retirant les positions x_{eq} et y_{eq} ayant été spécifiées précédemment) ainsi que les trois entrées de contrôle. Le vecteur des inconnues à déterminer au point \mathbf{p} peut être exprimé comme :

$$\boldsymbol{\Psi} = \left[z_{eq}, \theta_{x_{eq}}, \theta_{y_{eq}}, \theta_{z_{eq}}, \dot{x}_{eq}, \dot{y}_{eq}, \dot{z}_{eq}, \dot{\theta}_{x_{eq}}, \dot{\theta}_{y_{eq}}, \dot{\theta}_{z_{eq}}, \omega_{req}, \omega_{geq}, \Delta\theta_{req}, \beta_{eq}, \tau_{geq}, \gamma_{eq} \right]^T \quad (4.5)$$

Le système de 16 équations dont la résolution est nécessaire pour identifier le vecteur $\boldsymbol{\Psi}$ consiste alors en 15 équations d'états du modèle (provenant de l'équation 4.3) et en l'équation du couple du générateur au niveau du point \mathbf{p} définie comme :

$$\tau_{geq} = \frac{P_{eq}}{\eta_g \omega_{geq}} \quad (4.6)$$

Ce système d'équations est résolu ici par l'intermédiaire de la Steady State Manager Toolbox™ de MATLAB®-Simulink® (The MathWorks Inc., 2022) qui applique la méthode de Newton-Raphson par un algorithme d'optimisation quadratique successive.

Une fois le point d'équilibre \mathbf{p} défini, toute perturbation autour de ce point peut être approximée par un modèle linéaire d'espace d'état. Le modèle linéarisé utilisé par le MPC est alors défini ici comme :

$$\begin{cases} \delta\dot{\mathbf{x}} = A\delta\mathbf{x} + B\delta\mathbf{u}_{MPC} + B_v\delta\mathbf{v} \\ \delta\mathbf{y} = C\delta\mathbf{x} \end{cases} \quad (4.7)$$

qui est un système linéaire invariant où δ représente la déviation de la variable sélectionnée par rapport au point d'équilibre (par exemple, $\delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_{eq}$), \mathbf{u}_{MPC} sont les entrées de contrôle pilotées par le contrôleur MPC telles que :

$$\mathbf{u}_{MPC} = [\beta \quad \gamma]^T \quad (4.8)$$

et A , B et B_v sont les matrices linéarisées du système, liées respectivement aux états, aux entrées de commande et aux perturbations liées au vent. Ces matrices, invariantes dans le temps, sont obtenues en évaluant les Jacobiens de la fonction f au point d'équilibre \mathbf{p} tel que :

$$A = \left. \frac{\partial f}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{p}} \quad B = \left. \frac{\partial f}{\partial \mathbf{u}_{MPC}} \right|_{\mathbf{p}} \quad B_v = \left. \frac{\partial f}{\partial \mathbf{v}} \right|_{\mathbf{p}} \quad (4.9)$$

Enfin, la matrice C est une matrice d'observation visant à extraire les états d'intérêts du système pour créer le vecteur de sortie \mathbf{y} , utilisé par le contrôleur MPC pour atteindre ses objectifs. Ici, il convient de noter que seule la vitesse du vent \mathbf{v} a été utilisée pour dériver le modèle linéarisé, négligeant ainsi les fluctuations liées aux vagues. Ce choix est justifié pour des raisons de considérations pratiques liées à la mesure en temps réel des données définissant les vagues (Han & Nagamune, 2020). Par ailleurs, la sélection d'un point d'équilibre approprié est cruciale, ce dernier définissant la zone dans laquelle le modèle linéarisé représente de manière fiable le comportement réel de l'éolienne. Par conséquent, il est essentiel de choisir soigneusement un point d'équilibre capable de couvrir une grande partie de la plage mobile afin que le modèle linéaire en découlant puisse représenter la dynamique de l'éolienne pour un maximum de scénarios. Une couverture optimale peut également être obtenue en utilisant un modèle variable linéarisé autour de plusieurs points d'équilibre, au détriment d'un coût de calcul plus élevé. Ce point sera davantage discuté dans le prochain chapitre.

Enfin, le contrôleur MPC utilise la représentation linéarisée du modèle définie précédemment pour déterminer les entrées de contrôle optimales qui minimisent la fonction de coût. Concrètement, le contrôleur utilise un processus discret de période d'échantillonnage T_s qui, à chaque étape, calcule la séquence de commande optimale sur l'horizon de commande

N_m minimisant la fonction de coût sur l'horizon de prédiction N_p . Une fois que la loi de commande optimale est déterminée, seul le premier élément la composant est appliqué au système, et le processus complet est réitéré à la prochaine période d'échantillonnage (selon le principe d'horizon fuyant) en mettant à jour les états courants du système. Ce processus est représenté en figure 4.4. La fonction de coût J du système est alors exprimée pour chaque période d'échantillonnage k comme (Shah, Li, et al., 2021) :

$$J = \sum_{k=i+1}^{i+N_p} \|Q[\mathbf{y}_k - \mathbf{y}_{cible_k}]\|^2 + \sum_{k=i}^{i+N_m-1} \|R[\mathbf{u}_{MPC_k} - \mathbf{u}_{MPC_{k-1}}]\|^2 \quad (4.10)$$

où Q et R sont des matrices de poids liées aux variables de sorties et aux variations des entrées de commande du contrôleur MPC, respectivement.

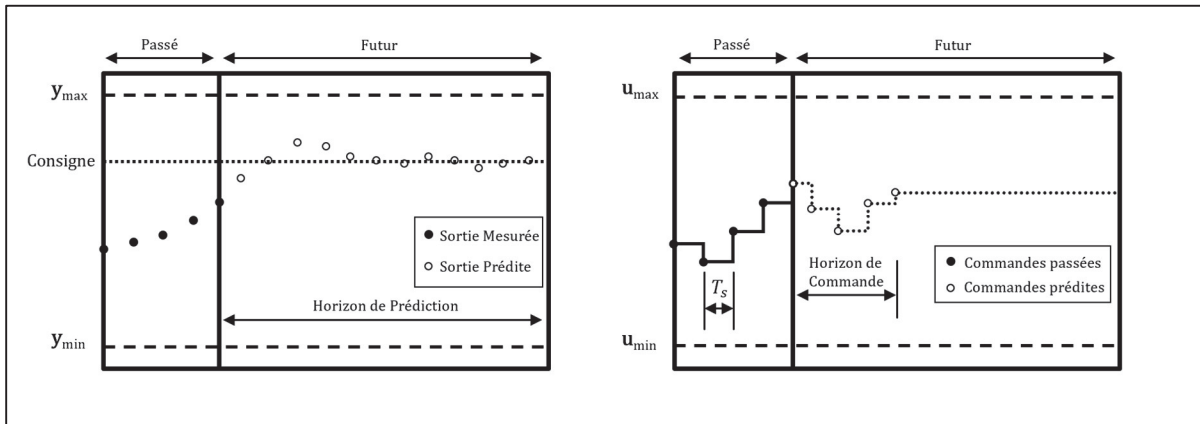


Figure 4.4 Représentation schématique du processus de détermination des entrées optimales
Adaptée de Shah, Li, et al. (2021, p. 3)

La définition des vecteurs de sortie \mathbf{y} et de consigne \mathbf{y}_{cible} est donc cruciale étant donné que ce sont ces vecteurs qui définissent les objectifs et le comportement du contrôleur MPC. Afin de répondre aux objectifs restants de la section 4.1, ces vecteurs ont été établis ici comme :

$$\mathbf{y} = [x, y, \omega_g, \dot{\theta}_x, \dot{\theta}_y]^T \quad (4.11)$$

$$\mathbf{y}_{cible} = [x_{cible}, y_{cible}, \omega_{g_{cible}}, \dot{\theta}_{x_{cible}}, \dot{\theta}_{y_{cible}}]^T \quad (4.12)$$

où (x_{cible}, y_{cible}) sont les coordonnées de position cibles envoyées par le contrôleur du parc, $\dot{\theta}_{x_{cible}}$ et $\dot{\theta}_{y_{cible}}$ sont les valeurs consignes pour les oscillations de la plateforme et $\omega_{g_{cible}}$ est la vitesse de rotation du générateur cible calculée au point d'opération $(x_{cible}, y_{cible}, P_{cible})$. Ce dernier point s'avère nécessaire et $\omega_{g_{cible}}$ doit être calculé pour chaque nouvelle consigne de position ou de puissance afin de prévenir d'éventuelles instabilités, la manipulation des pales et de la nacelle pouvant engendrer un décrochage aérodynamique trop important et un arrêt de la rotation du rotor/générateur. Par conséquent, la fonction de coût est conçue ici pour pénaliser l'erreur de position par rapport à la consigne, pour atténuer les oscillations de la plateforme (en imposant une valeur nulle pour $\dot{\theta}_{x_{cible}}$ et $\dot{\theta}_{y_{cible}}$) et pour stabiliser la vitesse de rotation du générateur, le tout en fonction des coefficients de la matrice de poids Q . Pareillement, une manipulation excessive des pales et de la nacelle est pénalisée en fonction des coefficients de la matrice R . Enfin, la fonction de coût J est soumise à différentes contraintes pour chaque période d'échantillonnage k , définies comme :

$$\left\{ \begin{array}{l} x_{min} \leq x_k \leq x_{max} \\ y_{min} \leq y_k \leq y_{max} \\ \omega_{g_{min}} \leq \omega_{g_k} \leq \omega_{g_{max}} \\ \theta_{x_{min}} \leq \theta_{x_k} \leq \theta_{x_{max}} \\ \theta_{y_{min}} \leq \theta_{y_k} \leq \theta_{y_{max}} \\ \mathbf{u}_{MPC_{min}} \leq \mathbf{u}_{MPC_k} \leq \mathbf{u}_{MPC_{max}} \\ \dot{\mathbf{u}}_{MPC_{min}} \leq \dot{\mathbf{u}}_{MPC_k} \leq \dot{\mathbf{u}}_{MPC_{max}} \end{array} \right. \quad (4.13)$$

où $(\mathbf{u}_{MPC_{min}}, \mathbf{u}_{MPC_{max}})$ & $(\dot{\mathbf{u}}_{MPC_{min}}, \dot{\mathbf{u}}_{MPC_{max}})$ représentent respectivement les limites de saturations et de vitesses de variation des entrées de contrôle (Tableau 3.1), (x_{min}, x_{max}) & (y_{min}, y_{max}) représentent le déplacement minimal et maximal admissible dans les directions \hat{x}_g et \hat{y}_g respectivement, $(\omega_{g_{min}}, \omega_{g_{max}})$ représentent les vitesses de rotation minimales et maximales admissibles du générateur et $(\theta_{x_{min}}, \theta_{x_{max}})$ & $(\theta_{y_{min}}, \theta_{y_{max}})$ sont les angles d'inclinaisons limites de la plateforme dans les directions du roulis et du tangage respectivement. Ces contraintes ont été choisies de telle sorte à maintenir l'éolienne flottante

en sécurité, et à assurer un fonctionnement réalisable respectant les contraintes imposées par la structure. Les détails de ces valeurs seront donnés dans le prochain chapitre. Par le biais des contraintes et de l'expression de la fonction de coût J , le contrôleur de position développé ici permet finalement d'assurer les derniers objectifs restants (cités en section 4.1) tout en respectant les contraintes et limitations de l'éolienne flottante. Pour terminer, le contrôleur MPC a été réalisé à l'aide de la Model Predictive Control Toolbox™ de MATLAB®-Simulink® (Bemporad, Ricker, & Morari, 2022) et utilise un algorithme d'optimisation « Know What It Knows » à ensemble actif (ou *KWIK active-set algorithm*) (Schmid & Biegler, 1994) pour minimiser la fonction de coût J et déterminer les séquences de commandes optimales pour chaque période d'échantillonnage.

Ce chapitre avait pour objectif de détailler la conception et le fonctionnement général du contrôleur multiobjectif développé dans cette étude. Le contrôleur maintenant élaboré, il est nécessaire d'évaluer ses performances et de sa robustesse. Le prochain et dernier chapitre sera donc une étude de cas, visant à vérifier les performances du contrôleur sur une éolienne flottante à travers différentes simulations puis à tester l'efficacité de la stratégie de repositionnement sur l'ensemble d'un parc éolien flottant. Également, les valeurs numériques de conception des différents paramètres du contrôleur et leur obtention seront détaillées.

CHAPITRE 5

ÉTUDE DE CAS

5.1 Contrôle individuel d'une éolienne

Afin de démontrer les performances du contrôleur développé précédemment, le cas d'une unique éolienne sera étudié dans un premier temps. Un scénario regroupant tous les objectifs de contrôle énoncés dans la section 4.1 sera évalué à l'aide d'OpenFAST et de MATLAB®-Simulink®. Le scénario sera conçu de telle sorte à évaluer la capacité du contrôleur à effectuer les tâches demandées, comprenant le contrôle de la position de la plateforme, la régulation de la puissance en sortie de l'éolienne et la gestion de son intégrité structurelle par l'atténuation des oscillations de la plateforme. Le contrôleur sera également soumis à des contraintes supplémentaires afin de garantir un fonctionnement fluide et réaliste du système tout en assurant sa stabilité structurelle. Des conditions environnementales réalistes seront considérées, incluant un état de mer relativement calme dans une première simulation, puis plus rude afin de vérifier la robustesse du contrôleur. Finalement, une comparaison entre le contrôleur développé dans cette étude et un contrôleur PID sera proposée afin de mettre en lumière les performances du contrôleur MPC. Ces différents points font l'objet des parties suivantes.

5.1.1 Génération des perturbations

Seuls le vent et les vagues sont considérés ici comme des perturbations extérieures. Les conditions réalistes de vent et de vagues ont alors été obtenues à l'aide des méthodes spectrales en se basant respectivement sur le spectre de turbulence de Von Karman et le spectre de Pierson-Moskowitz (Pierson & Moskowitz, 1964). Dans un premier temps, la génération du profil du vent consiste en une composante de vitesse moyenne superposée avec des fluctuations dans chaque direction. Ici, les composantes moyennes sont définies dans le repère global $(\hat{x}_g, \hat{y}_g, \hat{z}_g)$ à hauteur de moyeu tel que $\bar{\mathbf{v}} = [18, 0, 0]^T$ [m/s]. Ce choix est justifié par le fait que la plage mobile est connue et représentée en figure 3.6 pour cette direction et cette vitesse

de vent. Également, cela permet de s'assurer que le repositionnement par la manipulation directe de la force de poussée est possible, la plage mobile devenant trop restreinte pour de faibles vitesses de vent, et que la puissance de production maximale de 5 [MW] puisse être atteinte. Les fluctuations autour de ces composantes sont ensuite définies à l'aide de deux variables : les intensités de turbulence, qui représentent le rapport entre l'écart-type de chaque composante de la turbulence et la vitesse moyenne du vent, et les échelles de longueur intégrales, qui sont une mesure de la taille des tourbillons dans le vent. Ces paramètres peuvent alors prendre différentes valeurs, dépendant de la région géographique dans laquelle l'éolienne étudiée se situe. Ici, un profil de vent fictif a été considéré, généré à partir des paramètres $I_{u,v,w} = [0.087, 0.087, 0.084]^T$ pour les intensités de turbulence et $L_{u,v,w}^{\hat{x}_g} = [170, 80, 80]^T$ pour les échelles de longueurs intégrales dans la direction du vent, étant des valeurs raisonnables permettant de se rapprocher de conditions réelles et plausibles. Dans ces expressions, les indices u, v et w correspondent respectivement à la direction longitudinale, latérale et verticale du vent. Finalement, les vagues irrégulières ont été réglées pour se propager dans la direction nominale du vent et sans tenir compte des courants océaniques. Deux profils ont été réalisés avec une hauteur significative H_s de 2 [m] et 4 [m] pour une période de pointe $T_p = 10$ [s] correspondant respectivement à un état de mer modéré et à un état de mer agité qui permettront d'évaluer les performances et la robustesse du contrôleur pour différentes conditions environnementales. Les profils de vent et de vague ont alors été générés à l'aide de TurbSim (B. Jonkman, 2009) et d'HydroDyn respectivement sur une période de 3000 [s]. Ces derniers sont représentés en figure 5.1 dans les directions \hat{x}_g, \hat{y}_g et \hat{z}_g pour le vent et au niveau d'une des colonnes de flottaison de la plateforme pour les vagues.

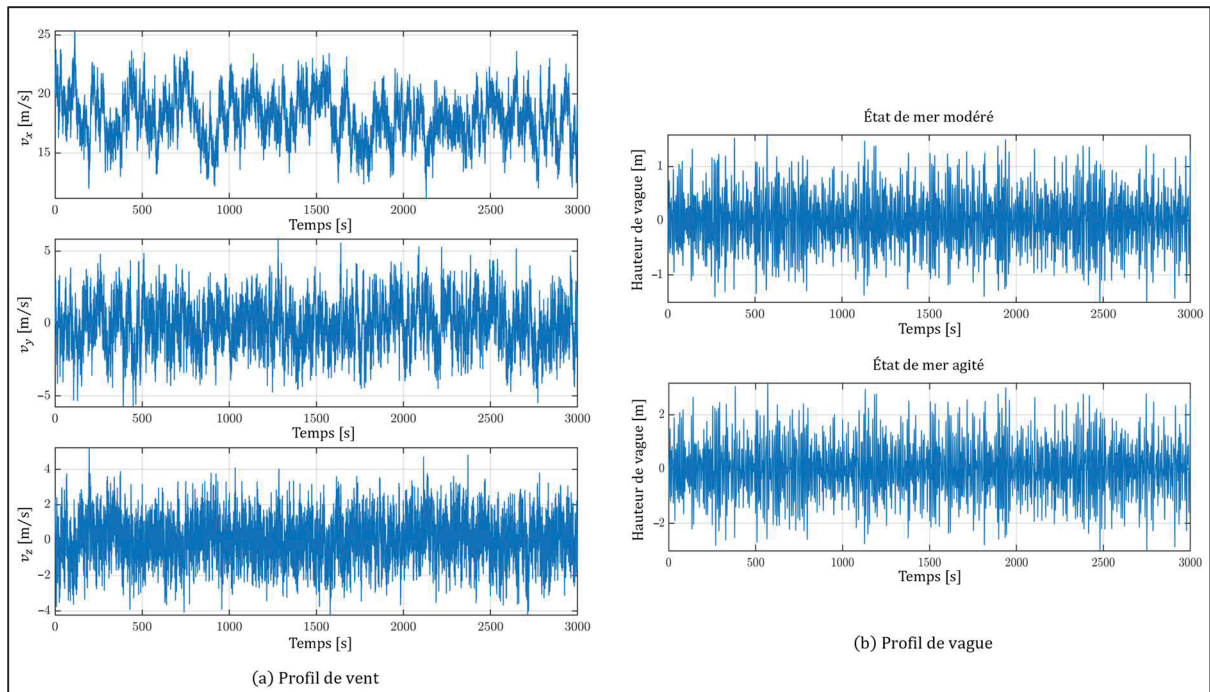


Figure 5.1 Profils de vent et de vague générés pour le scénario de contrôle

5.1.2 Scénario de contrôle

Le scénario retenu pour l'évaluation du contrôleur MPC prend ici la forme d'une trajectoire à suivre. Plus précisément, il sera demandé au contrôleur de repositionner l'éolienne flottante sur différentes coordonnées au sein de la plage mobile en un temps limité tout en générant une nouvelle puissance pour chaque nouvelle position cible, et ce, en limitant les mouvements d'oscillations de la plateforme. Ces premiers points permettront d'évaluer la rapidité du contrôleur et sa capacité à réguler la position, la puissance et les mouvements d'oscillations d'une éolienne flottante sur l'intégralité de sa plage mobile. Également, la dernière position cible sera demandée à être maintenue sur une plus longue période tout en générant une puissance unique et en atténuant les mouvements d'oscillations de la plateforme, permettant d'évaluer la réponse du contrôleur face aux perturbations. Finalement, la plage mobile donnée en figure 3.6 sera considérée, étant donné le profil de vent retenu précédemment. Le détail des différentes consignes de puissance et de position est donné dans le Tableau 5.1.

Tableau 5.1 Positions et puissances cibles pour le scénario de contrôle

Consigne n°	Temps [s]	Position cible [m]	Puissance cible [MW]
1	0-500	(11, 0)	5
2	500-1000	(9, 0)	3
3	1000-1500	(10, 5)	4
4	1500-2000	(7, 0)	2
5	2000-3000	(10, -3)	3

Cinq consignes de position et puissance ont donc été retenues sur une période de 3000 [s] et ont été choisies de telle sorte à balayer la majorité de la plage mobile tout en respectant les limites de sécurité de la turbine. En effet, Fleming et al. (2017) montrent qu'un désalignement trop important de la nacelle par rapport à la direction du vent ($|\gamma| \leq 25$ [°]) entraîne des charges de fatigue trop importantes. La position latérale y de l'éolienne est donc limitée à des zones où cette dernière peut opérer en toute sécurité.

5.1.3 Paramètres du contrôleur

Dans un premier temps, il est important de noter que le modèle de prédiction du contrôleur n'a été linéarisé ici qu'autour d'un unique point d'équilibre choisi stratégiquement au centre de la plage mobile. Ce point est défini par les paramètres $(x_{eq}, y_{eq}, P_{eq}) = (9 \text{ [m]}, 0 \text{ [m]}, 3 \text{ [MW]})$ pour un vent constant $\mathbf{v}_{eq} = [18, 0, 0]^T \text{ [m/s]}$. Ces paramètres permettent d'obtenir un point d'équilibre dont la puissance P_{eq} est située à mi-chemin de la capacité maximale de production (entre 1 [MW] et 5 [MW]) et dont la position (x_{eq}, y_{eq}) est située au centre de la plage mobile correspondante (figure 3.6). Ici, le choix de cet unique point est justifié par l'étude de Han (2018) qui montre l'existence d'un comportement monotone entre les points d'équilibre et les entrées de contrôle au sein de la plage mobile. Le choix d'un point d'équilibre au centre de la plage mobile est donc ici suffisant pour obtenir un modèle linéarisé capable de couvrir toute la plage. Il est toutefois possible que pour certains scénarios, l'utilisation d'un modèle linéarisé autour de plusieurs points d'équilibre (chacun couvrant une zone spécifique de la plage mobile) soit nécessaire. Le contrôleur passerait alors d'un point d'équilibre à un autre dès que la

consigne donnée par le contrôleur de parc se situerait dans la zone d'un nouveau point d'équilibre. Cependant, cette méthode augmenterait drastiquement l'effort de calcul et ne s'est pas montrée nécessaire ici, comme il le sera prouvé par les résultats. Plus de détails sur le point d'équilibre sélectionné sont présentés dans l'ANNEXE I. Ensuite, les horizons de prédiction et de contrôle ainsi que le temps d'échantillonnage ont été choisis ici comme un compromis entre la performance et le coût de calcul du contrôleur. En effet, un bon équilibre entre ces valeurs est nécessaire afin d'obtenir un contrôleur efficace. Plus précisément, une période d'échantillonnage faible permet une meilleure adaptation aux perturbations, mais nécessite un horizon de prédiction conséquent afin de prédire correctement le comportement du système, multipliant l'effort de calcul. Au contraire, une période d'échantillonnage élevée permet de prédire sur une plus longue durée le comportement du système à moindre coût au détriment d'un manque de réactivité de la part du contrôleur, pouvant entraîner des instabilités. Ces deux valeurs, tout comme l'horizon de commande, ont donc été déterminées par l'essai-erreur afin d'obtenir le compromis souhaité, soit : $T_s = 0.2$ [s], $N_p = 150$ et $N_m = 20$. De la même manière, les matrices de poids Q et R ont été déterminées empiriquement afin que le contrôleur réponde correctement aux objectifs souhaités. Ces dernières sont présentées en détail dans l'ANNEXE I. Finalement, les contraintes prédéfinies de l'équation (4.13) sont imposées au contrôleur pour lesquelles les limites minimales et maximales pour x et y ont été sélectionnées pour d'abord inclure la plage mobile, puis pour maintenir l'éolienne dans une zone sûre (pour éviter la collision avec des obstacles par exemple). Les contraintes sur ω_g ont été choisies pour maintenir l'éolienne dans sa plage de fonctionnement (J. Jonkman et al., 2009) et celles liées aux angles de roulis et de tangage de la plateforme ont été sélectionnées pour assurer la stabilité structurelle du système puisqu'un dépassement de ces valeurs peut potentiellement entraîner un basculement et une chute de l'éolienne (Collu & Borg, 2016). Ces contraintes sont présentées dans le Tableau 5.2. De même, les contraintes sur les entrées listées dans le Tableau 3.1 sont aussi imposées.

Tableau 5.2 Contraintes imposées au contrôleur MPC

Contraintes	Valeurs
(x_{min}, x_{max})	(2, 15) [m]
(y_{min}, y_{max})	(-15, 15) [m]
$(\omega_{g_{min}}, \omega_{g_{max}})$	(669.3, 1173.7) [rpm]
$(\theta_{x_{min}}, \theta_{x_{max}}), (\theta_{y_{min}}, \theta_{y_{max}})$	(-10, 10), (-10, 10) [°]

5.1.4 Résultats : état de mer modéré

Cette section présente les résultats prodigués par OpenFAST suite à l'application du scénario présenté précédemment au contrôleur MPC pour un état de mer modéré (figure 5.1). Cette section se focalisera sur l'analyse des résultats en ce qui concerne le contrôle de la position, la régulation de la puissance, et enfin, l'atténuation des mouvements d'oscillation de la plateforme afin de confirmer le respect des objectifs et des contraintes définis en section 4.1. De même, l'usage des entrées de contrôle sera étudié. Le contrôleur MPC sera comparé avec un contrôleur PID, réglé empiriquement par Han & Nagamune (2020) afin de montrer les performances supérieures du contrôleur développé dans cette étude. Les différents paramètres du contrôleur PID sont présentés en ANNEXE I. Le point de départ de l'éolienne est fixé à des coordonnées $(x_{init}, y_{init}) = (11, 0)$ [m] et une puissance $P_{init} = 5$ [MW] correspondant à son fonctionnement nominal. Finalement, le temps de calcul était de 174 [s] lorsque la réponse structurelle était simulée à l'aide du modèle simplifié et a augmenté à 1788 [s] lorsqu'OpenFAST a été utilisé pour compléter le scénario de 3000 [s].

5.1.4.1 Contrôle de la position

Les représentations temporelles des positions x et y de l'éolienne sont montrées en figure 5.2. À partir de ces tracés, il peut être conclu que le contrôleur MPC a surpassé le contrôleur PID dans le suivi de la position cible. Plus précisément, le contrôleur PID n'a pas été capable

d'atteindre la 5^e position cible. Ceci peut être attribué aux limitations inhérentes au contrôleur PID qui ne peut contrôler la position de l'éolienne tout en maintenant une vitesse de rotor raisonnable pour tous les scénarios (on remarque un décrochage lorsque la position cible y devient négative). Ici, les paramètres du PID pourraient être réglés de telle sorte à atteindre la dernière position cible, mais ces paramètres pourraient alors ne plus convenir pour les autres consignes de position. En outre, les contrôleurs PID sont basés sur le principe SISO et ne peuvent pas gérer les contraintes du système, ce qui les rend peu adaptés au contrôle d'une éolienne qui est un système contraint avec des entrées et des sorties couplées, notamment au niveau de la gestion de la force de poussée et de la puissance aérodynamique (généralement, plusieurs PID sont intégrés, mais ces derniers sont indépendants et ne communiquent pas entre eux).

De plus, l'ampleur des fluctuations du mouvement autour des valeurs cibles (qui sont inévitables et liées aux perturbations) est moins prononcée pour le MPC que pour le contrôleur PID. Par ailleurs, le temps nécessaire pour atteindre chaque position cible est moins long pour le contrôleur MPC que pour le contrôleur PID, le rendant plus adapté aux opérations en temps réel. Par exemple, l'atteinte des positions cibles n°3 et n°4 a nécessité respectivement près de 60 [s] et 160 [s] pour le contrôleur MPC tandis que les 500 [s] octroyés entre chaque changement de consigne n'ont pas été suffisantes au contrôleur PID pour atteindre ces deux cibles. Également, les positions x et y ont été maintenues au sein de la zone spécifiée dans le Tableau 5.2. Finalement, il peut être important de noter ici la présence d'un léger décalage général entre la consigne et la position x pour le contrôleur MPC pouvant être attribué aux différentes méthodes d'application des forces entre le modèle simplifié (utilisé en guise de modèle interne de prédiction) et OpenFAST. Ce point pourrait alors être réglé par l'utilisation d'un modèle de prédiction plus précis.

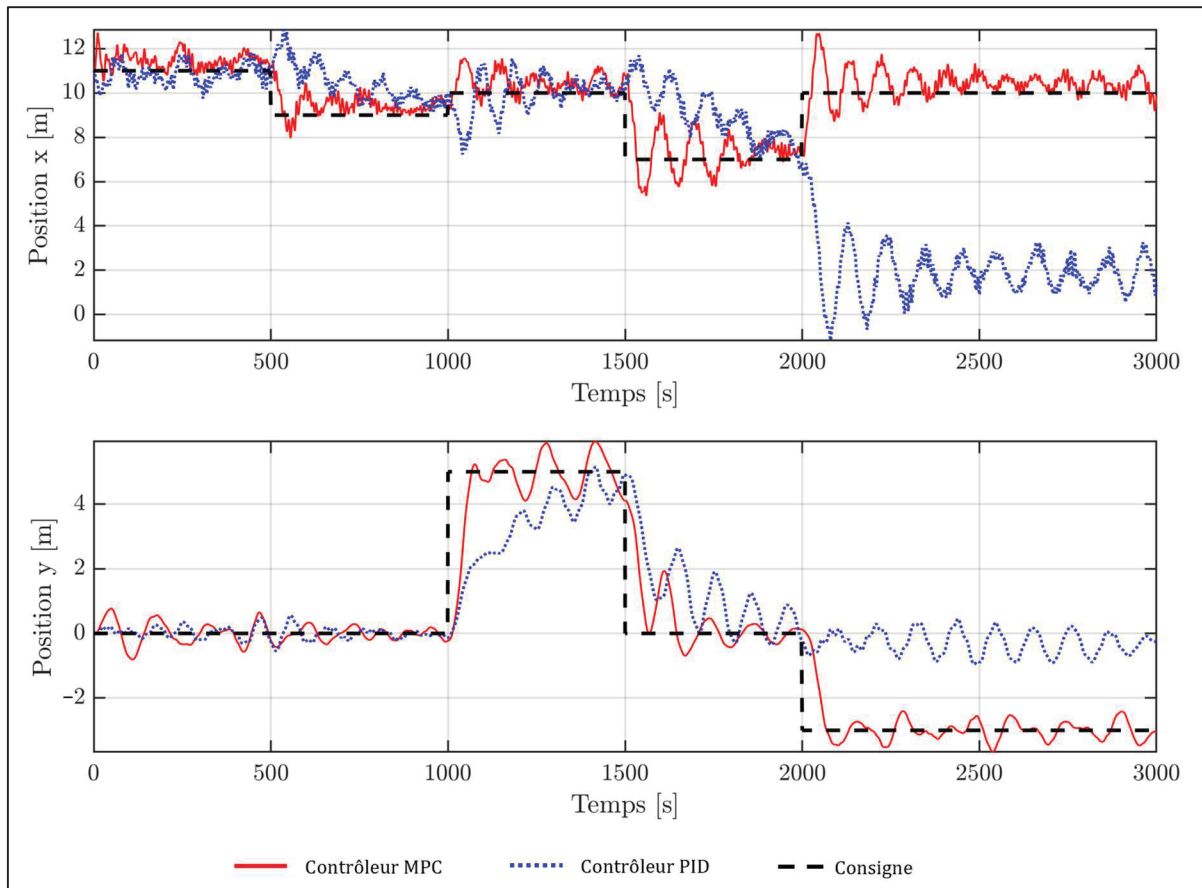


Figure 5.2 Réponses temporelles des positions x et y de l'éolienne flottante obtenues par application des contrôleurs MPC et PID pour le scénario de contrôle

La trajectoire de l'éolienne flottante accompagnée des différentes consignes de position est également représentée sur la figure 5.3 pour le contrôleur MPC. Cette dernière met alors davantage en lumière le décalage existant discuté précédemment. Néanmoins, il peut être conclu ici que le contrôleur MPC est capable de satisfaire les objectifs de position établis.

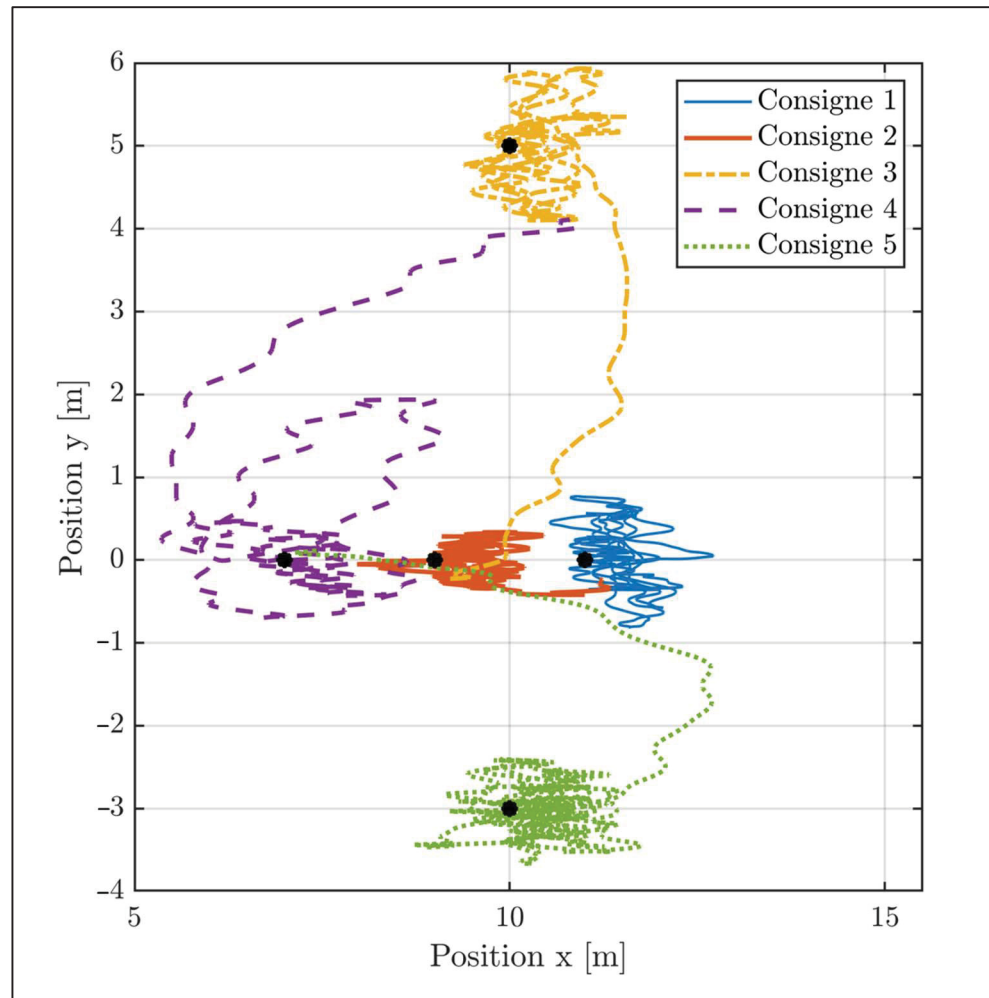


Figure 5.3 Représentations des consignes de position et de la trajectoire de la plateforme obtenue avec le contrôleur MPC pour le scénario de contrôle

Pour le reste de cette partie, seuls les résultats du contrôleur MPC seront représentés puisque des conclusions similaires ont été obtenues pour le reste des objectifs. Ceci permettra également de rendre les figures plus claires.

5.1.4.2 Régulation de la puissance et de la vitesse de rotation du générateur

Les représentations temporelles de la puissance produite instantanée P (calculée à partir de l'équation (4.1)) et de la vitesse de rotation du générateur sont montrées en figure 5.4. Les résultats obtenus indiquent que le régulateur de puissance est capable de prodiguer la puissance

cible de manière rapide et précise, ce qui est nécessaire dans le cas d'applications temps réel dans lesquelles la production de puissance doit être rapidement adaptée pour répondre à la demande du réseau. D'autre part, quelques fluctuations sont toujours observables, principalement dues au vent et aux vagues, mais ces dernières restent minimales, assurant un fonctionnement fluide du système. Finalement, les contraintes d'opération de la turbine concernant la vitesse de rotation du générateur sont en majorité respectées, les quelques dépassements au niveau de la première cible de vitesse (entre 0 [s] et 500 [s]) étant inévitables à cause des perturbations et à cause du fait que la vitesse de rotation nominale du générateur doit être atteinte pour produire les 5 [MW] de puissance.

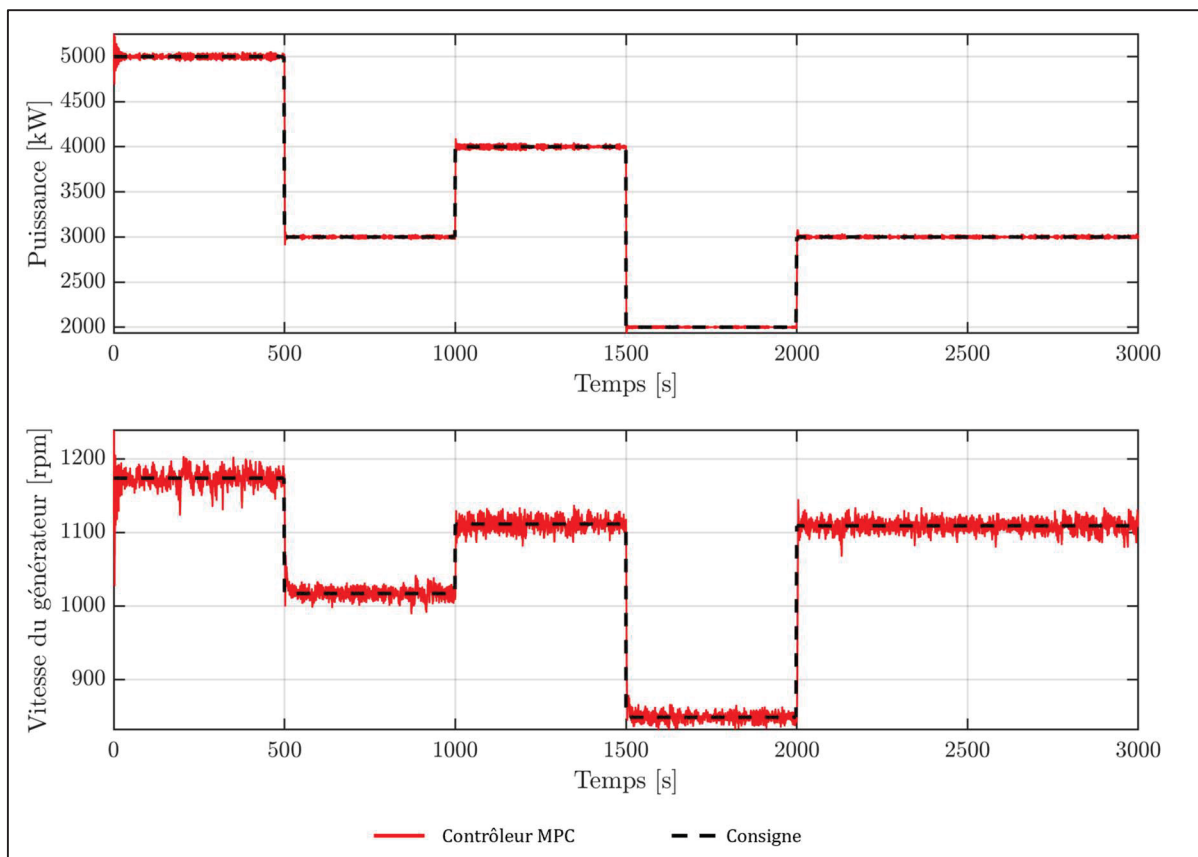


Figure 5.4 Réponses temporelles de la puissance et de la vitesse de rotation du générateur obtenues avec le contrôleur MPC pour le scénario de contrôle

5.1.4.3 Mouvements et oscillations rotationnels de la plateforme flottante

Les représentations temporelles des angles de roulis et de tangage de la plateforme ainsi que de leurs vitesses angulaires sont montrées en figures 5.5 et 5.6. Ici, afin de mettre en lumière les performances du MPC en ce qui concerne l'atténuation des oscillations de la plateforme, deux simulations ont été effectuées. Dans la première simulation, il a été demandé au contrôleur MPC de réguler uniquement la position et la puissance de l'éolienne sans tenir compte des mouvements rotationnels de la plateforme. Plus précisément, les poids de la matrice Q pour les vitesses angulaires de roulis et de tangage ont été mis à zéro tandis que les contraintes sur ces angles ont été supprimées. La deuxième simulation, quant à elle, n'a impliqué aucune modification du contrôleur : il lui a été demandé de remplir tous les objectifs de contrôle prescrits en incluant le respect des contraintes. Sur la base des résultats obtenus en figure 5.5, il peut être conclut que le contrôleur MPC est capable de réduire considérablement les oscillations de la plateforme tout en maintenant les angles de roulis et de tangage de la plateforme en dessous de la limite des ± 10 [°], assurant la stabilité de la plateforme face aux perturbations environnementales. Il convient de noter que des sauts peuvent être observés pour la vitesse angulaire du roulis pour chaque nouvelle consigne de position dans le cas de la seconde simulation (en particulier lors d'une nouvelle consigne de position y) qui sont essentiellement dus au déplacement soudain de la plateforme dans la direction latérale \hat{y}_g . Cependant, le contrôleur MPC parvient à atténuer rapidement ces oscillations. Une conclusion similaire peut être tirée pour la vitesse angulaire du tangage qui est, de manière générale, plus élevée en raison du vent et des vagues frappant l'éolienne dans la direction \hat{x}_g .

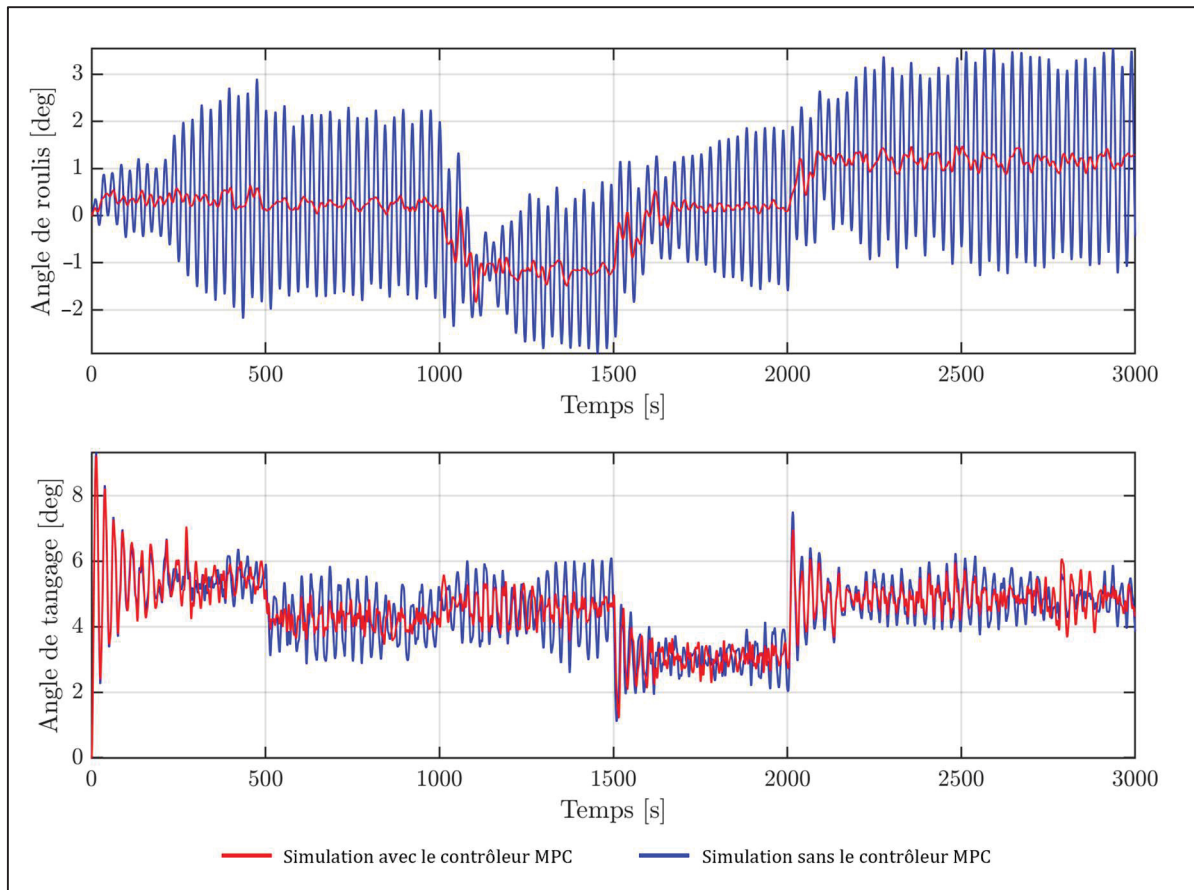


Figure 5.5 Représentations temporelles des angles de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour le scénario de contrôle

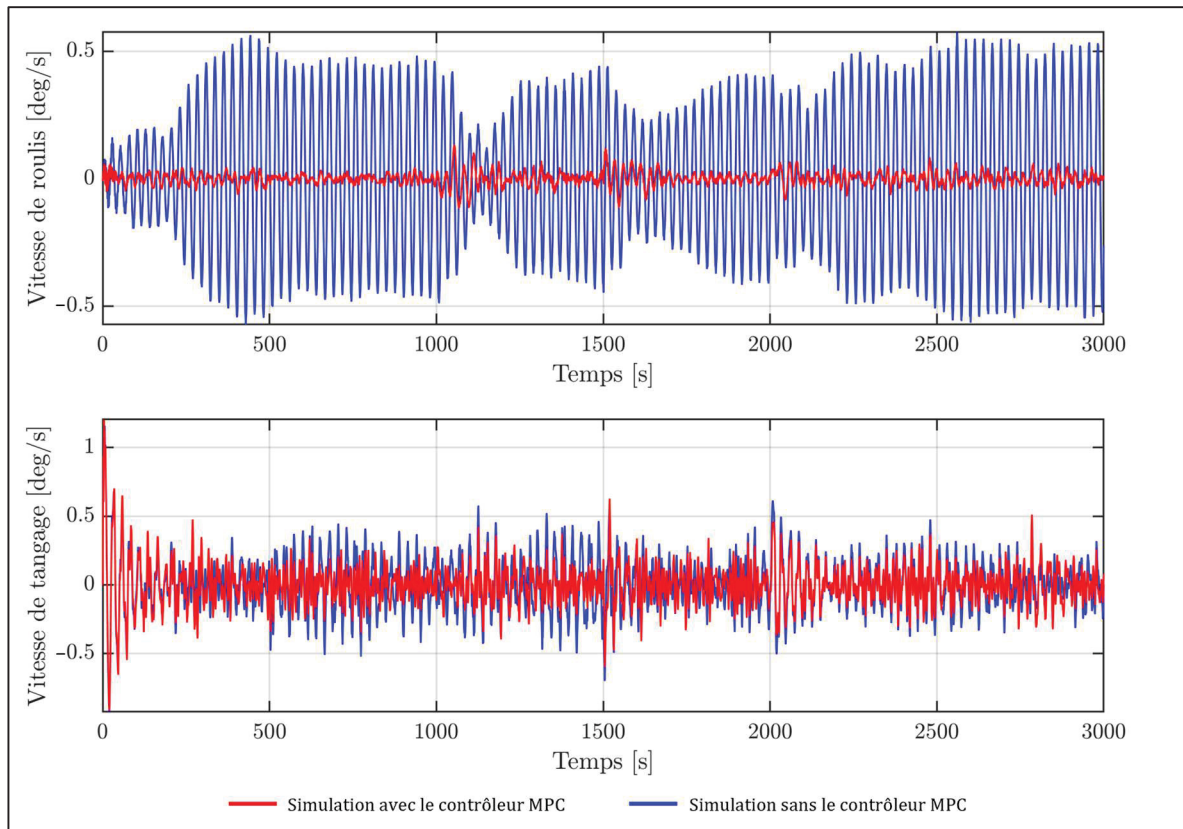


Figure 5.6 Représentations temporelles des vitesses angulaires de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour le scénario de contrôle

5.1.4.4 Entrées de contrôle

Les représentations temporelles des entrées de commandes sont présentées en figure 5.7. Tout d'abord, il peut être observé que les positions choisies ont permis de maintenir la nacelle dans les limites de sécurité spécifiées (Fleming et al., 2017). De plus, il peut être noté que l'angle de lacet de la nacelle suit une tendance similaire à la position y . De même, l'angle de pitch collectif des pales et le couple du générateur ont été maintenus dans les limites spécifiées et ont été rapidement ajustés par le contrôleur MPC pour atteindre les objectifs de contrôle prescrits. Également, la figure 5.6 montre que l'angle de pitch des pales est une entrée de contrôle clé dans ce scénario étant donné son utilisation massive par le contrôleur MPC, jouant à la fois sur la poussée aérodynamique, les oscillations de la plateforme et la puissance aérodynamique. Cependant, des sauts de valeurs sont présents au niveau des pales et du couple

du générateur pour chaque changement de consigne. Cela peut être attribué à l'augmentation ou la diminution soudaine de la puissance cible qui force le couple du générateur à changer soudainement de la même manière. Par conséquent, l'angle de pitch des pales doit également augmenter ou diminuer de manière significative pour modifier la force de portance et éviter toute interruption ou tout décrochage du rotor (Escobar Aquino & Nagamune, 2020).

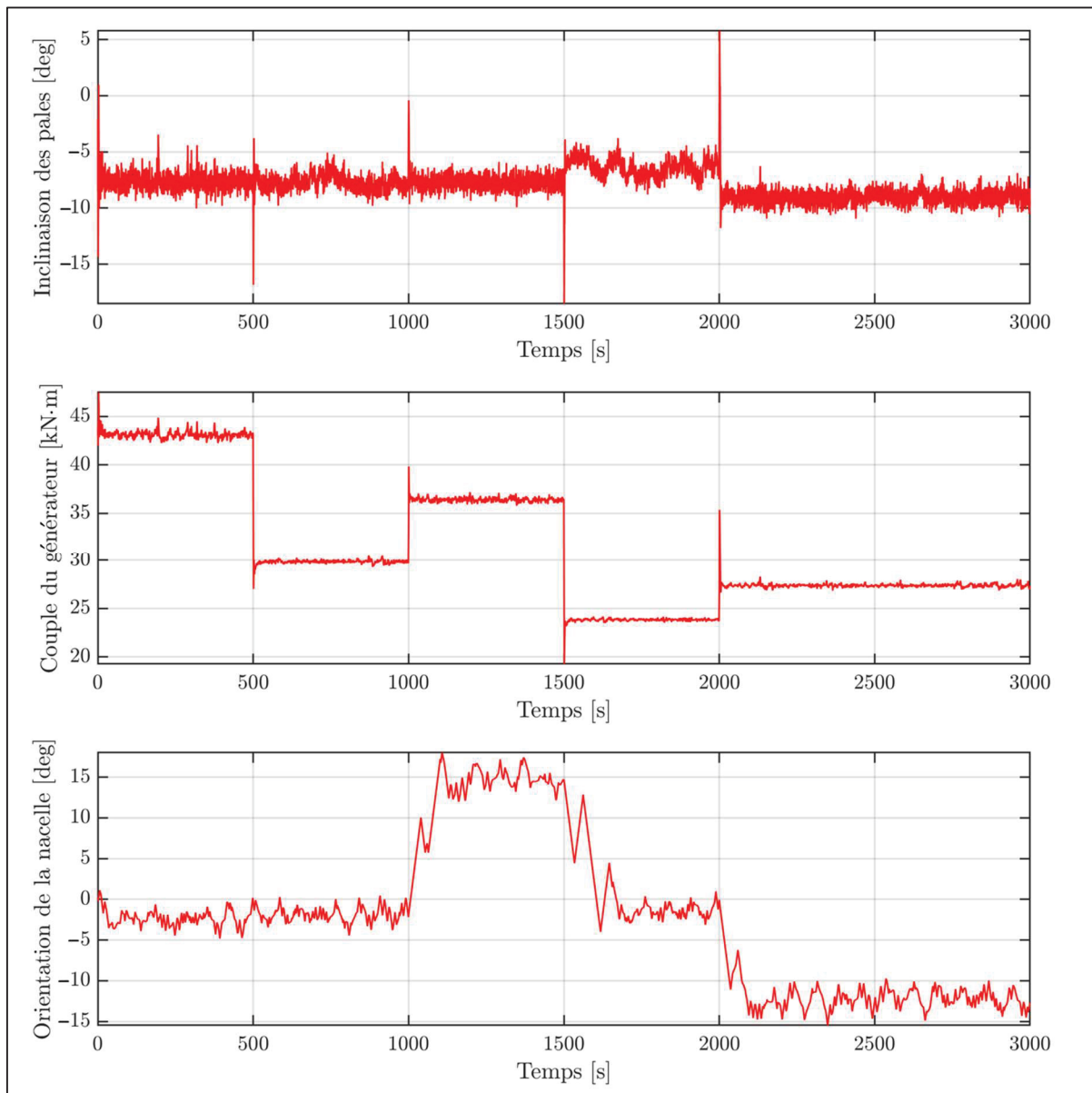


Figure 5.7 Représentations temporelles des entrées de contrôle du contrôleur de position MPC et du régulateur de puissance pour le scénario de contrôle

5.1.4.5 Comparaison quantitative des performances des contrôleurs

Les sections précédentes ont montré que le contrôleur MPC a été capable de contrôler l'éolienne flottante et d'atteindre tous les objectifs de contrôle. Pour vérifier quantitativement les performances du contrôleur MPC, les résultats seront évalués par la racine de l'erreur quadratique moyenne (REQM) qui mesure l'erreur entre le signal fluctuant et la valeur de consigne. La REQM pour un signal discret ($D = [D_1 \ \dots \ D_N]$) de longueur N peut être définie comme :

$$REQM(D) := \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N D_i^2}{N}} \quad (5.1)$$

Ici, on cherche à calculer les erreurs en termes de position, de puissance et de vitesses angulaires de roulis et de tangage. L'erreur de position e_{pos} peut être calculée comme :

$$e_{pos} = REQM\left(\sqrt{(x - x_{cible})^2 + (y - y_{cible})^2}\right) \quad (5.2)$$

L'erreur de puissance e_{puiss} peut être calculée comme :

$$e_{puiss} = REQM(P - P_{cible}) \quad (5.3)$$

Finalement, les erreurs de vitesses angulaires $e_{\dot{\theta}_x}$ et $e_{\dot{\theta}_y}$ peuvent être calculées comme :

$$e_{\dot{\theta}_x} = REQM(\dot{\theta}_x) \quad (5.4)$$

$$e_{\dot{\theta}_y} = REQM(\dot{\theta}_y) \quad (5.5)$$

étant donné qu'ici, $\dot{\theta}_{x_{cible}} = 0$ et $\dot{\theta}_{y_{cible}} = 0$ pour l'intégralité du scénario. Ces valeurs sont présentées dans le Tableau 5.3. Ici, pour une comparaison équitable entre les contrôleurs PID et MPC, les valeurs des REQM n'ont été rapportées que pour les 2000 premières secondes puisque le PID n'a pas été capable d'atteindre la dernière cible, entraînant des erreurs très importantes et peu exploitables. Les faibles valeurs des REQM du contrôleur MPC montrent

finalement ses capacités de contrôle supérieures, lui permettant de satisfaire les différents objectifs de contrôle tout en tenant compte des contraintes du système, par rapport à un contrôleur standard représenté par le contrôleur PID. En particulier, l'utilisation du contrôleur MPC a permis une réduction de l'erreur de position de 42 [%] et une diminution de l'erreur de vitesse angulaire de roulis de 52.7 [%] par rapport au PID, assurant un meilleur contrôle de la position et une diminution de la fatigue liée aux mouvements parasites de la plateforme.

Tableau 5.3 Performances de contrôle du contrôleur MPC et du contrôleur PID en termes de métrique REQM pour le scénario de contrôle (état de mer modéré)

Contrôleur	e_{pos} [m]	e_{puiss} [kW]	$e_{\dot{\theta}_x}$ [°/s]	$e_{\dot{\theta}_y}$ [°/s]
MPC	1.203	42.154	0.026	0.167
PID	2.075	42.750	0.055	0.166

5.1.5 Résultats : état de mer agité

Dans cette section, le scénario précédent est réitéré, mais en considérant cette fois-ci un état de mer plus intense (pour rappel, $H_s = 4$ [m]) représenté en figure 5.1. La prise en considération de ce type d'évènement est nécessaire en raison de l'augmentation de l'intensité et de la fréquence des épisodes extrêmes liés au changement climatique. Le vent restera cependant le même que pour le scénario précédent, car il n'a pas été jugé nécessaire de le modifier, son profil général étant déjà relativement turbulent. En effet, la vitesse du vent dans sa direction prédominante varie d'environ ± 6 [m/s] autour de sa valeur moyenne de 18 [m/s], représentant une variation relative d'environ 33 [%] et expliquant les fluctuations obtenues dans les résultats précédents. Finalement, seuls les tracés des résultats du contrôle de la position et de l'atténuation des oscillations de la plateforme seront présentés ici. En effet, seuls ces derniers ont montré des différences visibles après changement des conditions de mer, les tracés des autres résultats obtenus étant relativement similaires au scénario précédent.

5.1.5.1 Contrôle de la position

Les représentations temporelles des positions x et y de la plateforme sont présentées sur la figure 5.8. Encore une fois, il peut être noté que le contrôleur PID n'est pas parvenu à terminer ce scénario, la dernière position cible n'étant jamais atteinte. Au contraire, le contrôleur MPC, malgré la présence de vagues plus hautes, est parvenu à atteindre toutes les consignes de position et à terminer le scénario, prouvant ainsi sa robustesse. On peut remarquer cependant que le décalage général s'est agrandi entre la consigne et la position longitudinale de l'éolienne pour arriver à environ 1 [m]. Ici, le problème provient des vagues qui poussent davantage l'éolienne dans la direction \hat{x}_g et pourrait être réglé, comme précédemment, en utilisant un modèle de prédiction plus précis ou un modèle variable. Pour rappel, le modèle utilisé par le contrôleur MPC n'a été linéarisé ici qu'en considérant le vent et non les vagues qui sont donc plus difficiles à rejeter. On peut donc s'attendre à un agrandissement de ce décalage au fur et à mesure que la hauteur des vagues augmente. Toutefois, celui-ci resterait relativement limité étant donné que si les vagues devenaient trop importantes, l'arrêt des éoliennes serait finalement privilégié pour assurer leur intégrité.

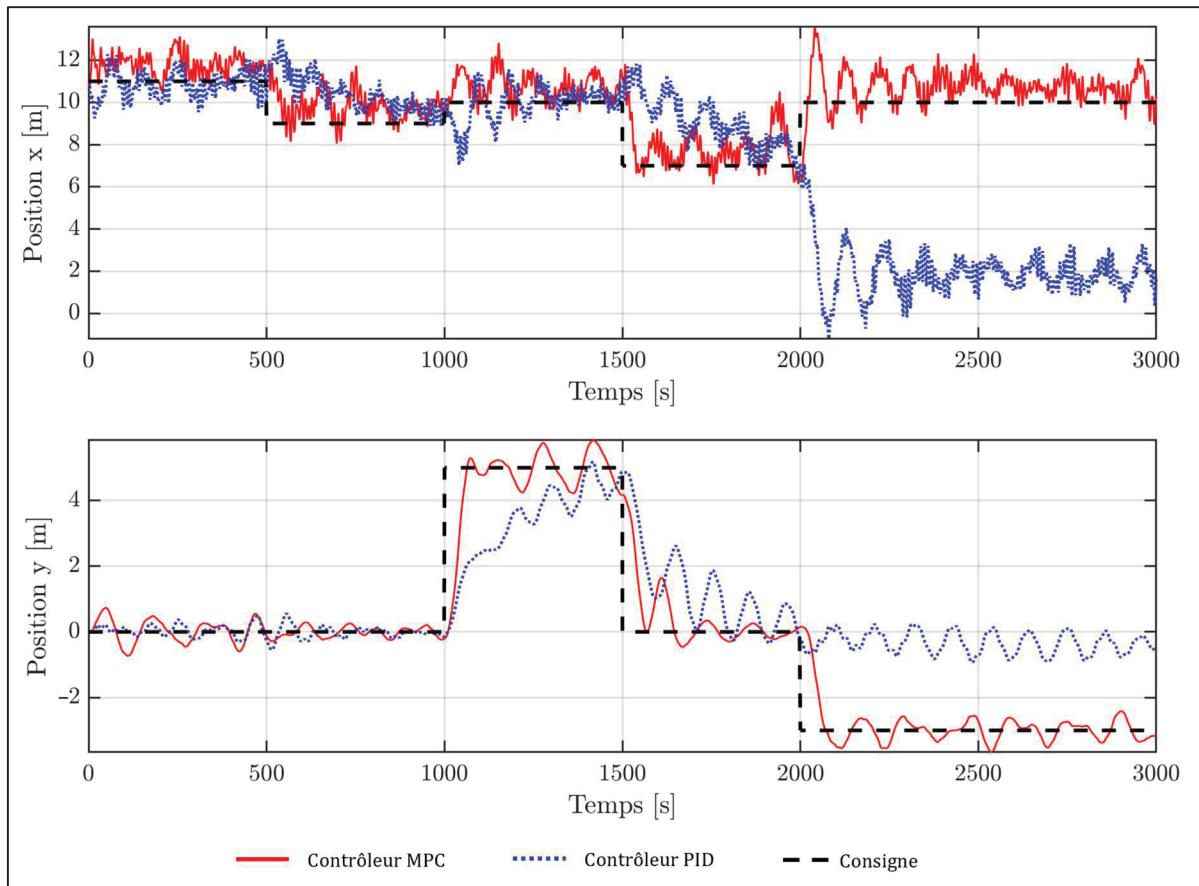


Figure 5.8 Représentations temporelles des positions x et y de l'éolienne flottante obtenues par application des contrôleurs MPC et PID pour un état de mer agité

5.1.5.2 Mouvements et oscillations rotationnels de la plateforme flottante

Les représentations temporelles des angles de roulis et de tangage de la plateforme ainsi que ses vitesses angulaires autour de ces axes sont présentées sur les figures 5.9 et 5.10. Similairement à la partie précédente, deux simulations ont été effectuées, avec et sans l'influence du contrôleur MPC. Les résultats montrent finalement que même si les amplitudes générales des oscillations ont augmenté (surtout au niveau du tangage) à cause de l'agitation de la mer, le contrôleur a malgré tout réussi à maintenir les angles de roulis et de tangage dans les limites autorisées. En outre, sans l'influence du MPC, les oscillations de la plateforme sont trop importantes, pouvant mettre en péril l'intégrité structurelle de l'éolienne. Il est également important de noter que l'atténuation des oscillations de tangage n'est pas un exercice facile

lorsque la hauteur des vagues augmente. En effet, la pire situation est considérée ici étant donné que la direction des vagues est purement perpendiculaire à l'axe de tangage de la plateforme. Pour des vagues plus importantes, manipuler uniquement la force de poussée en utilisant les entrées de contrôle de l'éolienne pourrait ne plus être suffisant, car les forces hydrodynamiques augmentent considérablement par rapport aux forces aérodynamiques utilisées par le contrôleur pour réguler la turbine.

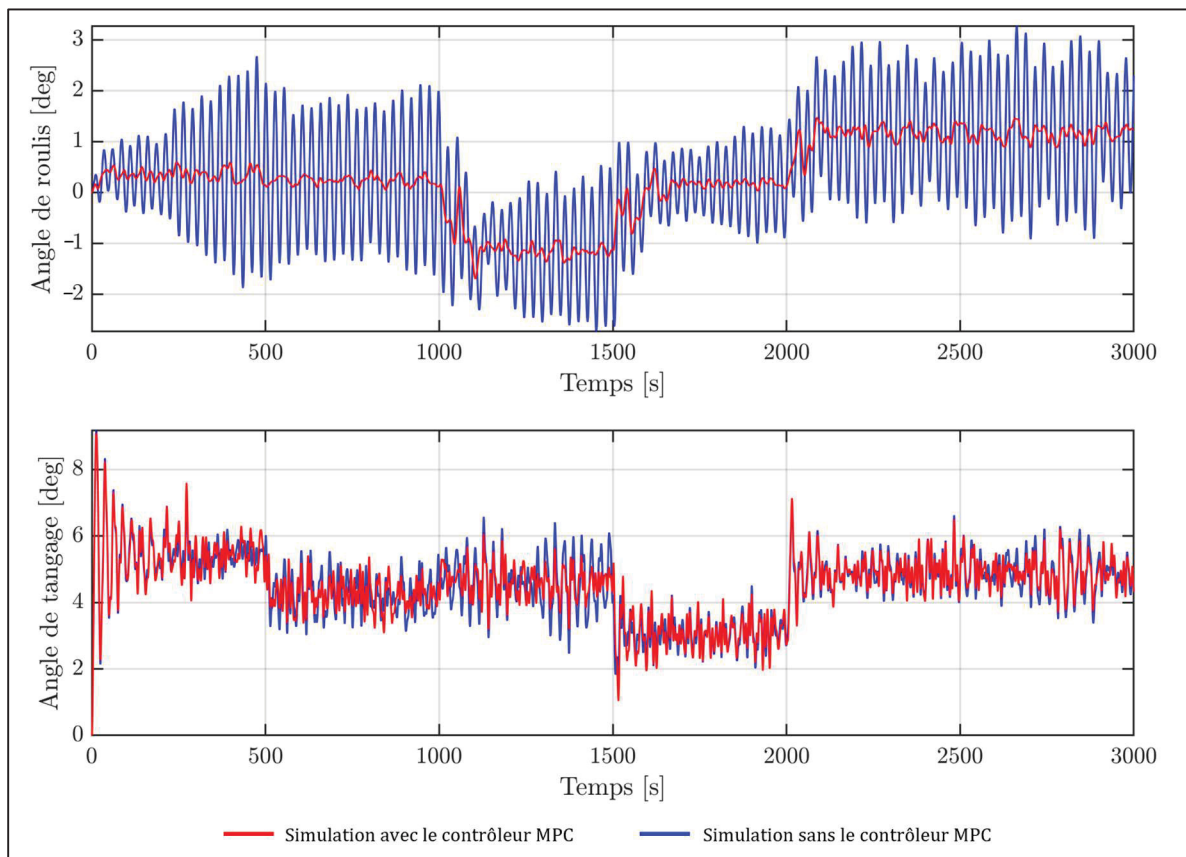


Figure 5.9 Représentations temporelles des angles de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour un état de mer agité

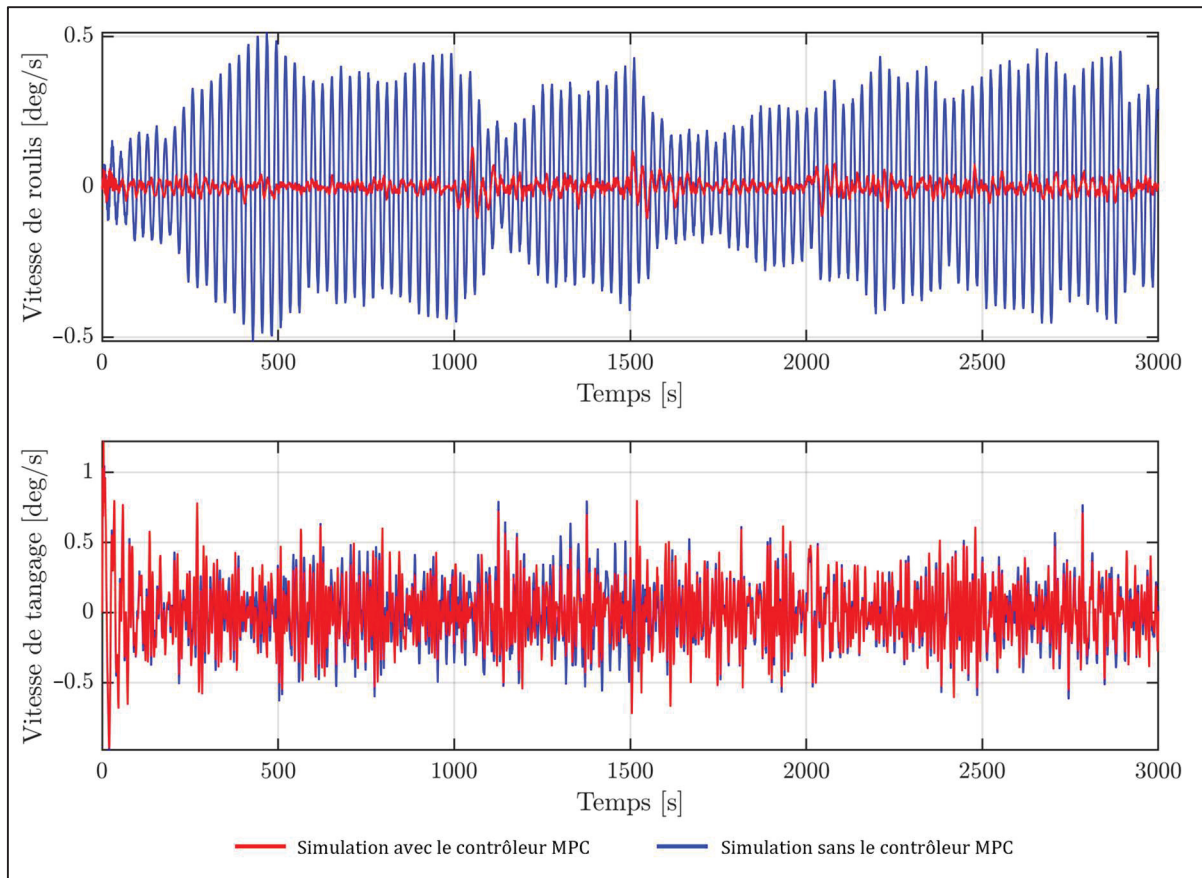


Figure 5.10 Représentations temporelles des vitesses angulaires de roulis et de tangage de la plateforme, avec et sans utilisation du contrôleur MPC pour un état de mer agité

5.1.5.3 Analyse quantitative des performances du contrôleur MPC

Les performances numériques du contrôleur MPC pour l'ensemble du scénario de contrôle sont présentées dans le Tableau 5.4 pour un état de mer modéré et agité. Dans un premier temps, pour l'état de mer modéré, il peut être noté que la prise en compte de la dernière consigne de position et de puissance (qui n'avait pas été considérée pour la comparaison avec le contrôleur PID) diminue une grande partie des erreurs, ce qui montre la capacité du contrôleur à maintenir une position et une puissance sur le long terme. Par ailleurs, il peut être conclu qu'un état de mer plus agité entraîne une augmentation générale des erreurs commises par le contrôleur MPC, résultat qui était prévisible. Le nouvel état de mer impacte en majorité les mouvements de tangage de la plateforme où l'on peut observer une augmentation de l'erreur

de vitesse angulaire de 42.4 [%], ce qui est cohérent avec ce qui avait été discuté précédemment. L'erreur de position, quant à elle, a augmenté de 19.5 [%] étant donné l'accroissement du décalage entre la consigne et la position x . En outre, la manipulation de la poussée aérodynamique, rendue plus difficile par le nouvel état de mer, se répercute sur la production de puissance dont l'erreur a augmenté de 22.1 [%] entre les deux simulations. Toutefois, on peut noter une amélioration très légère de la gestion de la vitesse de roulis, dont l'erreur de vitesse angulaire a diminué de 7.7 [%], mais qui reste relativement négligeable. Finalement, d'après ces résultats, il peut être conclu que le contrôleur MPC a su répondre à la problématique de contrôle posée dans ce travail de recherche. Les différents objectifs établis ont été remplis tandis que les différentes contraintes ont été respectées, et ce, malgré la présence de perturbations extérieures.

Tableau 5.4 Performances de contrôle du contrôleur MPC en termes de métrique REQM pour l'ensemble du scénario de contrôle (état de mer modéré et agité)

Contrôleur	e_{pos} [m]	e_{puiss} [kW]	$e_{\dot{\theta}_x}$ [°/s]	$e_{\dot{\theta}_y}$ [°/s]
MPC (état de mer modéré)	1.146	36.158	0.026	0.158
MPC (état de mer agité)	1.369	44.154	0.024	0.225

5.2 Effets du repositionnement sur un parc éolien

Maintenant que les performances du contrôleur ont été vérifiées, il est intéressant d'étudier l'effet du repositionnement des turbines sur l'efficacité et la production d'un parc éolien flottant. Différents cas seront évalués à l'aide de FOWFSim-Dyn et de MATLAB®-Simulink® afin de mettre en avant le potentiel de cette stratégie. Pour ce faire, deux scénarios seront simulés : 1) Dans un premier temps, il sera demandé aux éoliennes de se repositionner de façon à maximiser la production du parc éolien. 2) Dans un second temps, les éoliennes devront se repositionner afin que le parc puisse répondre à une demande de puissance. Les longueurs des câbles des plateformes seront allongées afin d'agrandir la plage mobile, s'accompagnant d'une modification des paramètres du contrôleur MPC pour l'adapter à cette nouvelle situation. Des

conditions de vent réalistes seront également considérées, générées à l'aide du spectre de Von Karman. Finalement, les résultats obtenus seront comparés avec un scénario où les turbines ne sont pas repositionnées afin de mettre en lumière les avantages de cette stratégie. Ces différents points font l'objet des parties suivantes.

5.2.1 Génération des perturbations

Dans FOWFSim-Dyn, les dynamiques des plateformes flottantes composant le parc éolien sont capturées en traitant chaque plateforme comme un point soumis à des forces aérodynamiques, hydrodynamiques et aux forces dues aux lignes d'amarrage. Toutefois, ces dynamiques ne sont capturées que dans un plan 2-D, et FOWFSim-Dyn n'est donc pas capable de capturer les effets dynamiques induits par les vagues ainsi que les mouvements de roulis et de tangage des plateformes. Cette partie de l'étude considère alors un état de mer calme en raison des limitations du modèle utilisé. Encore une fois, les conditions réalistes de vent ont été obtenues à l'aide du spectre de turbulence de Von Karman. Ici, les composantes du vent sont définies dans le repère global de FOWFSim-Dyn (\hat{x}, \hat{y}) à hauteur de moyeu à partir de la valeur moyenne $\bar{\mathbf{V}}_\infty = [14, 0]^T$ [m/s] pour une intensité de turbulence $I_u = 0.036$ et une échelle de longueur intégrale $L_u^{\hat{x}} = 170$ dans la direction du vent. Comme dans le cas précédent, ces valeurs ont été choisies de telle sorte à s'approcher d'un profil de vent réaliste pouvant être mesuré en situation réelle. Également, ces valeurs visent à assurer que la production nominale puisse être atteinte en tout temps pour l'éolienne en amont, et à assurer des vitesses de vent suffisantes au sein du sillage pour les éoliennes en aval afin d'éviter leur arrêt et de permettre l'application de la stratégie de repositionnement. Finalement, le vent est considéré ici comme soufflant purement dans la direction \hat{x} . Le profil du vent U_∞ pour une période de 3600 [s] est représenté sur la figure 5.11.

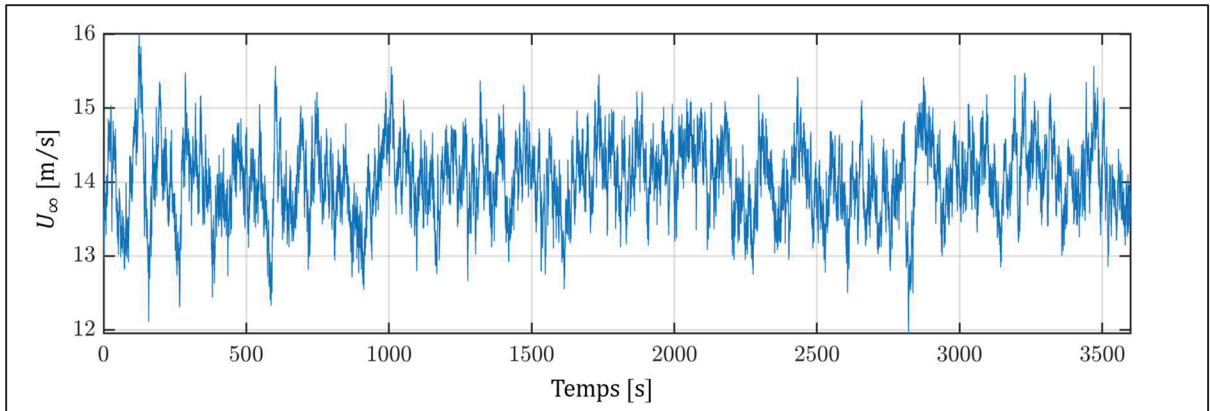


Figure 5.11 Profil de vent généré pour les scénarios de gestion de parc

5.2.2 Scénarios de contrôle

Afin d'évaluer le potentiel de la stratégie de repositionnement, un parc éolien flottant composé de trois turbines est considéré. Le parc est représenté en figure 5.12. Ici, trois éoliennes NREL 5-MW Semi-Submersible sont alignées selon la direction du vent (\hat{x}) et sont séparées d'une distance égale à sept fois le diamètre de leur rotor dans leur position neutre. Cette disposition symbolise le pire des cas lorsque les éoliennes sont parfaitement alignées avec la direction du vent. Également, les câbles d'amarrages de chaque plateforme ont été allongés pour atteindre 920 [m] (au lieu des 835.5 [m] initiaux) afin d'agrandir la plage mobile et de permettre des déplacements plus importants. En effet, la plage mobile initiale présentée sur la figure 3.6 est trop restreinte pour constituer un réel apport étant donné les dimensions nettement supérieures qui caractérisent les différents sillages. Finalement, chacune de ces éoliennes est représentée par un indice (figure 5.11) et est équipée d'un contrôleur de position MPC dont les paramètres et détails seront présentés par la suite.

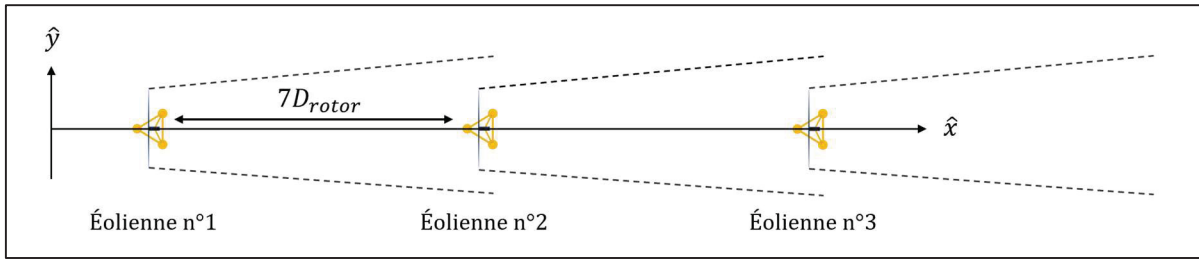


Figure 5.12 Parc éolien considéré pour les scénarios de contrôle

À partir de ce parc, deux scénarios ont été retenus :

- Dans un premier scénario, il sera demandé au parc éolien de maximiser sa production de puissance instantanée en tout temps, définie par :

$$P_{\text{parc}} = \sum_{i=1}^3 P_i \quad (5.6)$$

où P_i est la production instantanée de la $i^{\text{ème}}$ turbine. Pour ce faire, un calcul d'optimisation sera réalisé afin d'obtenir les positions optimales pour réaliser cette tâche. Les contrôleurs auront alors pour objectif d'atteindre ces positions tout en maximisant la production de leur turbine respective.

- Dans un second scénario, une puissance cible sera imposée au parc éolien correspondant à une certaine demande. Encore une fois, un calcul d'optimisation sera réalisé et les contrôleurs MPC recevront pour consignes les positions optimales obtenues permettant de produire cette puissance. Ces derniers auront donc pour objectif d'atteindre ces positions afin de pouvoir prodiguer la puissance demandée.

Pour finir, les résultats obtenus pour ces scénarios seront comparés avec ceux obtenus pour un parc ne recevant aucune consigne de repositionnement, le tout sur une période d'une heure afin de mettre en lumière les performances apportées par le repositionnement des turbines. Ces scénarios visent alors à montrer l'apport de puissance et l'augmentation de l'efficacité globale

des parcs que peut permettre le repositionnement des turbines, mais aussi à montrer l'utilisation de cette méthode dans un cas plus concret où une certaine demande en puissance doit être respectée. Enfin, l'obtention des positions optimales pour ces deux scénarios sera réalisée à l'aide de l'extension Simulink Design Optimization™ de MATLAB®-Simulink® (The MathWorks Inc., 2023) capable de résoudre des problèmes d'optimisation. Concrètement, cette extension résout des problèmes d'optimisations contraints en simulant le modèle Simulink® de manière répétée. Elle compare ensuite les résultats des simulations aux objectifs de contrainte et applique des méthodes d'optimisation pour ajuster les paramètres afin de répondre aux objectifs. Plus de détails sur la méthode d'optimisation utilisée seront présentés par la suite.

5.2.3 Paramètres du contrôleur

Pour réaliser les scénarios décrits précédemment, différentes modifications ont été apportées au contrôleur. Dans un premier temps, le modèle de prédiction du contrôleur a été modifié étant donné que les câbles ont été allongés. Ici, l'utilisation d'un modèle adaptatif a été opté et jugée nécessaire afin de couvrir l'entièreté de la plage mobile qui est désormais plus grande, malgré une augmentation du coût en calcul. Concrètement, pour chaque nouvelle consigne de position, un point d'équilibre correspondant est déterminé autour duquel le modèle est linéarisé et transmis au contrôleur MPC en tant que nouveau modèle de prédiction. Cette stratégie permet d'assurer le bon fonctionnement du contrôleur dans de nombreux scénarios et de respecter la nouvelle plage mobile bien qu'elle soit inconnue pour ces nouvelles longueurs de câbles. En effet, tant qu'il est possible d'obtenir un point d'équilibre respectant les contraintes du générateur pour une consigne de position et de puissance donnée, la présence de cette dernière au sein de la plage mobile est assurée.

Ensuite, la fonction de coût J a été modifiée afin d'ajouter une pénalité sur les entrées de contrôle du contrôleur MPC telle que (Bemporad et al., 2022) :

$$\begin{aligned}
J = & \sum_{k=i+1}^{i+N_p} \|Q[\mathbf{y}_k - \mathbf{y}_{cible_k}]\|^2 + \sum_{k=i}^{i+N_m-1} \|R[\mathbf{u}_{MPC_k} - \mathbf{u}_{MPC_{k-1}}]\|^2 \\
& + \sum_{k=i}^{i+N_p-1} \|S[\mathbf{u}_{MPC_k} - \mathbf{u}_{MPC_{cible_k}}]\|^2
\end{aligned} \tag{5.7}$$

où S est la matrice de poids associée à cette nouvelle pénalité dont les valeurs ont été obtenues par essai-erreur. Les coefficients de cette matrice sont disponibles en ANNEXE II. Ici, $\mathbf{u}_{MPC_{cible}}$ correspond aux valeurs de β_{eq} et γ_{eq} du vecteur \mathbf{u}_{eq} , obtenues au niveau du point d'équilibre correspondant à la position cible. L'agrandissement de la plage mobile pouvant mener à de grandes erreurs de positions initiales à chaque changement de consigne et le déplacement de l'éolienne flottante demandant un certain temps, cette dernière partie de l'équation vise alors à guider les entrées de contrôle du MPC et favorise, avec la pénalité liée à la matrice R , une diminution de l'agressivité du contrôleur.

De plus, les coefficients de la matrice de poids Q ont été modifiés afin d'adapter le contrôleur aux scénarios présentés précédemment. Concrètement, les poids correspondants aux vitesses angulaires $\hat{\theta}_x$ et $\hat{\theta}_y$ ont été réduit à zéro étant donné que le modèle FOWFSim-Dyn ne considère pas ces degrés de liberté. Également, le choix a été fait ici de ne pas contrôler la position longitudinale x (dont le poids est alors égal à zéro) et de ne se concentrer que sur le déplacement latéral. En effet, bien que cette composante joue un rôle dans l'atténuation du sillage et aurait pu être prise en compte, sa régulation a été négligée ici afin de faciliter les calculs d'optimisation présentés dans les paragraphes suivants. Aussi, l'absence de poids sur x permet au contrôleur MPC de focaliser l'utilisation de l'angle des pales sur la gestion de la vitesse de rotation du générateur, qui est un exercice difficile pour de faibles vitesses de vent. Enfin, le non-contrôle de la position longitudinale ne pose pas de problème pour maintenir les éoliennes dans la plage mobile. En effet, dès lors que les limites de vitesse de rotation du générateur (qui influencent la poussée aérodynamique) sont respectées pour chaque éolienne, les positions longitudinales atteintes par celles-ci demeureront dans la plage mobile. Les poids des composantes y et ω_g ont aussi été modifiés sur la base de l'essai-erreur afin d'obtenir les

meilleures performances possibles. Ces valeurs sont disponibles en ANNEXE II. Les poids de la matrice R sont, quant à eux, identiques à ceux utilisés précédemment. Enfin, étant donné que la position longitudinale n'est plus régulée, chaque point d'équilibre issu d'une consigne est dorénavant calculé sur la base d'un duo (y_{eq}, P_{eq}) tandis que la position x_{eq} est laissée libre pour la détermination de ce point.

Enfin, les contraintes imposées au contrôleur ont été modifiées et sont présentées dans le Tableau 5.5. Dans un premier temps, les contraintes maximales et minimales de position ont été retirées étant donné que la plage mobile n'est pas connue. De même, les angles de tangage et de roulis maximaux et minimaux ont été retirés puisque FOWFSim-Dyn ne considère pas ces degrés de liberté. Les contraintes minimales et maximales sur la vitesse de rotation du générateur sont quant à elles maintenues. Enfin, les contraintes imposées aux entrées de contrôle présentées dans le Tableau 3.1 sont maintenues à l'exception de β . En effet, la contrainte maximale sur l'angle de pitch collectif des pales β a été modifiée afin d'assurer que le contrôleur n'utilise que des angles négatifs. Ce dernier point a été jugé nécessaire, car d'après la documentation des pales de la NREL 5-MW, l'angle β optimal pour assurer le fonctionnement de la turbine en cas de très faibles vitesses de vent est de $0 [^\circ]$ (J. Jonkman et al., 2009). Ce point pose un problème étant donné que les turbines en aval peuvent opérer dans de très faibles vitesses de vent à cause du sillage. Plus concrètement, lorsque l'angle β est négatif, la vitesse de rotation du rotor est régulée par décrochage aérodynamique. Une augmentation de cet angle réduit le décrochage et augmente donc le coefficient de puissance. Le modèle de prédiction du MPC étant linéaire, il associe alors l'augmentation de β avec une augmentation de l'efficacité de conversion de la turbine. L'angle β piloté par le MPC peut alors s'approcher et dépasser $0 [^\circ]$ pour de faibles vitesses de vent, ce qui peut conduire à une instabilité puisque la logique de régulation s'inverse lorsque β devient positif, laquelle est alors faite par mise en drapeau. L'utilisation d'un modèle de prédiction linéarisé autour d'un point d'équilibre dont l'angle β est positif est techniquement possible, néanmoins Han (2018) montre que la régulation par mise en drapeau n'est pas adaptée au repositionnement étant donné qu'elle génère beaucoup moins de poussée que la régulation par décrochage

aérodynamique. Il est donc nécessaire d'imposer une limite maximale à β afin d'assurer une opération stable de la turbine.

Tableau 5.5 Contraintes imposées aux contrôleurs MPC pour les scénarios de parc éolien

Contraintes	Valeurs
$(\omega_{g_{min}}, \omega_{g_{max}})$	(669.3, 1173.7) [rpm]
$(\beta_{min}, \beta_{max})$	(-30, 0) [°]
$(\dot{\beta}_{min}, \dot{\beta}_{max})$	(-8, 8) [°/s]
$(\tau_{g_{min}}, \tau_{g_{max}})$	(0, 47.402) [kN·m]
$(\dot{\tau}_{g_{min}}, \dot{\tau}_{g_{max}})$	(-15, 15) [kN·m/s]
$(\gamma_{min}, \gamma_{max})$	(-60, 60) [°]
$(\dot{\gamma}_{min}, \dot{\gamma}_{max})$	(-0.3, 0.3) [°/s]

5.2.4 Résultats : maximisation de la puissance produite

Cette section présente les résultats obtenus à l'aide de FOWFSim-Dyn suite à l'application du scénario de maximisation de puissance résumé dans la section 5.2.2. Cette section se focalisera dans un premier temps sur le déroulement de ce scénario ainsi que sur les détails nécessaires à la compréhension et à la reproduction de celui-ci. Ensuite, l'accent sera mis sur les résultats obtenus, comprenant le contrôle de la position latérale des turbines, la production de puissance et l'étude des contours de vitesse de vent afin d'évaluer l'évolution de l'effet de sillage suite au repositionnement. Également, l'usage des entrées de contrôle sera discuté. Les résultats obtenus concernant la puissance produite seront comparés avec un scénario où aucune consigne de repositionnement ne sera donnée aux turbines qui maintiendront leur position latérale de départ. Finalement, le temps de calcul final était de 2458 [s] pour compléter ce scénario de 3600 [s].

5.2.4.1 Déroulement du scénario

Pour ce premier scénario, les turbines sont initialement alignées dans la direction \hat{x} avec pour positions de départ dans le repère global $\mathbf{x}_{init} = [84, 966, 1848]^T$ [m] qui sont les valeurs moyennes autour desquels les turbines opèrent en l'absence de consignes, $\mathbf{y}_{init} = [0, 0, 0]^T$ [m], et pour puissance de départ $\mathbf{P}_{init} = [5, 3, 3]^T$ [MW] afin de prendre en considération l'effet du sillage. Dans cette situation, les modèles de prédiction des contrôleurs MPC sont linéarisés autour de points d'opérations définies par les duos $(y_{eq}, P_{eq}) = (0 \text{ [m]}, 5 \text{ [MW]})$ pour l'éolienne en amont et $(y_{eq}, P_{eq}) = (0 \text{ [m]}, 3 \text{ [MW]})$ pour les éoliennes en aval en considérant un vent constant $\mathbf{v}_{eq} = [14, 0, 0]^T$ [m/s]. Ce choix de point est justifié par le fait que l'éolienne située en amont, pour la majorité du temps, fonctionne à sa puissance nominale tandis que les éoliennes en aval, en présence du sillage, peuvent voir leur puissance fluctuer. La valeur de 3 [MW], comme expliqué en section 5.1.3, permet alors de situer le point d'équilibre au milieu de la plage de production afin de renforcer la stabilité du système. Le détail de ces points d'équilibres est donné en ANNEXE II (Tableau-A II-1). Afin de maximiser la puissance du parc, il est nécessaire de résoudre un problème d'optimisation pour d'obtenir les consignes de positions latérales optimales qui permettront d'atténuer le déficit de vitesse lié au sillage. Le problème d'optimisation peut alors être défini comme :

$$\begin{aligned} & \max_{\boldsymbol{\gamma}} \sum_{i=1}^3 v_{\perp_i}(\boldsymbol{\gamma}) \\ & \text{soumis à } \begin{cases} |\gamma_i| \leq 25 [^\circ] \\ i \in \{1, 2, 3\} \end{cases} \end{aligned} \quad (5.8)$$

où γ_i est l'angle de lacet de la $i^{\text{ème}}$ éolienne et $\boldsymbol{\gamma}$ est le vecteur regroupant l'ensemble des γ_i tel qu'ici :

$$\boldsymbol{\gamma} = [\gamma_1 \quad \gamma_2 \quad \gamma_3]^T \quad (5.9)$$

et v_{\perp_i} correspond à la vitesse relative équivalente du vent projeté dans la direction normale à la surface balayée par le $i^{\text{ème}}$ rotor, définie dans FOWFSim-Dyn par (Kheirabadi & Nagamune, 2021) :

$$v_{\perp_i} = \|\mathbf{V}_i - \mathbf{v}_{t_i}\| \cos(\gamma_i - \theta_{\text{rel}_i}) \quad (5.10)$$

où \mathbf{V}_i est la vitesse du vent effective au niveau du $i^{\text{ème}}$ rotor et θ_{rel_i} est l'angle du vent relatif $\mathbf{V}_i - \mathbf{v}_{t_i}$ par rapport à l'axe \hat{x} . Ici, la vitesse v_{\perp} a été choisie, car celle-ci donne non seulement l'information sur la vitesse de vent réelle perçue par le rotor des éoliennes (qui permet de déduire si le sillage est atténué ou non), mais permet également de déduire la puissance maximale qui peut être produite par chaque éolienne. Maximiser chaque v_{\perp_i} revient donc ici à maximiser la puissance produite du parc tout en atténuant l'effet de sillage. Le problème d'optimisation considère également un facteur d'induction axial constant $a = 0.3$ (qui est une valeur moyenne obtenue empiriquement) pour chaque éolienne afin de ne garder que les γ_i comme uniques entrées de contrôle lors du calcul d'optimisation. La contrainte imposée sur les γ_i vise quant à elle à obtenir des positions optimales pour lesquelles les charges aérodynamiques perçues par les éoliennes restent acceptables. Le problème d'optimisation considère finalement un vent constant $\mathbf{V}_{\infty} = [14, 0]^T$ [m/s], et chaque simulation est définie sur une durée de 2000 [s] afin de permettre un repositionnement complet ainsi qu'une position finale stable pour chaque éolienne. Ce problème est alors résolu à l'aide de l'extension Simulink Design Optimization™ de MATLAB®-Simulink® (The MathWorks Inc., 2023). Ici, le programme utilise une méthode par recherche de motif (ou *Pattern Search*) (Powell, 1994) et évalue la fonction objectif à la fin de chaque simulation pour obtenir les positions optimales. Il s'agit d'une méthode d'optimisation heuristique qui permet de rechercher une solution optimale dans un espace de recherche donné, sans utiliser de gradients ou de dérivées. Concrètement, cette méthode utilise une approche itérative pour explorer l'espace de recherche et trouver la solution optimale en évaluant la fonction à optimiser à différents points. Cette méthode est particulièrement adaptée au cas proposé ici étant donné que le problème d'optimisation est contraint et non linéaire.

À l'issue de ces simulations, la maximisation de $\sum_{i=1}^3 v_{\perp_i}(\boldsymbol{\gamma})$ est obtenue pour les positions latérales $y_1 = 72$ [m], $y_2 = -89$ [m] et $y_3 = 70$ [m] correspondant à des angles de lacet $\gamma_1 = 9.88$ [°], $\gamma_2 = -14.52$ [°] et $\gamma_3 = 10.6$ [°]. Chaque position y_i sera donc associée et donnée en guise de consigne au contrôleur de la $i^{\text{ème}}$ éolienne qui générera un nouveau modèle de prédiction linéarisé autour du point d'équilibre correspondant à sa consigne. Le détail de ces points est donné en ANNEXE II (Tableau-A II-2).

Enfin, les consignes de puissance P_{cible} et de vitesse de rotation du générateur $\omega_{g_{cible}}$ sont générées indépendamment pour chaque turbine en fonction de la vitesse de vent perçue v_{\perp} par leur rotor respectif selon les données publiées par J. Jonkman et al. (2009). Les tracés de $P_{cible}(v_{\perp})$ et de $\omega_{g_{cible}}(v_{\perp})$ sont proposés en figure 5.13. Ces tracés résument les puissances maximales et vitesses de rotation du générateur optimales pour toutes les vitesses de vent sur la plage d'opération de la NREL 5-MW. Ce choix de consigne permet de stabiliser l'opération tout en maximisant la production de chaque éolienne, point qui est important afin de pouvoir déduire le gain d'efficacité et de production apporté par le repositionnement. Également, une consigne variable sur $\omega_{g_{cible}}$ est possible ici étant donné que la position longitudinale ne fait l'objet d'aucune correction, bien que ces deux valeurs soient grandement corrélées.

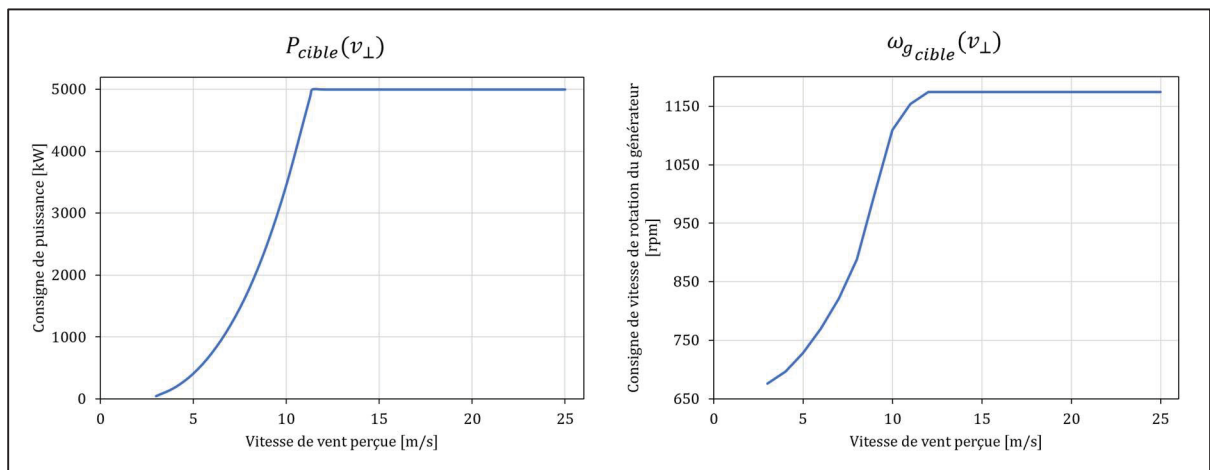


Figure 5.13 Tracés des consignes de puissance et de vitesse de rotation du générateur en fonction de la vitesse de vent perçue
Adaptée de J. Jonkman et al. (2009, p. 32)

Pour terminer, le déroulement du scénario est résumé dans le Tableau 5.6. La dernière colonne représente la durée au bout de laquelle la consigne est appliquée au contrôleur. Ici, un délai pour le repositionnement de la dernière turbine a été jugé nécessaire étant donné que le vent perçu par son rotor en début de simulation est trop faible pour permettre le repositionnement. Sur la base de l'essai-erreur, une valeur de 500 [s] a donc été retenue bien qu'une autre valeur aurait pu convenir.

Tableau 5.6 Positions cibles pour le scénario de maximisation de puissance du parc

Turbine n°	Position y_i initiale [m]	Consigne de position y_{cible_i} [m]	Temps [s]
1	0	72	0
2	0	-89	0
3	0	70	500

5.2.4.2 Contrôle de la position latérale

Les représentations temporelles des positions y_i des éoliennes composant le parc sont montrées en figure 5.14. Ici, l'utilisation d'un modèle de prédiction adaptatif permet au contrôleur MPC de réguler rapidement et précisément les positions latérales des éoliennes, et ce, même pour des positions situées loin de la position initiale. Concrètement, les positions consignes ont été atteintes en 580 [s], 830 [s] et 835 [s] respectivement puis ont été maintenues jusqu'à la fin de la simulation, montrant ainsi la capacité du contrôleur à pouvoir s'adapter pour de grandes plages mobiles. Également, comme énoncée précédemment, l'application tardive de la consigne de repositionnement sur la dernière éolienne a assuré la fluidité de son déplacement jusqu'à sa position cible.

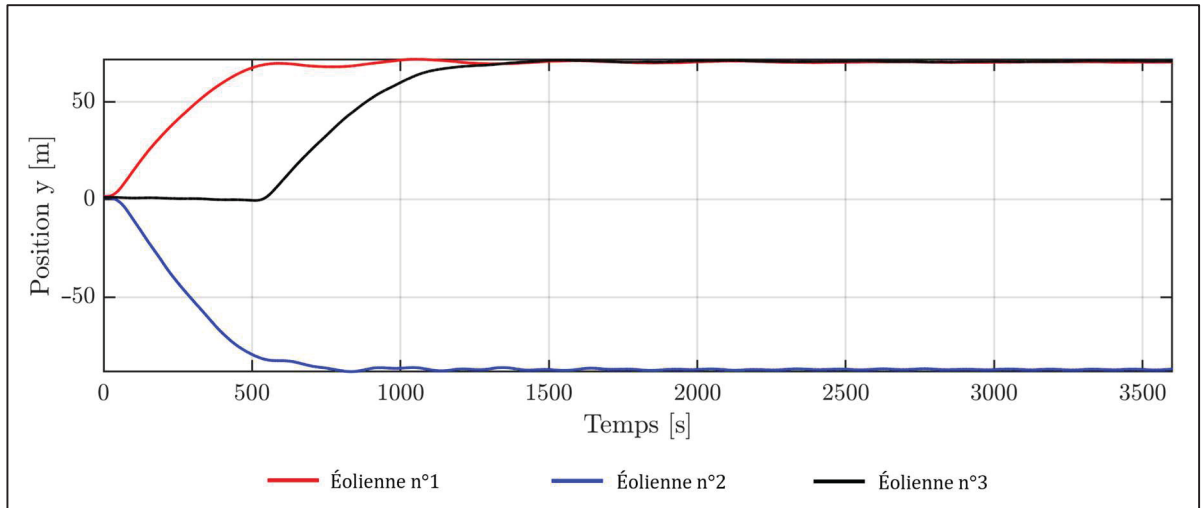


Figure 5.14 Représentations temporelles des positions y_i des éoliennes obtenues avec les contrôleurs MPC pour le scénario de maximisation de la puissance

Finalement, les valeurs des REQM des positions latérales pour chaque éolienne peuvent être exprimées comme :

$$e_{lat_i} = REQ M(y_i - y_{cible_i}) \quad (5.11)$$

et sont respectivement de $e_{lat_1} = 1.82$ [m], $e_{lat_2} = 1.97$ [m] et $e_{lat_3} = 0.85$ [m] entre l'atteinte de la position consigne pour chaque turbine et la fin de la simulation, montrant ainsi la robustesse du contrôleur.

5.2.4.3 Évolution du sillage, régulation de la puissance et contrôle de la vitesse de rotation du générateur

Dans cette partie, le scénario précédent sera comparé avec un parc éolien pour lequel aucune consigne de repositionnement n'a été donnée (les positions initiales sont alors maintenues par les contrôleurs). Dans un premier temps, les représentations temporelles des vitesses de vent perçues par chaque turbine v_{\perp_i} sont tracés en figure 5.15 pour les deux situations évoquées. Il est alors possible d'observer que le repositionnement a un effet notable sur l'atténuation de l'effet de sillage étant donné que les vitesses de vent perçues par les turbines en aval pour le scénario de repositionnement sont nettement plus importantes que pour le parc ne recevant

aucune nouvelle consigne de position. Concrètement, les vitesses de vent moyennes perçues après le repositionnement de chaque turbine (à partir de 1335 [s]) sont de $\bar{v}_{\perp_1} = 13.83$ [m/s], $\bar{v}_{\perp_2} = 12.66$ [m/s] et $\bar{v}_{\perp_3} = 11.86$ [m/s] contrairement au parc non soumis aux consignes de repositionnement où les vitesses moyennes perçues sur ces mêmes durées sont de $\bar{v}_{\perp_1} = 14.05$ [m/s], $\bar{v}_{\perp_2} = 10.74$ [m/s] et $\bar{v}_{\perp_3} = 8.84$ [m/s], représentant une augmentation de la vitesse moyenne perçue de 17.88 [%] et 34.16 [%] respectivement pour les deuxième et troisième éoliennes, leur permettant ainsi d'exploiter un vent de vitesse supérieure à la vitesse de vent nominale. La légère perte sur la turbine située en amont peut quant à elle s'expliquer par le désalignement de sa nacelle responsable de son changement de position, diminuant ainsi la vitesse de vent perçue étant donné qu'elle ne se situe dans aucun sillage. Toutefois, cette perte reste négligeable et n'a pas d'impact direct sur sa production de puissance puisque la vitesse du vent perçue reste supérieure à la vitesse de vent nominale.

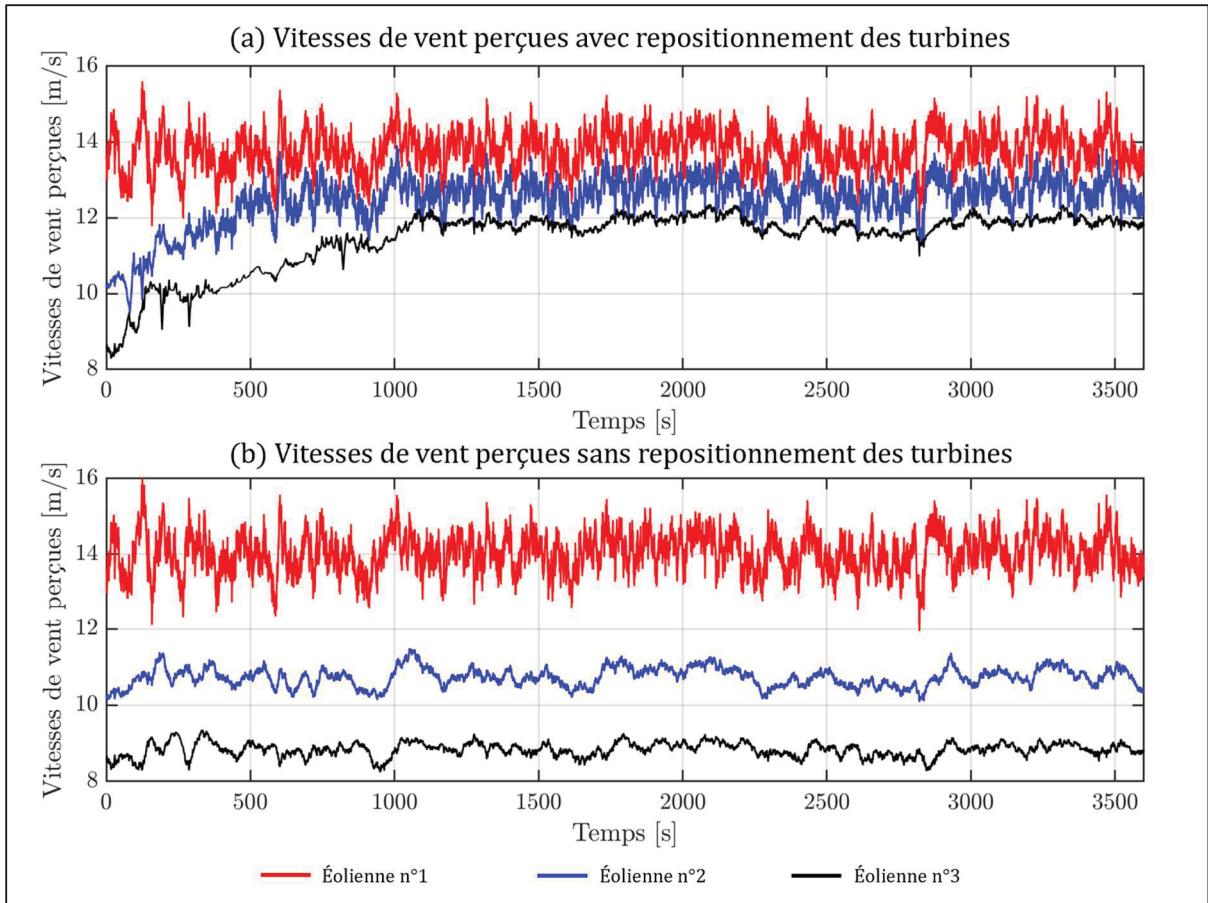


Figure 5.15 Représentations temporelles des vitesses de vents perçues (a) avec et (b) sans repositionnement des turbines pour le scénario de maximisation de la puissance

Ces augmentations de vitesse peuvent être expliquées grâce à l'atténuation de l'effet de sillage apportée par le repositionnement. Une représentation visuelle des contours des vitesses de vent pour les deux parcs éoliens est proposée en figure 5.16. Ces contours des vitesses ont été tracés pour un temps $t = 3500$ [s] afin d'assurer que le repositionnement de chaque éolienne est terminé et que ces dernières se trouvent dans une position stable. Il est alors clair ici que les positions optimales, obtenues lors du calcul d'optimisation, ont disposé les turbines de telle sorte à ce que les éoliennes en aval se situent à un endroit du sillage où le déficit de vitesse est réduit, contrairement à la situation sans nouvelle consigne de position où chaque éolienne en aval se situe au niveau de la ligne centrale du sillage de l'éolienne en amont, là où le déficit de vitesse est maximal. Il peut également être noté que le déficit de vitesse en sortie de la première éolienne est bien plus faible que ceux des éoliennes en aval. Cela s'explique par le fait que

l'éolienne située en amont cherche à limiter la quantité d'énergie puisée dans le vent étant donné que celui-ci, au niveau de son rotor, possède une vitesse supérieure à la vitesse nominale. Le vent, en traversant le rotor de cette éolienne, ne perd donc qu'une petite quantité de son énergie cinétique. Au contraire, les éoliennes situées en aval, en majorité la troisième, cherchent à augmenter la quantité d'énergie cinétique puisée, résultant en un déficit de vitesse largement supérieur en sortie de leur rotor. Par ailleurs, la disposition optimale du cas (a) permet de réduire drastiquement la fatigue liée au sillage pour les éoliennes en aval, ces dernières opérant alors dans des zones où la présence du sillage est grandement atténuée.

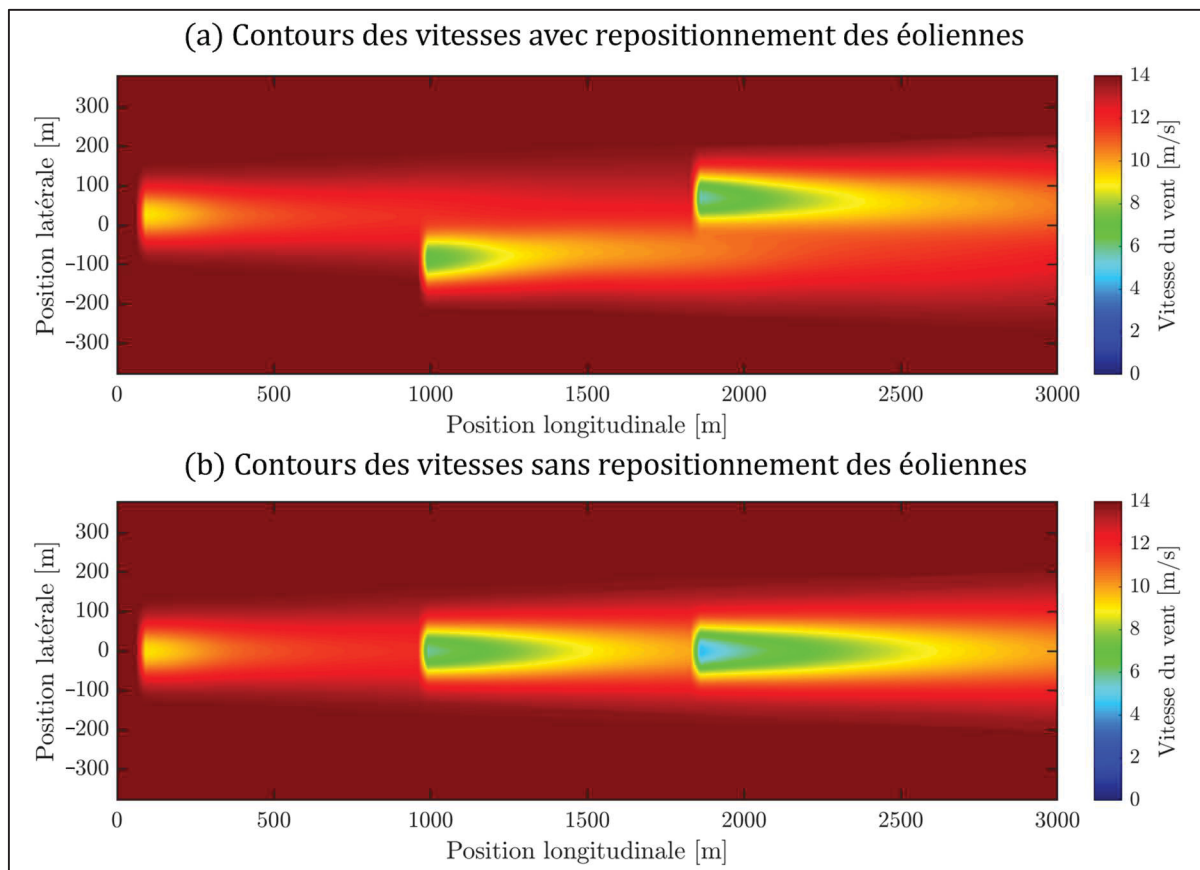


Figure 5.16 Contours des vitesses (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de maximisation de la puissance

L'augmentation des vitesses de vent perçues par les turbines se répercute alors sur la production de puissance du parc, tracée en figure 5.17. Ici, il peut être conclu que le repositionnement a permis une augmentation drastique de la puissance produite. Plus précisément, le repositionnement a permis une augmentation de la production d'énergie de 25.05 [%] sur une heure de production par rapport à la simulation sans repositionnement, ce qui est un gain non négligeable et largement supérieur aux autres méthodes d'atténuation de l'effet de sillage présentées dans la revue de littérature.

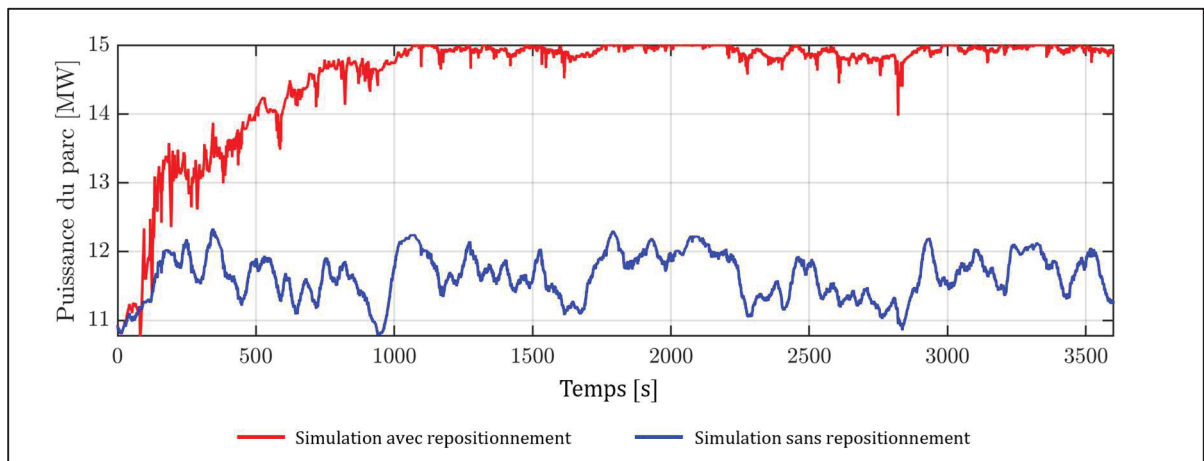


Figure 5.17 Représentation temporelle de la puissance produite par le parc éolien avec et sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de maximisation de la puissance

Un dernier point à noter est la gestion de la vitesse de rotation du générateur qui est un exercice difficile pour de faibles vitesses de vent. La figure 5.18 montre qu'avec ou sans consignes de repositionnement, les contrôleurs MPC ont été capables de réguler les vitesses de rotation des générateurs sans mener à aucune instabilité, cas qui aurait été possible sans contrôleurs robustes étant donné que les consignes de rotation pour de faibles vitesses de vent sont très variables. On peut toutefois observer quelques dépassements de la vitesse maximale autorisée dans le cas du repositionnement pour la deuxième turbine, mais ceux-ci restent brefs et relativement négligeables.

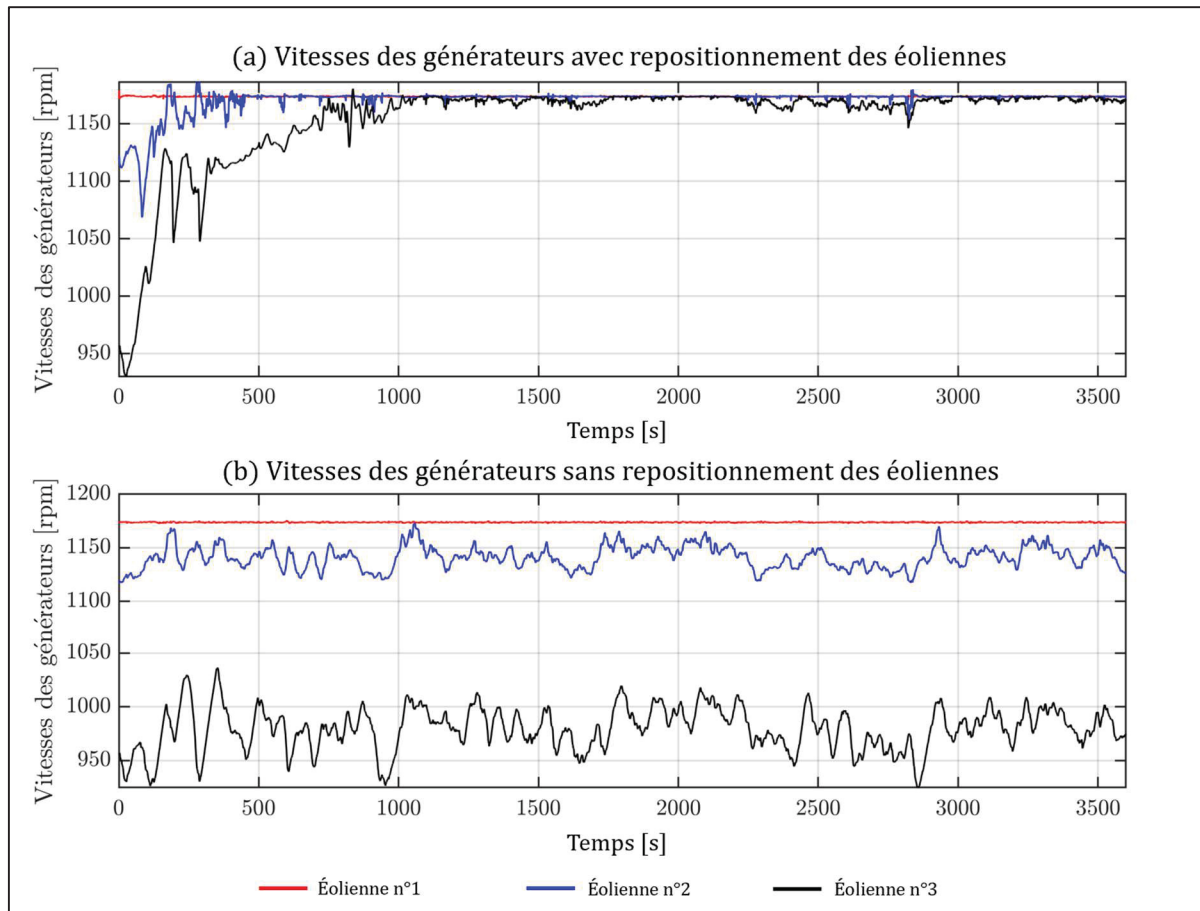


Figure 5.18 Représentations temporelles des vitesses de rotation des générateurs (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de maximisation de la puissance

5.2.4.4 Entrées de contrôle

Finalement, les représentations temporelles des entrées de contrôle pour le parc soumis aux consignes de repositionnement sont données en figure 5.19. Ici, il peut être noté que les comportements des angles de pitch des pales pour les éoliennes en aval suivent la logique énoncée dans la section 5.2.3. En effet, les valeurs moyennes des angles des pales pour les turbines situées en aval sont proches de zéro en début de simulation étant donné que le vent perçu par leur rotor est faible et qu'il est nécessaire pour elles de maximiser le taux de conversion d'énergie cinétique dans le vent en énergie mécanique. Ensuite, au fur et à mesure que la vitesse de vent perçue augmente et dépasse la vitesse nominale de l'éolienne, les angles de pitch diminuent afin d'augmenter le décrochage pour réguler la puissance et la vitesse de

rotation du générateur autour de leur valeur nominale. Concernant le contrôle des nacelles, il peut être noté ici que l'ajout de la pénalité supplémentaire sur les entrées de contrôle permet de guider correctement leur régulation et d'atténuer leur utilisation lors de la réception des différentes consignes de positions latérales. Également, ces dernières sont maintenues dans leurs limites de sécurité. Enfin, les différents couples des générateurs sont correctement régulés pour obtenir la puissance maximale en tout temps et leurs contraintes sont respectées.

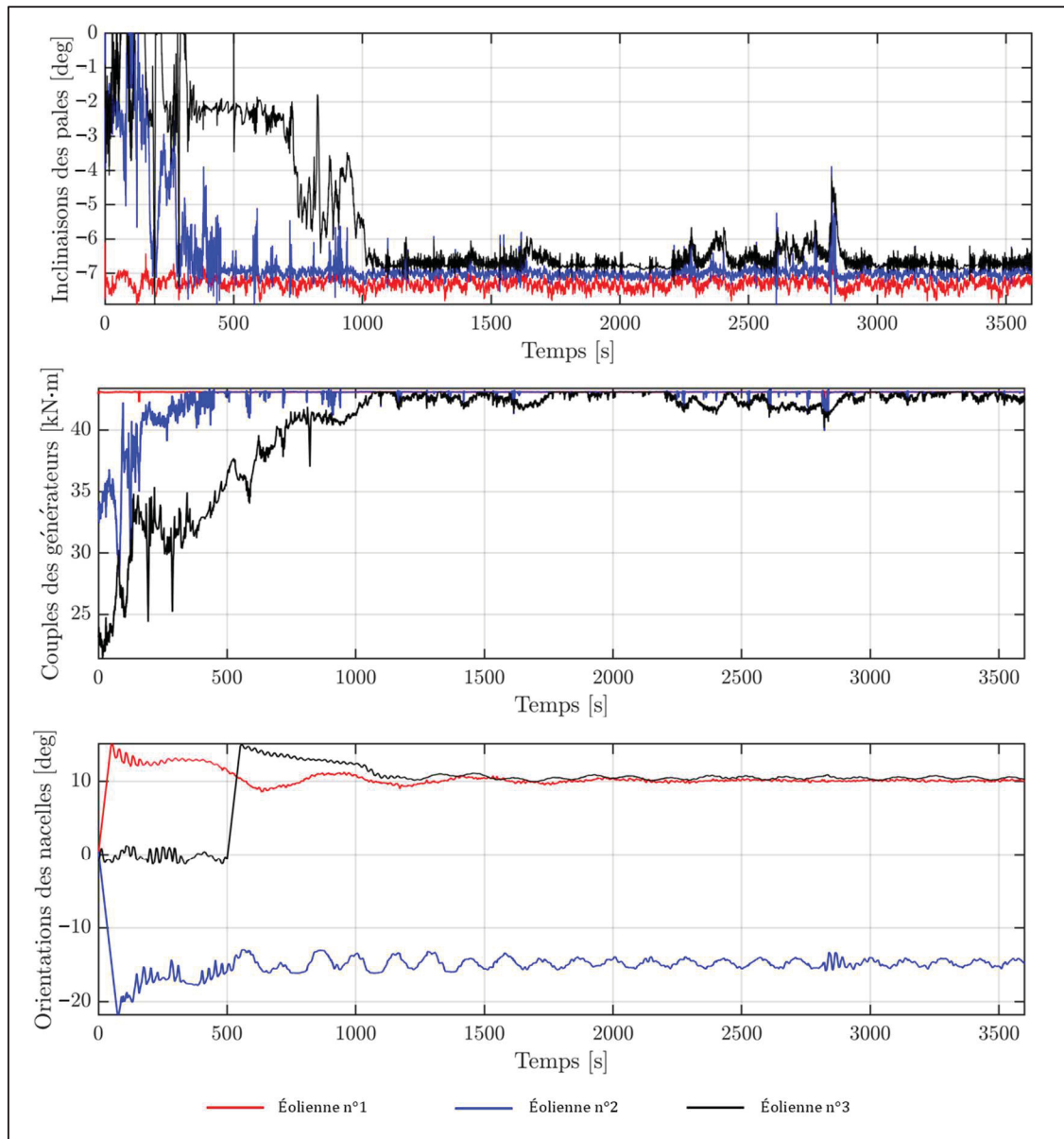


Figure 5.19 Représentations temporelles des entrées de contrôle générées par les contrôleurs MPC et les régulateurs de puissance pour le scénario de maximisation de la puissance

5.2.5 Résultats : réponse à une demande de puissance

Dans cette section, les résultats du deuxième scénario résumé dans la section 5.2.2 sont présentés et discutés. Cette section reprend le même plan que la section précédente en se focalisant d'abord sur les détails du scénario puis sur les différents résultats obtenus en termes

de position, de puissance et d'utilisation des entrées de contrôle. Finalement, le temps de calcul nécessaire était de 2435 [s] pour compléter ce scénario de 3600 [s].

5.2.5.1 Déroulement du scénario

Pour ce second scénario, les positions initiales et les points d'équilibres associés restent identiques au scénario précédent. Toutefois, le problème d'optimisation change étant donné que le but est maintenant de répondre à une demande de puissance. Ici, on suppose qu'une demande de puissance de 13 [MW] doit être respectée. Il est donc nécessaire de repositionner les éoliennes de manière à pouvoir fournir une production de puissance stable correspondant à cette demande. Le problème d'optimisation peut alors être défini comme :

$$\begin{aligned} & \min_{\boldsymbol{\gamma}} \boldsymbol{\gamma} \\ \text{soumis à } & \begin{cases} |\gamma_i| \leq 25 [^\circ] \\ P_{\text{parc}}(\boldsymbol{\gamma}) \geq 13 \text{ [MW]} \\ P_{\text{parc}}(\boldsymbol{\gamma}) \leq 14 \text{ [MW]} \\ i \in \{1, 2, 3\} \end{cases} \end{aligned} \quad (5.12)$$

Ce problème d'optimisation vise alors à trouver les positions latérales optimales des turbines demandant le moins de déplacement afin d'obtenir une puissance en sortie du parc capable de combler la demande. Le choix de minimiser $\boldsymbol{\gamma}$ est justifié et essentiel pour obtenir la meilleure solution parmi les dispositions admissibles. En effet, bien qu'il soit possible de respecter la contrainte sur la puissance requise sans minimiser le déplacement des éoliennes, cela permet d'éviter des solutions qui exigeraient des déplacements excessifs et injustifiés. Par ailleurs, ces solutions augmenteraient inutilement la charge subie par les turbines en raison d'un désalignement plus important de leurs rotors. De plus, la recherche de la solution nécessitant le moins de déplacement permet d'économiser de l'espace et de garantir une certaine sécurité en présence d'autres éoliennes à proximité. La puissance P_{parc} est quant à elle mesurée durant le problème d'optimisation à l'aide des vitesses de vent perçues par chaque éolienne qui sont converties selon la courbe de puissance présentée en figure 5.13. Finalement les paramètres

restants et la méthode d'optimisation utilisée sont maintenus identiques au problème d'optimisation précédent.

À l'issue de ces simulations, la résolution du problème est obtenue pour les positions latérales $y_1 = 5$ [m], $y_2 = -25$ [m] et $y_3 = -2.5$ [m] correspondant à des angles de lacet $\gamma_1 = 0.62$ [°], $\gamma_2 = -3.1$ [°] et $\gamma_3 = -0.31$ [°]. Les positions y_i seront donc encore une fois données en guise de consigne aux contrôleurs qui généreront chacun un nouveau modèle de prédiction linéarisé autour du point d'équilibre correspondant à sa consigne. Le détail de ces nouveaux points est donné en ANNEXE II (Tableau-A II-3).

Enfin, les consignes de vitesses de rotation des générateurs $\omega_{g_{cible}}$ sont laissées identiques au scénario précédent. Les consignes de puissance P_{cible} sont quant à elle légèrement modifiées afin de répondre à la demande de puissance. Concrètement, les consignes de puissances des deux premières éoliennes sont laissées identiques au scénario précédent afin de maximiser leur production, tandis que la consigne de la troisième turbine est adaptée en temps réel afin que sa limite maximale de production soit égale à la puissance manquante pour atteindre la puissance du parc cible.

Pour terminer, le déroulement du scénario est résumé dans le Tableau 5.7. Contrairement au scénario précédent, toutes les consignes de positions seront données dès le début de la simulation étant donné que le déplacement de la troisième turbine reste très faible.

Tableau 5.7 Positions cibles pour le scénario de réponse à une demande de puissance

Turbine n°	Position y_i initiale [m]	Consigne de position y_{cible_i} [m]	Temps [s]
1	0	5	0
2	0	-25	0
3	0	-2.5	0

5.2.5.2 Contrôle de la position latérale

Les représentations temporelles des positions y_i des éoliennes composant le parc sont montrées en figure 5.20. Encore une fois, il peut être noté que la version modifiée du contrôleur MPC permet aux éoliennes d'atteindre et de maintenir leurs consignes de position. En effet, ces dernières ont été atteintes en 750 [s], 810 [s] et 570 [s] respectivement puis ont été maintenues jusqu'à la fin de la simulation avec pour REQM respectives $e_{lat_1} = 0.41$ [m], $e_{lat_2} = 0.18$ [m] et $e_{lat_3} = 0.32$ [m], étant des erreurs nettement inférieures qu'au cas précédent. Ceci peut être expliqué par le fait que les désalignements respectifs de chaque nacelle par rapport à la direction du vent incident sont nettement inférieurs, facilitant le maintien de la position latérale. Également, l'absence du délai sur le repositionnement de la troisième turbine se montre ici justifiée puisque celle-ci a pu atteindre sa position finale sans problèmes apparents. Finalement, il peut être noté que la position initiale latérale des turbines n'est pas exactement 0 [m], ce qui peut être expliqué par le fait qu'ici, la simulation est lancée en amont de l'enregistrement des valeurs afin de laisser le temps au sillage de se développer sur l'ensemble du parc. Cette même manipulation a également été réalisée pour le scénario précédent bien que ce décalage ne soit pas observable sur la figure 5.14.

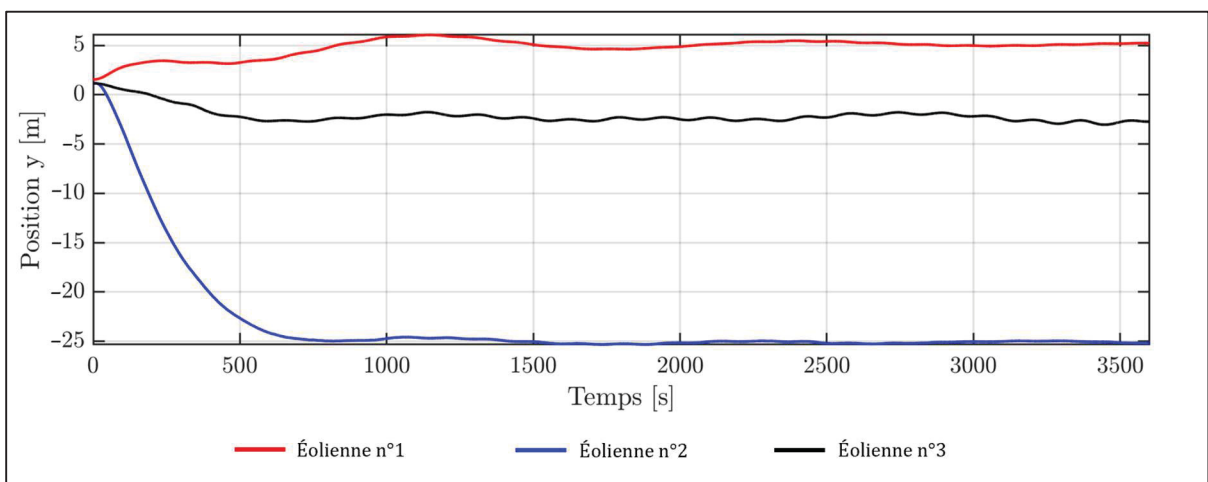


Figure 5.20 Représentations temporelles des positions y_i des éoliennes obtenues avec les contrôleurs MPC pour le scénario de réponse à une demande de puissance

5.2.5.3 Évolution du sillage, régulation de la puissance et contrôle de la vitesse de rotation du générateur

Les représentations temporelles des vitesses de vents v_{\perp_i} sont tracées en figure 5.21. Encore une fois, le scénario de repositionnement est comparé avec une simulation où les turbines ne reçoivent aucune nouvelle consigne de position. Cependant, il est important de noter que puisque la puissance cible de 13 [MW] n'est jamais atteinte par le parc non soumis au repositionnement (figure 5.17), les résultats pour ce même cas seront identiques ici. Néanmoins, le choix a été fait de retracer ces courbes afin de faciliter la lecture de ce document. Dans un premier temps, la figure 5.21 montre que le repositionnement des turbines dans le cas de ce scénario permet de légèrement augmenter les vitesses de vent perçues par les turbines situées en aval afin de répondre à la demande de puissance. Les vitesses moyennes perçues par chaque turbine après repositionnement complet du parc (soit après 810 [s]) jusqu'à la fin de la simulation sont alors de $\bar{v}_{\perp_1} = 14.04$ [m/s], $\bar{v}_{\perp_2} = 11.83$ [m/s] et $\bar{v}_{\perp_3} = 9.93$ [m/s], représentant une augmentation de la vitesse moyenne perçue de 10.15 [%] et 12.33 [%] respectivement pour les deuxième et troisième éoliennes par rapport à un scénario sans repositionnement.

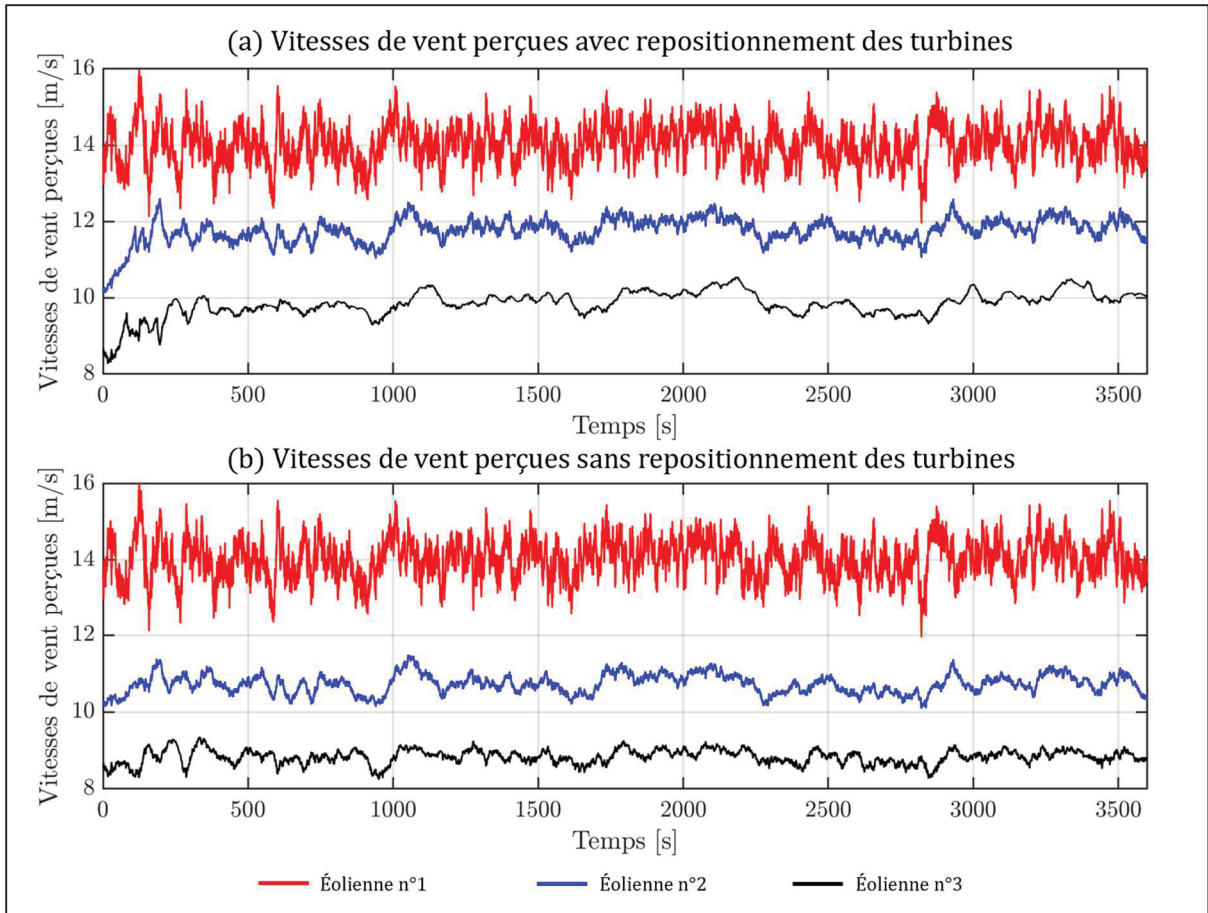


Figure 5.21 Représentations temporelles des vitesses de vents perçues (a) avec et (b) sans repositionnement des turbines pour le scénario de réponse à une demande de puissance

Comme pour le précédent scénario, ces augmentations de vitesses sont dues à l'atténuation de l'effet de sillage apportée par le repositionnement. Une représentation visuelle des contours des vitesses de vent pour les deux parcs éoliens est proposée en figure 5.22. Pour les mêmes raisons que précédemment, ces contours des vitesses ont été tracés pour un temps $t = 3500$ [s]. Il peut alors être noté ici que bien que le déplacement paraisse minime, celui-ci a un réel impact sur les vitesses de vent perçues par les éoliennes. Également, un point intéressant à discuter sont les déficits de vitesse apparents en sortie de la deuxième et troisième turbine pour le scénario de repositionnement. Ici, on peut remarquer que par rapport au cas sans repositionnement, les déficits de vitesse sont plus importants pour les deux turbines en aval même si la consigne de position est très petite pour la troisième éolienne (de l'ordre de quelques

mètres ici). Cet écart est dû au fait que dans le cas (a), ces éoliennes nécessitent, en plus d'assurer une certaine puissance, de maintenir une certaine poussée pour garder leur position bien que le vent disponible à leur niveau soit faible. Une plus grande partie de l'énergie cinétique présente dans le vent est donc puisée, expliquant le plus grand déficit de vitesse en sortie de leur rotor par rapport au cas (b). De même, ce point justifie le délai imposé au repositionnement de la dernière turbine dans le Tableau 5.6 pour le scénario précédent étant donné que, sans une augmentation de la vitesse du vent perçue, elle n'aurait pu maintenir une puissance exploitable tout en générant une poussée suffisante, le vent étant alors trop limitée.

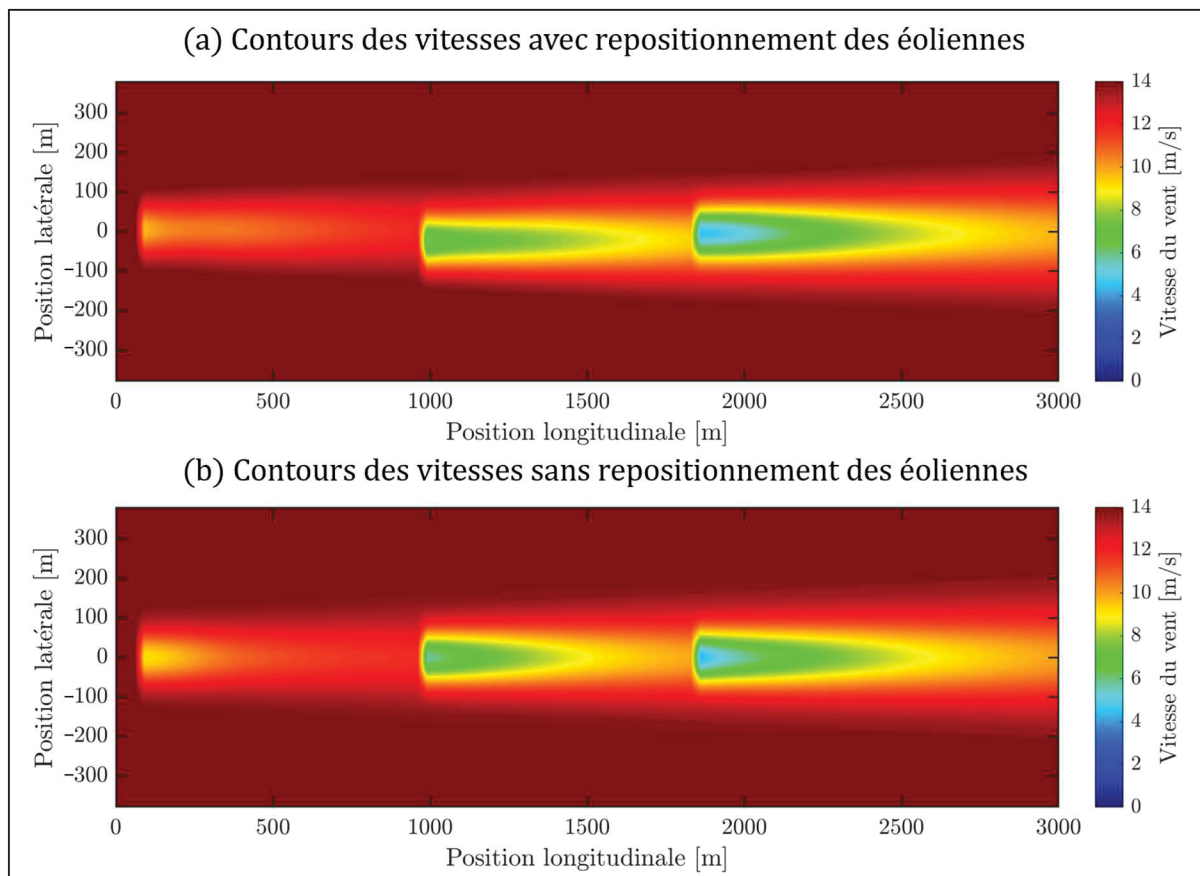


Figure 5.22 Contours des vitesses (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de réponse à une demande de puissance

La production de puissance du parc est présentée en figure 5.23. Ici, le repositionnement des éoliennes a permis au parc d'atteindre à de multiples reprises la puissance cible de 13 [MW]

et à la maintenir pendant des durées plus ou moins variables. Toutefois, de légères pertes peuvent être observées et la production ne peut pas être qualifiée de « stable ». Ces pertes sont facilement explicables par le fait que le problème d'optimisation considère un vent incident constant. Les positions optimales trouvées fonctionnent alors correctement pour des vitesses de vents égales ou supérieures à la vitesse de vent retenue pour le problème d'optimisation. Néanmoins, le profil de vent utilisé pour l'obtention des résultats étant réaliste et fluctuant, il est possible que la vitesse du vent incident diminue et devienne inférieure à la vitesse de vent utilisée pour le problème d'optimisation. Les positions optimales alors calculées ne permettent plus de répondre au problème et des pertes de puissance apparaissent. Plusieurs moyens peuvent être mis en place pour éviter ces pertes. Par exemple, il est possible de diminuer la vitesse de vent incidente considérée lors de la définition du problème d'optimisation ou d'augmenter la puissance cible par rapport à la puissance réellement voulue afin d'assurer une certaine marge de sécurité lors de la situation réelle. Une autre solution serait d'augmenter légèrement l'écart entre les positions optimales obtenues lors du calcul d'optimisation, toujours dans le but d'assurer une certaine marge de sécurité en cas de conditions de vents défavorables. Enfin, bien que ces pertes soient présentes, le repositionnement des turbines se montre être une stratégie potentiellement très efficace qu'il ne faut pas négliger pour ce type de scénario où une demande de puissance doit être comblée.

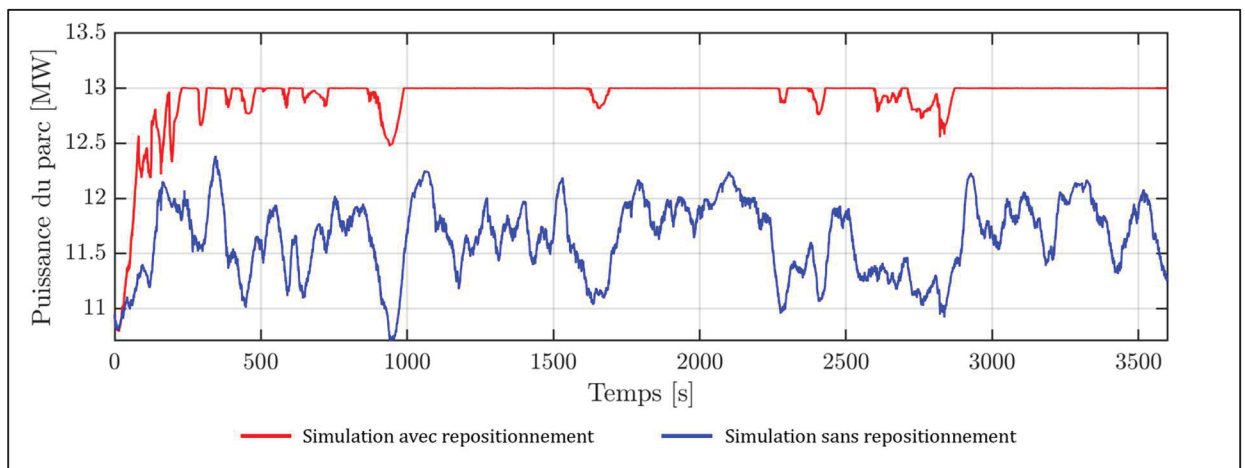


Figure 5.23 Représentation temporelle de la puissance produite par le parc éolien avec et sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de réponse à une demande de puissance

Finalement, la figure 5.24 montre la régulation des vitesses de rotation des générateurs pour ce scénario de contrôle. Encore une fois, les contrôleurs MPC montrent leur robustesse en parvenant à réguler les vitesses des générateurs malgré les faibles vitesses de vent perçues et la variabilité des consignes, notamment au niveau de la troisième éolienne.

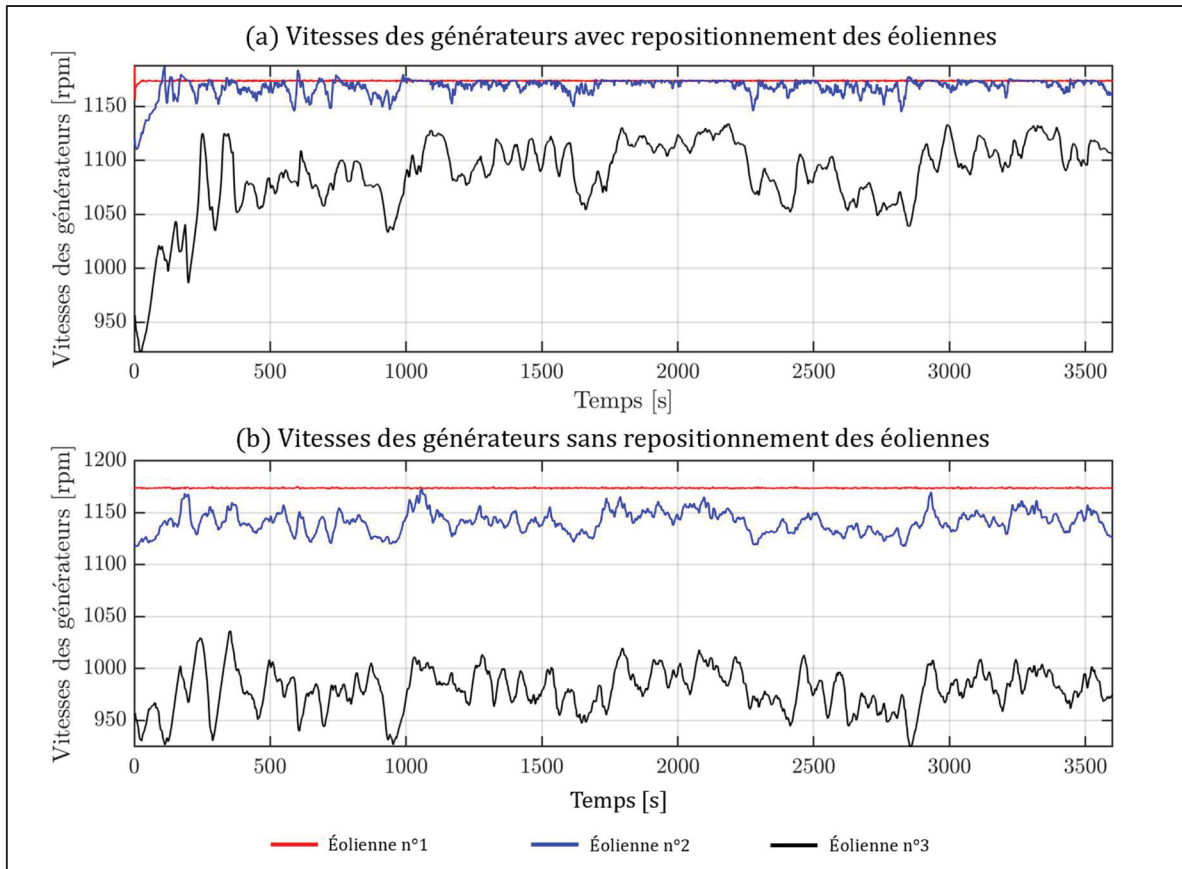


Figure 5.24 Représentations temporelles des vitesses de rotation des générateurs (a) avec et (b) sans repositionnement des éoliennes pour le scénario de réponse à une demande de puissance

5.2.5.4 Entrées de contrôle

Pour terminer, les représentations temporelles des entrées de contrôle pour le parc soumis aux consignes de repositionnement sont représentées en figure 5.25. Encore une fois, les limites et contraintes de chaque entrée ont ici été respectées. Également, la pénalité supplémentaire ajoutée à la fonction de coût (section 5.2.3) a permis de guider correctement les angles de lacet

des nacelles, notamment au niveau de la deuxième éolienne où son utilisation a rapidement été régulée. Enfin, une observation intéressante peut être faite au niveau de l'utilisation des pales pour la troisième éolienne. En effet, ce scénario met en évidence les périodes de décrochage aérodynamique et celles de maximisation de la puissance. Concrètement, il peut être noté qu'entre $t = 1750$ [s] et $t = 2200$ [s], le contrôleur de la troisième éolienne cherche à augmenter le décrochage aérodynamique et donc à diminuer la puissance extraite en diminuant l'angle de pitch des pales, ce qui est cohérent avec la figure 5.21 étant donné que pour cette période, la vitesse de vent perçue est plus élevée pour les éoliennes situées en aval. Il en résulte une augmentation de la puissance disponible dans le vent, or, le manque à combler pour atteindre la puissance cible de 13 [MW] est plus faible puisque les éoliennes situées en amont produisent également plus. Cette situation s'inverse ensuite entre $t = 2250$ [s] et $t = 2900$ [s], où la vitesse de vent perçue par les éoliennes en aval est plus faible (figure 5.21), menant à un rapprochement vers 0 [°] de l'angle de pitch des pales de la troisième éolienne afin de limiter le décrochage et de maximiser la puissance produite.

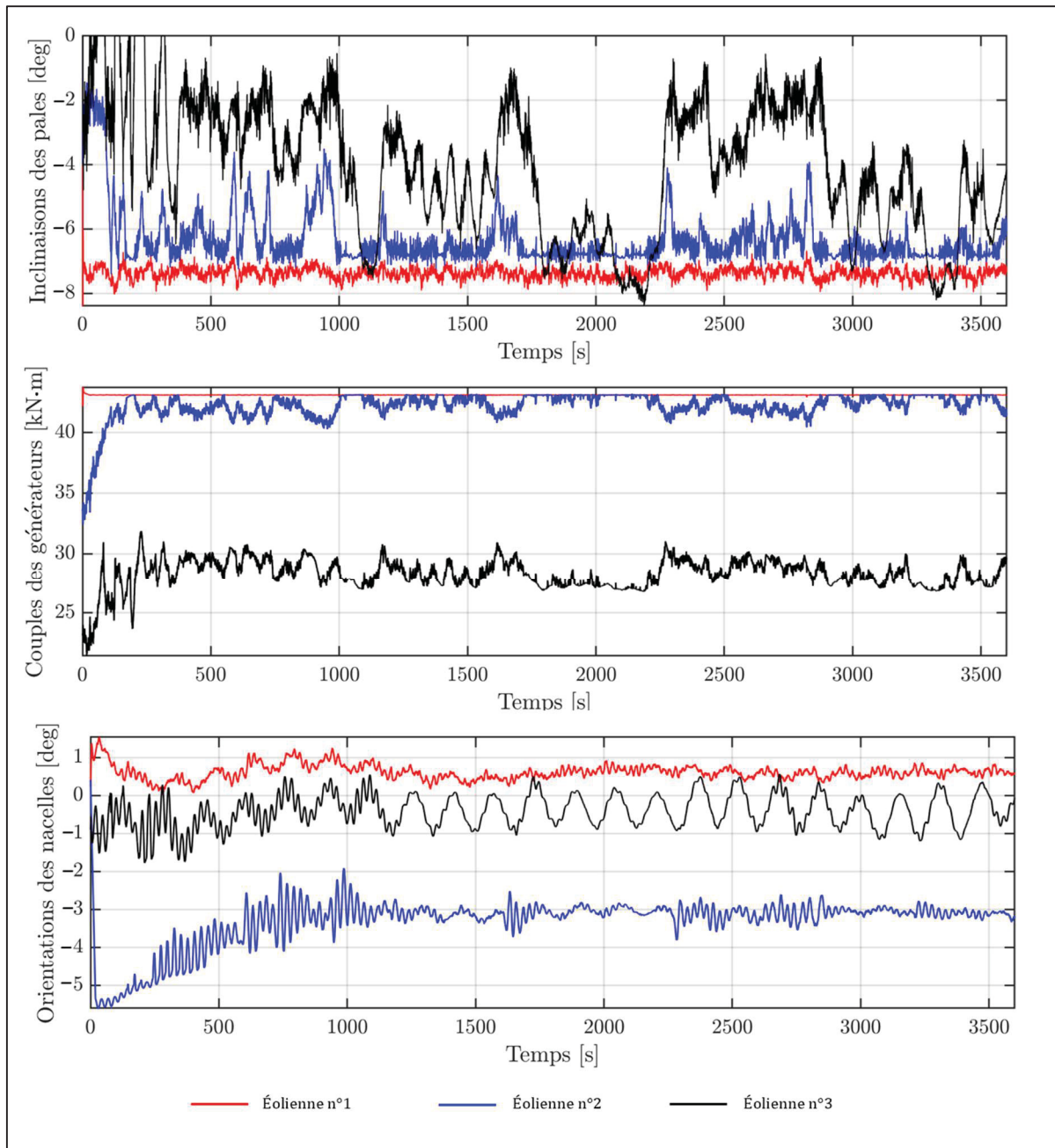


Figure 5.25 Représentations temporelles des entrées de contrôle générées par les contrôleurs MPC et les régulateurs de puissance pour le scénario de réponse à une demande de puissance

CONCLUSION

Les éoliennes flottantes font face à de nombreuses problématiques en matière de stabilité, de fatigue et de régulation de la puissance liées à l'absence de fondations fixes ainsi qu'aux conditions environnementales rudes dans lesquelles elles évoluent. De plus, la gestion de l'effet de sillage est un enjeu majeur à considérer afin d'assurer la pérennité et la rentabilité des parcs éoliens flottants.

Plusieurs études ont été réalisées par le passé, présentant différents schémas de commande pour la régulation des éoliennes flottantes. Également, ces dernières ont mis en avant le potentiel de la stratégie de repositionnement pour l'atténuation de l'effet de sillage et quelques contrôleurs de position ont été développés. Toutefois, ces études restent en quantités limitées et le développement de contrôleurs plus sophistiqués que ceux développés précédemment est nécessaire étant donné la complexité du système. Ce projet de recherche s'inscrit alors dans la continuité des études réalisées. Il documente la conception d'un contrôleur performant basé sur la commande prédictive, utilisant un modèle dynamique d'ordre réduit d'éolienne flottante. Celui-ci est alors conçu dans l'objectif de piloter la position d'une éolienne flottante et de réguler sa production de puissance, et ce, en présence de perturbations environnementales. Par ailleurs, le contrôleur doit tenir compte des différentes contraintes auxquelles le système est soumis afin d'assurer son fonctionnement en toute sécurité. Ce projet offre aussi une première étude de l'apport de la stratégie de repositionnement sur la production d'un parc éolien flottant en considérant des conditions de vent réalistes.

Dans un premier temps, les résultats obtenus par simulations d'un modèle d'éolienne flottante de haute-fidélité démontrent la capacité du contrôleur à réaliser la tâche de repositionnement avec précision, tout en assurant une production de puissance stable en tout temps. De plus, les différentes contraintes imposées au système sont respectées et les mouvements parasites pouvant mettre en péril la stabilité et l'intégrité structurelle de l'éolienne flottante sont atténués. Les résultats démontrent aussi la supériorité du contrôleur développé dans cette étude par rapport à un contrôleur de type PID (qui est une méthode de contrôle largement répandue

dans le milieu industriel) ainsi que sa robustesse, celui-ci étant capable d'opérer en présence de perturbations environnementales, modérées comme agitées.

Finalement, les simulations d'un modèle de parc éolien flottant ont permis de mesurer l'impact énergétique du repositionnement des turbines à des positions optimales sur la production d'un parc éolien. En supposant un parc composé de trois éoliennes alignées dans la direction du vent, les résultats obtenus ont montré une augmentation de la production d'énergie électrique de 25.05 [%] sur une heure d'opération grâce au repositionnement des turbines, par rapport à une configuration sans repositionnement. Ce dernier point permet de conclure sur l'efficacité de cette stratégie pour améliorer le rendement des parcs éoliens et atténuer l'effet de sillage. De plus, cette étude a mis en évidence le potentiel du repositionnement des éoliennes dans une situation plus concrète de réponse à une demande de puissance. Les performances du contrôleur développé ont également été soulignées, celui-ci s'étant montré capable de réguler correctement la puissance et la position d'une version modifiée de l'éolienne initiale, et ce, malgré la présence du sillage.

RECOMMANDATIONS

À l'issue de ce projet de recherche, un contrôleur de position basé sur la commande prédictive a été développé et de nombreux résultats ont été obtenus. Néanmoins, les simulations menées dans le cadre de cette étude comprennent des limitations qu'il convient de détailler. Les recommandations suivantes sont alors proposées pour les recherches et applications futures portant sur le contrôle et le repositionnement des éoliennes flottantes :

- Ici, le contrôleur développé dans l'étude n'est comparé qu'avec un contrôleur de type PID étant donné la popularité de cette méthode de contrôle dans l'industrie. Toutefois, d'autres contrôleurs de positions basés sur différentes méthodes de contrôle ont été développés et présentés dans la littérature tels qu'un contrôleur basé sur la synthèse H_∞ ou un régulateur LQI. Une étude comparative des performances du contrôleur MPC avec ces autres contrôleurs est donc nécessaire afin de conclure sur son efficacité globale. À l'avenir, il peut également être intéressant de compléter cette étude avec des contrôleurs basés sur la commande prédictive non linéaire (NMPC) ou encore, basés sur l'intelligence artificielle afin d'aboutir à une solution finale.
- Dans cette étude, l'intégrité structurelle de l'éolienne et l'atténuation de la fatigue ne sont considérées qu'à partir des mouvements rotationnels de la plateforme flottante et de la limitation du désalignement de la nacelle par rapport au vent incident. Toutefois, un travail approfondi sur la faisabilité de la stratégie de repositionnement au niveau mécanique est nécessaire afin d'assurer que l'utilisation de la force de poussée pour le repositionnement ou pour la régulation générale de l'éolienne ne mette pas en péril son intégrité structurelle. Ces informations pourraient alors être utilisées afin de mieux encadrer l'utilisation de cette stratégie par l'application de contraintes supplémentaires.
- Dans la continuité de la recommandation précédente, il est nécessaire de noter que le contrôleur actuel utilise un modèle de prédiction rigide qui n'est pas capable de donner d'informations sur les différents éléments structuraux composant l'éolienne flottante.

Néanmoins, pour des enjeux de réduction de la fatigue ou des charges mécaniques perçues (en plus des objectifs actuels), il peut être intéressant d'étudier l'utilisation d'un modèle flexible en guise de modèle de prédiction, capable de renseigner le contrôleur sur les éléments structuraux et de quantifier la fatigue. Ces informations pourraient alors être utilisées par le contrôleur afin d'agir également sur la réduction globale des charges perçues par le biais de contraintes qui guideront et optimiseront ses actions de contrôle.

- Le choix a été fait dans cette étude de baser le contrôle de la position et la régulation de la turbine sur la manipulation directe des forces aérodynamiques. Cette stratégie propose un avantage majeur étant donné qu'elle ne nécessite pas l'ajout d'actionneurs supplémentaires autres que ceux déjà présents sur l'éolienne. Toutefois, cette méthode de contrôle est largement dépendante de la ressource éolienne qui n'est pas contrôlable. Au contraire, le repositionnement basé uniquement sur l'utilisation d'actionneurs supplémentaire n'est pas dépendante du vent, mais nécessite une alimentation supplémentaire en énergie qui est directement puisée sur la production de l'éolienne. Une étude intéressante et nécessaire serait alors le développement d'un nouveau schéma de contrôle basé sur un couplage de ces deux méthodes afin de compenser leurs faiblesses respectives et de pouvoir proposer un contrôle optimal de la turbine pour un plus grand nombre de situations.
- La stabilisation structurelle de la turbine a été réalisée ici, comme le déplacement ou la régulation générale de l'éolienne flottante, par la manipulation des forces aérodynamiques. Toutefois, la littérature a montré que l'utilisation d'amortisseurs dynamiques accordés pour la stabilisation des éoliennes flottantes est une solution envisageable. Il peut alors être intéressant d'exploiter, dans les travaux futurs, un modèle d'éolienne utilisant ce type d'amortisseur afin de garantir la stabilité de la structure, et de focaliser le travail du contrôleur sur la régulation de la puissance et le contrôle de la position. Il pourrait en résulter une diminution de l'usage des entrées de contrôle, mais également une baisse du coût en calcul du contrôleur.

- Étant donné qu'il était le seul utilisable au moment de la réalisation de ce projet, le modèle de parc éolien flottant retenu et utilisé pour évaluer le potentiel de la stratégie de repositionnement est de faible fidélité. Concrètement, il ne considère pas les mouvements rotationnels des plateformes ni l'effet des vagues, qui sont pourtant des données importantes à prendre en compte lors des étapes de repositionnement et de régulation des éoliennes. Également, l'aérodynamique générale des turbines et le transport du sillage se basent sur des équations en régime permanent, étant des hypothèses assez fortes et ne permettant pas de capter l'intégralité des interactions entre le vent et les turbines. Il peut alors être intéressant dans les travaux futurs d'exploiter un modèle de parc éolien flottant de plus haute-fidélité capable de capturer de manière plus précise la dynamique générale du système afin d'améliorer la qualité des résultats et d'adapter les paramètres du contrôleur en conséquence.
- Le parc éolien considéré dans l'étude est composé de trois éoliennes flottantes alignées dans la direction du vent. Or, la majorité des parcs éoliens comportent aujourd'hui davantage d'éoliennes dans des dispositions plus complexes, ne laissant pas autant de liberté dans le repositionnement. À l'avenir, il est donc nécessaire d'étudier l'adaptation de la stratégie de repositionnement pour des parcs éoliens plus réalistes où la prise en considération de la proximité des turbines est nécessaire afin d'éviter toute collision lors de l'opération. Ces contraintes devront notamment être appliquées lors du calcul des positions optimales, mais également être renseignées aux contrôleurs afin d'assurer un fonctionnement des éoliennes en toute sécurité.
- Les contrôleurs basés sur la commande prédictive disposent d'une fonctionnalité permettant d'être informé en avance des perturbations qui vont impacter le système. Toutefois, cette dernière n'a pas été exploitée ici. La littérature a montré à plusieurs reprises l'efficacité de la prédiction des perturbations sur la régulation des mouvements parasites des plateformes flottantes, mais aucune étude ne mentionne son utilisation dans le cadre du repositionnement des turbines. Une piste d'étude intéressante serait

alors de combiner les contrôleurs MPC des éoliennes avec des outils de mesure permettant de prédire en amont la vitesse du vent impactant chaque éolienne (tels que des dispositifs LIDAR) ainsi que les vagues océaniques afin d'analyser l'apport de cette fonctionnalité sur la qualité du contrôle des éoliennes et sur les performances des parcs éoliens. Cette méthode permettrait également de détecter en amont la présence du sillage pour les éoliennes situées en aval et de débiter leur repositionnement avant l'impact de celui-ci sur leur rotor.

- Finalement, l'étude de l'utilisation de jumeaux numériques à la base de modèles numériques/analytiques pour le contrôle des parcs représenterait une grande contribution dans le secteur de l'éolien flottant. La réplique numérique est construite à partir de données provenant de capteurs, de modèles de simulations et de techniques d'apprentissage automatique. Ce type de méthode est alors capable de modéliser les fluctuations et les imprévus d'un système physique en adaptant la réplique numérique en temps réel. Étant donné la complexité inhérente à la modélisation numérique du comportement réel d'une éolienne flottante, cette technologie pourrait alors grandement contribuer à la conception de contrôleurs bien plus performants et proposant des réponses adaptées pour tout type de scénarios.

ANNEXE I

PARAMÈTRES DES CONTRÔLEURS MPC ET PID : CAS D'UNE SEULE ÉOLIENNE

Cette annexe présente tous les gains et paramètres des contrôleurs MPC et PID utilisés dans le scénario de contrôle dans la section 5.1 du CHAPITRE 5.

Pour rappel, le point d'équilibre utilisé pour le modèle de prédiction du contrôleur MPC a été identifié pour une position et une puissance données $(x_{eq}, y_{eq}, P_{eq}) = (9 \text{ [m]}, 0 \text{ [m]}, 3 \text{ [MW]})$ en considérant une vitesse de vent constante $(\mathbf{v}_{eq} = [18, 0, 0]^T \text{ [m/s]})$ et un état de mer calme $(\mathbf{w}_{eq} = \mathbf{0})$. Le point d'équilibre identifié est le suivant :

$$\mathbf{x}_{eq} = \begin{bmatrix} 9 \text{ [m]} \\ 0 \text{ [m]} \\ -9.945 \text{ [m]} \\ 0.007 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.074 \text{ [}^\circ\text{]} \\ -0.005 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.098 \text{ [rad/s]} \\ 106.498 \text{ [rad/s]} \\ 0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix} \quad \mathbf{u}_{eq} = \begin{bmatrix} -7.947 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 29820.465 \text{ [Nm]} \\ 0.023 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix} \quad (\text{A I-1})$$

Les paramètres supplémentaires requis par le contrôleur MPC sont le temps d'échantillonnage, l'horizon de prédiction et l'horizon de commande qui sont respectivement $T_s = 0.2 \text{ [s]}$, $N_p = 150$ et $N_m = 20$. Les matrices de poids Q et R du MPC sont données comme suit :

$$Q = \begin{bmatrix} 20 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 100 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 180 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 600 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 200 \end{bmatrix} \quad R = \begin{bmatrix} 200 & 0 \\ 0 & 30 \end{bmatrix} \quad (\text{A I-2})$$

Finalemment, les gains du contrôleur PID (telle que spécifiés dans Han & Nagamune (2020)) sont :

$$K_{p,PID} = \text{diag}[10^{-9}, -2 \times 10^{-3}, 0.5] \quad (\text{A I-3})$$

$$K_{i,PID} = \text{diag}[10^{-9}, -10^{-4}, 10^{-3}] \quad (\text{A I-4})$$

$$K_{d,PID} = \text{diag}[5 \times 10^{-11}, 0, 0.3] \quad (\text{A I-5})$$

ANNEXE II

PARAMÈTRES DES CONTRÔLEURS MPC : CAS DU PARC ÉOLIEN

Cette annexe présente tous les gains et paramètres des contrôleurs MPC utilisés lors des différents scénarios de contrôle de la section 5.2 du CHAPITRE 5.

Les paramètres communs aux différents contrôleurs MPC sont le temps d'échantillonnage, l'horizon de prédiction et l'horizon de commande qui sont respectivement $T_s = 0.2$ [s], $N_p = 150$ et $N_m = 20$ ainsi que les matrices de poids Q , R et S . Ces dernières sont données comme suit :

$$Q = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 100 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 500 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad R = \begin{bmatrix} 200 & 0 \\ 0 & 30 \end{bmatrix} \quad S = \begin{bmatrix} 10 & 0 \\ 0 & 100 \end{bmatrix} \quad (\text{A II-1})$$

Également, les points d'équilibres associés aux positions de départ de chaque éolienne pour les deux scénarios de contrôle sont définis dans le Tableau-A II-1 (pour une vitesse de vent constante $\mathbf{v}_{eq} = [14, 0, 0]^T$ [m/s] et un état de mer calme $\mathbf{w}_{eq} = \mathbf{0}$).

Tableau-A II-1 Points d'équilibres utilisés par les contrôleurs MPC lorsque les éoliennes sont dans leur position initiale

Éolienne n°	1	2	3
(y_{eq}, P_{eq})	(0 [m], 5 [MW])	(0 [m], 3 [MW])	(0 [m], 3 [MW])
x_{eq}	$\begin{bmatrix} 86.26 \text{ [m]} \\ 0 \text{ [m]} \\ -9.744 \text{ [m]} \\ 0.011 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.084 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.247 \text{ [rad/s]} \\ 121 \text{ [rad/s]} \\ 0.005 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 81.418 \text{ [m]} \\ 0 \text{ [m]} \\ -9.715 \text{ [m]} \\ 0.008 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.066 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.076 \text{ [rad/s]} \\ 104.4 \text{ [rad/s]} \\ 0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 81.418 \text{ [m]} \\ 0 \text{ [m]} \\ -9.715 \text{ [m]} \\ 0.008 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.066 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.076 \text{ [rad/s]} \\ 104.4 \text{ [rad/s]} \\ 0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$
u_{eq}	$\begin{bmatrix} -7.078 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 43773.638 \text{ [Nm]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -8.152 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 30440.015 \text{ [Nm]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -8.152 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 30440.015 \text{ [Nm]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$

Pour le scénario de maximisation de la puissance produite, les points d'équilibres associés aux consignes de position de chacune des éoliennes (pour une vitesse de vent constante $v_{eq} = [14, 0, 0]^T$ [m/s] et un état de mer calme $w_{eq} = \mathbf{0}$) et utilisés par les contrôleurs MPC sont présentés dans le Tableau-A II-2

Tableau-A II-2 Points d'équilibres associés aux positions consignes pour le scénario de maximisation de la puissance produite

Éolienne n°	1	2	3
(y_{eq}, P_{eq})	(72 [m], 5 [MW])	(-89 [m], 3 [MW])	(70 [m], 3 [MW])
x_{eq}	$\begin{bmatrix} 84.035 \text{ [m]} \\ 72 \text{ [m]} \\ -9.767 \text{ [m]} \\ -0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.087 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.016 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.26 \text{ [rad/s]} \\ 122.257 \text{ [rad/s]} \\ 0.005 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 78.80 \text{ [m]} \\ -89 \text{ [m]} \\ -9.755 \text{ [m]} \\ 0.021 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.067 \text{ [}^\circ\text{]} \\ -0.083 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.113 \text{ [rad/s]} \\ 107.993 \text{ [rad/s]} \\ 0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 77.869 \text{ [m]} \\ 70 \text{ [m]} \\ -9.728 \text{ [m]} \\ -0.002 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.062 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.044 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.04 \text{ [rad/s]} \\ 100.798 \text{ [rad/s]} \\ 0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$
u_{eq}	$\begin{bmatrix} -7.158 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 43323.47 \text{ [Nm]} \\ 9.88 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -8.396 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 29427.542 \text{ [Nm]} \\ -14.52 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -7.551 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 31527.867 \text{ [Nm]} \\ 10.6 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$

Finalement, les points d'équilibres associés aux consignes de position utilisés par les contrôleurs MPC pour le scénario de réponse à une demande de puissance (pour une vitesse de vent constante $v_{eq} = [14, 0, 0]^T$ [m/s] et un état de mer calme $w_{eq} = \mathbf{0}$) sont présentés dans le Tableau-A II-3

Tableau-A II-3 Points d'équilibres associés aux positions consignées pour le scénario de réponse à une demande de puissance

Éolienne n°	1	2	3
(y_{eq}, P_{eq})	(5 [m], 5 [MW])	(-25 [m], 3 [MW])	(-2.5 [m], 3 [MW])
x_{eq}	$\begin{bmatrix} 86.535 \text{ [m]} \\ 5 \text{ [m]} \\ -9.746 \text{ [m]} \\ 0.010 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.086 \text{ [}^\circ\text{]} \\ -0.001 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.258 \text{ [rad/s]} \\ 122.018 \text{ [rad/s]} \\ 0.005 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 85.268 \text{ [m]} \\ -25 \text{ [m]} \\ -9.742 \text{ [m]} \\ 0.011 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.081 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.21 \text{ [rad/s]} \\ 117.498 \text{ [rad/s]} \\ 0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 85.533 \text{ [m]} \\ -2.5 \text{ [m]} \\ -9.739 \text{ [m]} \\ 0.007 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0.081 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [m/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 0 \text{ [}^\circ\text{/s]} \\ 1.209 \text{ [rad/s]} \\ 117.349 \text{ [rad/s]} \\ 0.003 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$
u_{eq}	$\begin{bmatrix} -7.201 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 43408.519 \text{ [Nm]} \\ 0.62 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -9.476 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 27046.875 \text{ [Nm]} \\ -3.1 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -9.471 \text{ [}^\circ\text{]} \\ 27081.379 \text{ [Nm]} \\ -0.31 \text{ [}^\circ\text{]} \end{bmatrix}$

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Ainslie, J. F. (1988). Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27(1-3), 213-224. doi: 10.1016/0167-6105(88)90037-2
- Airy, G. B. (1849). *Tides and Waves* (Vol. 5). London, UK : John Joseph Griffin and Company. Repéré à <https://books.google.ca/books?id=SKoOnwEACAAJ>
- Anderson, P., & Bose, A. (1983). Stability Simulation Of Wind Turbine Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-102*(12), 3791-3795. doi: 10.1109/TPAS.1983.317873
- Annoni, J., & Seiler, P. (2015). A low-order model for wind farm control. Dans *2015 American Control Conference (ACC)* (pp. 1721-1727). Chicago, IL, USA : IEEE. doi: 10.1109/ACC.2015.7170981
- Arapogianni, A., Genachte, A., Ochagavia, R., Vergara, J., Castell, D., Tsouroukdissian, A., ... Grubel, H. (2013). *Deep Water: The Next Step for Offshore Wind Energy*. European Wind Energy Association (EWEA). Repéré à <https://windeurope.org/about-wind/reports/deep-water/>
- Avila, M., Folch, A., Houzeaux, G., Eguzkitza, B., Prieto, L., & Cabezón, D. (2013). A Parallel CFD Model for Wind Farms. *Procedia Computer Science*, 18, 2157-2166. doi: 10.1016/j.procs.2013.05.386
- Azcona, J., Bouchotrouch, F., González, M., Garcíandía, J., Munduate, X., Kelberlau, F., & Nygaard, T. A. (2014). Aerodynamic Thrust Modelling in Wave Tank Tests of Offshore Floating Wind Turbines Using a Ducted Fan. *Journal of Physics: Conference Series*, 524, 012089. doi: 10.1088/1742-6596/524/1/012089
- Barthelmie, R. J., Hansen, K., Frandsen, S. T., Rathmann, O., Schepers, J. G., Schlez, W., ... Chaviaropoulos, P. K. (2009). Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. *Wind Energy*, 12(5), 431-444. doi: 10.1002/we.348
- Bemporad, A., Ricker, N. L., & Morari, M. (2022). Model Predictive Control Toolbox™ (Version 8.0) [Logiciel]. Repéré à https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/mpc/index.html
- Betti, G., Farina, M., Guagliardi, G. A., Marzorati, A., & Scattolini, R. (2014). Development of a Control-Oriented Model of Floating Wind Turbines. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 22(1), 69-82. doi: 10.1109/TCST.2013.2242073

- Betti, G., Farina, M., Marzorati, A., Scattolini, R., & Guagliardi, G. A. (2012). Modeling and control of a floating wind turbine with spar buoy platform. Dans *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)* (pp. 189-194). Florence, Italy : IEEE. doi: 10.1109/EnergyCon.2012.6347749
- Bianchi, F. D., De Battista, H., & Mantz, R. J. (2007). *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design* (1^{re} éd.). London, UK : Springer London.
- Billinton, R., Chen, H., & Ghajar, R. (1996). Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy. *Microelectronics Reliability*, 36(9), 1253-1261. doi: 10.1016/0026-2714(95)00154-9
- Boersma, S., Doekemeijer, B. M., Gebraad, P. M. O., Fleming, P., Annoni, J., Scholbrock, A. K., ... van Wingerden, J.-W. (2017). A tutorial on control-oriented modeling and control of wind farms. Dans *2017 American Control Conference (ACC)* (pp. 1-18). Seattle, WA, USA : IEEE. doi: 10.23919/ACC.2017.7962923
- Boersma, S., Doekemeijer, B., Vali, M., Meyers, J., & Wingerden, J.-W. van. (2018). A control-oriented dynamic wind farm model: WFSim. *Wind Energy Science*, 3(1), 75-95. doi: 10.5194/wes-3-75-2018
- Bojórquez, E., Payán-Serrano, O., Reyes-Salazar, A., & Pozos, A. (2017). Comparison of spectral density models to simulate wind records. *KSCE Journal of Civil Engineering*, 21(4), 1299-1306. doi: 10.1007/s12205-016-1460-y
- Buhl, M., Hayman, G., Jonkman, J., Jonkman, B., Mudafort, R., Platt, A., & Sprague, M. (2023). OpenFAST (Version 3.4.1) [Logiciel]. Repéré à <https://github.com/OpenFAST/openfast>
- Campagnolo, F., Petrović, V., Schreiber, J., Nanos, E. M., Croce, A., & Bottasso, C. L. (2016). Wind tunnel testing of a closed-loop wake deflection controller for wind farm power maximization. *Journal of Physics: Conference Series*, 753, 032006. doi: 10.1088/1742-6596/753/3/032006
- Canadian Renewable Energy Association. (2021). En chiffres. Repéré à <https://renewablesassociation.ca/fr/en-chiffres/>
- Canadian Wind Energy Association. (2020). Installed Capacity. Repéré à <https://canwea.ca/wind-energy/installed-capacity/>
- Cao, W., Xing, N., Wen, Y., Chen, X., & Wang, D. (2020). New Adaptive Control Strategy for a Wind Turbine Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG). *Inventions*, 6(1), 3. doi: 10.3390/inventions6010003
- Carmo, J. S. A. do. (2020). *Physical Modelling vs. Numerical Modelling: Complementarity and Learning*. ENGINEERING. doi: 10.20944/preprints202007.0753.v1

- Carta, J. A., Ramírez, P., & Velázquez, S. (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 933-955. doi: 10.1016/j.rser.2008.05.005
- Chou, K. C., & Corotis, R. B. (1981). Simulation of hourly wind speed and array wind power. *Solar Energy*, 26(3), 199-212. doi: 10.1016/0038-092X(81)90204-8
- Churchfield, M. J., Lee, S., Michalakes, J., & Moriarty, P. J. (2012). A numerical study of the effects of atmospheric and wake turbulence on wind turbine dynamics. *Journal of Turbulence*, 13, N14. doi: 10.1080/14685248.2012.668191
- Collu, M., & Borg, M. (2016). Design of floating offshore wind turbines. Dans Chong, Ng & Li Ran (Éds), *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* (1^{re} éd., pp. 359-385). Amsterdam, The Netherlands : Elsevier. doi: 10.1016/B978-0-08-100779-2.00011-8
- Cortes Sanchez, C. J. (2018). *Wind and wave disturbance rejection control of floating offshore wind turbines*. (Mémoire de maîtrise. University of British Columbia, Vancouver, BC). Repéré à <https://open.library.ubc.ca/collections/24/items/1.0365588>
- Coulling, A. J., Goupee, A. J., Robertson, A. N., Jonkman, J., & Dagher, H. J. (2013). Validation of a FAST semi-submersible floating wind turbine numerical model with DeepCwind test data. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 5(2), 023116. doi: 10.1063/1.4796197
- Dong, H., Xie, J., & Zhao, X. (2022). Wind farm control technologies: from classical control to reinforcement learning. *Progress in Energy*, 4(3), 032006. doi: 10.1088/2516-1083/ac6cc1
- Ebegbulem, J., & Guay, M. (2017). Distributed Extremum Seeking Control for Wind Farm Power Maximization. *IFAC-PapersOnLine*, 50(1), 147-152. doi: 10.1016/j.ifacol.2017.08.025
- Escobar Aquino, E. E. (2018). *H ∞ position control of a 5-MW offshore wind turbine with a semi-submersible platform*. (Mémoire de maîtrise. University of British Columbia, Vancouver, BC). Repéré à <https://open.library.ubc.ca/collections/24/items/1.0372027>
- Escobar Aquino, E. E., & Nagamune, R. (2020). H ∞ position transfer and regulation for floating offshore wind turbines. *Control Theory and Technology*, 18(3), 231-245. doi: 10.1007/s11768-020-8280-9
- Faltinsen, O. M. (1999). *Sea loads on ships and offshore structures* (1. paperback ed., repr.transferred to digital printing). Cambridge, UK : Cambridge University Press.
- Fernandez-Bernal, F., & Alonso-Alonso, J. (2017). Wind speed generation for dynamic analysis: Wind speed generation for dynamic analysis. *Wind Energy*, 20(6), 1049-1068. doi: 10.1002/we.2079

- Fleming, P., Annoni, J., Shah, J. J., Wang, L., Ananthan, S., Zhang, Z., ... Chen, L. (2017). Field test of wake steering at an offshore wind farm. *Wind Energy Science*, 2(1), 229-239. doi: 10.5194/wes-2-229-2017
- Fleming, P., Gebraad, P. M. O., Lee, S., van Wingerden, J.-W., Johnson, K., Churchfield, M., ... Moriarty, P. (2014). Evaluating techniques for redirecting turbine wakes using SOWFA. *Renewable Energy*, 70, 211-218. doi: 10.1016/j.renene.2014.02.015
- Fleming, P., Gebraad, P. M. O., Lee, S., van Wingerden, J.-W., Johnson, K., Churchfield, M., ... Moriarty, P. (2015). Simulation comparison of wake mitigation control strategies for a two-turbine case. *Wind Energy*, 18(12), 2135-2143. doi: 10.1002/we.1810
- Gao, Y., Padmanabhan, A., Chen, O., Kheirabadi, A. C., & Nagamune, R. (2022). A Baseline Repositioning Controller for a Floating Offshore Wind Farm. Dans *2022 American Control Conference (ACC)* (pp. 4224-4229). Atlanta, GA, USA : IEEE. doi: 10.23919/ACC53348.2022.9867574
- Gebraad, P. M. O. (2014). *Data-Driven Wind Plant Control*. (Thèse de doctorat. Delft University of Technology, Delft, The Netherlands). Repéré à <https://doi.org/10.4233/uuid:5c37b2d7-c2da-4457-bff9-f6fd27fe8767>
- Gebraad, P. M. O., Teeuwisse, F. W., van Wingerden, J. W., Fleming, P., Ruben, S. D., Marden, J. R., & Pao, L. Y. (2016). Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects-a CFD simulation study: Wind plant optimization by yaw control using a parametric wake model. *Wind Energy*, 19(1), 95-114. doi: 10.1002/we.1822
- Gebraad, P. M. O., & van Wingerden, J. W. (2014). A Control-Oriented Dynamic Model for Wakes in Wind Plants. *Journal of Physics: Conference Series*, 524, 012186. doi: 10.1088/1742-6596/524/1/012186
- Gebraad, P. M. O., & van Wingerden, J. W. (2015). Maximum power-point tracking control for wind farms: Maximum power-point tracking control for wind farms. *Wind Energy*, 18(3), 429-447. doi: 10.1002/we.1706
- Global Wind Energy Council (GWEC). (2021). *Global Wind Report 2021*. Brussels, Belgium : Global Wind Energy Council. Repéré à <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>
- Goit, J., Munters, W., & Meyers, J. (2016). Optimal Coordinated Control of Power Extraction in LES of a Wind Farm with Entrance Effects. *Energies*, 9(1), 29. doi: 10.3390/en9010029
- González-Longatt, F., Wall, P., & Terzija, V. (2012). Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. *Renewable Energy*, 39(1), 329-338. doi: 10.1016/j.renene.2011.08.053

- Guntur, S., Troldborg, N., & Gaunaa, M. (2012). *Application of engineering models to predict wake deflection due to a tilted wind turbine*. Affiche présentée au EWEC 2012 - European Wind Energy Conference & Exhibition, Copenhagen, Denmark. Repéré à https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/10377125/Application_of_Engineering_Models_to_Predict.pdf
- Hall, M., Moreno, J., & Thiagarajan, K. (2014). Performance Specifications for Real-Time Hybrid Testing of 1:50-Scale Floating Wind Turbine Models. Dans *Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering* (Vol. 9B(24497)). San Francisco, California, USA : American Society of Mechanical Engineers. doi: 10.1115/OMAE2014-24497
- Han, C. (2018). *Position control of a floating offshore wind turbine system using aerodynamic force*. (Mémoire de maîtrise. University of British Columbia, Vancouver, BC). Repéré à <https://doi.library.ubc.ca/10.14288/1.0355294>
- Han, C., Homer, J. R., & Nagamune, R. (2017). Movable range and position control of an offshore wind turbine with a semi-submersible floating platform. Dans *2017 American Control Conference (ACC)* (pp. 1389-1394). Seattle, WA, USA : IEEE. doi: 10.23919/ACC.2017.7963147
- Han, C., & Nagamune, R. (2020). Platform position control of floating wind turbines using aerodynamic force. *Renewable Energy*, 151, 896-907. doi: 10.1016/j.renene.2019.11.079
- Hao, M. R., Ahmad, M. A., Raja Ismail, R. M. T., & Nasir, A. N. K. (2018). Performance Evaluation of Random Search Based Methods on Model-Free Wind Farm Control. Dans M. H. A. Hassan (Éd.), *Intelligent Manufacturing & Mechatronics* (pp. 657-670). Singapore : Springer Singapore. doi: 10.1007/978-981-10-8788-2_60
- Hasselmann, K., Barnett, T., Bouws, E., Carlson, H., Cartwright, D., Enke, K., ... Walden, H. (1973). *Measurements of wind-wave growth and swell decay during the Joint North Sea Wave Project (JONSWAP)* (Rapport No. 8-12, Série A). Hamburg, Germany : Deutsches Hydrographisches Institut. Repéré à <http://resolver.tudelft.nl/uuid:f204e188-13b9-49d8-a6dc-4fb7c20562fc>
- Homer, J. R. (2015). *Physics-Based Control-Oriented Modelling for Floating Offshore Wind Turbines*. (Mémoire de maîtrise. University of British Columbia, Vancouver, BC). Repéré à <https://dx.doi.org/10.14288/1.0165813>
- Homer, J. R., & Nagamune, R. (2018). Physics-Based 3-D Control-Oriented Modeling of Floating Wind Turbines. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 26(1), 14-26. doi: 10.1109/TCST.2017.2654420
- Houck, D. R. (2022). Review of wake management techniques for wind turbines. *Wind Energy*, 25(2), 195-220. doi: 10.1002/we.2668

- International Renewable Energy Agency. (2020). *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2020*. Mascar City, Abu Dhabi, AE : International Renewable Energy Agency (IRENA). Repéré à <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2020>
- International Renewable Energy Agency. (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Mascar City, Abu Dhabi, AE : International Renewable Energy Agency (IRENA). Repéré à <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- Jahangiri, V., & Sun, C. (2022). A novel three dimensional nonlinear tuned mass damper and its application in floating offshore wind turbines. *Ocean Engineering*, 250, 110703. doi: 10.1016/j.oceaneng.2022.110703
- Jensen, N. O. (1983). *A note on wind generator interaction* (Rapport No. Risø-M-2411). Roskilde, Denmark : Risø National Laboratory. Repéré à https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris_m_2411.pdf
- Jiménez, Á., Crespo, A., & Migoya, E. (2009). Application of a LES technique to characterize the wake deflection of a wind turbine in yaw. *Wind Energy*, 13(6), 559-572. doi: 10.1002/we.380
- Johnson, K. E., & Thomas, N. (2009). Wind farm control: Addressing the aerodynamic interaction among wind turbines. Dans *2009 American Control Conference* (pp. 2104-2109). St. Louis, MO, USA : IEEE. doi: 10.1109/ACC.2009.5160152
- Jonkman, B. (2009). *Turbsim User's Guide: Version 1.50* (Rapport No. NREL/TP-500-46198, 965520). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. doi: 10.2172/965520
- Jonkman, J. (2007). *Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine* (Rapport No. NREL/TP-500-41958, 921803). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. doi: 10.2172/921803
- Jonkman, J. (2008). Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine. Dans *46th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. Reno, Nevada : American Institute of Aeronautics and Astronautics. doi: 10.2514/6.2008-1306
- Jonkman, J., & Buhl, M. L. Jr. (2005). *FAST User's Guide - Updated August 2005* (Rapport No. NREL/TP-500-38230, 15020796). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. doi: 10.2172/15020796
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (2009). *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development* (Rapport No. NREL/TP-500-38060, 947422). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. doi: 10.2172/947422

- Jonkman, J., & Shaler, K. (2021). *FAST.Farm User's Guide and Theory Manual* (Rapport No. NREL/TP-5000-78485). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. Repéré à <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78485.pdf>
- Jonkman, J., & Sprague, M. (2023). OpenFAST Documentation. Repéré à <https://openfast.readthedocs.io/en/dev/source/user/aerodyn-olaf/Introduction.html>
- Karki, R., Hu, P., & Billinton, R. (2006). A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(2), 533-540. doi: 10.1109/TEC.2006.874233
- Katic, I., Højstrup, J., & Jensen, N. O. (1987). A simple model for cluster efficiency. Dans W. Palz & E. Sesto (Éds), *European Wind Energy Association Conference and Exhibition: EWEC'86. Proceedings* (A. Raguzzi, Vol. 1, pp. 407-410). Rome, Italy : A. Raguzzi.
- Kheirabadi, A. C., & Nagamune, R. (2019a). A quantitative review of wind farm control with the objective of wind farm power maximization. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 192, 45-73. doi: 10.1016/j.jweia.2019.06.015
- Kheirabadi, A. C., & Nagamune, R. (2019b). Modeling and Power Optimization of Floating Offshore Wind Farms with Yaw and Induction-based Turbine Repositioning. Dans *2019 American Control Conference (ACC)* (pp. 5458-5463). Philadelphia, PA, USA : IEEE. doi: 10.23919/ACC.2019.8814600
- Kheirabadi, A. C., & Nagamune, R. (2020). Real-time relocation of floating offshore wind turbine platforms for wind farm efficiency maximization: An assessment of feasibility and steady-state potential. *Ocean Engineering*, 208, 107445. doi: 10.1016/j.oceaneng.2020.107445
- Kheirabadi, A. C., & Nagamune, R. (2021). A low-fidelity dynamic wind farm model for simulating time-varying wind conditions and floating platform motion. *Ocean Engineering*, 234, 109313. doi: 10.1016/j.oceaneng.2021.109313
- Lackner, M. A. (2009). Controlling Platform Motions and Reducing Blade Loads for Floating Wind Turbines. *Wind Engineering*, 33(6), 541-553. doi: 10.1260/0309-524X.33.6.541
- Lackner, M. A., & Rotea, M. A. (2011). Structural control of floating wind turbines. *Mechatronics*, 21(4), 704-719. doi: 10.1016/j.mechatronics.2010.11.007
- Larsen, G. C., Madsen, H. A., Bingöl, F., Mann, J., Ott, S., Sørensen, J. N., ... Mikkelsen, R. (2007). *Dynamic wake meandering modeling* (Rapport No. Risø-R-1607(EN)). Roskilde, Denmark : Risø National Laboratory. Repéré à https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/7703042/ris_r_1607.pdf
- Larsen, T. J., & Hanson, T. D. (2007). A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine. *Journal of Physics: Conference Series*, 75, 012073. doi: 10.1088/1742-6596/75/1/012073

- Li, Y., & Wu, Z. (2016). Stabilization of floating offshore wind turbines by artificial muscle based active mooring line force control. Dans *2016 American Control Conference (ACC)* (pp. 2277-2282). Boston, MA, USA : IEEE. doi: 10.1109/ACC.2016.7525257
- Longuet-Higgins, M. S. (1952). On the Statistical Distribution of the Heights of Sea Waves. *Journal of Marine Research*, *XI*(3), 245-266. Repéré à <https://images.peabody.yale.edu/publications/jmr/jmr11-03-01.pdf>
- Lundquist, J. K., DuVivier, K. K., Kaffine, D., & Tomaszewski, J. M. (2019). Costs and consequences of wind turbine wake effects arising from uncoordinated wind energy development. *Nature Energy*, *4*(1), 26-34. doi: 10.1038/s41560-018-0281-2
- Malcolm, D. J., & Hansen, A. C. (2006). *WindPACT Turbine Rotor Design Study: June 2000-June 2002* (Rapport No. NREL/SR-500-32495, 15000964). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. doi: 10.2172/15000964
- Manjock, A. (2005). *Evaluation Report: Design Codes FAST and ADAMS for Load Calculations of Onshore Wind Turbines* (Rapport No. 72042). Hamburg, Allemagne : Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2002). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application* (1^{re} éd.). Chichester, NY : Wiley. doi: 10.1002/9781119994367
- Marden, J. R., Ruben, S. D., & Pao, L. Y. (2013). A Model-Free Approach to Wind Farm Control Using Game Theoretic Methods. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, *21*(4), 1207-1214. doi: 10.1109/TCST.2013.2257780
- Matha, D. (2010). *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts* (Rapport No. NREL/SR-500-45891, 973961). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. doi: 10.2172/973961
- Matha, D., Sandner, F., Molins, C., Campos, A., & Cheng, P. W. (2015). Efficient preliminary floating offshore wind turbine design and testing methodologies and application to a concrete spar design. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, *373*(2035), 20140350. doi: 10.1098/rsta.2014.0350
- Musial, W., Beiter, P., Spitsen, P., Nunemaker, J., Gevorgian, V., Cooperman, A., ... Shields, M. (2020). *2019 Offshore Wind Technology Data Update* (Rapport No. NREL-TP-5000-77411). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. Repéré à <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77411.pdf>
- Namik, H., & Stol, K. (2010). Individual blade pitch control of floating offshore wind turbines. *Wind Energy*, *13*(1), 74-85. doi: 10.1002/we.332

- Otter, A., Murphy, J., & Desmond, C. J. (2020). Emulating aerodynamic forces and moments for hybrid testing of floating wind turbine models. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618(3), 032022. doi: 10.1088/1742-6596/1618/3/032022
- Otter, A., Murphy, J., Pakrashi, V., Robertson, A., & Desmond, C. (2022). A review of modelling techniques for floating offshore wind turbines. *Wind Energy*, 25(5), 831-857. doi: 10.1002/we.2701
- Park, J., Kwon, S.-D., & Law, K. (2017). A Data-Driven, Cooperative Approach for Wind Farm Control: A Wind Tunnel Experimentation. *Energies*, 10(7), 852. doi: 10.3390/en10070852
- Pierson, W. J., & Moskowitz, L. (1964). A proposed spectral form for fully developed wind seas based on the similarity theory of S. A. Kitaigorodskii. *Journal of Geophysical Research*, 69(24), 5181-5190. doi: 10.1029/JZ069i024p05181
- Powell, M. J. D. (1994). A Direct Search Optimization Method That Models the Objective and Constraint Functions by Linear Interpolation. Dans S. Gomez & J.-P. Hennart (Éds), *Advances in Optimization and Numerical Analysis* (1^{re} éd., Vol. 275, pp. 51-67). Dordrecht, The Netherlands : Springer Netherlands. doi: 10.1007/978-94-015-8330-5_4
- Raach, S., Schlipf, D., Sandner, F., Matha, D., & Cheng, P. W. (2014). Nonlinear model predictive control of floating wind turbines with individual pitch control. Dans *2014 American Control Conference* (pp. 4434-4439). Portland, OR, USA : IEEE. doi: 10.1109/ACC.2014.6858718
- Robertson, A., Jonkman, J., Masciola, M., Song, H., Goupee, A., Coulling, A., & Luan, C. (2014). *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4* (Rapport No. NREL/TP-5000-60601, 1155123). Golden, CO, USA : National Renewable Energy Laboratory. doi: 10.2172/1155123
- Rodrigues, S. F., Teixeira Pinto, R., Soleimanzadeh, M., Bosman, P. A. N., & Bauer, P. (2015). Wake losses optimization of offshore wind farms with moveable floating wind turbines. *Energy Conversion and Management*, 89, 933-941. doi: 10.1016/j.enconman.2014.11.005
- Sandner, F., Schlipf, D., Matha, D., Seifried, R., & Cheng, P. W. (2012). Reduced nonlinear model of a spar-mounted floating wind turbine. Dans *Proceedings of the 11th German Wind Energy Conference DEWEK 2012*. Bremen, Germany : Deutsches Windenergie-Institut. doi: 10.18419/OPUS-4528
- Schlipf, D., Simley, E., Lemmer, F., Pao, L., & Cheng, P. W. (2015). Collective Pitch Feedforward Control of Floating Wind Turbines Using Lidar. *Journal of Ocean and Wind Energy*, 2(4), 324-331. doi: 10.17736/jowe.2015.arr04

- Schmid, C., & Biegler, L. T. (1994). Quadratic programming methods for reduced hessian SQP. *Computers & Chemical Engineering*, *18*(9), 817-832. doi: 10.1016/0098-1354(94)E0001-4
- Senjyu, T., Nakaji, T., Uezato, K., & Funabashi, T. (2005). A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, *20*(2), 406-414. doi: 10.1109/TEC.2004.837275
- Shah, K. A., Li, Y., Nagamune, R., Zhou, Y., & Ur Rehman, W. (2021). Platform motion minimization using model predictive control of a floating offshore wind turbine. *Theoretical and Applied Mechanics Letters*, *11*(5), 100295. doi: 10.1016/j.taml.2021.100295
- Shah, K. A., Meng, F., Li, Y., Nagamune, R., Zhou, Y., Ren, Z., & Jiang, Z. (2021). A synthesis of feasible control methods for floating offshore wind turbine system dynamics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *151*, 111525. doi: 10.1016/j.rser.2021.111525
- Shakoor, R., Hassan, M. Y., Raheem, A., & Wu, Y.-K. (2016). Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen's model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *58*, 1048-1059. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.229
- Slootweg, J. G., De Haan, S. W. H., Polinder, H., & Kling, W. L. (2002). General Model for Representing Variable-Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. *IEEE Power Engineering Review*, *22*(11), 56-56. doi: 10.1109/MPER.2002.4311816
- Spencer, B. F., & Nagarajaiah, S. (2003). State of the Art of Structural Control. *Journal of Structural Engineering*, *129*(7), 845-856. doi: 10.1061/(ASCE)0733-9445(2003)129:7(845)
- Stehly, T., & Beiter, P. (2020). *2018 Cost of Wind Energy Review* (Rapport No. NREL/TP-5000-74598). National Renewable Energy Laboratory. Repéré à <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74598.pdf>
- Steinbuch, M., de Boer, W. W., Bosgra, O. H., Peters, S. A. W. M., & Ploeg, J. (1988). Optimal control of wind power plants. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, *27*(1-3), 237-246. doi: 10.1016/0167-6105(88)90039-6
- Swart, R., Coppens, C., Gordjin, H., Piek, M., Ruysenaars, P., Schrandt, J. J., ... Horalek, J. (2009). *Europe's onshore and offshore wind energy potential: an assessment of environmental and economic constraints* (Rapport No. 6/2009). København, Denmark : European Environment Agency. Repéré à <https://data.europa.eu/doi/10.2800/11373>
- The MathWorks Inc. (2022). Simulink® Control Design™ (Version 6.2) [Logiciel]. Repéré à https://www.mathworks.com/help/slcontrol/index.html?s_tid=CRUX_lftnav

- The MathWorks Inc. (2023). Simulink Design Optimization™ (Version 3.13) [Logiciel]. Repéré à <https://www.mathworks.com/products/sl-design-optimization.html>
- United Nations Regional Information Centre for Western Europe. (2022). Floating wind turbines: a new player in cleantech. Repéré à <https://unric.org/en/floating-wind-turbines-a-new-player-in-cleantech/>
- Vali, M., Petrovic, V., Boersma, S., van Wingerden, J.-W., Pao, L. Y., & Kuhn, M. (2018). Model Predictive Active Power Control of Waked Wind Farms. Dans *2018 Annual American Control Conference (ACC)* (pp. 707-714). Milwaukee, WI : IEEE. doi: 10.23919/ACC.2018.8431391
- Wagenaar, J., Machielse, L., & Schepers, J. (2012). *Controlling Wind in ECN's Scaled Wind Farm* (Rapport No. ECN-M--12-007). Copenhagen, Denmark : Energy research Centre of the Netherlands.
- Wan, L., Gao, Z., & Moan, T. (2014). Model Test of the STC Concept in Survival Modes. Dans *Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering* (Vol. 9A(23213)). San Francisco, California, USA.
- Wang, C., Wang, J., Campagnolo, F., Carraón, D. B., & Bottasso, C. L. (2018). Validation of large-eddy simulation of scaled waked wind turbines in different yaw misalignment conditions. *Journal of Physics: Conference Series*, 1037, 062007. doi: 10.1088/1742-6596/1037/6/062007
- Xu, S., Murai, M., Wang, X., & Takahashi, K. (2021). A novel conceptual design of a dynamically positioned floating wind turbine. *Ocean Engineering*, 221, 108528. doi: 10.1016/j.oceaneng.2020.108528
- Young, I. R. (2017). Regular, Irregular Waves and the Wave Spectrum. Dans J. Carlton, P. Jukes, & Y. S. Choo (Éds), *Encyclopedia of Maritime and Offshore Engineering* (pp. 1-10). Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd. doi: 10.1002/9781118476406.emoe078
- Zhou, X., Ji, L., & Youjie, M. (2009). Review on wind speed model research in wind power systems dynamic analysis. Dans *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09* (pp. 1-5). Nanjing, China : IEEE. doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348172