



HAL
open science

Optimisation énergétique de chaînes de conversion hydroliennes - modélisation, commandes et réalisations expérimentales

Ana-Maria Andreica

► **To cite this version:**

Ana-Maria Andreica. Optimisation énergétique de chaînes de conversion hydroliennes - modélisation, commandes et réalisations expérimentales. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009. Français. NNT : . tel-00876949

HAL Id: tel-00876949

<https://theses.hal.science/tel-00876949>

Submitted on 25 Oct 2013

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Remerciements

Cette thèse a été réalisée au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab) dans le cadre du programme de recherche HARVEST (Hydrolienne a Axe Vertical de Rotation Stabilisé). Le travail étant arrivé à son terme, je tiens à adresser mes remerciements à toutes les personnes qui, d'une manière ou d'une autre m'ont aidé et soutenu pour accomplir ces travaux.

Je souhaite exprimer ma reconnaissance tout d'abord envers mes directeurs de thèse. Daniel Roye, je ne peux que vous dire un énorme merci pour tout : la science, les conseils, l'humanité, les discussions enrichissantes que nous avons portés tout au long de ces années, le support moral et enfin merci d'avoir été là. Seddik Bacha, mon deuxième directeur de thèse, merci pour tous les encouragements, les discussions scientifiques et autres et les sages conseils.

Mes sincères remerciements s'adressent également à M. Brayima Dakyo, professeur à l'Université du Havre, et à M. Mohamed El Hadi Zaim, professeur à l'Université de Nantes, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être rapporteurs de cette thèse et pour leurs observations et leurs conseils.

Je tiens à remercier à M. Olivier Chillard pour avoir accepté de faire partie du jury de cette thèse et pour ses observations techniques.

Toute ma reconnaissance et mes remerciements chaleureux vont également vers M. Pr. Mircea Eremia. Je vous suis reconnaissante pour votre soutien, conseils, disponibilité, qualités humaines et pour tous les moments passés ensemble.

Je voudrais particulièrement adresser un grand merci à M. Jean-Luc Achard. Merci d'avoir donné une raison d'être à cette étude, merci pour toutes les discussions que nous avons portées ensemble, les conseils scientifiques et pas seulement, merci pour votre soutien permanent. Je sais que ce document n'est pas à la hauteur des textes écrits par Emil Cioran mais j'ai fait mon mieux. Encore une fois merci !

Je souhaite remercier spécialement M. Joël Guiraud pour toute l'aide et le soutien concernant la partie expérimentale. Merci pour ta disponibilité, ton savoir faire et ta générosité.

Deux énormes mercis que j'adresse à Antoneta Bratcu et à Iulian Munteanu. Merci à vous pour tout ce que vous m'avez appris, pour votre chaleur et disponibilité, pour la qualité technique de vos conseils et votre apport à l'aboutissement de ces travaux et pour tous les bons moments que nous avons passés ensemble.

Haiṣea Gaṣtanaga, je souhaite te remercier spécialement pour ton aide, soutien et amitié.

Je voudrais également adresser un merci spécial à mes collaborateurs du programme HARVEST et plus particulièrement à : M. Thierry Maître (merci pour vos conseils scientifiques et votre disponibilité), Jeronimo, Thomas, Ervin, Sylvain A., Nicolas D, Ané et Vivien.

Remerciements

Mes collègues de bureau, je vous suis sincèrement reconnaissante. Matthieu Hauck, mon successeur electrotech' dans HARVEST, merci pour ta présence, soutien et amitié. Monica, merci pour tout, et je pense que tu seras là, à côté de moi par la suite aussi. David, merci à toi aussi pour ta bonne humeur et ton amitié. Merci à vous trois encore une fois.

Je tiens également remercier tout le staff technique ou autre du laboratoire. Je vous suis reconnaissante pour votre accueil, gentillesse et disponibilité : Danielle Collin, Elise Riado, Jaques Davoine, Stéphane Catellani, Antoine Labonne, Sylvie Garcia, François Blache, Claude Brun, Corinne Marcon, Vincent Danguillaume. Merci encore pour tout.

Un grand merci à Nicolas Laverdure pour ton aide à la correction de ce document et pour ton intérêt et suivi.

Je souhaite également remercier tout l'ensemble du laboratoire G2ELab, enseignants, chercheurs, étudiants, thésards, pour l'unique ambiance «labo» que je ne trouverai plus ailleurs. Ces années ont beaucoup compté pour moi. Merci pour votre accueil et pour toute la richesse que vous m'avez offerte au long de ces années.

Mes chers collègues (et anciens collègues et amis) : Carolina, Octavian, Bogdan, Alex Martin, Vanya, Delcho, Christophe, Nico, Lina, Edouard, Benoît, Didier, Olivier, Abdel, Yann, Asma, MC, Feu, Jérémie, Sylvain, Behzad, Cristian, Adi, Dan, Bianca, Petre, Anca, Paul, Alex T., Diem, je souhaite vous adresser tout simplement un énorme MERCI (Minnie est toujours là pour me rappeler vos sourires) pour tous les moments inoubliables que nous avons passés ensemble !

Enfin, mes amis et ma famille je vous remercie pour vos encouragements, votre confiance et soutien tout au long de ces années. Un merci particulier à ma nouvelle famille, vous êtes tout simplement formidables, merci d'être venus si nombreux à ma soutenance et de m'avoir soutenu. Merci pour votre chaleur et soutien !

Toujours le meilleur pour la fin, Benj (doar lângă tine mi-e mie bine) merci d'être à tout moment à mes côtés. Et encore plus particulièrement, mulțumesc Alexandra et Matei (mes nouveaux parrains), mulțumesc Tzîțzi (mon grand frère qui a toujours été là pour moi), Buni (mon grand père), Mama, fără voi nu aș fi avut forța de a merge până la capăt ! Vă mulțumesc din suflet !

Sommaire

SOMMAIRE

Notations	3
Introduction générale	15
Chapitre. 1 Généralités sur les hydroliennes	19
1.1. Introduction	21
1.2. Les énergies de l'océan en bref.....	22
1.2.1. L'énergie des vagues (houlomotrice)	23
1.2.2. L'énergie des courants marins	24
1.3. Capteurs d'énergie cinétique des courants : les hydroliennes	26
1.3.1. Hydrolien vs. éolien	27
1.3.1.1. <i>D'où vient l'hydrolienne (les ancêtres) ?</i>	27
1.3.1.2. <i>Pourtant pourquoi sont-elles si différentes ?</i>	28
1.3.2. Les technologies d'hydroliennes	31
1.3.2.2. <i>Les technologies à flux axial (AFWT)</i>	32
1.3.2.3. <i>Les technologies à flux transverse (CFWT)</i>	37
1.4. Conclusion	41
Chapitre. 2 Le générateur hydrolien	43
2.1. HARVEST	45
2.1.1. Le concept HARVEST	46
2.1.2. Le cadre de cette thèse	50
2.1.2.1. <i>Contexte dans le cadre du projet HARVEST</i>	50
2.1.2.2. <i>L'interdépendance des disciplines dans le cadre HARVEST</i>	51
2.2. Constitution d'une chaîne de production hydrolienne	52
2.2.1. Descriptif général	52
2.2.2. L'architecture générale du générateur hydrolien retenue.....	52
2.3. Fonctionnement d'une hydrolienne.....	55
2.3.1. L'interaction fluide-turbine	55
2.3.2. Notions sur les nombres adimensionnels (similitude turbines)	58
2.3.3. Contrôles de la chaîne hydrolienne de conversion d'énergie.....	59
2.4. Conclusion	61
Chapitre. 3 Modélisation du générateur hydrolien	63
3.1. Introduction	65
3.2. Modélisation de la turbine hydrolienne.....	66
3.2.1. Les courants d'eau – source primaire.....	66
3.2.2. Représentations théoriques du couple hydrolien	70
3.2.2.1. <i>La turbine seule</i>	70
3.2.2.2. <i>La colonne hydrolienne</i>	73
3.2.3. Plan expérimental dédié à la caractérisation des turbines Achard	73
3.2.3.1. <i>La turbine carénée</i>	76
3.2.4. Modèles finaux	77
3.2.5. Transmission du couple hydrolien	81
3.3. Modélisation de la chaîne électrique.....	81
3.3.1. Modèle dynamique de la machine synchrone	81
3.3.2. Modèles de l'électronique de puissance	85
3.3.3. Connexion réseau ou charge	90
3.4. Validation des modèles.....	91
3.5. Conclusion	93
Chapitre. 4 Banc expérimental	95

4.1.	Objectifs du banc expérimental	97
4.2.	Correspondance avec les éléments physiques	98
4.3.	Synoptique général de contrôle pour le générateur hydrolien	101
4.4.	Travail propre à la thèse	102
4.4.1.	Similitude/facteur d'échelle	102
4.4.2.	Emulation des colonnes hydroliennes	104
4.4.2.1.	<i>Méthodes existantes en bref</i>	106
4.4.2.2.	<i>Méthode proposée</i>	107
4.5.	Conclusion	112
Chapitre. 5	Commandes et pilotages du générateur hydrolien	115
5.1.	Introduction : les buts du contrôle PQ et Vf.....	117
5.2.	Les différents niveaux de commande.....	117
5.2.1.	Stabilité vs. instabilité	118
5.2.2.	Contrôles de niveau bas	120
5.2.2.1.	<i>Contrôle en courant de l'onduleur</i>	121
5.2.2.2.	<i>Contrôle en tension de l'onduleur côté réseau ilôté/ charge</i>	130
5.2.3.	Niveaux intermédiaires de contrôle.....	133
5.2.3.1.	<i>Contrôle de la vitesse de rotation</i>	133
5.2.3.2.	<i>Contrôle de la tension du bus continu en mode Vf sur la zone 1</i>	136
5.2.3.3.	<i>Contrôle de la tension du bus continu en mode PQ</i>	139
5.2.4.	L'extraction maximale de la puissance (MPPT).....	141
5.3.	Mode de fonctionnement connecté à un réseau de puissance infinie (mode PQ)	146
5.3.1.	Mode normal de fonctionnement.....	146
5.3.2.	Mode dégradé de fonctionnement.....	153
5.3.2.1.	<i>Tenue aux creux de tension</i>	153
5.3.2.2.	<i>Rejet des perturbations harmoniques</i>	157
5.4.	Mode de fonctionnement ilôté (Vf sur la zone 1)	159
5.5.	Transition mode PQ – mode Vf sur la zone 1 – mode PQ.....	168
5.6.	Conclusion	172
Chapitre. 6	Coordination des générateurs hydroliens élémentaires	175
6.1.	Du générateur hydrolien élémentaire à la tour bi-colonne	177
6.2.	Principe de la synchronisation des tours bi – colonne	178
6.2.1.	Le contrôleur de décalage d'angle de la boucle de synchronisation	179
6.2.1.1.	<i>Synchronisation des générateurs hydroliens fonctionnant en mode PQ</i>	182
6.2.1.2.	<i>Synchronisation des générateurs hydroliens fonctionnant en mode Vf sur la zone 1</i>	189
6.3.	Conclusion	195
	Conclusion générale.....	197
	Références	203
	Annexes	217
Annexe A1	Balance de mesures pour maquettes hydroliennes - aspects électriques .	219
Annexe A2	Paramètres turbine, colonne, machines et convertisseurs	223
Annexe A3	Synoptique complet de la baie d'électronique de puissance	225
Annexe A4	Paramètres de contrôle	227
Annexe A5	Fonctionnement des générateurs hydroliens en mode Vf sur la zone 2 (en	229
Annexe A6	Généralisation de la synchronisation à un ensemble quelconque de	251
	colonnes	

Notations

Notations

$\{x,y\}$	Repère lié à la vitesse du fluide
$\{n,t\}$	Repère lié au corps de pale
$\{0, \theta, R\}$	Repère cylindrique
$2\vec{\Omega} \times \vec{u}$	L'accélération de Coriolis
α	Angle de décalage imposé entre les colonnes hydroliennes
α	Angle d'incidence du fluide sur la pale de turbine
β_{qG}	Composante suivant l'axe q de la modulante pour l'onduleur côté génératrice
β_{dG}	Composante suivant l'axe d de la modulante pour l'onduleur côté génératrice
$\beta_{sa}, \beta_{sb}, \beta_{sc}$	Fonctions de commutation moyennes pour le redresseur
β_{sd}, β_{sq}	Composantes suivant les axes (d,q) des fonctions de commutations moyennes
$\beta_{ONDa}, \beta_{ONDb}, \beta_{ONDc}$	Fonctions de commutation moyennes pour l'onduleur côté réseau
C_m	Couple moteur
C_0	Valeur initiale du couple moteur
$C_{réel}$	Couple du système réel
C_{banc}	Couple du banc expérimental
$C_{Tréel}$	Couple de la turbine réelle
C_{G1}	Couple de la génératrice réelle
C_{G2}	Couple de la génératrice du banc d'essai
$C_{p\max}$	Valeur maximale du coefficient de puissance
C_{p1}	Coefficient de puissance du maître
C_{p2}	Coefficient de puissance de l'esclave
C	Capacité du bus continu
C_p	Coefficient de puissance
c	Corde du profile de pale
C_c	Coefficient de couple
$C_{U_{DC}}$	Capacité du bus continu
C_T	Couple de la turbine

$C_{T_{eau}}$	Couple de la turbine dans l'eau
$C_{T_{air}}$	Couple de la turbine dans l'air
$C_i(\theta)$	Couple instantané généré par une pale
$C_T(\theta)$	Couple instantané généré par une turbine
$C_{tour}(\theta)$	Couple instantané généré par une tour
C_{MCC}	Couple MCC
C_{corr}	Composante correctionnelle de couple
C_G	Couple électromagnétique de la génératrice
C_{DC}	Condensateur bus continu
D	Une estimation des frottements de l'ensemble tour-arbre-génératrice
$dF_{centrifuge_{eau}}$	La force centrifuge agissant sur un élément de pale de turbine dans l'eau
$dF_{centrifuge_{air}}$	La force centrifuge agissant sur un élément de pale de turbine dans l'air
δ	Facteur d'échelle entre deux mêmes turbines dans l'eau
$\frac{d\vec{u}}{dt}$	Accélération relative du courant d'eau
∇P	Les forces de pression
D_b	Coefficient des frottements visqueux banc d'essais
D_b^0	Valeur moyenne du coefficient des frottements visqueux banc d'essais
E	Tension d'alimentation de la génératrice synchrone
e_{sa}, e_{sb}, e_{sc}	Forces électromotrices de la machine
η	Angle d'autopilotage de la machine
F_x	Force de traînée actionnant sur la pale de turbine dans l'eau
$F_{x_{eau}}$	Force de traînée actionnant sur la pale de turbine dans l'eau
$F_{x_{air}}$	Force de traînée actionnant sur la pale de turbine dans l'air
F	Force hydrodynamique résultante totale
F_n	Force normale à la pale
F_t	Force tangentielle à la pale (N)
F_{ti}	Forces tangentielles
f_{res}	Fréquence réseau (50Hz)
f_{ch}	Fréquence réglée et imposée aux bornes de la charge (50Hz)

G_{OND}	Le gain de l'onduleur
H_T	Hauteur turbine
i_{aG}	Courant de la génératrice phase a
i_{bG}	Courant de la génératrice phase b
i_{cG}	Courant de la génératrice phase c
i_G	Courant fourni par la génératrice
$i_{res/ch}$	Courant injecté vers le réseau ou la charge
i_{ares}	Courant injecté au réseau phase a
i_{bres}	Courant injecté au réseau phase b
i_{cres}	Courant injecté au réseau phase c
i_{dres}	Courant injecté au réseau suivant l'axe d
i_{qres}	Courant injecté au réseau suivant l'axe q
i_{cha}	Courant injecté vers la charge phase a
i_{dch}	Courant injecté vers la charge suivant l'axe d
i_{qch}	Courant injecté vers la charge suivant l'axe q
i_{qG1}	Courant de la génératrice maître suivant l'axe q
i_{qG2}	Courant de la génératrice esclave suivant l'axe q
\bar{i}_s	Vecteur courant statorique
i_{sd}	Composante suivant l'axe d du courant statorique
i_{sq}	Composante suivant l'axe q du courant statorique
i_{dG}	Composante suivant l'axe d du courant de la génératrice
i_{qG}	Composante suivant l'axe q du courant de la génératrice
i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}	Courants à l'entrée du redresseur
$I_{DC_{RED}}$	Courant continu en sortie du redresseur
$I_{DC_{RED1}}$	Courant continu en sortie du redresseur 1
$I_{DC_{RED2}}$	Courant continu en sortie du redresseur 2
$I_{DC_{OND}}$	Courant continu à l'entrée de l'onduleur connecté au réseau
$I_{R_{Dcds}}$	Courant continu dans la résistance de dissipation
$I_{C_{DC}}$	Courant traversant le condensateur du bus continu

$i_{ONDa}, i_{ONDb}, i_{ONDe}$	Courants en sortie de l'onduleur côté réseau (les courants contrôlés et injectés)
i_{ch}	Courants dans la charge
j	Inertie du système émulé
$j_{réel}$	Inertie du système réel
j_{banc}	Inertie du banc expérimental
J	Inertie totale de l'ensemble colonne hydrolienne, arbre et génératrice
J_{T1}	Inertie de la colonne hydrolienne réelle
J_b	Inertie du banc d'essai
J_T	Moment d'inertie de la colonne
J	L'inertie du système réel
J_T	Inertie colonne hydrolienne
J_G	Inertie génératrice
J_{MCC}	Inertie MCC
J	Inertie totale de l'ensemble tour d'hydroliennes, arbre et génératrice
K	Constante de la force de poussée
K	Variation du couple moteur
K_1	Interrupteur de commutation du réseau
K_2	Interrupteur de commutation de la charge
K_G	Constante de couple de la génératrice synchrone
K_E	Constante de force électromotrice de la génératrice synchrone
K_p	Terme proportionnel
k_p	Terme proportionnel
k_i	Terme intégrateur
λ	Vitesse spécifique
λ_{opt}	Vitesse spécifique optimale
L	Inductance côté machine
L_s	Inductance statorique
L_d	Inductance statorique suivant l'axe d
L_q	Inductance statorique suivant l'axe q
L_f	Inductance de filtrage et ligne

L_{ch}	Inductance de la charge
m	Facteur d'adaptation en couple et en vitesse
n	Nombre de turbines dans une tour
np	Nombre de pales d'une turbine
ω	Vitesse de rotation de la pale ou de la turbine
ω	Pulsation (vitesse angulaire) de la machine
ω_R	Fréquence de résonance du filtre LC
$\Omega_{réel}$	Vitesse de rotation du système réel
Ω_{banc}	Vitesse de rotation du banc expérimental
Ω_{opt}	Vitesse de rotation optimale de la colonne hydrolienne
$\Delta\Omega$	Commande donnée par le contrôle du bus continu en mode Vf zone 1
$\Omega_{G_P}^*$	Référence de vitesse donne par la loi P - Ω
$\Omega_{G_{PQ}}^*$	Référence de vitesse de rotation en mode PQ
$\Omega_{G_{Vf}}^*$	Référence de vitesse de rotation en mode Vf
Ω_1	Vitesse de rotation du maître
Ω_2	Vitesse de rotation de l'esclave
$\Delta\Omega$	Commande en vitesse donnée par le contrôleur du décalage de position en mode PQ et Vf zone 1
$\Omega_{T_{air}}$	Vitesse de rotation de la turbine dans l'air
$\Omega_{T_{eau}}$	Vitesse de rotation de la turbine dans l'eau
Ω_T	Vitesse de rotation de la turbine
$\vec{\Omega}$	Vitesse de rotation de la Terre ($7.3 \cdot 10^{-5} s^{-1}$)
Ω	Vitesse de rotation du système réel
ω	Vitesse de rotation du système émulé
Ω_1	Vitesse de rotation de la colonne hydrolienne
Ω_2	Vitesse de rotation MCC-MS
ω_c	Fréquence de coupure
Ω	Vitesse de rotation de l'ensemble colonne - génératrice
Ω_G	Vitesse de rotation de la génératrice
ω_{res}	Vitesse angulaire correspondant à la vitesse angulaire du réseau

p	Nombre de paires de pôles
P_G	Puissance mécanique convertie par la génératrice
P_T	Puissance extraite par la turbine
$P_{T_{eau}}$	Puissance extraite par la turbine dans l'eau
$P_{T_{air}}$	Puissance extraite par la turbine dans l'air
\bar{p}_{Ti}	Pression moyenne tangentielle sur une pale
$P_{tour}(\theta)$	Puissance instantanée générée par une tour
P_{tour}	Puissance de la tour
Φ	Le potentiel des forces massiques conservatrices
P_n	Puissance nominale du système émulé
P_n	Puissance nominale du système réel
φ_{fsd}	Module du flux inducteur
$\vec{\varphi}_{fs}$	Vecteur flux inducteur
p_s	Puissance active instantanée de la génératrice
P_{qG}	Puissance suivant l'axe q aux bornes de la génératrice
P_{red}	Puissance active fournie par le redresseur
P_{bus}	Puissance au niveau du bus continu
P_{ond}	Puissance active fournie par l'onduleur
P_{res}	Puissance injectée au réseau
P_{qch}	Puissance suivant l'axe q (active) aux bornes de la charge
q_s	Puissance réactive instantanée de la génératrice
Q_{res}	Puissance réactive injectée vers le réseau
R	Résistance côté machine
$R_{U_{DC}}$	Résistance du bus continu
R_T	Rayon turbine
ρ	Densité volumique de l'eau
ρ_{eau}	Densité volumique de l'eau
ρ_{air}	Densité volumique de l'air
$\rho \nabla \Phi$	Les forces massiques
ρ, α, λ	Paramètres du correcteur non linéaire de poursuite

R_s	Résistance statorique
R_{DC}	Résistance bus continu
$R_{DC_{dis}}$	Résistance de dissipation du bus continu
R_f	Résistance de ligne
R_{ch}	Résistance de la charge
S	Surface équivalente balayée par les pales
S_1	"Commutateur" entre les divers lois de commande et pilotage
S_2	"Commutateur" entre les divers lois de commande et pilotage
S_T	Surface équivalente de la turbine balayée par les pales
S_{tour}	Surface équivalente de la colonne balayée par les pales d'une colonne complète
σ	Solidité de la turbine
γ	Facteur d'échelle des puissances
σ	Surface de commutation
S_{1a}, S_{1b}, S_{1c}	Interrupteur supérieurs des bras
$S'_{1a}, S'_{1b}, S'_{1c}$	Interrupteur inférieurs des bras
τ_1	Constante de temps appliquée comme pondérations pour la commutation PQ-Vf-PQ
τ_2	Constante de temps appliquée comme pondérations pour la commutation PQ-Vf-PQ
τ_{groupe}	Temps de lancer du groupe
θ_1	Position angulaire de la génératrice maître
θ_2	Position angulaire de la génératrice esclave
θ	Position angulaire de la pale de turbine
T_b	Constante de temps du banc d'essai
T_e	Période d'échantillonnage
$\mathfrak{Z}(\vec{u})$	Les forces non-conservatrices (visqueuses)
T_E	Constante de temps du filtre de mesure de courant
T_D	Constante de temps de la fonction de transfert de réalisation du couple de la MCC
T_Ω	Constante de temps de la fonction de transfert de la dynamique de mesure de vitesse
θ_G	Angle électrique du rotor de la génératrice synchrone
θ_{sG}	Position du stator de la machine synchrone
θ_{mG}	Position mécanique du rotor

u_G	Modulante pour le convertisseur côté machine
$u_{res/ch}$	Modulante pour le convertisseur côté réseau ou charge
u	Sortie du correcteur non linéaire pour la poursuite de vitesse de rotation
U_{DC1}	Tension du bus continu du maître
U_{DC2}	Tension du bus continu de l'esclave
ΔU_{DC2}	Commande en vitesse donnée par le contrôleur du décalage de position en mode Vf zone 2
\vec{u}	Vitesse de la particule
u_n	Tension nominale du système émulé
U_n	Tension nominale du système réel
u_a, u_b, u_c	Fonction de commutation des bras
$\tilde{u}_{sa}, \tilde{u}_{sb}, \tilde{u}_{sc}$	Fonctions de commutation après le changement de variable
U_{DC}	Tension continue au niveau du bus
v_{cha}	Tension aux bornes de la charge phase a
v_{eau}	Vitesse de l'eau
v_{air}	Vitesse de l'air
v	Vitesse de l'eau
V_0	Vitesse du fluide à l'infini amont
\vec{v}_s	Vecteur tension statorique
v_{sd}	Composante suivant l'axe d de la tension statorique
v_{sq}	Composante suivant l'axe q de la tension statorique
v_{dG}	Composante suivant l'axe d de la tension de la génératrice
v_{qG}	Composante suivant l'axe q de la tension de la génératrice
v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}	Tensions simples à l'entrée du redresseur
$v_{ONDa}, v_{ONDb}, v_{ONDe}$	Tensions simples en sortie de l'onduleur côté réseau
$v_{resa}, v_{resb}, v_{resc}$	Tensions simples réseau
v_{resd}, v_{resq}	Composantes suivant les axes (d,q) des tensions réseau
v_{ONNd}, v_{ONNq}	Composantes suivant les axes (d,q) des tensions en sortie de l'onduleur réseau
V_{res}	Tension réseau
v_{ch}	Tensions aux bornes de la charge

W	Vitesse relative locale
χ	Facteur d'échelle de tension
ζ	Coefficient d'amortissement

Acronymes

A2R2	Achard 2 Réalisation 2
ANR	Agence Nationale de Recherche
AFWT	Turbine hydrolienne à axe horizontal (Axial Flow Water Turbine)
CFD	Computational Fluid Dynamics
CFWT	Turbine hydrolienne à axe vertical (Cross Flow Water Turbine)
DESTHYM	Déploiement et ESSais de Tours d'HYdroliennes en Mer
EDF	Electricité de France
EP	Electronique de puissance
ETHIC	Essais de Tours d'Hydroliennes Isodynamiques en Canal
HARVEST	Hydrolienne à Axe de Rotation VERTICAL STabilisée
I-P	Intégrateur - Proportionnel
IPANEMA	Initiative PARTenariale Nationale pour l'émergence des Energies Marines
LVRT	Low Voltage Ride Through
MCC	Machine à courant continu
MLI	Modulation en largeur d'impulsions
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MS	Machine synchrone
PQ	Mode fonctionnement du système hydrolien en mode connecté au réseau puissant
PARADHY	Programme Académique Rhône Alpin d'Accompagnement des Développements HYdroliens
RANS	Reynolds Average Navier Stockes
TAHITI	Turbines Achard Hydroliennes Intégrées en Tours Isodynamiques
Vf	Mode de fonctionnement du système hydrolien en mode connecté au réseau îloté/faible/insulaire ou connecté à une charge isolée

Introduction générale

Introduction générale

L'hydrolien en lui-même n'est pas un concept totalement nouveau mais il représente une des sources d'énergie renouvelable qui a encore besoin d'études exploratoires et d'une réelle finalité pratique.

Les hydroliennes sont des turbines qui récupèrent l'énergie cinétique des courants fluviaux ou marins. Equivalentes quelque part aux éoliennes, elles seront plus compactes à puissance égale car l'eau est mille fois plus dense que l'air. Elles sont aussi plus discrètes si une immersion totale est acceptée. Toutefois, elles ont besoin d'un système d'ancrage (suivant le site qui les accueille), d'une maintenance et d'un acheminement et de gestion de l'énergie électrique assez particuliers.

Pour produire de l'énergie, les hydroliennes auront besoin d'une vitesse de courant supérieure à 1m/s en moyenne. Ainsi des ressources potentielles existent en *milieu marin* (sur les côtés en France, Grande Bretagne, Norvège, Grèce, Italie, Canada, l'Océan Indien, les Iles Caraïbes, le Nord du Brésil, *etc.*) et peut être encore plus en *milieu fluvial* (Canada, Amérique du Nord, Amérique Latine, Indes, Chine, *etc.*).

Deux grandes catégories d'hydroliennes se détachent : celles à axe de rotation horizontal et celles à axe de rotation vertical. Cette étude concerne les hydroliennes à axe de rotation vertical avec des applications principalement fluviales.

Le cadre général de la thèse est tracé par un programme de recherche dont le cœur est le concept HARVEST (Hydroliennes a Axe de Rotation VERTical STabilisé) et financé par l'agence nationale de la recherche ANR, programme blanc. Quatre laboratoires rhône-alpins participent à ce projet : le Laboratoire des Écoulements Géophysiques et Industriels (LEGI, Grenoble INP), le Laboratoire Sols Solides Structures-Risques (3S-R, Grenoble INP), le Laboratoire de Mécanique des Contacts et des Structures (LaMCoS, INSA Lyon)- et enfin le Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab, Grenoble INP) où les travaux ici présentés se sont déroulés.

L'ANR a soutenu financièrement le projet depuis 2006. EDF le soutient également depuis le début de ce programme et participera à la mise en œuvre des premiers démonstrateurs prévus pour 2010 (en canal) et 2013 (en mer).

L'unité de base du concept HARVEST est une structure verticale nommée "colonne" qui est composée d'un empilement de turbines Achard (du nom de l'inventeur) solidaires sur un même axe de rotation. Une seule génératrice est nécessaire et peut être placée à l'une des deux extrémités. Une structure bi-colonne a été également imaginée par la juxtaposition de deux colonnes identiques tournant en sens opposés. La modularité est le point clef visé par le concept HARVEST.

L'étude de faisabilité globale des prototypes à échelle réelle est naturellement englobée dans HARVEST, mais en passant par des étapes préalables d'étude des problématiques liées à la mécanique (fluide et solide), à la génération électrique et au pilotage des structures à base d'hydrolienne. Le but ultime du programme sera de proposer des applications industrielles pour la technologie des hydroliennes à flux transverse.

Cette thèse fait partie des travaux menés sur les aspects génération électrique et surtout sur les aspects commande et pilotage des hydroliennes HARVEST.

La structure colonne est le capteur primaire d'énergie du générateur hydrolien élémentaire étudié dans le cadre de ce travail. Le générateur hydrolien élémentaire est muni d'une génératrice synchrone et d'une interface d'électronique de puissance pour la connexion au récepteur.

Ce rapport est organisé en six chapitres. Le premier chapitre est une partie introductive générale sur les hydroliennes. Plusieurs technologies sont passées en revue pour familiariser le lecteur avec le monde de l'hydrolien et pour ensuite pouvoir situer le contexte de cette thèse.

Le second chapitre est consacré à la description du cadre de l'étude dessinée par le concept HARVEST. La pluridisciplinarité et la complémentarité des compétences impliquées à travers les acteurs participants à ce programme sont ses points forts. Le générateur hydrolien étudié est composé d'une colonne ou une structure bi - colonne hydrolienne et une interface d'électronique de puissance pour la connexion au récepteur.

Afin de pouvoir piloter ce système, il a fallu passer par une étape de modélisation et simulation numérique off line. La modélisation de la chaîne de conversion, à partir de la ressource jusqu'à au point de connexion est exposée dans le troisième chapitre. Un modèle global dynamique a été implanté. Le modèle de turbine et de colonne HARVEST est le résultat de la corroboration des simulations numériques et résultats expérimentaux. Le choix de modélisation pour les composants électriques de la chaîne de conversion repose sur des modèles moyens.

La plupart des scénarii testés en simulation numérique seront validés par des essais expérimentaux sur un banc d'essai temps réel, déjà en place au début de cette étude. Le banc comporte des parties physiques (machines tournantes, convertisseurs, *etc.*) et toute une série de modules implantés numériquement (commandes, modèle colonnes hydroliennes, *etc.*). Le quatrième chapitre est dédié à la description du banc d'essais utilisé et aux compléments rajoutés pendant cette thèse.

Le cinquième chapitre analyse les commandes et pilotages associées à un générateur hydrolien élémentaire. Les commandes de niveau bas, la génération des consignes et les étages supérieurs de pilotage comme le MPPT sont ici exposées. Deux modes principaux de fonctionnement se détachent pour ce système : un mode PQ (quand le récepteur est un réseau de puissance infinie) et un mode Vf (quand le récepteur est une charge îloté ou un microréseau local). La commutation entre ces modes est illustrée en fin de cette partie.

Le pilotage synchronisé d'une structure bi-colonne est présenté dans le sixième chapitre. Cette synchronisation se réalise sans systèmes mécaniques à engrenages, elle est faite uniquement via le système de commande et de pilotage des génératrices.

Une conclusion générale, les perspectives qui se dessinent et des annexes clôturent ce travail.

Chapitre 1. Généralités sur les hydroliennes

SOMMAIRE CHAPITRE 1

Chapitre. 1	Généralités sur les hydroliennes	19
1.1.	Introduction	21
1.2.	Les énergies de l'océan en bref.....	22
1.2.1.	L'énergie des vagues (houlomotrice)	23
1.2.2.	L'énergie des courants marins	24
1.3.	Capteurs d'énergie cinétique des courants : les hydroliennes	26
1.3.1.	Hydrolien vs. éolien	27
1.3.1.1.	<i>D'où vient l'hydrolienne (les ancêtres) ?</i>	27
1.3.1.2.	<i>Pourtant pourquoi sont-elles si différentes ?</i>	28
1.3.2.	Les technologies d'hydroliennes	31
1.3.2.2.	<i>Les technologies à flux axial (AFWT)</i>	32
1.3.2.3.	<i>Les technologies à flux transverse (CFWT)</i>	37
1.4.	Conclusion	41

1.1. Introduction

On appelle **hydrolienne** une turbine immergée dans un courant d'eau et ayant pour but la captation de l'énergie cinétique de ce courant. Les hydroliennes sont donc en quelque sorte équivalentes à des éoliennes. Toutefois, par rapport aux éoliennes, la puissance captée d'un courant d'eau de 1m/s est la même que celle d'un vent de 10m/s du fait de la densité de l'eau qui est mille fois celle de l'air ; donc, à puissance égale, une hydrolienne sera bien plus compacte qu'une éolienne. Complètement immergées, les hydroliennes sont aussi plus discrètes : elles pourront donc être utilisées en milieu fluvial (canal, rivière, fleuve) comme en milieu marin (courants marins et courants de marées).

Toutefois, les hydroliennes auront besoin d'un système d'ancrage au fond du cours d'eau ou de la mer. A quoi il faudra ajouter un système d'acheminement de l'énergie. Cela peut s'avérer extrêmement coûteux quand l'emplacement des turbines est en eau profonde et/ou le générateur se trouve loin des côtes.

Depuis 1973, l'idée de récupérer la puissance des courants marins a commencé à devenir un point d'intérêt pour plusieurs études scientifiques. Des projets assez ambitieux ont été menés à l'époque, mais, à cause des difficultés technique rencontrées, abandonnés quelques années plus tard [PLO-04].

Une ressource importante d'énergie réside dans les étendues d'eau, tant en marin qu'en fluvial. Suivant la géographie du continent et les potentialités d'exploitation, ces ressources seront plus ou moins utilisées.

Seul l'océan présente un énorme intérêt en contenant diverses sources d'énergie : les marées (marémotrice), les courants marins (hydrolienne), l'énergie des vagues (houlomotrice), l'énergie thermique dans la région des tropiques, l'énergie des courants océaniques, la pression osmotique et la biomasse marine.

En théorie, des sites pour les hydroliennes en milieu marin existent aux endroits où l'on observe une augmentation des vitesses : détroits, caps, goulets (en France : Raz Blanchard, Fromveur, Raz de Sein, Héaux de Bréhat, Raz de Barfleur...).

Prédictibles et denses, "ciblés" dans des sites potentiels, les courants des marées ont toutefois le désavantage d'être intermittents. Toutefois, ces intermittences sont prévisibles car on peut connaître leur périodicité. La puissance moyenne annuelle extractible sur les côtes du Pacifique est estimée à 37GW, le long de la côte de l'Atlantique à 146.5 GW et autour du Canada à 42 GW [ICA-09]. Selon EDF (Electricité de France), 80% du potentiel hydrolien marin européen se trouve en Grande Bretagne avec 5 à 6 GW (soit 13 à 23 TWh/an) et en France avec 2.5 à 3.5 GW (soit 5 à 14 TWh/an), la Norvège et la Grèce disposent de quelques 0.7 GW (soit ~3 TWh/an) et l'Italie de quelque 0.5 GW (soit ~2TWh/an) [ABO-08]. Selon l'IPANEMA (Initiative PArtenariale Nationale pour l'émergence des Energies MARines), le potentiel techniquement exploitable mondial serait estimé à 450TWh par/an et celui de l'Europe serait compris entre 15 et 35 TWh/an [IPA-08].

L'installation d'hydroliennes pour récupérer l'énergie cinétique des cours de rivières ou fleuves représente aussi une potentielle ressource d'énergie. Les hydroliennes n'engendrent pas des travaux de génie civil, un barrage d'écoulement d'eau n'étant pas nécessaire, ce qui fait qu'elles seront tout à fait transparentes par rapport au milieu. Au Canada, aux États-Unis, en Amérique Latine, aux Indes, en Chine ou au Portugal et dans d'autres endroits du monde où les lieux sont riches en rivières et fleuves exploitables, les hydroliennes peuvent être une très bonne alternative avec le grand avantage de la continuité de la production. Depuis toujours les rivières ont joué un rôle important dans le développement de la civilisation, les cités étant bâties autour des cours d'eau. La plupart des zones rurales ou en cours de développement se trouvent à côté des grandes cours d'eau. Ainsi il faut trouver le bon compromis pour une technologie qui puisse être applicable dans ces endroits [KHA-08].

La récupération de l'énergie cinétique des courants fluviaux et marins est le centre d'intérêt de cette thèse, avec un fort accent sur le fluvial.

1.2. Les énergies de l'océan en bref

Les mers et les océans deviennent une source prometteuse d'énergie. De nombreux projets scientifiques ou industriels ont démarré dans le monde en vue de l'exploitation de ces énergies.

Citons encore une fois les principaux types d'énergies de l'océan : l'énergie des vagues (houlomotrice), l'énergie thermique (utilisant des gradients thermiques), l'énergie osmotique (utilisant des gradients de salinité), la biomasse océanique et l'énergie des courants (hydrolienne).

Les hydroliennes, la raison d'être de cette thèse, seront dévoilées amplement dans le paragraphe 1.3 et le chapitre 2.

a) *L'énergie thermique* des mers et des océans se fonde sur l'exploitation de la différence de température de l'eau entre la surface (où elle peut être supérieure à 20°C) et les couches profondes (où elle peut atteindre les 4°C). Ce gradient de température peut être utilisé pour produire de l'énergie mais avec un rendement faible, de 3-4%. Des prototypes ont déjà été réalisés ou sont en projet mais il s'est avéré qu'il s'agit plutôt d'une solution provisoire à court terme.

b) *L'énergie osmotique* peut être théoriquement extraite au voisinage des estuaires (où l'eau douce des cours d'eau se mélange avec l'eau salée de la mer/océan). Le phénomène d'osmose en est la source : si de l'eau douce et de l'eau salée sont séparées par une membrane semi-perméable, l'eau douce migre à travers la membrane en créant une surpression qui entraîne une turbine. Une autre possibilité consiste à utiliser des membranes qui ne laissent passer qu'un type d'ions (positifs ou négatifs) : on peut alors produire directement de l'électricité.

c) *La biomasse océanique*, pas encore exploitée, mais avec un réel potentiel, qui pourrait être très grand, se situe aussi comme une des possibilités d'extraction d'énergie des matières organiques des mers et océans. Néanmoins, à l'état actuel, il est délicat d'en déterminer l'impact écologique et économique.

d) *L'énergie houlomotrice* et l'énergie des courants marins sont les plus exploitées entre toutes ces formes d'énergie (hormis l'hydrolien). Des courts paragraphes individuels leur sont consacrés en évoquant quelques projets qui sont en cours dans le monde.

1.2.1. L'énergie des vagues (houlomotrice)

La surface de la mer est animée par des mouvements (vagues, houle, courants) qui sont le résultat d'un frottement créé entre des courants aériens et l'étendue marine. Ces courants aériens naissent quand le soleil chauffe inégalement les différentes couches atmosphériques. Ainsi, on peut affirmer qu'il s'agit d'une forme d'énergie solaire.

Les vagues se déplacent de manière assez économe : presque toute leur énergie pourrait être récupérée en plaçant des capteurs d'énergie le long des côtes. La puissance théoriquement récupérable est estimée à quelques dizaines de kilowatts par mètre linéaire de front de vague [GRO-08].

Depuis les années '70, de nombreux systèmes ont été imaginés. Quatre principaux types de dispositifs s'en détachent :

a) Les systèmes à base de colonnes d'eau oscillantes

Ces systèmes ressemblent aux bouées sous-marines en mouvement, qui montent, descendent et tanguent au gré des vagues. Ancrés sur le fond, leur mouvement actionne un piston, aspire de l'eau de mer dans une turbine et comprime de l'air ou de l'huile qui va faire tourner une machine. Ces structures peuvent être flottantes ou terrestres. En Ecosse, la société Wavegen mène le projet Limpet qui est connu comme le plus grand en terme de récupération de l'énergie des vagues (Figure 1.1) [WAV-09]. Deux autres projets qui utilisent le même principe sont SPERBOY™ de la compagnie Embley Energy (Figure 1.2) [SPE-09] et celui de la société Oceanlinx qui entre autres prévoit une possible connexion vers le réseau via deux onduleurs quatre quadrants (Figure 1.3) [OCL-09].

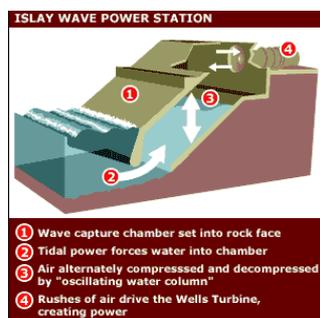


Figure 1.1. Wavegen – Islay – principe ©[WAV-09]

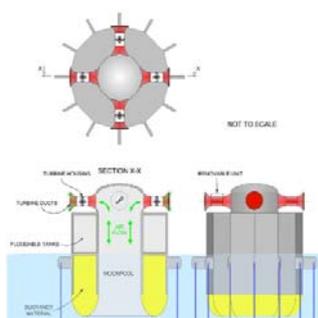


Figure 1.2. Sperboy – principe © [SPE-09]

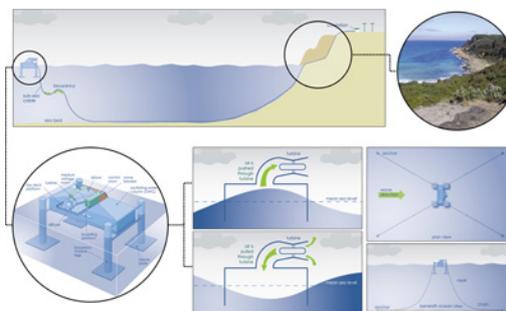


Figure 1.3. La technologie Oceanlinx © [OCL09]

b) Les systèmes à rampe de déferlement

Ceux-ci sont des structures de type rampe que les vagues doivent franchir afin d'arriver dans un réservoir légèrement surélevé par rapport au niveau moyen de la mer. Une faible chute d'eau est ainsi créée et entraîne une turbine. Cette technologie est utilisée au Pays de Galles par Wave Dragon Ltd (Figure 1.4) [WDR-09].

c) Les systèmes à absorbeur ponctuel

Il s'agit d'une structure (immergée ou non) qui flotte suivant les mouvements de la vague et reliée à une structure ancrée au fond. L'électricité est générée suite au mouvement relatif de la structure flottante par rapport à la structure fixe.

d) Les systèmes à corps mus par la houle

Ces systèmes sont des structures flottantes destinées à absorber les mouvements de la houle en surface en faisant travailler des systèmes articulés. Pelamis (Pelamis Wave Power Ltd.) est le plus avancé des projets parmi ceux qui utilisent ce type de technologie (Figure 1.5) [PWP-09]. Un deuxième système nommé Searev est développé en France par le Laboratoire de Mécanique des Fluides (LMF) de l'Ecole Centrale de Nantes [SRV-06], [GRO-08]. Un flotteur entièrement clos est mis en mouvement par la houle (Figure 1.6). Un système mécanique de type pendule est ainsi activé. Le mouvement de la masse mobile par rapport au flotteur permet de générer de l'électricité avec une génératrice directe ou en utilisant des accumulateurs hydrauliques qui se déchargent en entraînant des génératrices électriques.

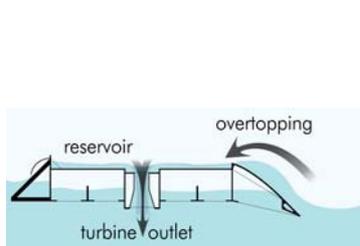


Figure 1.4. Wave Dragon – principe © [WDR- 09]

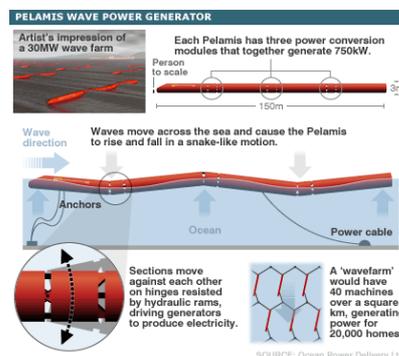


Figure 1.5. Pelamis – principe ©[PWP-09]

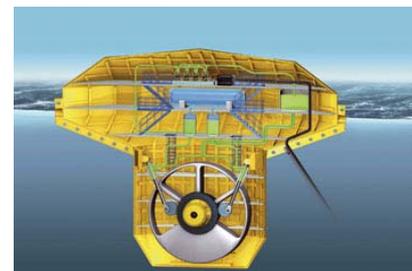


Figure 1.6. Searev - © Laboratoire de mécanique des fluides de l'Ecole Centrale de Nantes

1.2.2. L'énergie des courants marins

Il existe deux types de courants marins : les courants de marée et les courants océaniques naturels.

L'effet conjugué des forces de gravitation de la Lune et du Soleil crée les *courants de marée*. Il est difficile de donner un chiffre concernant le potentiel mondial de cette ressource car il n'est pas encore totalement estimé mais des estimations intermédiaires le prévoient supérieur à celui des systèmes

classiques hydrauliques avec des barrages. Les sites propices pour l'exploitation de ces courants sont le plus souvent des estuaires, détroits, caps, goulets qui concentrent naturellement les flux ; dès lors, la nécessité de construire des barrages ne s'impose plus.

Les gradients de température et de salinité créent un brassage complexe des eaux océaniques en produisant des *courants océaniques continus*. Pour être exploitables, ces courants doivent être assez rapides, par exemple avec des vitesses comprises entre 1.2 et 2.7m/s (comme dans le Gulf Stream). Toutefois l'utilisation de ce type de courants océaniques peut être restreinte par le fort éloignement des côtes et les grandes profondeurs. Certains projets ont démarré aux Etats-Unis, mais avec des puissances envisagées colossales pour la récupération de l'énergie cinétique du Gulf Stream au large de la Floride (Florida Hydro ou Ocean Energy Inc.) [FLO-09], [OEN-09].

La plupart des projets actuels d'extraction d'énergie concernent les courants de marée.

Un avantage décisif des courants de marée est leur grande prédictibilité qui facilite la planification et permet de mieux insérer les systèmes de production utilisant cette énergie au sein des réseaux électriques. Suivant la topologie du site, il existe différents types de marées. Les marées les plus énergétiques possèdent environ deux cycles par jour avec une période d'environ 12,5 heures et une amplitude qui varie sensiblement sur un cycle. Les marnages ou amplitudes de marées (entre niveaux haut et bas) peuvent varier considérablement en fonction du coefficient de marée du lieu.

La récupération de l'énergie des marées peut se faire sous ses formes potentielles : variation du niveau de la mer et exploitation via un barrage, ou cinétique : exploitation directe des courants par des turbines placées directement dans le flux, comme les hydroliennes. Ces deux principes donnent ainsi lieu à deux familles de systèmes marémoteurs.

L'un des plus connus systèmes *d'exploitation des marées sous forme potentielle* (production à barrage) est l'usine de la Rance située en France avec une puissance totale installée de 240MW (soit 540GWh par an). La centrale est équipée avec des turbines bulbes à axe horizontal (Figure 1.7 et Figure 1.8).

Le fonctionnement d'une telle usine est proche de celui d'une centrale hydraulique au fil de l'eau mais avec la possibilité de fonctionner en simple ou double effet. Dans le cycle à simple effet, les vannes de la digue sont ouvertes durant la marée montante et permettent de remplir un bassin. Lorsque le niveau de la mer est suffisamment redescendu pour que la hauteur de chute soit suffisante, des vannes sont ouvertes pour que l'eau retournant à la mer entraîne une turbine. C'est le principe mis en œuvre dans les anciens moulins à marée.

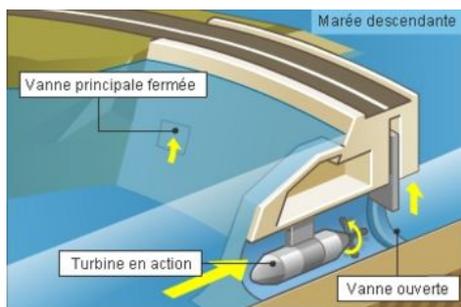


Figure 1.7. Usine de la Rance – principe ©[PEN-09]



Figure 1.8. Vue aérienne de l'usine de la Rance ©[TSC-09]

D'autres réalisations de ce type d'usine sont au stade de prospection au Royaume Uni, en Chine ou en Corée du Sud. Mais il y a beaucoup d'impacts environnementaux qui ne peuvent pas être négligés et qui freinent le développement de cette classe de centrales, vu la détérioration du biotope constatée.

Les technologies d'exploitation cinétique directe des courants par des turbines placées dans le flux (des hydroliennes) sont succinctement présentées dans le paragraphe 1.3.

1.3. Capteurs d'énergie cinétique des courants : les hydroliennes

Les courants marins sont une source importante d'énergie cinétique et l'idée de la récupérer et la transformer en énergie électrique n'est pas nouvelle en soi. Suite au premier choc pétrolier de 1973, deux études ont été lancées.

En 1974, le CNEXO (maintenant IFREMER) effectua une prospection sur la base du site de Raz Blanchard où les marées atteignaient une vitesse de 1.5-2m/s. Pour obtenir une puissance extraite identique à celle de l'usine marémotrice de la Rance, il fallait équiper 10% de la section du Raz Blanchard avec 390 hydroliennes marines à axe de rotation horizontal similaires à des éoliennes, avec un diamètre de 10m et une puissance unitaire de 5MW. La conclusion de l'étude a été claire : un tel équipement ne pourrait pas être rentable sans mentionner l'impact environnemental.

Aux Etats-Unis, trois années plus tard (en 1977), un projet plus ambitieux nommé CORIOLIS fut lancé avec 242 hydroliennes à axe horizontal munies de deux rotors contrarotatifs de 91m de diamètre et 83MW de puissance unitaire qui devaient être installées dans le Gulf Stream. Le niveau de la puissance pour des machines tournant lentement à cause du grand diamètre aurait signifié un couple sur l'arbre hors norme. Se sont rajoutées en plus des problèmes de tenue et résistance mécanique en milieu marin qui ont conduit à l'abandon du projet [PLO-04].

Ces deux voies technologiques à base d'hydroliennes à axe horizontal plongées dans l'eau n'ont pas pu aboutir à cette époque là.

Depuis, plusieurs procédés techniques ont vu le jour dans le seul but final de la récupération de l'énergie cinétique des cours d'eau en général et de l'océan en particulier. Les dimensions ont depuis grandement diminué.

1.3.1. Hydrolien vs. éolien

1.3.1.1. D'où vient l'hydrolienne (les ancêtres) ?

L'ancêtre le plus connu pourrait être le moulin à eau (Figure 1.9) ou le moulin à marée (Figure 1.10).



Figure 1.9. Moulin à eau (Belgique – XII^e s.) [WIK-09a]



Figure 1.10. Moulin à marée (Ile de Bréhat – 1633) [WIK-09b]

Mais peut-on penser aux éoliennes ? On pourrait croire que le concept se ressemble. Effectivement, il paraît que, avant l'ère chrétienne, les perses ont construit des moulins à blé (Figure 1.11) qui ressemblent au concept né plus tard comme le concept de turbine Darrieus et la plupart des technologies conçues de turbine hydrolienne à axe vertical en dérivent (Figure 1.12). Alors les hydroliennes réinventent-elles les moulins ?

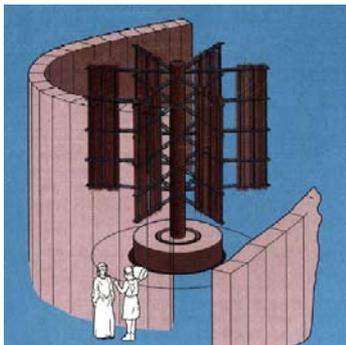


Figure 1.11. Moulin à blé perse (≈ 200 avant J.C.) [DOE-98]



Figure 1.12. Une des premières turbines éoliennes Darrieus [DOE-98]

En 1925 en France et ensuite en 1931 aux Etats-Unis, le français Georges Jean Marie Darrieus déposa un brevet d'invention pour une turbine à axe de rotation transversal à la direction du courant. L'objet de l'invention est une turbomachine "pour l'utilisation de l'énergie des fluides (vents, vagues, courants de rivière ou torrents) constituée par des aubes de profil fuselé tournant autour d'un axe commun normal à la direction du courant" [DAR-25]. Darrieus avait alors envisagé sa turbine autant dans

l'air que dans l'eau. Mais l'éolienne à axe vertical n'a pas connu un développement décisif. Malgré les avantages (génératrice au sol, indifférence par rapport à la direction du vent), sa fragilité mécanique (vibrations, usure), le manque d'auto démarrage se sont avérés trop pénalisants. D'ailleurs, les parcs éoliens d'aujourd'hui sont constitués en général de turbines à axe horizontal (un axe parallèle au vent). Ces inconvénients techniques ont occulté pour un temps les qualités que la turbine Darrieus peut avoir par un passage dans l'eau.

L'hydrolienne est conçue pour récupérer l'énergie cinétique des cours d'eau tout comme l'éolienne est conçue pour récupérer l'énergie cinétique du vent. Les deux structures sont des capteurs d'énergie cinétique. La puissance extraite par la turbine s'exprime dans les deux cas comme dans l'équation (1.1).

$$P_T = 0.5 \cdot \rho \cdot C_p \cdot S_T \cdot v^3 \quad (1.1)$$

où P_T est la puissance extraite par la turbine, ρ est la densité volumique du fluide, C_p est le coefficient de puissance hydrodynamique de la turbine (limité à 59% par la loi de Betz [GOR-01]), $S_T = 2 \cdot R_T \cdot H_T$ est la surface équivalente balayée par les pales de la turbine, R_T est le rayon de la turbine, H_T est la hauteur de la turbine et v est la vitesse du fluide.

1.3.1.2. Pourtant pourquoi sont-elles si différentes ?

Dans [PLO-04], une comparaison plus détaillée entre une machine identique dans l'air et dans l'eau est réalisée. Pour faciliter la compréhension, voici dans ce sous-chapitre un résumé de cette approche.

On considère une turbine Darrieus de 2.5m de rayon, dans l'air avec une vitesse du vent $v_{air} = 10\text{m/s}$. Cette turbine a une efficacité maximale pour un rapport de vitesses $R_T \Omega_T / v_{air} \cong 3$ (ce rapport s'appelle vitesse spécifique de la turbine). Ω_T est la vitesse de rotation de la turbine. Ainsi la puissance maximale est obtenue pour $R_T \Omega_T = 3v_{air}$. On déduit la vitesse de rotation $\Omega_{T_{air}} = 12\text{rad/s} = 115\text{tr/min}$.

Imaginons la même turbine dans l'eau avec une vitesse du courant $v_{eau} = 1\text{m/s}$. En négligeant les effets du nombre de Reynolds (qui dépend de la viscosité du fluide, de la vitesse de rotation, de la corde et du rayon de la turbine), on a le même point de fonctionnement optimal à $R_T \Omega_{T_{eau}} = 3v_{eau}$. En faisant le rapport des vitesses de rotation, on a :

$$\Omega_{T_{eau}} = \frac{\Omega_{T_{air}}}{10} \quad (1.2)$$

On en déduit que la même turbomachine tourne moins vite dans l'eau que dans l'air.

Sans rentrer dans les détails des aspects particuliers de la mécanique des fluides, deux remarques importantes sont toutefois à mentionner : les forces centrifuges sont beaucoup moins importantes dans l'eau que dans l'air (1.3) et dans l'air, les forces centrifuges sont prépondérantes par rapport aux forces aérodynamiques.

$$\frac{dF_{centrifuge_{eau}}}{dF_{centrifuge_{air}}} = \left(\frac{\Omega_{T_{eau}}}{\Omega_{T_{air}}} \right)^2 = \frac{1}{100} \quad (1.3)$$

$dF_{centrifuge}$ est la force centrifuge agissant sur un élément de pale de turbine.

Dans l'eau, l'effet des forces centrifuges est moins important, ce qui permet une plus grande liberté pour le dessin des pâles. Les modèles de pâles pour les turbines dans l'eau peuvent être travaillés pour obtenir une amélioration du comportement de la turbine au cours d'une rotation (surtout au niveau du couple) et par conséquent alléger les vibrations et l'usure mécanique. De ce fait, le passage d'une turbine Darrieus dans l'eau s'est avéré être un énorme atout.

Par la suite, une comparaison en terme de puissances est réalisée. L'équation (1.1) montre que la puissance extraite dépend de la surface balayée par les pales. Si l'on considère le coefficient de puissance constant pour la même turbine dans l'eau et dans l'air, on obtient un rapport :

$$\frac{P_{T_{eau}}}{P_{T_{air}}} = \frac{\rho_{eau}}{\rho_{air}} \left(\frac{v_{eau}}{v_{air}} \right)^3 \cong 1000 \cdot \frac{1}{10^3} = 1 \quad (1.4)$$

Ainsi la même turbine donne la même puissance dans l'eau que dans l'air. Si toutefois on considère une vitesse d'eau de 2m/s par exemple, le rapport de l'équation (1.4) devient égal à 8.

Un autre élément important de comparaison est la force de poussée dans la direction d'écoulement du fluide (nommée force de traînée) :

$$F_x = K \cdot \rho \cdot S \cdot v^2 \quad (1.5)$$

Où K est une constante.

Toujours pour la même machine dans l'eau et dans l'air :

$$\frac{F_{x_{eau}}}{F_{x_{air}}} = \frac{\rho_{eau}}{\rho_{air}} \left(\frac{v_{eau}}{v_{air}} \right)^2 \cong 1000 \cdot \frac{1}{10^2} = 10 \quad (1.6)$$

Les efforts sont dix fois plus grands dans l'eau que dans l'air. Si l'on considère un courant d'eau de 2m/s, le rapport de l'équation (1.6) devient alors égal à 80. De ce fait, les turbines envisagées pour l'exploitation sous-marine ou fluviale doivent être plus robustes que les éoliennes.

Le couple fourni par une turbine peut être calculé comme :

$$C_T = \frac{P_T}{\Omega_T} \quad (1.7)$$

La même turbine placée dans l'eau ou dans l'air va produire un couple dont le rapport vaut :

$$\frac{C_{T_{eau}}}{C_{T_{air}}} = \frac{P_{T_{eau}}}{P_{T_{air}}} \cdot \frac{\Omega_{T_{air}}}{\Omega_{T_{eau}}} \cong 1 \cdot 10 = 10 \quad (1.8)$$

Comme pour les efforts, on retrouve un couple dix fois plus important dans l'eau que dans l'air pour la même turbomachine. Pour 2m/s de vitesse d'écoulement d'eau, on aura un rapport de 80.

Pour finir cette comparaison, un dernier aspect important est mis en balance : les dimensions. Soit une turbine Darrieus à pâles droites avec un rayon R_0 et une hauteur H_0 . Considérons une deuxième

turbine avec la même géométrie mais avec les cotes $R_1 = \delta R_0$ et $H_1 = \delta H_0$, où δ est le facteur d'échelle. Si les deux turbines travaillent dans le même fluide et à la même vitesse d'écoulement, en faisant le rapport des puissances on obtient :

$$\frac{P_1}{P_0} = \frac{S_1}{S_0} = \frac{R_1 H_1}{R_0 H_0} = \delta^2 = \left(\frac{R_1}{R_0} \right)^2 \quad (1.9)$$

De l'équation (1.9) on déduit que pour une turbine dans l'eau avec une vitesse d'écoulement de 2m/s, la taille (diamètre) doit diminuer d'un facteur $\sqrt{8}$ par rapport à une turbine dans l'air qui est entraînée par un vent de 10m/s pour conserver la même puissance extraite.

Si les vitesses spécifiques sont les mêmes, les deux turbines auront alors le même point de fonctionnement : $R_0 \Omega_0 / v = R_1 \Omega_1 / v$ d'où : $\Omega_0 / \Omega_1 = R_1 / R_0$. Le rapport des couples pour les deux turbines de dimensions différentes est :

$$\frac{C_1}{C_0} = \frac{P_1 / \Omega_1}{P_0 / \Omega_0} = \frac{P_1}{P_0} \cdot \frac{\Omega_0}{\Omega_1} = \left(\frac{R_1}{R_0} \right)^2 \cdot \frac{R_1}{R_0} = \left(\frac{R_1}{R_0} \right)^3 \quad (1.10)$$

On observe que si par exemple le rayon double, le couple augmente huit fois. Plus haut, on a vu que dans l'eau le couple est dix à 80 fois (pour 2m/s) plus important que dans l'air et cela est un facteur limitant pour les turbines dans l'eau. A puissance égale, les valeurs du couple et de la force de poussée défavorisent la turbine dans l'eau par rapport à celle dans l'air. En revanche, si la vitesse d'écoulement d'eau augmente à 2m/s, pour garder la même puissance, la taille de la turbine dans l'eau va diminuer d'un facteur $\sqrt{8}$ alors que le couple accroît.

Néanmoins, une autre remarque s'impose comme importante : les éoliennes sont calculées pour résister à des vents très forts, de 50-60m/s, alors que le vent moyen est de 10-15m/s. En revanche pour les turbines dans l'eau, le contexte est tout à fait différent car on ne retrouve pas l'équivalent d'une rafale de vent dans l'eau.

Le Tableau 1.1 offre une vue d'ensemble de toute cette comparaison turbine dans l'air - turbine dans l'eau. Une comparaison en tailles purement illustrative est montrée dans la Figure 1.13 : on considère une même puissance de 50kW, une vitesse de vent de 10m/s et dans l'eau une vitesse d'écoulement de 2m/s.

Il s'avère ainsi que les différences entre une turbine dans l'eau et dans l'air sont considérables et qu'on ne peut pas tout simplement prendre une éolienne, la mettre dans l'eau et affirmer qu'on a réalisé une hydrolienne.

	Turbine dans l'air à 10m/s	Turbine dans l'eau à 1m/s	Turbine dans l'eau à 2m/s
Puissance	P_T	P_T	$8 P_T$
Vitesse du fluide	$10 v$	v	$2 v$
Vitesse de rotation	$10 \Omega_T$	Ω_T	$2 \Omega_T$
Force de poussée	F_x	$10 F_x$	$40 F_x$
Couple	C_T	$10 C_T$	$40 C_T$

Tableau 1.1. Comparaison d'une turbine avec les mêmes dimensionnes dans l'air et dans l'eau

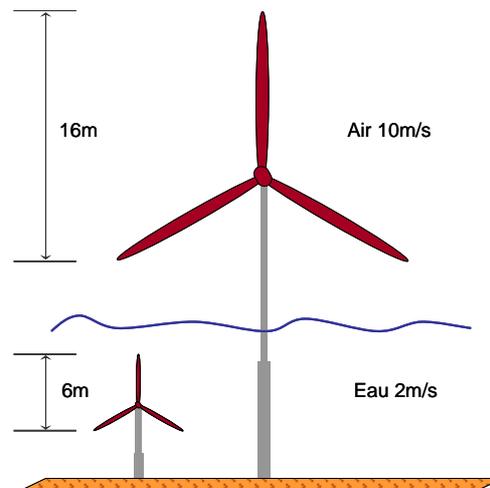


Figure 1.13. Comparaison d'une éolienne avec une hydrolienne pour une même puissance de **50kW**

1.3.2. Les technologies d'hydroliennes

Selon la direction du courant d'eau par rapport à l'axe de la turbine, deux classes principales se détachent : les turbines à axe de rotation horizontal (flux axial) et les turbines à axe de rotation vertical (flux transverse).

Avant de faire quelques rappels sur ces principales technologies, une courte évocation de deux autres solutions techniques suit.

a) Le concept à ailes oscillantes (hydroplaneur)

Stingary Tidal Stream Energy Device est un concept breveté par la société Engineering Business Ltd et représente aujourd'hui le dispositif à aile oscillante le plus accompli. Toutefois, même avec un prototype réel réalisé (au large des Iles Shetland en Ecosse), ce système n'est pas connecté au réseau électrique [EBL-03]. Ce système, nommé hydroplaneur, demande une surface d'environ 280m² (pour sa taille de conception) plus quelques dizaines de mètres de profondeur parce qu'il est ancré au fond de la mer (Figure 1.14 et Figure 1.15). La combinaison des forces qui agissent contraint l'hydroplaneur à osciller suivant la verticale. Ce bras oscillant actionne un cylindre hydraulique qui alimente un générateur via un

moteur hydraulique. Jugé viable du point de vue environnemental et technique, ce projet continue d'avancer, une ferme étant à l'étude.



Figure 1.14. Structure mécanique du prototype Stingary™ ©[EBL-09]

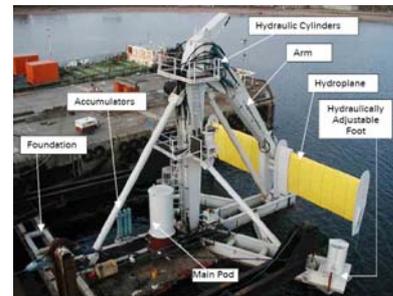


Figure 1.15. Prototype de 150kW ©[EBL-09]

b) Le concept Hydro-Gen

Hydro-Gen est un autre type d'hydrolienne, c'est-à-dire une machine entraînée par les courants marins et produisant de l'énergie électrique qui est ensuite réexportée vers la terre par un câble sous-marin. Le concept est conçu en deux versions, une pour les courants de marée (fonctionnant dans les deux sens du courant) et une pour les fleuves ou courants unidirectionnels [HGN-09]. Hydro-Gen est développé par une petite compagnie française nommée Aquaphile.

La structure est optimisée de sorte qu'un maximum d'eau en mouvement soit capté. (Figure 1.16 et Figure 1.17) La roue transforme ensuite cette énergie cinétique en énergie mécanique. Un générateur mécaniquement relié à la roue produit l'énergie électrique.



Figure 1.16. Prototype Hydro-Gen 10 (10kW) ©[HGN-09]



Figure 1.17. Rue à aube de Hydro-Gen – vue de dessus ©[HGN-09]

1.3.2.2. Les technologies à flux axial (AFWT)

Les turbines hydroliennes à axe horizontal de rotation (Axial Flow Water Turbines) ont l'axe de rotation parallèle au courant d'eau.

a) Le concept MCT

La société anglaise Marine Current Turbines (MCT Ltd) a développé puis testé en prototype réel, une hydrolienne de 300kW avec un rotor bipales mais sans que le système de production soit connecté au

réseau électrique. Depuis, un prototype de 1.2MW (le projet SeaGen) a été conçu avec deux hydroliennes (16m de diamètre) (Figure 1.18.). A plus long terme, une ferme est même envisagée (Figure 1.19.). Les turbines ressemblent aux éoliennes classiques mais immergées dans l'eau. Lorsque le courant s'inverse, le pas de l'hélice s'inverse, les pales sont donc contrôlées. Entre la turbine et la génératrice asynchrone à cage, il y a un multiplicateur mécanique à engrenages. Des convertisseurs triphasés back-to-back à MLI (modulation en Largeur d'Impulsions) équipent en électronique de puissance le système. Comme dans le cas des éoliennes, une nacelle est prévue, qui peut se déplacer le long du pieu pour faciliter la maintenance. D'importantes opérations de forage pour le pieu sont aussi nécessaires ; néanmoins, le projet SeaGen est reconnu pour être celui qui est au stade le plus avancé [MCT-09].



Figure 1.18. Technologie MCT SeaGen ©[MCT-09]



Figure 1.19. Future ferme MCT ©[MCT-09]

b) Semi-Submesible Turbine (Tidal Stream)

Le concept de la société londonienne Tidal Stream est une hydrolienne qui peut être totalement ou partiellement immergée et cela dans le but de l'exploitation des eaux profondes (au-delà de 40m – souvent rencontrées sur les côtes qui entourent le Royaume-Uni). Leur idée de base serait d'emprunter le plus possible le savoir-faire acquis par les éoliennes tout en apportant comme nouveauté la structure de globale des turbines pour éviter le plupart des travaux sous-marins coûteux et dangereux (Figure 1.20) [SST-09]. Les turbines sont bipales et leur colonne porteuse est flottante mais amarrée par un ancrage au fond de la mer. Pour vérifier la faisabilité du système, un prototype a été testé en 2002 dans la Tamise (Figure 1.21). Le concept SST composé de deux rotors de 20m pourrait atteindre une puissance de 1-2MW [SST-09].



Figure 1.20. Technologie SST Tidal Stream ©[SST-09]

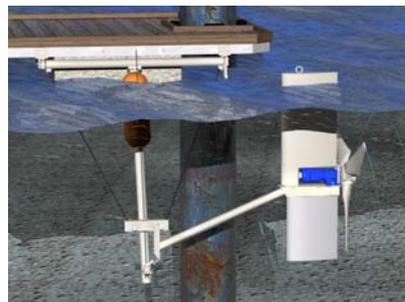


Figure 1.21. Prototype testé en rivière ©[SST-09]

c) Le concept de Tidal Generation Ltd

Toujours au Royaume-Uni, la société Tidal Generation Ltd développe une turbine conçue pour être à 100% immergée et pour des profondeurs supérieures à 30m (Figure 1.22). Les turbines ont trois pales fixes et une nacelle est prévue pour la génératrice, un système pour lever les turbines par rapport à leur pieu est prévu (Figure 1.23) [TGL-09]. Les premiers essais doivent être réalisées sur un prototype de 500kW au large des Iles Orkney (au Centre Européen de l'Energie Marine).



Figure 1.22. Technologie Tidal Generation Ltd
©[TGL-09]

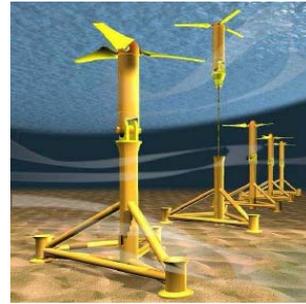


Figure 1.23. Le système d'émergence des turbines
©[TGL-09]

d) Le concept de Verdant Power (RITE et CORE)

Un projet de ferme d'AFWT est développé aux Etats-Unis par la compagnie Verdant Power. Le concept de base est la turbine à trois pales fixes qui peut être totalement bidirectionnelle. Ensuite, ces turbines seront disposées de façon indépendante pour composer une ferme totalement cachée sous l'eau (Figure 1.24). Testé en prototype en rivière (32kW pour un rotor de 5m de diamètre) le concept du projet RITE (Roosevelt Island Tidal Energy Project) est conçu pour les courants de marée (Figure 1.25) [VRP-09].

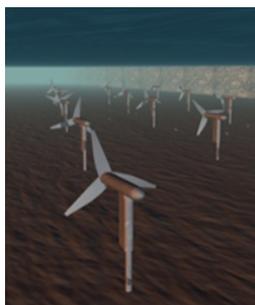


Figure 1.24. Le concept de ferme de Verdant Power
©[VRP-09]



Figure 1.25. Le prototype RITE –New York (East River) ©[VRP-09]

Le projet CORE (Cornwall Ontario River Energy Project) cible la démonstration de la faisabilité d'une application fluviale de 15MW et est prévu sur le fleuve Saint-Laurent en Ontario au Canada [VRP-09].

e) Le concept de Hammerfest Størm

Appelé aussi dispositif Lànstrøm pour la récupération de l'énergie des courants marins, le concept de la société Hammerfest Størm a une géométrie qui ressemble beaucoup aux éoliennes (Figure 1.26). Installé en 2003 dans le bras de mer Kvalsund au nord de la Norvège, le prototype de 300kW fut le premier à être connecté au réseau électrique. Malgré cela, il a été retiré de l'eau pour quelques problèmes techniques en 2007 (Figure 1.27). La turbine était tripale avec un diamètre de 10m et une fondation gravitaire. Un nouveau prototype est à l'étude actuellement, le HS1000 basé sur la même technologie. Ce dernier doit être installé courant 2010 en Ecosse (Figure 1.28) [HMS-09].



Figure 1.26. Le premier concept technologique ©[HMS-09]



Figure 1.27. Le prototype de Hammerfest Størm ©[HMS-09]



Figure 1.28. Le futur HS1000 ©[HMS-09]

f) Rotech Tidal Turbine (Lunar Energy)

Le concept d'hydrolienne RTT est une turbine bidirectionnelle à axe horizontal aménagée dans un carter venturi symétrique permettant de canaliser les courants pour augmenter les performances de la turbine (Figure 1.29). Le système est placé au fond des océans grâce à une base gravitaire. Cela permet un déploiement rapide avec peu ou pas de préparation des fonds marins à des profondeurs supérieures à 40m. C'est un avantage important sur la plupart des systèmes concurrents puisque cela permet d'exploiter une source d'énergie potentiellement cinq fois supérieure à celles exploitables par les systèmes équipés de fondations sur pieux. Une certaine modularité est prévue car une partie du carter avec la turbine sont amovibles (Figure 1.30) [LNE-09].

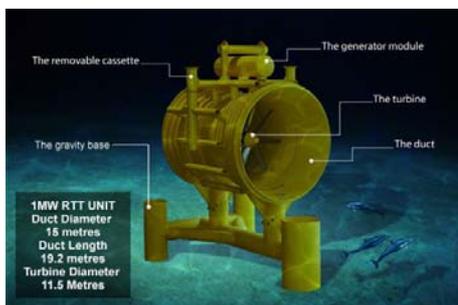


Figure 1.29. L'unité d'1MW de Lunar Energy ©[LNE-09]



Figure 1.30. Détail carter et partie amovible ©[LNE-09]

g) Le concept HydroHelix

HydroHelix Energies et un groupe d'industriels bretons à investisseurs publics et privés ont mis en place un projet nommé MARENERGIE qui consiste à concevoir, construire et installer une machine de 200kW sur un site de courant significatif (Figure 1.31). Après une campagne d'essais, le retour d'expérience sur le comportement hydrodynamique et les performances de cette turbine de 10m de diamètre devrait permettre l'installation d'une unité de 1MW composée de cinq turbines de 200kW. Les turbines sont imaginées posées au fond de la mer et dotées d'un carter de type venturi pour augmenter le flux passant dans la turbine. La particularité de ces turbines est de pouvoir fonctionner dans les deux sens du courant puisque les pales sont complètement symétriques (non cambrées et symétrie bord d'attaque bord de fuite). Le sens de rotation s'inverse au changement de flux.

Faute de financements suffisants, le projet n'aboutit pas et un projet plus modeste nommé SABELLA (10 à 40 kW) est alors lancé (Figure 1.32). C'est ainsi qu'en avril 2008, une hydrolienne nommée SABELLA D03 a été installée à 19m de profondeur dans l'estuaire de l'Odet dans le Finistère. Cette machine qui pèse 7t se compose d'un rotor à six pales de 3.3m de diamètre et d'une génératrice solidement arrimés à une structure métallique. Cette structure doit être fixée sur les fonds marins grâce à des blocs de béton [HHX-09].



Figure 1.31. MARENERGIE ©[HHX-09]

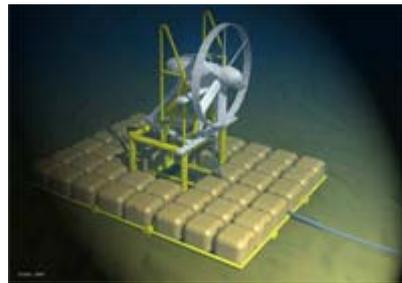


Figure 1.32. SABELLA D03 ©[HHX-09]

h) Le concept Open Hydro

Il s'agit d'un concept choisi par EDF Energy pour installer des hydroliennes sur le site l'île de Bréhat. Open Hydro est une compagnie irlandaise qui conçoit de turbines pour la récupération de l'énergie des courants de marée. Pour cette technologie, le générateur se trouve autour du rotor de la turbine en tant que générateur annulaire (dans le monde du génie électrique connu comme une contrainte assez significative). La première unité testée à EMEC (European Marine Energy Center) a 6m de diamètre et pourrait alimenter (si connectée au réseau électrique) 150 foyers (Figure 1.33). La turbine a un support de maintien gravitaire au fond de la mer. Un concept de ferme est aussi envisagé (Figure 1.34) [OHY-09].



Figure 1.33. Prototype à EMEC ©OpenHydro Group Limited

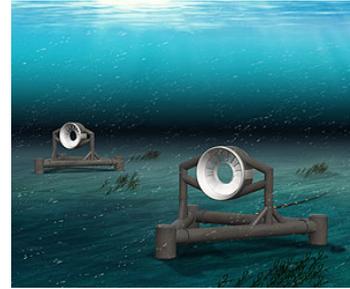


Figure 1.34. Ferme d'hydroliennes Open Hydro ©OpenHydro Group Limited

1.3.2.3. Les technologies à flux transverse (CFWT)

Les turbines hydroliennes à axe vertical de rotation (Cross Flow Water Turbines) ont l'axe de rotation perpendiculaire au courant d'eau.

La technologie CFWT du concept HARVEST étant celle étudiée, ne sera pas décrite dans ce paragraphe, une partie individuelle lui sera consacrée dans le chapitre 2.

a) La turbine Darrieus

Le tout premier concept d'hydrolienne trouve ses origines dans la turbine Darrieus comme on l'a déjà mentionné dans le paragraphe 1.3.1.1. Plusieurs types de géométries existent pour les turbines Darrieus (Figure 1.35). Parmi ceux-là pour les applications hydroliennes, la forme courante la plus rencontrée est celle à pales droites. En général, les pales sont profilées comme les ailes d'avion.

Une société canadienne nommée Alternatice Hydro Solutions Ltd propose un concept de turbine Darrieus droite à cinq pales (Figure 1.36). Imaginé pour la production de petite puissance, leur concept est prévu pour les applications en rivière et aurait besoin d'un cours d'eau minimum de 0.8m/s.

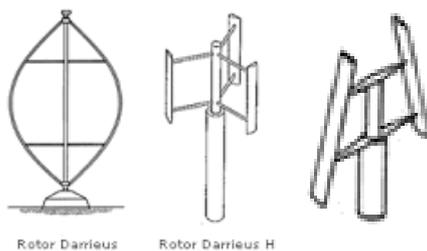


Figure 1.35. Différentes géométries de la turbine Darrieus [ECO-09]



Figure 1.36. L'application de Alternative Hydro Solutions ©[AHS-09]

b) Le concept "Darrieus carénée" (Tidal Energy PTY Ltd)

Les australiens de la société Tidal Energy PTY Ltd développent un dispositif de carénage type venturi qui vise à augmenter le rendement d'une turbine Darrieus droite. Une turbine de 1.2 m de

diamètre équipée d'un carénage constitué de multiples pièces profilées métalliques a été testée à l'aide d'un ponton motorisé. Les développeurs prétendent que leur système permet de multiplier la puissance produite par trois. Par la suite, le système pourra être installé en mer à l'aide d'un système à pieux. [TEN-09].



Figure 1.37. Prototype Darrieus caréné ©[TEN-09]



Figure 1.38. Possible implantation en mer ©[TEN-09]

c) La turbine Kobold (Ponte di Archimede)

Enermar est un projet monté dans le but de la récupération de courants marins à l'aide de la turbine Kobold brevetée par la société italienne Ponte di Archimede (Figure 1.39). Une plateforme équipée avec une turbine Kobold a été installée dans le détroit de Messine (Figure 1.40). Une transmission mécanique relie la turbine et le générateur. Le coefficient de puissance mesuré de la turbine de 6m de diamètre atteint 23%. Une estimation de 22kWh par an est faite pour ce système. Un possible parc est aussi à l'étude et un système d'ancrage en trois points est prévu pour les plateformes flottantes (Figure 1.41) [PAH-09].

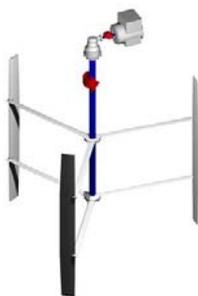


Figure 1.39. Turbine Kobold ©[PAH-09]



Figure 1.40. Prototype Kobold ©[PAH-09]



Figure 1.41. Concept de ferme Kobold ©[PAH-09]

d) La turbine Davis (Blue Energy)

Développée par l'ingénieur aérospatial Barry Davis, la turbine à flux transverse de la compagnie canadienne Blue Energy est le résultat d'une vingtaine d'années de recherches. L'unité Davis est prévue avec un carénage, ensuite le couple est transmis via un multiplicateur à la génératrice (Figure 1.42). Ce type de système peut être utilisé pour capter l'énergie des courants de fleuve ou de rivière mais aussi ceux de

marée dans une structure "tidal fence" (Figure 1.43). Plusieurs prototypes ont été testés dont le plus grand est celui de 100 kW connecté au réseau de Nouvelle-Ecosse en 1984.

Par ailleurs, un accord entre Blue Energy et le gouvernement Philippin stipule l'installation de 274 turbines (~1100MW l'ensemble) au passage de San Bernardino. Le projet est très ambitieux car il s'agit, dans une phase ultérieure, de barrer le passage entre les Iles Samar et Dalupiri (environ 4km) avec un immense pont de turbines pour une puissance de ~20GW [BEN-09]. Ce concept a l'avantage de disposer d'une certaine modularité. Plusieurs petites unités (environ 10m de diamètre) peuvent être placées dans une structure complexe de "pont à marée". Les basses vitesses de rotation permettraient le passage de la vie marine mais le pont condamnerait la voie maritime. En termes de génie civil l'ampleur, des travaux, même considérable, ne serait pas du même ordre de grandeur que pour une centrale marémotrice.

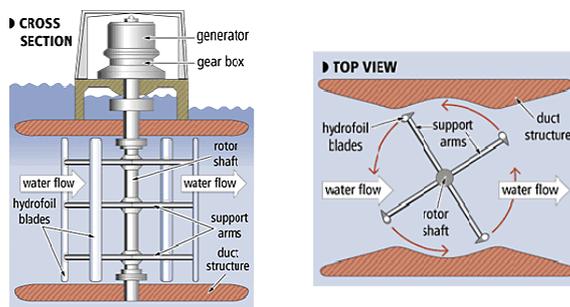


Figure 1.42. Le concept Davis ©[BEN-09]



Figure 1.43. La structure "tidal bridge" ©[BEN-09]

e) La turbine Gorlov (GCK Technology)

Le professeur d'origine russe Alexandre Gorlov a été l'inventeur de la turbine Gorlov [GRV-95], [GRV-97]. Le couple variable sur un tour et le manque du couple de démarrage étaient deux inconvénients majeurs de la turbine Darrieus à pales droites. Gorlov a imaginé ainsi un autre concept en redessinant les formes et en redistribuant les efforts (Figure 1.44 et Figure 1.45). En tant que pionnier, il cherchait à uniformiser la valeur du couple sur un tour complet du rotor de la turbine. Ses turbines ont été conçues pour les courants fluviaux ou marins.

De multiples essais sur ces turbines ont été réalisés en laboratoire ou sur site naturel. Entre 1994 et 1995, une vingtaine de maquettes de taille réduite ont été testées en laboratoire. En 1996, un prototype a été installé dans le Cap Cod Canal au Massachusetts et testé pendant trois mois (Figure 1.45). Dans ce canal, le courant change de sens quatre fois par jour avec une vitesse maximale de 1.7m/s. La turbine a 0.6m de diamètre, 0.8m de hauteur et trois pales [GRV-98a]. Malgré les conditions difficiles sur site (d'importants passages tourbillonnaires), le rendement a été évalué à 35%. Un an après, en 1997, une autre machine de 1m de diamètre et 0,85m de hauteur a été testée par Allied Signal Aerospace Company (Figure 1.46). Les tests ont été effectués dans le bassin du Laboratoire Hydrodynamique de Michigan. Les résultats ont été très bons avec un rendement mesuré égal, là aussi, à 35%. De plus, la turbine a montré qu'elle était capable de produire de l'électricité pour des courants de seulement 0.6m/s [GRV-98b]. D'autres

prototypes ont été installés dans plusieurs endroits du monde : sur le site d'Ultomok, en Corée du Sud (Figure 1.47), en 2003 au Maine aux Etats-Unis (Figure 1.48) et en 2002 sur l'Amazone un prototype à six pales a été mis à l'eau (Figure 1.49). Enfin, Gorlov a même testé des configurations en placement horizontal des turbines [GCK-09].

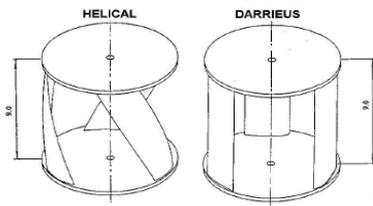


Figure 1.44. Turbine Darrieus droite et turbine hélicoïdale ©[GCK-09]



Figure 1.45. Prototype testé à Cap Cod Canal ©[GCK-09]



Figure 1.46. Turbine hélicoïdale © [GCK-09]



Figure 1.47. Prototype testé en Corée du Sud ©[GCK-09]



Figure 1.48. Prototype testé à Maine ©[GCK-09]



Figure 1.49. Turbine à six pales ©[GCK-09]

Pour toutes ces configurations et suite à la multitude de tests réels réalisés, Gorlov met en avant l'absence de variation de couple au cours d'une rotation de sa turbine et donc l'uniformité de la vitesse de rotation. Les pales hélicoïdales en sont l'atout. De plus, les pales de turbine sont courbées de sorte que la ligne moyenne du profil et la trajectoire circulaire (ou diamètre moyen de la turbine) soient identiques. Il en résulte moins de résistance à l'avancement et donc un meilleur rendement par rapport à une machine Darrieus classique (seulement 23.5%) [GOR-01]. Un point tout aussi important est la possibilité d'auto démarrage.

Pour concevoir un parc hydrolien, Gorlov imagine d'abord un stade intermédiaire, celui d'un empilement des turbines élémentaires sur un seul axe de rotation vertical destiné à récupérer l'énergie sur toute la hauteur du courant. La génératrice est placée au sommet de l'axe. Le stade final est la ferme en elle-même constituée d'un ensemble d'axes-turbines rendus solidaires à l'aide d'une structure tubulaire. La structure joue deux rôles : d'une part, elle maintient la ferme sur place à l'aide d'ancrages fixés au fond de la mer et, d'autre part, elle se comporte comme un ponton en assurant une certaine flottabilité (Figure 1.50).

D'après Gorlov, un tel parc couvrant une surface de 400m sur 400m, placé à 12m de profondeur dans le Gulf Stream en Floride, pourrait produire 136MW (un peu plus que la moitié de la production de l'usine de la Rance) [GRV-98b]. Ce concept de Gorlov s'avère intéressant pour plusieurs raisons : pas de génie civil important, une structure modulaire qui s'adapte à la profondeur, utilisation possible en mer ou

en fleuve, les turbines tournent indifféremment du sens d'écoulement, auto démarrage, rendement comparable à celui des AFWT et enfin, faible impact sur l'écosystème.

Un autre projet pour la Corée (Uldolmok Strait) a été aussi imaginé sans qu'il soit réalisé encore par Gorlov cette fois avec plus de travaux de génie civil, y compris des poteaux électriques pour des lignes qui transporteront l'énergie produite (les génératrices sont placées en haut de la structure) (Figure 1.51).

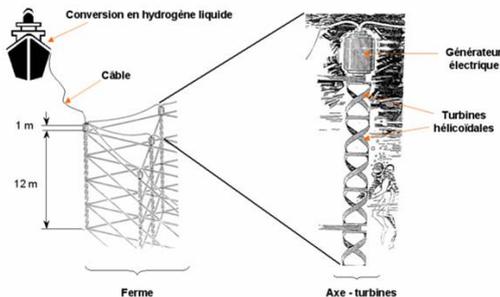


Figure 1.50. Le concept de ferme d'hydroliennes de Gorlov ©[GCK-09]



Figure 1.51. Un projet à base de turbine Gorlov imaginé pour la Corée ©[GCK-09]

Le projet HYDROLE

L'Ecole Navale de Brest et l'Université de Bretagne Occidentale ont lancé en 2006 un projet nommé Hydrole. Ce projet a pour objectif des activités de recherche sur les énergies marines. Les technologies étudiées sont le RIM-driven (comme Open Hydro avec le stator de la machine autour du rotor de la turbine) mais en association avec des hélices marines et aussi un concept à base de turbine Darrieus à angle de calage des pales variable. Le plus de ce projet est un mélange de compétences impliquées : génie océanique et côtier, mécanique, hydrodynamique, électrotechnique. Plusieurs entités participent à ce projet : le Laboratoire Brestois de Mécanique et des Systèmes, l'Institut de Recherche de l'Ecole Navale, l'Institut de Recherche en Electrotechnique et Electronique de Nantes Atlantique et le Groupe de Recherche en Electrotechnique et en Automatique du Havre. Sept chercheurs sont impliqués dans ce projet, dont quatre enseignants chercheurs et trois doctorants [ECN-09], [BNL-07], [BNL-08], [BAL-07].

1.4. Conclusion

Cette partie introductive générale sur les hydroliennes a eu pour but la familiarisation du lecteur avec le monde des hydroliennes. Le passage en revue de différents concepts existants pour la récupération de l'énergie des courants marins et fluviaux a été réalisé.

On constate que les deux technologies de base des éoliennes sont reprises dans la majorité des cas comme source d'inspiration pour la conception des hydroliennes. De nombreux prototypes montrent que les constructeurs ont essayé de s'appuyer sur ces techniques déjà consacrées. Toutefois, il existe la nouveauté apportée par le concept de Gorlov.

Un point qu'on pense notable est que, même dans le concept de Gorlov, seulement les modules de turbine ont fait l'objet des essais en prototype. Les aspects connexes et cependant pièces importantes du même puzzle ne sont pas saisis comme : la résistance mécanique de la structure porteuse, les types d'ancrages, l'électrique, le contrôle des turbines, l'interfaçage avec le réseau électrique, le comportement du système dans sa totalité.

Un début dans cette direction peut être noté dans le cas du projet Hydrole, mais à une autre échelle et d'une approche totalement différente par rapport au projet HARVEST comme on le verra par la suite.

Tous ces systèmes sont conçus pour produire de l'énergie, pourtant certains évoquent une possible connexion à un récepteur, certains y sont connectés et pour d'autres on n'a pas d'informations. Souvent une étude globale du système n'a pas été menée.

Chapitre 2.

Le générateur hydrolien

SOMMAIRE CHAPITRE 2

Chapitre. 2	Le générateur hydrolien.....	43
2.1.	HARVEST	45
2.1.1.	Le concept HARVEST	46
2.1.2.	Le cadre de cette thèse	50
2.1.2.1.	<i>Contexte dans le cadre du projet HARVEST</i>	50
2.1.2.2.	<i>L'interdépendance des disciplines dans le cadre HARVEST</i>	51
2.2.	Constitution d'une chaîne de production hydrolienne	52
2.2.1.	Descriptif général.....	52
2.2.2.	L'architecture générale du générateur hydrolien retenue.....	52
2.3.	Fonctionnement d'une hydrolienne.....	55
2.3.1.	L'interaction fluide-turbine	55
2.3.2.	Notions sur les nombres adimensionnels (similitude turbines)	58
2.3.3.	Contrôles de la chaîne hydrolienne de conversion d'énergie.....	59
2.4.	Conclusion	61

2.1. HARVEST

Jean Luc Achard a lancé en 2001 à partir du laboratoire LEGI un programme de recherche concernant les systèmes récupérateurs de l'énergie cinétique des courants fluviaux et marins. Le cœur de ce programme est le concept de système hydrolien nommé HARVEST (Hydroliennes à Axe de Rotation VERTICAL STabilisé). Trois autres laboratoires rhône-alpins se sont joints à ce projet : le 3S-R, le LaMCoS et le G2ELab.

Suite à l'obtention d'un soutien de l'ANR (L'Agence Nationale de Recherche) depuis 2006, une vingtaine de chercheurs sont dorénavant mobilisés chacun dans sa discipline propre à son laboratoire. Une interaction permanente et des allers-retours interdisciplinaires se sont faits et se font au fur et à mesure que le programme avance. Aussi en 2006, le projet a été labellisé par le pôle de compétitivité TENERDIS. Notons que c'est le seul projet hydrolien soutenu par l'ANR à ce jour.

Dès le début, le groupe EDF a soutenu ce programme et a financé plusieurs parties du projet, d'autres instituts comme l'IFREMER sont aussi intéressés.

Via le groupe Grenoble INP, cinq brevets ont été déposés et quatre sont en cours de dépôt (courant 2009) pour protéger le concept HARVEST d'hydroliennes [ACH-05], [ACH-06], [ACH-09], [AND-08c]. Dans la perspective du programme, ces brevets d'invention n'ont du sens que considérés ensemble.

A la fin de l'année 2008, le groupe Grenoble INP a signé un contrat de cession partielle de plusieurs brevets avec EDF. Jugée comme prometteuse par EDF, la technologie HARVEST poursuivra son développement sous deux directions :

- TAHITI (Turbines Achard Hydroliennes Intégrées en Tours Isodynamiques) qui est le programme d'industrialisation du concept HARVEST avec deux étapes importantes : ETHIC (Essais de Tours d'Hydroliennes Isodynamiques en Canal), le test d'un premier prototype en canal et DESTHYM (Déploiement et ESSais de Tours d'HYdroliennes en Mer), le test d'un premier prototype en mer, le plus probable sur le site de Paimpol-Bréhat.

- PARADHY (Programme Académique Rhône Alpin d'Accompagnement des Développements HYdroliens) qui est un programme universitaire parallèle au programme d'industrialisation TAHITI en mobilisant les quatre laboratoires rhône-alpins sur des thématiques à moyen et long terme.

Les travaux de cette thèse s'inscrivent dans le programme PARADHY et ont pour objectif la préparation du premier test du prototype à échelle réduite ETHIC. Prévu pour une réalisation à la fin de l'année 2009, ce prototype sera installé dans un canal propriété de EDF, près de Pont de Claix dans les environs de Grenoble (Isère). Cette phase permettra l'obtention d'une série des résultats qui viendront confirmer toute une série d'études réalisées aux laboratoires, en simulations numérique ou expérimentalement sur des bancs d'essais de laboratoire à échelle réduite. Ainsi, l'intérêt du concept sera validé et un rapprochement pourra être fait avec les caractéristiques du prototype marin.

L'objectif ambitieux est donc le développement de parcs d'hydroliennes à base de turbines hydroliennes à axe vertical (donc à flux transverse). Ces turbines ont un profil qui résulte d'une évolution des géométries de turbine de type Darrieus et Gorlov.

L'étude de faisabilité globale du concept de parc hydrolien est naturellement englobée dans HARVEST, mais tout cela en passant par des étapes préalables de traitement et approfondissement des problématiques liées à la mécanique (fluide et solide) et à la génération électrique et le pilotage des structures à base d'hydrolienne. Le but ultime du programme sera de proposer des applications industrielles pour la technologie des hydroliennes à flux transverse.

Dans ce manuscrit, le concept gardera son nom d'origine : HARVEST. Ainsi, cette thèse s'inscrit dans le cadre du programme PARADHY ayant pour but le pilotage des hydroliennes soit en configuration connectée au réseau soit en configuration îlotée.

2.1.1. Le concept HARVEST

Le coeur du concept HARVEST est la turbine Achard [ACH-05]. Cette unité correspond à un nouveau type de turbine à flux transverse qui est une évolution des deux turbines les plus connues à axe vertical, Darrieus et Gorlov. Les caractéristiques principales de cette turbine sont les pales en forme d'aile delta fixées à l'axe de rotation par des bras centraux. Des "winglets" (pales de bouts d'aile) peuvent se rajouter aux deux extrémités de pales pour limiter les pertes de performance dues aux traînées induites de bout d'aile. La turbine Achard conserve les avantages de la turbine Gorlov mais possède en plus un atout : sa géométrie, qui annule les chargements hydrodynamiques axiaux, c'est-à-dire suivant la direction de l'axe de rotation. Plusieurs variantes ont été et peuvent encore être imaginées, avec deux ou trois pales qui à leur tour peuvent avoir des épaisseurs plus ou moins larges (Figure 2.1) [ACH-05].



Figure 2.1. La turbine Achard – différentes variantes de réalisation ©[ACH-05]

L'unité de base du concept HARVEST est une tour verticale nommée colonne. Plusieurs turbines Achard (Figure 2.2) sont empilées en étant décalées de $(2\pi/(\text{nombre des turbines dans la colonne} \times \text{nombre de pales de la turbine}))$ (Figure 2.3). Les turbines sont alignées sur un même axe de rotation et l'énergie produite par la colonne résulte de la somme des couples produits par chaque turbine. L'arbre commun des turbines peut être renforcé par une structure de maintien en treillis. C'est la tour ainsi formée qui est appelée colonne [ACH-06].



Figure 2.2. Turbine Achard
seule ©[ACH-05]



Figure 2.3. Colonne de turbines
Achard ©[ACH-05]

L'empilement de turbines dans la colonne qui ne nécessite qu'une seule génératrice, située à l'une des extrémités, apporte de plus une série d'avantages fondamentaux. D'abord on bénéficie d'un rendement plus élevé pour une colonne par rapport à une turbine toute seule [ANT-08]. En effet, l'écoulement se trouve bidimensionnalisé dans un plan, perpendiculaire à l'axe de rotation, sauf bien entendu pour les turbines situées aux extrémités de la colonne. Ainsi pour les autres turbines l'effet de contournement de l'écoulement par le haut et le bas se trouve annulé et le rendement augmenté. Ensuite, le couple récupéré sur une colonne est nettement plus lisse que le couple produit par une seule unité. De plus, la colonne permet l'exploitation du courant d'eau sur toute la hauteur de la section d'écoulement. Enfin par cet empilement, on est naturellement conduit à supprimer les interactions entre écoulements associés à chaque turbine qui entraînent de fortes dissipations visqueuses. Pour cela des plaques séparatrices entre turbines sont introduites. Elles jouent ainsi un rôle analogue aux winglets qui deviennent alors inutiles.

Ensuite, non seulement une tour mono colonne mais aussi bi colonne peut être imaginée. La bi colonne est obtenue en associant deux colonnes identiques contra rotatives et se trouvant dans une même structure de maintien [ACH-09] (Figure 2.4 et Figure 2.5). La structure de maintien des colonnes peut prendre des formes plus élaborées en incluant des carénages (Figure 2.6) [ACH-09].

L'intérêt de la tour bi colonne réside dans une raison d'équilibrage de l'action des forces hydrodynamiques agissant sur une colonne toute seule. La colonne toute seule, si elle n'est pas surdimensionnée, peut basculer suite à l'action des forces hydrodynamiques. Dans une tour bi colonne les effets des forces hydrodynamiques sont annulés ou plus exactement ne sont pas répercutés au niveau de la structure d'assise (voir aussi le chapitre 6).

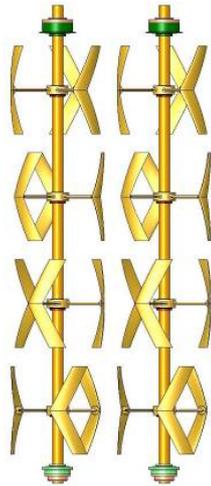


Figure 2.4. Deux colonnes du concept HARVEST ©[ACH-05]

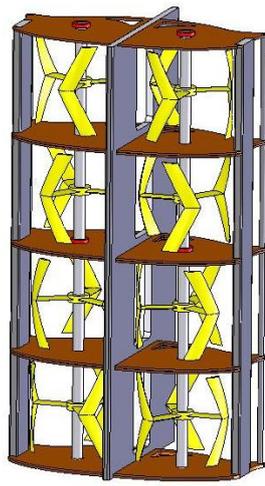


Figure 2.5. Tour bi colonne ©[ACH-06]



Figure 2.6. Tour bi colonnes avec carénage ©[ACH-09]

Un faisceau de colonnes peut prendre une forme "rideau" qui s'adapte au relief du fond tout en exploitant rationnellement les caractéristiques énergétiques du courant d'eau incident. Il devient alors possible de maîtriser en finesse l'impact d'un parc sur les courants naturels en jouant sur la distance entre les colonnes et les positions relatives des différents faisceaux. Pour un site donné, il ne faut donc plus imaginer une juxtaposition de "grandes" turbines (comme les turbines à flux axial du projet MCT-Seagen par exemple) qui occultent seules une grande partie du flux incident. Quant au concept HARVEST, il est suffisant de chercher une répartition optimale de turbines plus petites.

La possibilité de pavage optimal avec plusieurs turbines/colonnes petites est envisageable seulement pour un ensemble de turbines à flux transverse. Pour des turbines à flux axial, cela ne serait pas faisable à cause de deux raisons. D'une part, carénées ou encore moins sans carénage, les turbines à flux axial ne permettent pas une optimisation de la canalisation de l'écoulement incident dans l'espace libre laissé entre elles ; autrement dit, leur simple juxtaposition ne rapporte pas de bénéfice véritable. Dans le cas des colonnes suffisamment rapprochées, on reproduit bien, entre celles-ci, la canalisation propre aux carénages linéaires : une partie importante de l'écoulement est confiné et donc obligé de "travailler". Dans le second cas, en revanche, on ne peut évidemment pas reproduire entre les turbines axiales la canalisation propre aux carénages circulaires. Une partie plus grande de l'écoulement s'échappe dans l'espace libre et ne "travaille pas".

D'autre part, un tel pavage constitué de "petites turbines à flux axial" serait plus coûteux car il n'est pas possible pour ce type de turbine de mutualiser le générateur électrique comme le permet l'axe vertical commun aux modules à turbines à flux transverse de chaque colonne.

Un parc du concept HARVEST est constitué de plusieurs colonnes juxtaposées. Les colonnes peuvent être fixées soit à leur partie supérieure sur des barges flottantes ou semi immergées, soit, préférentiellement, maintenues dans leur partie inférieure par une structure d'assise (Figure 2.7). Ce deuxième système de fixation a l'avantage de ne pas occulter la surface de l'eau. Si la surface est influencée,

deux raisons critiques sont à mentionner : l'usage de la voie maritime et l'activité de pêche dans un premier temps, ensuite le renforcement des structures lorsqu'elles seront émergées entraînera un surcoût. L'émergence des colonnes ainsi posées avec leur structure de maintien les rend sensibles à la traînée de vague et comme ce type de traînée hydrodynamique est aléatoire, il faut dimensionner tout le système de maintien par rapport à ces pointes potentielles.

Les colonnes peuvent être maintenues séparément sur le fond ou être associées à un même structure d'assise, formant ainsi un faisceau, selon les situations rencontrées (vitesse du courant, profondeur de la section, énergie extraite etc.) et l'optimisation des contraintes liées à l'impact environnemental du parc hydrolien (réduction de l'intensité des courants à l'aval, interactions avec la faune et la flore etc.). En résumé, la structure des colonnes ouvre à une large gamme de configurations de parcs. De plus, cette structure ne doit pas a priori être bloquée par des limites de profondeur car pour le cas des applications marines, la ressource se trouve souvent à plus de 40m de profondeur, une zone d'ailleurs interdite pour les grandes turbines à flux axial mono pieu.

Les carénages peuvent être adoptés pour augmenter le rendement. Si adoptés, il est beaucoup plus simple de fabriquer des carénages "linéaires" (sorte de piliers verticaux à section d'aile volante) de part et d'autre d'une colonne que des carénages "circulaires" autour d'une grande turbine à flux axial. De plus, les carénages linéaires peuvent naturellement participer à la structure de maintien de la colonne.

La structure type colonne du concept HARVEST permet d'assurer une meilleure maintenance, en facilitant l'accès plus direct aux turbines en cas de défaut partiel ou total sans que la structure de maintien soit déplacée. La modularité des modules de turbine qui sont de petite taille s'avère ici comme un avantage important [ACH-06].

Listons encore un fois brièvement quelques points forts du concept HARVEST : architectures globales de parcs très souples, meilleure géométrie des carénages, nombreux modes de fabrication des turbines, installation et maintenance plus aisée des turbines et insensibilité à l'orientation du courant d'eau.

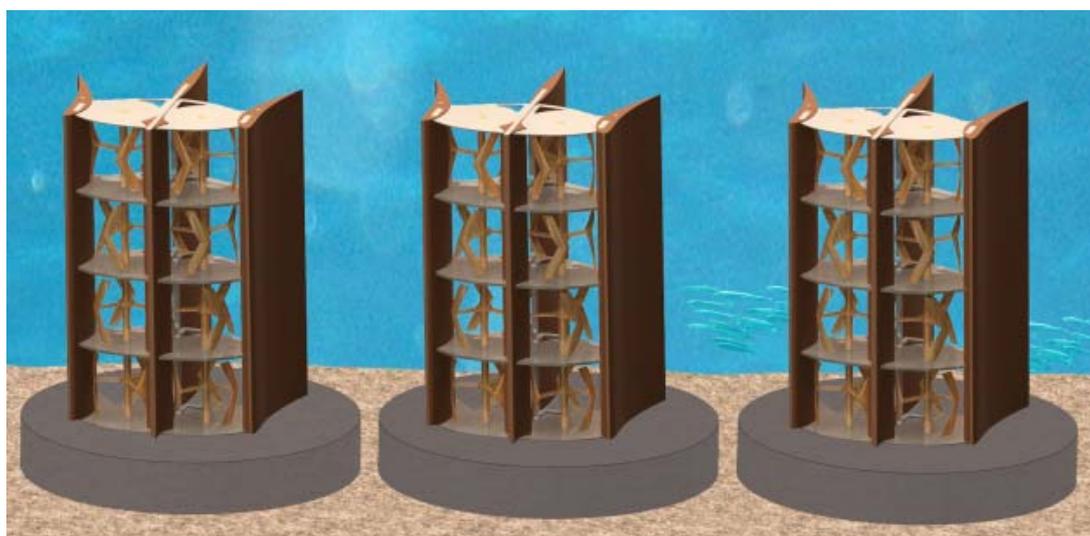


Figure 2.7. Schéma d'une configuration possible de parc hydrolien HARVEST ©[ACH-09]

Enfin, HARVEST représente un programme de recherche lancé dans l'esprit de la réalisation d'un nouveau concept viable qui puisse prouver la faisabilité de parcs hydroliens ou simplement de petits colonnes hydroliennes suivant le contexte et le besoin.

2.1.2. Le cadre de cette thèse

2.1.2.1. Contexte dans le cadre du projet HARVEST

Cette thèse a démarré en 2006, suite au soutien apporté par l'ANR. Cela faisait déjà cinq années qu'au laboratoire LEGI, Jean Luc Achard avait eu l'idée de lancer ce programme. Mais depuis l'année 2006, la pluridisciplinarité est devenue un argument perçant de ce programme.

Les travaux menés avant l'année 2006 ont concerné les problématiques de mécanique (fluide et solide) et se sont déroulés au LEGI et au 3S-R. Ainsi, la mise au point de la turbine et du concept de colonne a été réalisée. La construction d'une veine fluide de laboratoire pour le test des maquettes des turbines a été une étape significative (Figure 2.8) [GUI-05]. Dans le cadre de cette thèse et deux autres thèses menées au LEGI [DEL-08], [ZAN-07], une nouvelle balance de mesure de l'efficacité de ces maquettes a été mise au point.

Une étape intermédiaire d'études, purement mécanique, a été soutenue par AREVA de 2006 jusqu'à 2008. Ces travaux se sont placés dans un DRT (Diplôme de Recherche Technologique) AREVA-INPG, un protocole de test pour une colonne unique en canal a été mis au point sans qu'il soit réalisé (Figure 2.9).

D'autres travaux aussi importants que ces aspects pratiques ont été réalisés et d'autres sont en cours pour obtenir des outils performants de simulation numérique pour étudier le comportement des turbines et leur interaction avec le milieu fluide [PLO-04], [ANT-07], [MTX-08], [AME-07], le design des turbines et leur interaction avec la structure [ZAN-07]. Ces études se complètent avec des travaux sur les comportements vibratoires menés au Laboratoire de Mécanique des Contacts et des Structures (LaMCos) de l'INSA Lyon.



Figure 2.8. La veine de tests pour les maquettes de turbines

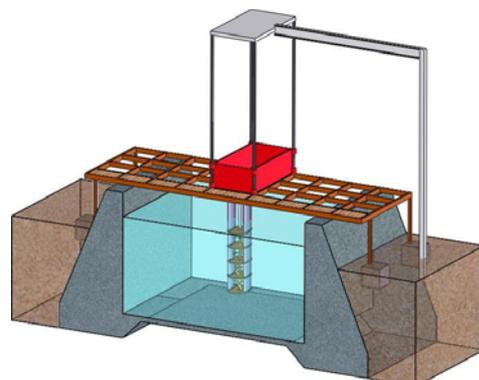


Figure 2.9. Schéma d'un protocole de test de colonne en canal (source : LEGI)

La pluridisciplinarité a été complétée depuis 2006 par des études menées au G2ELab sur des aspects concernant la génération électrique, les dimensionnements, les pilotages et la connexion au réseau/site isolé. Des simulations numériques et des tests expérimentaux sur un banc d'essais temps réel ont été également réalisés.

Les travaux compris dans cette thèse s'inscrivent au sein des premières étapes du schéma général du programme HARVEST : plus précisément, la phase préliminaire de la réalisation du démonstrateur dans le canal (ETHIC) et la phase d'études prospectives pour les différents types de pilotages qu'on pourrait appliquer prochainement pour le futur prototype en mer (DESTHYM).

2.1.2.2. L'interdépendance des disciplines dans le cadre HARVEST

Une interaction permanente tout au long du programme HARVEST a été et continue à être menée entre les quatre laboratoires rhône-alpins (Figure 2.10).

Le laboratoire LEGI collabore avec le laboratoire 3S-R et le laboratoire LaMCoS sur des aspects comme la caractérisation de courants marins, l'optimisation hydraulique de la turbine Achard, l'optimisation mécanique au niveau de la turbine seule et aussi de la colonne, des études d'ancrage adaptées, la tenue à la houle et aux tempêtes au niveau des axes-turbines et de la structure de maintien, les choix de matériaux.

Le laboratoire G2ELab appuie sa collaboration avec les trois autres laboratoires sur des aspects comme les comportements hydrodynamiques des turbines et des colonnes hydroliennes, les comportements en dynamique des colonnes et de la structure de maintien, les résonances et les vibrations, l'optimisation de la chaîne de génération électrique, les pilotages et les aspects de contrôle en temps réel des turbines, les choix d'architecture du système et de conception au niveau de la génération électrique.

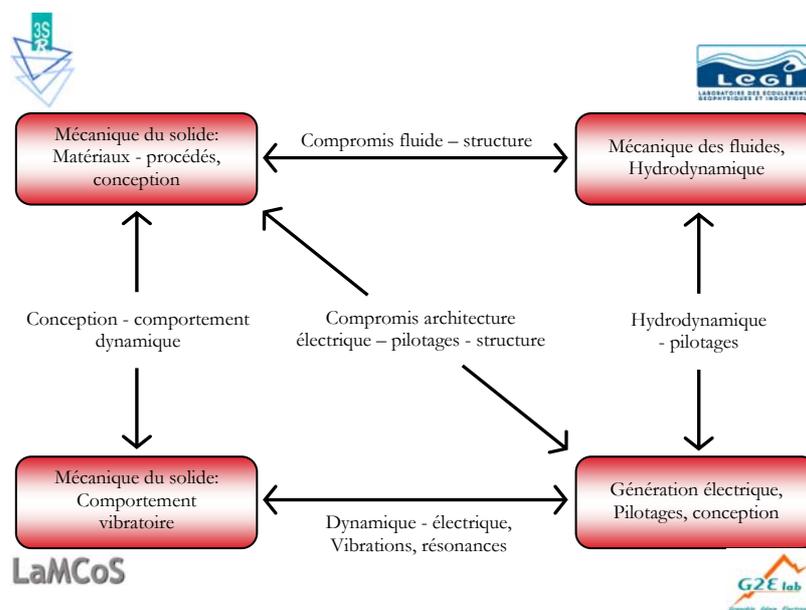


Figure 2.10. Les interactions entre les laboratoires du programme HARVEST

Du point de vue de tous ces laboratoires, et surtout du celui de l'initiateur du projet (Jean Luc Achard), à la suite de ces étapes de recherche et prototypes testés, le relais du savoir-faire doit passer au niveau industriel.

Portant sur quelques aspects de modélisation et surtout de pilotages des turbines hydroliennes, cette thèse s'est déroulée entièrement au G2ELab.

2.2. Constitution d'une chaîne de production hydrolienne

2.2.1. Descriptif général

Les hydroliennes sont des capteurs d'énergie cinétique des courants d'eau. Deux transformations d'énergie ont lieu. D'abord, l'énergie cinétique est transformée par les turbines hydroliennes en énergie mécanique. Ensuite, une génératrice réalise la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique.

Le schéma de principe général est celui présenté par la Figure 2.11.

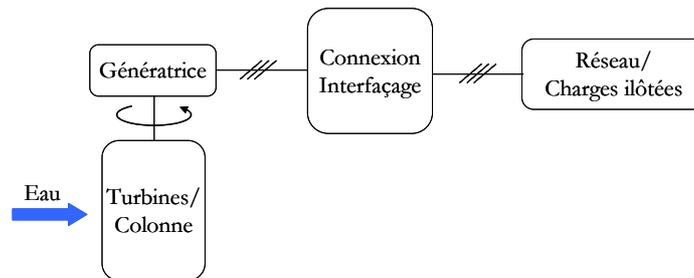


Figure 2.11. Schéma général d'un générateur hydrolien

Le générateur hydrolien (ou la chaîne de production hydrolienne) comporte plusieurs éléments présentés par la Figure 2.11. Le système peut produire de l'énergie continuellement car la ressource est continue monotone.

Les turbines sont à trois pales fixes, aucun moyen ne permet de changer la position des pales. L'eau, et particulièrement l'eau salée, est un milieu relativement hostile pour les mécanismes complexes : pour cela, un système de calage des pales n'est pas concevable dans le concept HARVEST.

La machine électrique est une génératrice pour la vitesse de rotation variable. Ensuite, une interface d'électronique de puissance est nécessaire pour la connexion au réseau électrique ou aux charges îlotées.

2.2.2. L'architecture générale du générateur hydrolien retenue

Une vue d'ensemble de l'architecture générale du générateur hydrolien est présentée par la Figure 2.11. La structure du générateur hydrolien est composée d'une colonne ou deux colonnes hydroliennes (ce qu'on appellera tour bi - colonne) Achard, une génératrice synchrone à aimants permanents et deux onduleurs triphasés pour la connexion au réseau ou aux sites îlotés.

Comme évoqué auparavant, un point clef du concept HARVEST est sa modularité. Suivant les applications, même si une "grande" ou "moyenne" turbine suffisait, il vaut mieux imaginer une colonne de plusieurs petites turbines. Le nombre (2, 3, 4,...) de ces petites turbines pourra être modulable suivant la hauteur d'eau disponible.

Dans tous les cas, une colonne de petites turbines est avantageuse par rapport à une seule turbine de même couple car relativement moins chère à fabriquer (la somme des turbines sera moins chère qu'une turbine équivalente), plus faciles à installer, plus facile à réparer, permettant une production réduite si l'une des turbines tombe en panne, plus performante en terme de rendement, moins sollicitée en terme de structure par des efforts hydrodynamiques. Toutefois, si le site demandait forcément l'installation d'une seule petite turbine (par exemple de l'ordre de 30cm), cela pourrait être imaginée mais avec une turbine Achard carénée ou mieux un seul étage de deux turbines Achard contrarotatives avec carénages et étrave.

Ainsi, les études développées dans le cadre de cette thèse concernent d'abord une colonne de turbines Achard et ensuite une tour bi-colonne de turbines Achard synchronisées.

Les turbines entraînent directement la génératrice, une boîte de vitesse n'étant pas nécessaire. Le fait de ne pas se servir d'un tel mécanisme simplifie la structure, la maintenance et diminue ainsi les risques de défaillance.

La génératrice utilisée est une machine synchrone à aimants permanents qui permet le fonctionnement sur une plage de vitesse variable. Le fonctionnement à vitesse de rotation variable implique la possibilité d'extraction maximale de la puissance par la turbine sur une large plage de variation de la vitesse d'écoulement d'eau. Cela est le principal avantage de la génération d'énergie électrique à vitesse variable.

De plus, la machine synchrone est une technologie qui permet la mise en œuvre de machines spécifiques multipolaires qui tournent à faible vitesse de rotation donc qui ne nécessitent pas de multiplicateur de vitesse. Ayant une forte densité de flux sous les pôles et un pas polaire faible, la machine synchrone à aimants est très compacte, a un bon rendement et est totalement fermée. Un autre point essentiel est le fait que la structure de commande est plus simple pour une machine synchrone à aimants permanents par rapport à une machine asynchrone à cage ou asynchrone à double alimentation. Dans le domaine ferroviaire, la propulsion des navires, mais aussi dans l'éolien, cette technologie fait ses preuves depuis quelques années [LAV-05], [HLI-08], [CHI-06]. En ce qui concerne la conversion de l'énergie cinétique de l'eau, il existe déjà dans la littérature des études de conception menées pour des machines synchrones à aimants [SEG-05], [THO-07], [POL-05], [NIL-03].

Un inconvénient de cette machine synchrone à aimants souvent mis en avant dans le cas des éoliennes est sa taille. Une machine synchrone à aimants multipolaire qui tourne à faible vitesse de rotation peut atteindre de diamètres de 3-4m (pour une puissance qui peut atteindre 1 MW). Pour les hydroliennes, cela peut devenir un avantage car la machine posée en bas de la colonne crée un lestage naturel au fond de l'eau.

Dans la Figure 2.11, et dans tous les schémas qui suivent dans ce manuscrit, la génératrice est supposée comme placée en haut de la colonne hydrolienne. La raison est d'une part une schématisation

plus souple et d'autre part la préparation de la mise en œuvre du prototype canal (ETHIC) où la génératrice sera en haut de la colonne (Figure 2.12) fixée à un portique. De toute façon, le placement en bas ou en haut est moins contraignant pour la partie électrique que pour la partie mécanique du point de vue de la tenue de la structure. Comme mentionné auparavant pour le prototype en mer (DESTHYM), la génératrice sera placée en bas de la colonne (Figure 2.13).

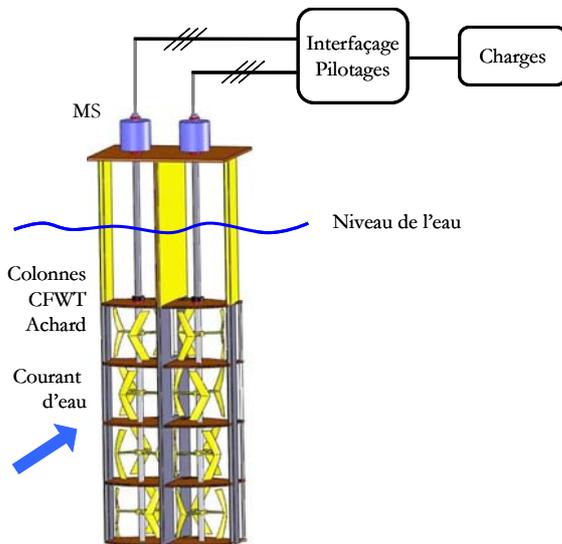


Figure 2.12. Architecture générale du générateur hydrolien HARVEST prévu pour test dans le canal (ETHIC) (rayon turbine 0.25m)

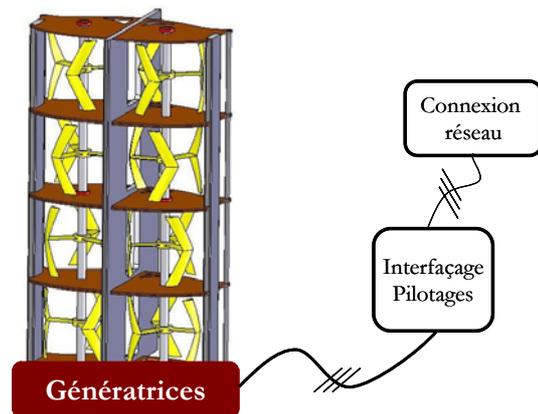


Figure 2.13. Architecture générale possible du générateur hydrolien HARVEST prévu pour test en mer (DESTHYM) (rayon turbine 1.5m)

La fréquence et l'amplitude de la tension fournie par une génératrice synchrone qui fonctionne à vitesse variable de rotation dépendent de cette vitesse de rotation, elles sont donc variables. En conséquence, une interface d'électronique de puissance est nécessaire pour réaliser la connexion au réseau électrique/charges ilôtées (qui fonctionnent à fréquence et amplitude de tension fixées). Un lien direct entre la génératrice et le réseau électrique/charges n'est pas envisageable.

Afin de pouvoir tester et imaginer en laboratoire toute une série d'algorithmes de pilotage pour les hydroliennes, la souplesse et la dissociation au niveau de l'électronique de puissance sont un facteur décisif (Figure 2.14). Deux onduleurs tête-bêche réalisent l'interfaçage pour la structure d'étude. Ces onduleurs triphasés sont à base de transistors IGBT et sont contrôlés en modulation de largeurs d'impulsions (MLI). Ce choix est justifié par le besoin de flexibilité et modularité. Toutefois, pour le futur (notamment le prototype en mer), des structures plus simples côté machine comme le pont redresseur à diodes au lieu du redresseur quatre quadrants pourront être imaginées.

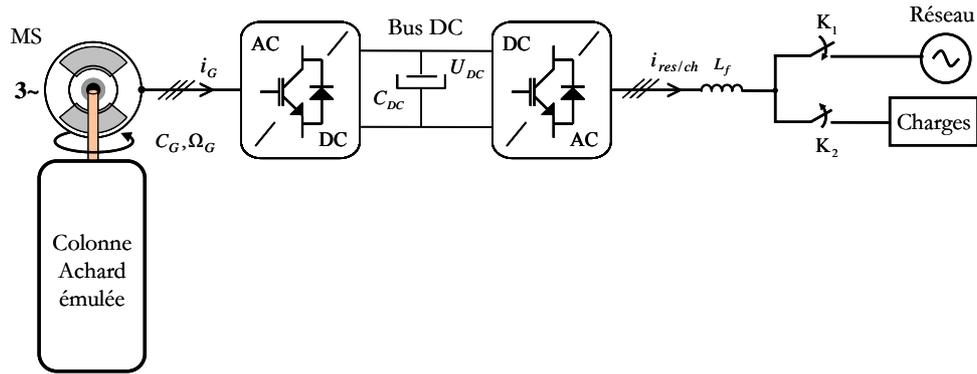


Figure 2.14. Schéma général de la structure de test pour les générateurs hydroliens à G2ELab

2.3. Fonctionnement d'une hydrolienne

2.3.1. L'interaction fluide-turbine

Avant de rentrer dans les détails qui concernent la modélisation et les pilotages de la chaîne hydrolienne de génération électrique, quelques rappels sur le fonctionnement d'une turbine hydrolienne du point de vue de l'interaction fluide-turbine sont présentés dans ce paragraphe.

On considère d'abord un profil de pale attaqué par un écoulement d'eau V_0 (Figure 2.15 a)). L'angle d'incidence écoulement-pale est défini comme l'angle entre la corde du profil (c) et la vitesse relative de l'eau V_0 . Deux repères mobiles sont représentés : un $(\{x,y\})$ lié à la vitesse du fluide, c'est-à-dire tournant avec la pale et dont la direction x est donnée par V_0 et un deuxième $(\{n,t\})$ lié au corps de pale. En général, V_0 est appelée vitesse du fluide à l'infini amont.

Ensuite considérons une turbine hydrolienne en mouvement sur l'action de l'écoulement d'eau. Selon un repère cylindrique de coordonnées $(0, R, \theta)$ (Figure 2.15 b)), la pale est attaquée par une vitesse d'écoulement locale relative W qui se calcule à l'aide de la vitesse périphérique $\omega \wedge R$ (ou ω est la vitesse de rotation de la turbine) et de la vitesse à l'infini amont V_0 par la relation suivante :

$$\overline{W} = \overline{V_0} - \overline{\omega} \wedge \overline{R} \quad (2.1)$$

La relation ci-dessus néglige classiquement la variation de la vitesse absolue au voisinage de la turbine.

Au cours de la rotation, les profils de pale sont attaqués par cet écoulement relatif sous des angles d'incidence variables (Figure 2.16).

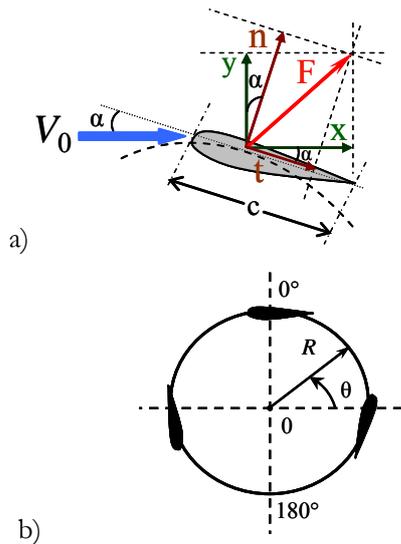


Figure 2.15. Les systèmes des axes
a) pour une pale de turbine ; b) pour la turbine

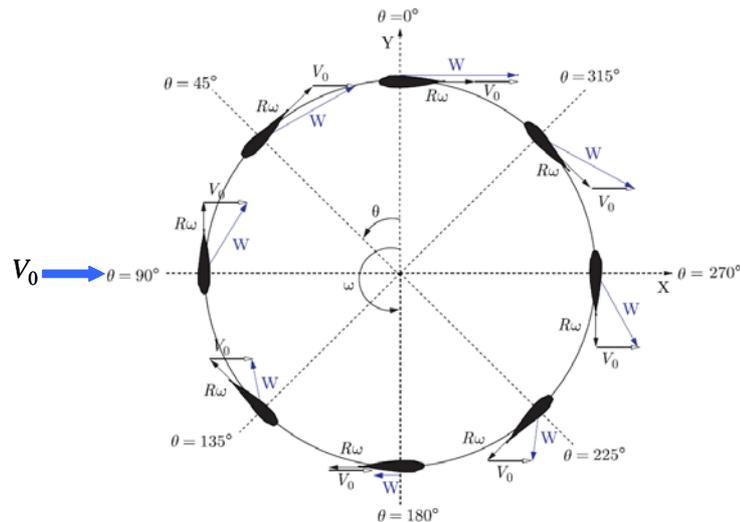


Figure 2.16. Les triangles de vitesse sur les pales ©[ANT-08]

On appelle vitesse spécifique de la turbine le rapport $\lambda = \omega R / V_0$. L'angle d'incidence local peut être calculé de la façon suivante :

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{\sin \theta}{\lambda + \cos \theta} \right) \quad (2.2)$$

Cet angle varie au cours de la rotation selon θ , la position angulaire de la pale (Figure 2.17) et donc change de signe lorsque le profil de pale passe du demi-cercle amont au demi-cercle aval et inversement.

Le couple disponible sur une turbine hydrolienne est donné par la force F_t , tangentielle au cercle de rotation. En effet, cette force provient de la projection de la portance (qui est dirigée vers l'avant des pales) diminuée de la projection de la traînée (qui est dirigée vers l'arrière des pales). Ainsi, celle qui crée le couple moteur est la portance. Dans le demi-disque amont, quand θ augmente depuis la position 0° , la force tangentielle devient positive et atteint un maximum vers 90° avant de décroître jusqu'à la position 180° . On observe le même comportement dans le demi disque aval entre les positions 180° et 360° . La force F_t est positive et donc motrice dans la majorité des positions sauf lorsque le plan de symétrie du profil de l'élément de pale est parallèle à la direction de l'écoulement ou proche de cette position, autour de 0° et 180° où elle négative et donc freine la turbine [PLO-04], [ANT-08].

En revanche, la force F_n est une force déterminante pour la tenue mécanique des pales car elle est très variable et engendre un chargement alterné et cyclique sur la pale. Néanmoins, à cette force se rajoutera la force centrifuge (qui est toujours dirigée vers l'extérieur) et le fait que F_n soit maximale dans le demi-disque amont est quelque part corrigé par cette force centrifuge.

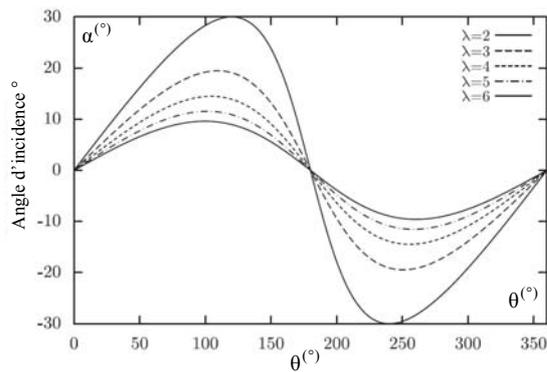


Figure 2.17. La variation de l'angle d'incidence sur un tour pour différentes valeurs de λ ©[ANT-08]

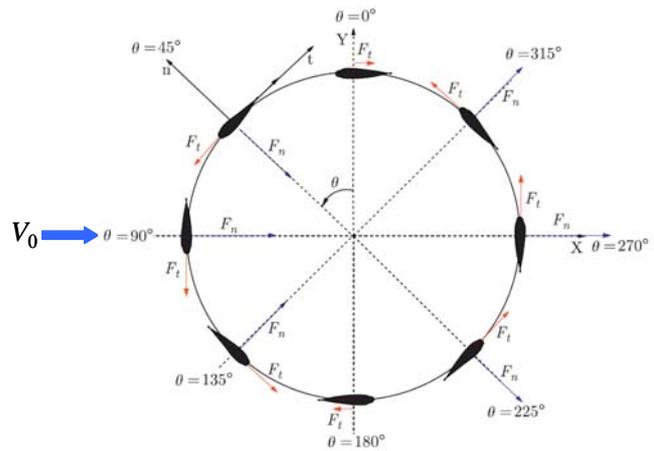


Figure 2.18. Les forces normales et tangentielles ©[ANT-08]

L'action du fluide sur l'aile se traduit par une force hydrodynamique résultante totale (F), qui est responsable de l'entraînement des pales dans le sens de rotation adéquat pour la plupart des positions. Cette force varie à son tour en fonction de la forme et la surface du profil de pale, l'angle d'incidence, la vitesse relative locale W , la masse volumique du fluide.

La décomposition de la force hydrodynamique totale suivant le repère (x,y) donne une composante perpendiculaire à l'écoulement qui s'appelle force de portance et une composante parallèle à l'écoulement qui s'appelle force de traînée.

Une deuxième composition selon le repère (n,t) cette fois, comprend deux composantes : une force normale à la corde (c) de la pale, nommée force normale à la pale, F_n , et une force axiale parallèle à la corde nommée force tangentielle F_t (qui est la force motrice) (Figure 2.18).

Pour finaliser ces rappels sur l'interaction fluide-turbine, quelques aspects sur la formation des tourbillons sont évoqués. Ces notions sont plus approfondies dans [MCC-81] et [BRO-86]. Autour des turbines à flux transverse, telles que les turbines Darrieus, l'écoulement est fortement instable et tridimensionnel. La complexité de l'écoulement est due au phénomène de décollement dynamique qui à sa forme ultime devient décrochage dynamique. Ce décollement a lieu durant toute la rotation des pales et à l'interface entre les tourbillons et les pales. Pour des petites vitesses spécifiques, on a de grandes variations de la vitesse relative sur un tour. En particulier, l'angle d'incidence devient grand et peut dépasser l'angle de décollement dynamique et statique (de 12° à 15° environ). Un ou plusieurs couples de tourbillons contrarotatifs se forment dans le sillage des pales (Figure 2.19). Selon certains calculs, le décollement dynamique améliore les performances de la turbine. Dans la bibliographie, on trouve deux explications à ce phénomène. La première suppose que le passage des pales dans les tourbillons augmente la portance. La deuxième suggère que le simple retard au décollement, comparé au décollement statique permet d'accroître les performances.

Ces "bulbes" tourbillonnaires participent à la dynamique entière du système : plus on tourne vite, plus les tourbillons agrandissent jusqu'à ce qu'ils décrochent de la pale, on pourrait dire que, à ce moment-là l'écoulement autour de la pale devient moins efficace, il s'écoule autour de la pale mais ne la porte plus.

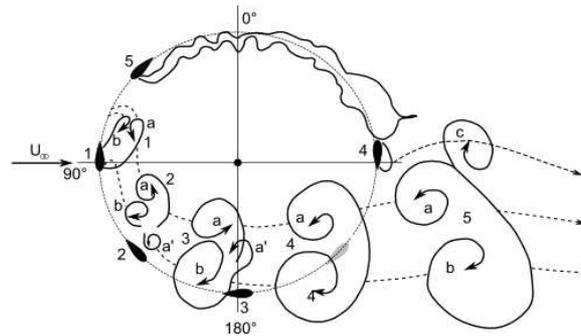


Figure 2.19. La formation des tourbillons autour d'une pale ©[BRO-86]

2.3.2. Notions sur les nombres adimensionnels (similitude turbines)

Au LEGI et au 3S-R, le développement des connaissances des turbines a été et est fait sur des turbomachines à échelle réduite. Les campagnes d'essais réalisées jusqu'à maintenant concernent des maquettes de diamètre de 175mm. Les dimensions des turbines exploitées pour la production d'énergie électrique auront des dimensions supérieures. Ainsi, pour le prototype qui sera testé à Pont de Claix (ETHIC), ce diamètre sera de 0.5m. Pour un possible prototype fluvial, la taille du diamètre serait de 1.5m et enfin pour la mer (prototype Ile de Bréhat : DESTHYM), un diamètre de 3m serait choisi. Néanmoins, les résultats obtenus en laboratoire concernant des maquettes à échelle réduite. Pour transposer ces résultats sur des applications à échelle industrielle, il faut introduire des lois de similitude pertinentes.

Ces notions sont plus amplement expliquées dans [PLO-04].

Dans ce rapport, on va seulement faire un court passage en revue de ces nombres adimensionnels concernant les turbines. Ces notions sont importantes pour la compréhension ultérieure.

Les lois de similitude sont fondées sur des nombres adimensionnels qui sont construits en collectant tous les paramètres dimensionnels permettant de définir complètement une expérience. Formellement, vouloir transposer les résultats d'une configuration de départ déjà fixée à une configuration d'arrivée à fixer revient à maintenir constants les paramètres de similitude imposés ; cela est généralement possible car comme, dans l'espace d'arrivée, seuls certains nombres dimensionnels sont déterminés a priori (dimensions géométriques dilatées par exemple pour des raisons d'espace disponible), les autres peuvent ainsi être déterminés après coup en égalant les paramètres adimensionnels relatifs aux deux configurations. Il est ainsi avantageux de s'attacher à ne conserver que le nombre minimal de paramètres et à exclure les paramètres dépendants. L'objectif est de pouvoir affirmer que le comportement du système d'arrivée est le même que celui du système de départ.

Les paramètres de similitude imposés pour ces turbines sont de deux catégories : géométriques et hydrauliques. Citons-en quelques-uns parmi les principaux :

Paramètres de similitude géométrique imposés : le rapport de la corde d'une pale sur le rayon de la turbine ; le rapport de la hauteur de la turbine sur son diamètre ; le nombre des pales ; la solidité (qui caractérise la portion de longueur occupée par les cordes des pales en rapport avec la circonférence associée au diamètre

de la turbine) ; le diamètre d'axe adimensionnel (le rapport entre le diamètre de la turbine et le diamètre de l'axe vertical de la turbine) ; le profil de pale ; la rugosité des pales.

Paramètres de similitude hydraulique imposés : vitesse spécifique de la turbine (λ) ; nombre de Reynolds (qui dépend de la viscosité du fluide, la vitesse de rotation, la corde et le rayon de la turbine) ; le nombre de Froude (le rapport des forces de pesanteur sur les forces d'inertie, important seulement si les turbines sont proches de la surface) ; le confinement (jouant sur la puissance récupérée par la turbomachine) ; l'intensité turbulente.

Etant imposés, ces paramètres sont connus.

Ensuite, il y aura une série de paramètres de similitude hydraulique inconnus, comme le nombre de cavitation (qui caractérise l'occurrence de la cavitation autour des pales des turbines) ; le coefficient de puissance ($C_p = \frac{C_T \cdot \Omega_T}{0.5 \cdot \rho \cdot S \cdot v^3}$, où C_T est le couple de la turbine et Ω_T est la vitesse de rotation de la turbine) ; le coefficient de couple ($C_c = \frac{C_p}{\lambda}$) ; le coefficient de traînée (le rapport de la force globale qui s'exerce sur l'axe de la turbine sur la force qu'exerce la pression dynamique sur la surface balayée par les pales).

D'autres lois de similitude cette fois côté électrique seront rappelées dans le paragraphe 4.4.1.

Ces lois de similitude, hydrauliques, géométriques ou électriques sont importantes car comme mentionné plus haut, suite à leur application, le comportement du système d'arrivée est connu à partir d'un système de départ à échelle réduite.

2.3.3. Contrôles de la chaîne hydrolienne de conversion d'énergie

Ce paragraphe introduit brièvement les possibilités de contrôle pour cette chaîne hydrolienne de conversion d'énergie.

Dans la littérature existent de nombreux travaux concernant les aspects hydrodynamiques [SHI-00], [GOR-01], [ZAN-07], [ANT-08], [MTX-08] et la conception des génératrices spécifiques pour le milieu marin [SEG-05], [THO-07], [POL-05].

Pour le contrôle commande des hydroliennes, les travaux sont moins nombreux. Toutefois, des algorithmes de contrôles pour une structure à base de machine asynchrone à double alimentation se trouve dans [BNL-08] et pour une structure à base de machine synchrone à inducteur dans [FAR-05]. Dans [COM-00] et [SCH-07], des systèmes de contrôle de l'angle de calage des pales pour des turbines à axe vertical sont présentés. D'autres études orientées vers la partie électronique de puissance spécifique peuvent être retrouvées dans [LIU-07] et [CAR-08].

On a vu dans les paragraphes antérieurs que la plupart des technologies d'hydroliennes en tests actuellement ne sont pas connectées au réseau électrique ou à des charge îlotées. Concernant le peu de technologies raccordées, la partie pilotage, si existante, reste une inconnue car confidentielle. Le reste des projets en général sont au stade de tests hydrodynamiques sur les turbines ou optimisation rendement propre à la turbine.

L'architecture générale telle qu'elle est montrée dans le paragraphe 2.2.2 est du même type que nombreuses structures d'éoliennes [LAV-05], [BUR-01], [MUN-08]. Toutefois, les conditions de fonctionnement d'une hydrolienne sont totalement différentes et en conséquence l'approche pilotage ne peut pas être la même. Le milieu de fonctionnement, l'eau, impose des contraintes qu'on ne retrouve pas dans l'air. De plus, comme la turbine se trouve "libre" dans l'eau, aucune action ne peut être imaginée sur la ressource. Pourtant, un contrôle de l'énergie convertie est inévitablement nécessaire.

Les turbines Achard sont des turbines à pales fixes. Aucun moyen d'action n'existe au niveau de la turbine en elle-même (à part un frein mécanique mais qui peut s'appliquer seulement à vitesse de rotation très faible, quasi à l'arrêt).

Le seul moyen d'action reste le contrôle de la génératrice synchrone et de l'électronique de puissance associée. Ces actions permettent dans un premier temps l'extraction maximale de la puissance de l'eau, quelque soit la vitesse de l'écoulement. Afin d'obtenir ce fonctionnement optimal, il faut contrôler à la fois les grandeurs qui affectent directement le fonctionnement de la génératrice (courants électriques, vitesse de rotation) et les grandeurs qui correspondent à l'interfaçage avec le réseau électrique/charges ilôtées (tension au niveau du bus continu entre les deux onduleurs, courants électriques injectés). Le schéma de la structure générale de contrôle des colonnes hydroliennes Achard pour les essais d'étude réalisés en laboratoire au G2ELab est celui de la Figure 2.20.

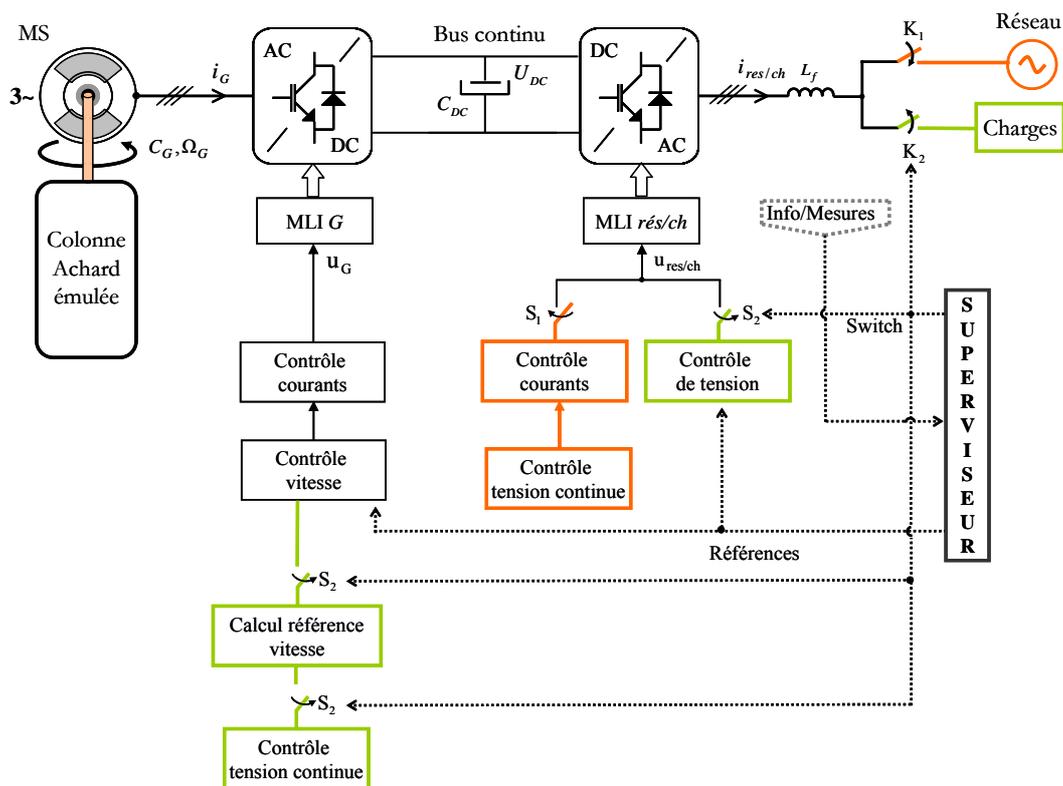


Figure 2.20. Structure générale de test pour le contrôle des colonnes hydroliennes

Le contrôle du couple de la génératrice et de sa vitesse de rotation sont assurés par les étages de contrôle du redresseur et le transfert de puissance est réalisé via l'onduleur de connexion. Suivant les modes de fonctionnement, les niveaux de ces contrôles peuvent changer, d'autres étages étant nécessaires.

Un niveau superviseur gère les lois de consigne, les protections, le choix/commutation des modes de fonctionnement et en même temps reçoit des informations sur l'état du système et des mesures.

Les chapitres 5 et 6 de cette thèse sont consacrés aux pilotages des hydroliennes, les structures et les niveaux de contrôle seront décrites et validées.

2.4. Conclusion

La problématique de la conception d'un prototype complet qui fonctionne et ensuite la conception d'un parc hydrolien s'avère complexe et fait apparaître le besoin de la pluridisciplinarité des compétences qui doivent être impliquées.

Le concept HARVEST dessine le cadre général de cette thèse. La pluridisciplinarité, un concept unique basé sur des colonnes d'hydroliennes Achard et une interaction continue menée tout au long du programme caractérisent HARVEST.

La constitution d'une chaîne hydrolienne et l'architecture générale d'étude ont été présentées.

Une brève introduction aux phénomènes physiques qui ont lieu au niveau de l'interaction fluide - turbine est réalisée avant de passer en revue la structure générale de contrôle du générateur hydrolien étudié.

Les travaux présentés par la suite s'inscrivent dans un programme d'études et tests en laboratoire préparatoires à la réalisation de prototypes réels.

Chapitre 3. Modélisation du générateur hydrolien

SOMMAIRE CHAPITRE 3

Chapitre. 3	Modélisation du générateur hydrolien	63
3.1.	Introduction	65
3.2.	Modélisation de la turbine hydrolienne.....	66
3.2.1.	Les courants d'eau – source primaire	66
3.2.2.	Représentations théoriques du couple hydrolien	70
3.2.2.1.	<i>La turbine seule</i>	70
3.2.2.2.	<i>La colonne hydrolienne</i>	73
3.2.3.	Plan expérimental dédié à la caractérisation des turbines Achard	73
3.2.3.1.	<i>La turbine carénée</i>	76
3.2.4.	Modèles finaux	77
3.2.5.	Transmission du couple hydrolien	81
3.3.	Modélisation de la chaîne électrique.....	81
3.3.1.	Modèle dynamique de la machine synchrone	81
3.3.2.	Modèles de l'électronique de puissance	85
3.3.3.	Connexion réseau ou charge	90
3.4.	Validation des modèles.....	91
3.5.	Conclusion	93

3.1. Introduction

Un modèle est un outil pour comprendre, étudier, concevoir, commander ou piloter un objet ou un système. Il peut également être issu de la connaissance, du comportement ou des deux. Il sera également la résultante entre une précision souhaitée et un niveau de complexité (à la construction et à l'usage) accepté. Il est ainsi souvent nécessaire d'établir des hypothèses simplificatrices en accordance avec le compromis précision/complexité.

Ce travail est consacré aux commandes et aux pilotages dédiés au générateur hydrolien. Des modèles dynamiques sont construits pour chaque élément composant la structure de génération hydrolienne (rappelée par la Figure 2.20) et ce, afin que toute partie du système puisse être simulée, commandée ou émulée séparément et/ou totalement.

Ce chapitre exposera donc les modèles de la turbine, de la génératrice, de l'électronique de puissance associée, de la connexion au réseau et des charges. Les commandes et pilotages de la structure hydrolienne quant à eux seront amplement présentés et validés dans les chapitres 5 et 6.

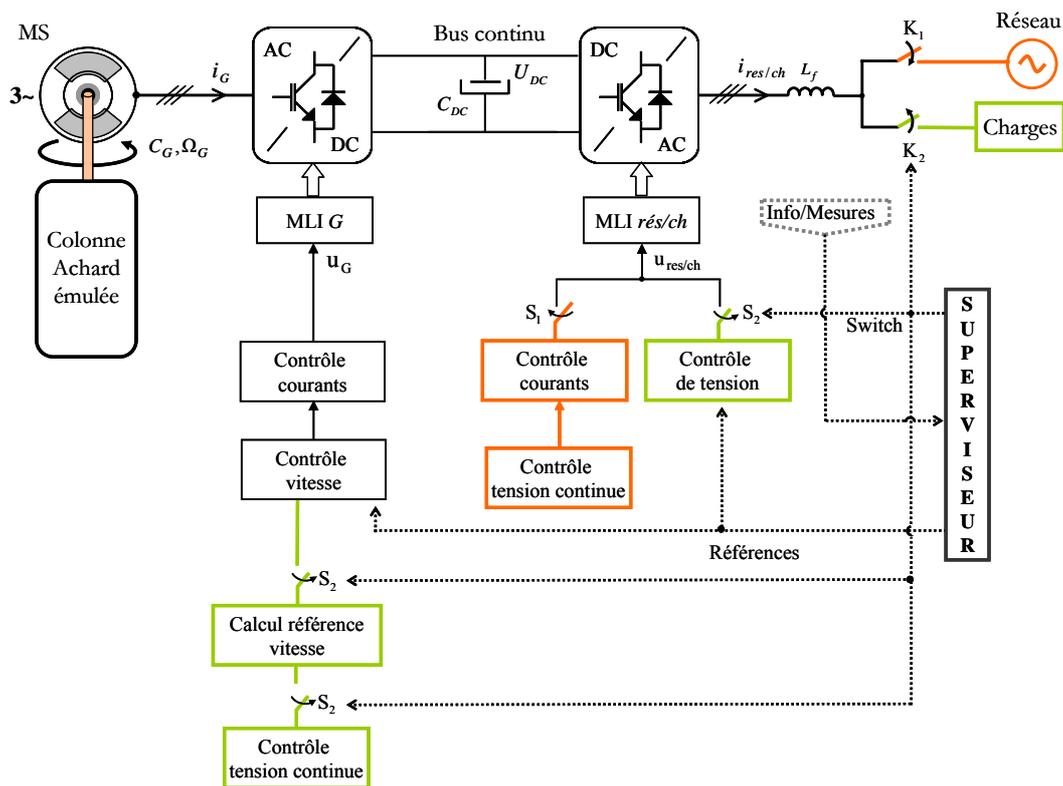


Figure 3.1. Structure générale d'un générateur hydrolien

Rappelons le fait que cette thèse se situe dans une étape préparatoire à un prototype de test dans un canal (ETHIC) avec comme optique finale la réalisation d'un prototype en mer (DESTHYM). Afin d'imaginer et de tester des lois de commande et de pilotage, le comportement du système sera reproduit d'abord en simulation et ensuite sur un banc de test temps réel (voir le chapitre 4). Ainsi, les modèles seront adaptés à une exploitation par le logiciel Matlab/Simulink qui d'une part permet la mise en place

rapide des modèles et lois de contrôle et d'autre part est un environnement qu'on retrouve sur les systèmes de prototypage rapide (dSPACE, xPC Target,...). Dans un tel environnement, certains composants sont physiques, d'autres simulés et enfin une partie peut être émulée ; par ailleurs, les lois de commande sont implantées numériquement.

3.2. Modélisation de la turbine hydrolienne

Les turbines à axe vertical et plus particulièrement les turbines Darrieus et Achard ont fait l'objet de nombreuses études au LEGI en vue de la réalisation des codes numériques qui puissent modéliser leur comportement et leur interaction avec le fluide et la structure [PLO-04], [GUI-05], [ANT-07], [ANT-08], [MTX-08], [ZAN-07]. Les résultats obtenus ont été en partie confirmés par des tests sur des maquettes en veine d'essais hydrodynamique (voir le paragraphe 3.2.3) mais au même temps ont aidé à la conception des différentes géométries et des systèmes de carénage et de maintien adéquats et ce, allant de la turbine Achard aux futurs parcs hydroliens en passant par des colonnes hydroliennes.

La modélisation abordée dans le cadre de cette thèse s'appuie notamment sur l'évolution du coefficient de puissance de la turbine. Cette caractéristique a été obtenue suite à des tests expérimentaux sur des maquettes de turbine Achard.

3.2.1. Les courants d'eau – source primaire

La source primaire d'énergie pour les turbines hydroliennes est l'énergie cinétique de l'eau. En marin tant qu'en fluvial, les potentialités sont très grandes. Quelques aspects sur la forme que ces courants d'eau peuvent avoir et la façon de les modéliser sont présentés dans ce paragraphe.

En général, la distribution de la vitesse de courant d'eau a une forme du type présenté dans la Figure 3.2. Avec la profondeur, la vitesse du courant baisse.

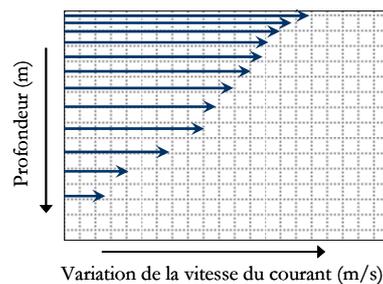


Figure 3.2. Variation de la vitesse du courant avec la profondeur

Des études plus approfondies sur la ressource en milieu marin ont été réalisées au LEGI [PLO-04]. Trois sites (pour lesquels des données ont été disponibles) ont été analysés :

- le Raz Blanchard caractérisé par des courants prédictibles de fortes intensités (avec un maximum de 4-5m/s), proche des côtes (à 2km) et avec de faibles profondeurs (50m) ;
- le Golfe du Lion où les vitesses sont très faibles (inférieurs à 0.3m/s) et des profondeurs significatives de 2000 m. De plus ces courants se trouvent à 50-100km des côtes tout en étant ressentis jusqu'à 250m de profondeur ;

- le Nord du Brésil avec des vitesses modérées (inférieurs à 1.5m/s) et de très grandes profondeurs (jusqu'à 4000m). Là encore, le courant est ressenti jusqu'à 500m [PLO-04].

Par la suite, seulement un court rappel de quelques formes de variation que les courants marins peuvent présenter est évoqué. Il existe toutefois de nombreux travaux sur l'étude des courants océaniques [GRL-99], [SRE-04], [PLO-04], [SHOM-09].

En théorie, la dynamique des courants océaniques est régie par les équations Navier-Stokes qui décrivent le déplacement d'une particule comme la conséquence des forces qui s'appliquent sur elle [PLO-04], [PED-96]. A titre indicatif, cette équation est :

$$\rho \left[\frac{d\vec{u}}{dt} + 2\vec{\Omega} \times \vec{u} \right] = -\nabla P + \rho \nabla \Phi + \mathfrak{S}(\vec{u}) \quad (3.1)$$

où : $\frac{d\vec{u}}{dt}$ est l'accélération relative, $2\vec{\Omega} \times \vec{u}$ l'accélération de Coriolis, \vec{u} la vitesse de la particule, ρ la densité de l'eau, $\vec{\Omega}$ la vitesse de rotation de la Terre ($7.3 \cdot 10^{-5} s^{-1}$), ∇P les forces de pression, $\rho \nabla \Phi$ les forces massiques avec Φ le potentiel des forces massiques conservatrices telle que l'accélération gravitationnelle, la force centrifuge, *etc.*, et $\mathfrak{S}(\vec{u})$ sont les forces non-conservatrices (visqueuses).

Pour chaque type de courant marin, il y a un équilibre particulier entre les différents termes de l'équation (3.1).

La Figure 3.3 montre une variation journalière des courants de marée dans quatre différents endroits du monde.

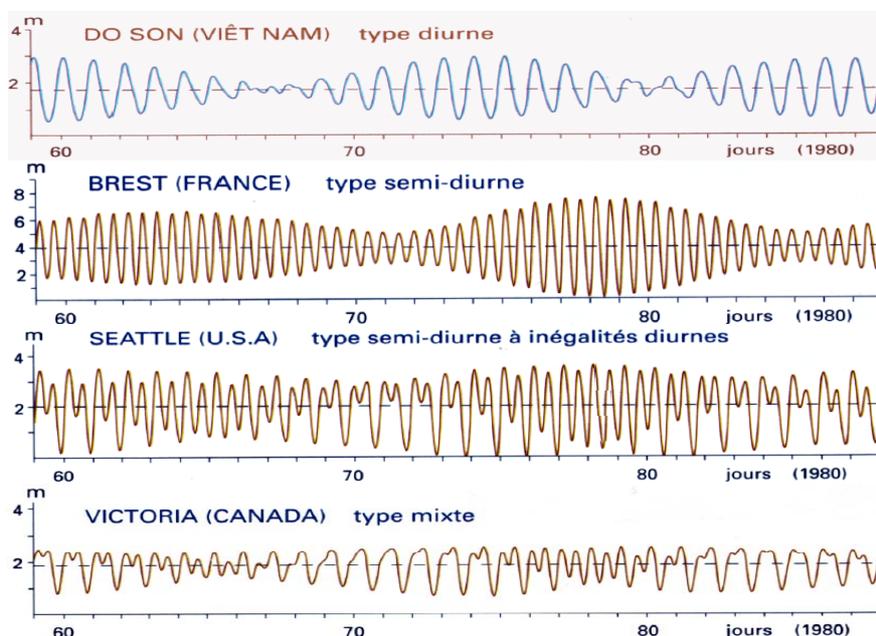


Figure 3.3. Variation journalière des courants de marée ©[SHO-97] (Sur l'axe y, la hauteur des pleins et basses mers est représentée)

Toujours à titre illustratif, la Figure 3.4 montre la variation temporelle des modules de vitesses du courant du Nord du Brésil, dans trois points différents (notés P sur la figure) et pour les différentes

profondeurs indiquées. Les échelles de temps sont en jours et les vitesses sont exprimées en m/s. Il s'agit dans ce cas des courants océaniques continus. Il faut remarquer que le module de la vitesse du courant d'eau baisse avec la profondeur selon une distribution usuelle.

Vitesse du courant (m/s)

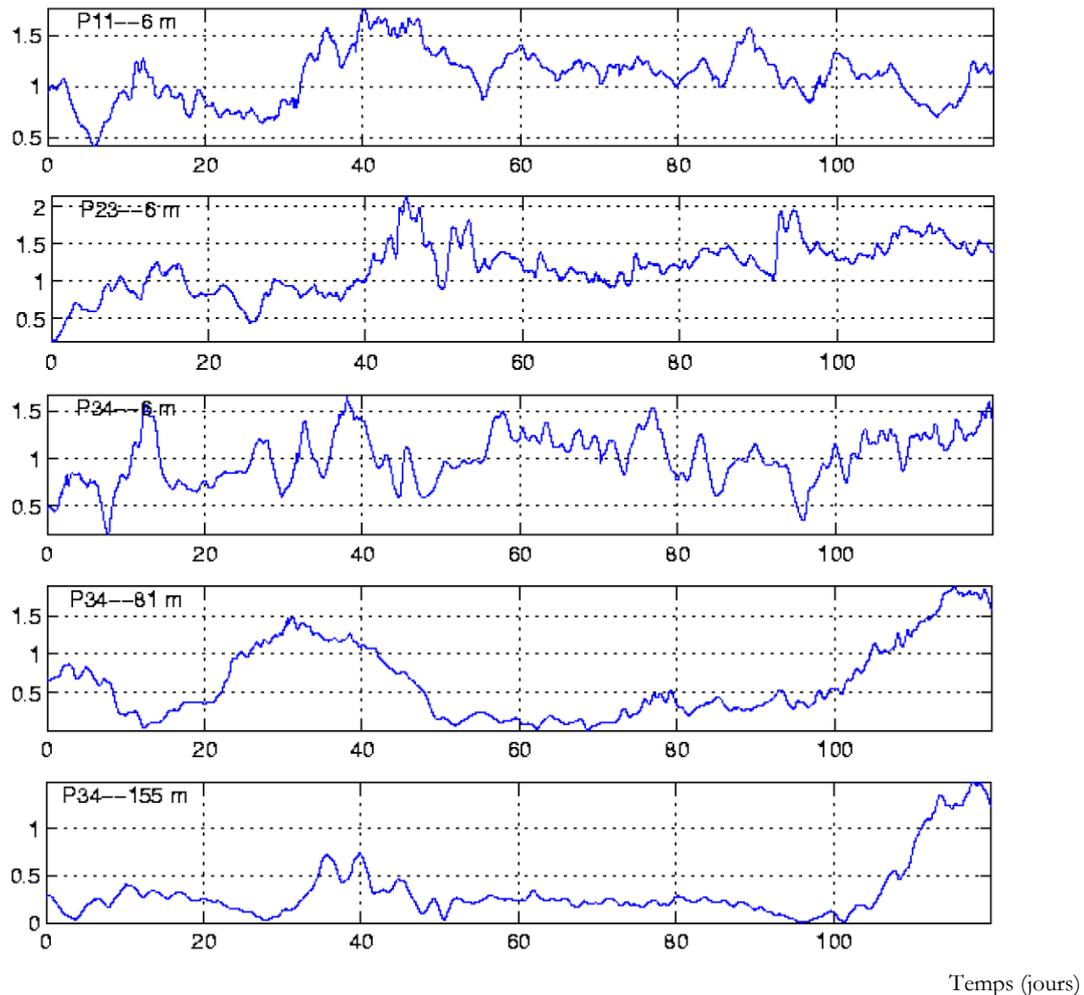


Figure 3.4. Exemple de variation temporelle du courant de marée au Nord du Brésil [PLO-04]

Dans le cadre des travaux développés dans cette thèse, les hydroliennes sont considérées immergées dans un cours d'eau régulier fluvial. A cet égard, les informations sur les ressources fluviales sont difficilement disponibles car souvent confidentielles.

Pour la phase ETHIC, le prototype de colonnes hydroliennes sera immergé dans un canal (Pont de Claix - Isère) qui appartient à EDF GEH Ecrins-Vercors. La Figure 3.5 est une illustration de la variation temporelle (mensuelle) de la vitesse du courant d'eau dans ce canal.

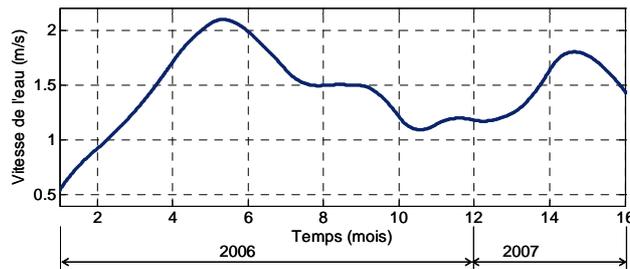


Figure 3.5. Variation mensuelle de la vitesse de l'eau dans le canal à Pont de Claix

Afin de modéliser le courant d'eau quand le cours d'eau est considéré régulier, une valeur constante lui est allouée. Celui-ci est néanmoins un cas idéal, donc un cas hypothétique. En réalité, même un cours régulier peut avoir des variations. En revanche, ces variations sont lentes, sur plusieurs jours, même plusieurs mois.

Un modèle de profil d'eau variable est utilisé dans le cas où des variations d'eau sont considérées. Pour vérifier les réponses des lois de pilotage, les deux cas seront pris en compte.

La plupart des phénomènes rencontrés dans la nature (comme le vent ou l'écoulement d'eau) sont distribués suivant des lois de distribution normales ou Weibull [MUN-08], [PLO-04]. Ainsi pour créer les variations qui se rajoutent à une vitesse d'eau moyenne, un bruit blanc avec une distribution normale est considéré (Figure 3.6). Un bruit blanc possède une bande très grande en fréquence. En introduisant un filtre passe bas d'ordre 1, il devient "un bruit coloré" la bande de fréquence étant limitée. La puissance du bruit doit être suffisamment grande pour qu'il existe toujours une turbulence. Le filtre qui apparaît juste après le bruit blanc s'appelle en anglais "shaping filter". Ce dernier va couper la bande du bruit blanc mais il est choisi de sorte qu'il garde la dispersion. L'amplitude du bruit et la moyenne de la vitesse d'eau sont des grandeurs qui peuvent être modifiées en temps réel.

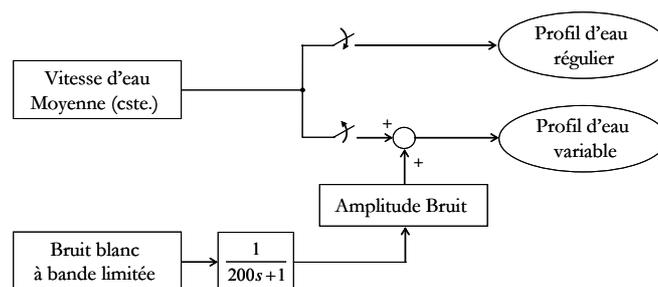


Figure 3.6. Modélisation des profils d'écoulement d'eau

Il faut noter que les variations d'eau sont très lentes, les rafales comme dans le cas du vent, n'ont pas un équivalent dans l'eau. Pourtant, à cause du temps de calcul nécessaire, pour les essais réalisés en temps réel et aussi pour les simulations numériques, des variations d'eau beaucoup plus rapides (de l'ordre de la minute et des fois même de la seconde) ont été utilisées. Celui-là est un modèle dynamique. La Figure 3.7 montre un exemple de profil d'eau variable utilisé pour entraîner le modèle de turbine hydrolienne.

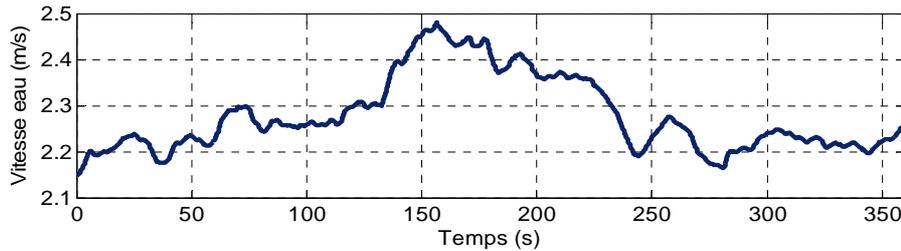


Figure 3.7. Exemple d'un profil de vitesse d'eau variable

3.2.2. Représentations théoriques du couple hydrolien

Le modèle de turbine hydrolienne doit être adapté aux simulations à réaliser et encore plus à l'émulation pour les tests en temps réel ; l'émulation se fera par le diptyque couple/vitesse.

3.2.2.1. La turbine seule

Autour d'une pale et dans la turbine à flux transverse (comme les turbines Darrieus et Achard), l'écoulement est non stationnaire et tridimensionnel. La simulation numérique de ces écoulements est indispensable pour le design des turbines et pour la conception des moyens d'essais en veine hydrodynamique pour le test des maquettes de turbines Achard.

Il existe des codes numériques de simulation connus aussi comme codes CFD (Computational Fluid Dynamics) issus de la théorie tourbillonnaire ou des codes de type RANS (Reynolds Average Navier Stokes) qui permettent d'obtenir une description détaillée de l'écoulement autour des pales, les sillages ou le chargement des pales. Il s'agit d'une approche locale. En revanche, pour déterminer les performances globales de la turbine (coefficient de puissance et coefficient de traînée par exemple), il faut s'intéresser à l'effet moyen de la rotation des pales obtenu avec des méthodes appelées modèles de quantité de mouvement (les méthodes à tubes de courant – "stream tube modeling methods" en anglais). Toutefois, ces derniers, du fait de leur dimension et complexité mathématiques, ne permettent pas encore la simulation des parcs hydroliens.

Depuis 2001, une partie des travaux effectués au LEGI a pour objectif la conception et l'optimisation des codes numériques [PLO-04], [AME-07], [ANT-07], [ANT-08]. Un nouveau code a été ainsi élaboré au LEGI [ANT-07]. Ce code numérique couple les calculs type RANS (écoulement autour de la pale et dans la turbine) avec une approche macroscopique. L'écoulement est calculé avec le logiciel commercial Fluent (en 2D). L'effet de la turbine sur l'écoulement (au niveau macroscopique) est modélisé à travers des termes source dans les équations de quantité de mouvement disposées dans le volume balayé par les pales. L'utilisation de la théorie des éléments finis (maillage de la pale) et des coefficients empiriques hydro/aérodynamiques de portance et de traînée, permet l'obtention de ces termes source [ANT-07]. L'approche est inspirée par les simulations réalisées sur un rotor d'hélicoptère [LEI-00], [ZOR-95].

La Figure 3.8 montre que, pour une turbine Darrieus droite, le volume balayé par les pales est un anneau cylindrique dont l'épaisseur est donnée par celle des profils de pale.

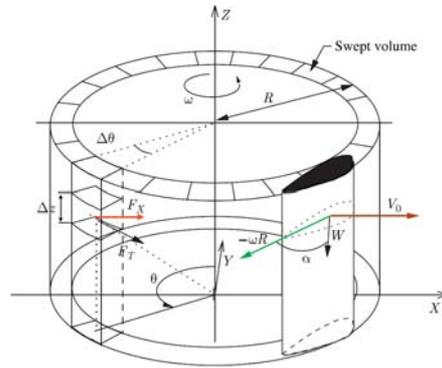


Figure 3.8. Volume balayé par les pales d'un turbine à pales droites (vue schématique) ©[ANT-08]

La discrétisation en cellules de volume permettra après plusieurs étapes de calcul l'obtention des forces hydrodynamiques qui agissent sur une pale. Ensuite le couple, la puissance et les formes de variation du coefficient de puissance seront déterminés.

Rappelons que les forces motrices pour la turbine Achard sont des forces tangentielles.

Le code numérique fournit la pression moyenne tangentielle s'exerçant sur la pale \bar{p}_{Ti} . Ensuite, les forces tangentielles F_{ii} se calculent en tenant compte des dimensions de la turbine et pour chaque position angulaire θ . $i = 1, 2, 3$ désigne le numéro de la pale considérée ; ainsi :

$$F_{ii}(\theta) = \bar{p}_{Ti} \times c \times H_T \quad (3.2)$$

où c est la corde de la pale de turbine et H_T la hauteur de la turbine.

Le coefficient de puissance est calculé comme [ANT-08] :

$$C_p = \frac{\Omega_T R_T \sum_{k=1}^{N_{cellules}} F_{i_{cellule}}}{0.5 \cdot \rho \cdot S_T \cdot v^3} \quad (3.3)$$

Un exemple de courbe de coefficient de puissance obtenue avec ce code couplé du LEGI est présenté sur la Figure 3.9.

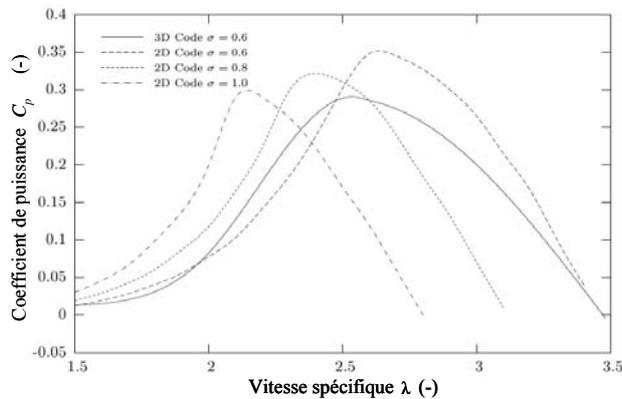


Figure 3.9. Courbes de coefficient de puissance obtenues avec le code numérique de LEGI ©[ANT-08]

Il s'agit du coefficient de puissance d'une turbine Achard d'un mètre de diamètre et de solidité variable. La solidité est le rapport $\sigma = \frac{np \cdot c}{R_T}$ où np est le nombre de pales de la turbine (voir aussi le paragraphe 2.3.2). Il s'avère que les courbes de coefficient de puissance de la turbine hydrolienne ont le même type de forme ("en cloche") que celles d'une turbine éolienne [BUR-01], [MUN-08].

Le couple généré par une pale est donné par la relation :

$$C_i(\theta) = F_{ii} \times R_T \quad (3.4)$$

Pour la turbine à trois pales, le couple fourni est :

$$C_T(\theta) = C_1(\theta_1) + C_2(\theta_2) + C_3(\theta_3) \quad (3.5)$$

Les trois pales sont déphasées angulairement de 120° , alors : $\theta_3 = \theta_1 + 240^\circ = \theta_2 + 120^\circ$

L'équation (3.5) donne l'expression du couple global instantané sur une rotation complète (360°) parcourue par les pales de la turbine. A titre illustratif, la Figure 3.10 et la Figure 3.11 présentent la variation du couple sur 360° (une rotation complète) pour une pale et une turbine respectivement obtenues avec le code numérique couplé du LEGI. La turbine Achard a les dimensions de la turbine qui sera utilisée pour l'étape ETHIC, le prototype en canal à Pont de Claix (Isère) : le rayon est de 0.25m et la hauteur de 0.5m.

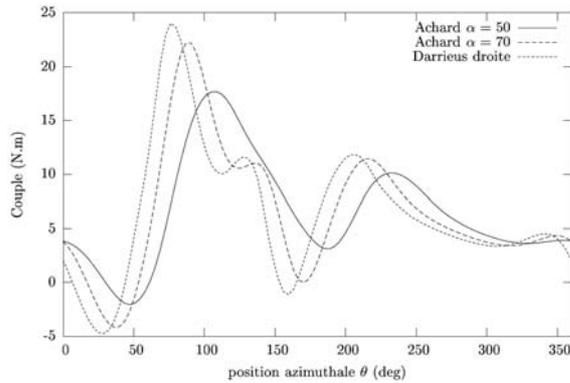


Figure 3.10. Le couple pour une pale en fonction de la position azimuthale θ à $C_{p \max}$ [ANT-07]

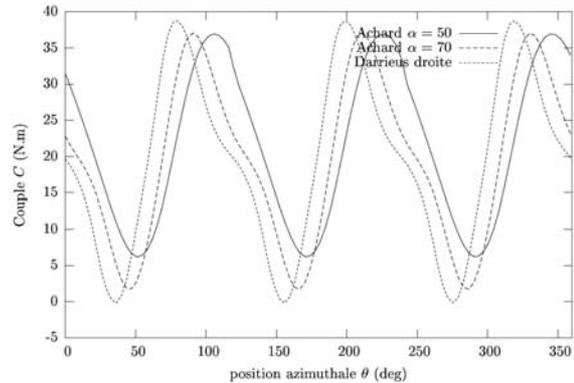


Figure 3.11. Le couple pour une turbine en fonction de la position azimuthale θ à $C_{p \max}$ [ANT-07]

Les amplitudes d'oscillation du couple sont grandes mais, comme on le verra plus loin (voir le paragraphe 3.2.4), le fait d'empiler plusieurs turbines Achard pour former une colonne hydrolienne va nettement lisser le couple généré au final.

La puissance captée par une turbine peut aussi se calculer comme ci-dessous :

$$P_T = C_T \cdot \Omega_T \quad (3.6)$$

3.2.2.2. La colonne hydrolienne

Auparavant, on a souligné un avantage de la structure de colonne hydrolienne Achard : l'augmentation du coefficient de puissance. Ce dernier croît proportionnellement avec le nombre de turbines dans la colonne jusqu'à des valeurs de 0.43 (Figure 3.12) [ANT-08], pour des raisons liées au caractère de plus en plus bidimensionnel de l'écoulement, comme nous l'avons vu dans 2.1.1. Les effets tridimensionnels associés aux turbines situées aux extrémités ont une incidence négative sur le rendement décroissant avec le nombre de turbines.

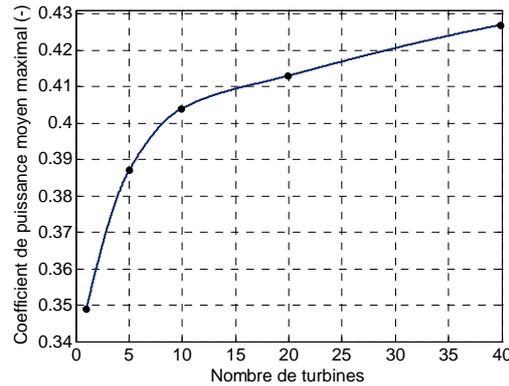


Figure 3.12. Influence du nombre de turbines sur le coefficient de puissance ©[ANT-08]

Pour une colonne composée de quatre turbines Achard identiques, le couple fourni s'exprime par :

$$C_{tour}(\theta) = C_{turbine1}(\theta) + C_{turbine2}(\theta) + C_{turbine3}(\theta) + C_{turbine4}(\theta) \quad (3.7)$$

Par ailleurs pour une colonne composée de quatre turbines, on aura une puissance totale :

$$P_{tour}(\theta) = P_{turbine1}(\theta) + P_{turbine2}(\theta) + P_{turbine3}(\theta) + P_{turbine4}(\theta) \quad (3.8)$$

3.2.3. Plan expérimental dédié à la caractérisation des turbines Achard

Afin de mesurer le rendement et le comportement hydrodynamique des turbines Achard, un dispositif expérimental de test a été développé par les laboratoires 3S-R (mécanique des solides), LEGI (mécanique des fluides) et G2ELab dans le cadre de cette thèse (aspects électriques et pilotage). Installé au sein d'un tunnel hydrodynamique situé dans les locaux du LEGI (Figure 3.13), le dispositif est nommé aussi balance de mesures (Figure 3.14). Dans ce tunnel hydrodynamique, de section 250x700mm², le débit d'eau est réglable : ainsi, la vitesse de l'eau peut être imposée entre 0.8m/s et 2.9m/s.

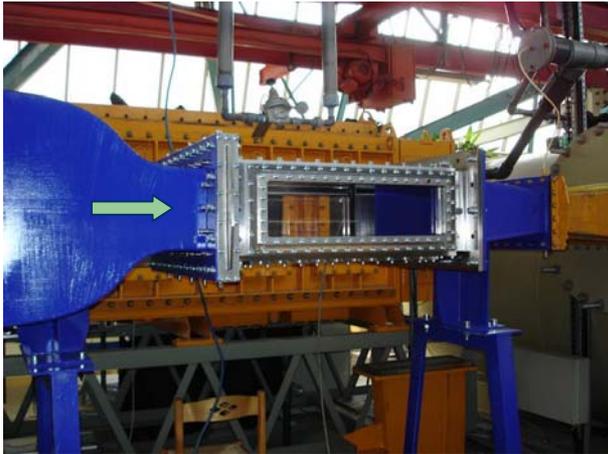


Figure 3.13. Tunnel hydrodynamique pour le test des maquettes (source : LEGI)

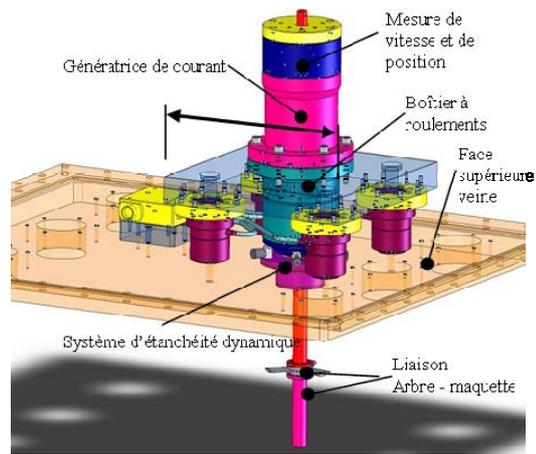


Figure 3.14. Schématique générale de la balance de mesures (source : 3S-R)

Le cahier des charges pour le G2ELab a concerné les opérations suivantes : charger la maquette de turbine hydrolienne, réguler la vitesse du générateur, dissiper l'énergie convertie, fournir des informations (mesures, acquisition de données). Tout cela en respectant les qualités requises, c'est-à-dire : adaptation aux caractéristiques de la maquette de turbine testée et une propre intégration à la structure mécanique de la balance de mesures (voir aussi l'annexe A1).

Ainsi, le G2ELab s'est chargé du choix de la génératrice et de son variateur ainsi que de la partie asservissement de courant et de vitesse. Une machine synchrone à arbre creux a été choisie et cela à cause d'un bon rendement, d'une disponibilité immédiate, d'une qualité du couple satisfaisante et de caractéristiques équivalentes à une machine à courant continu du fait de son pilotage. En même temps, un facteur décisif a été la mise en oeuvre en tenant compte de la construction mécanique de la balance (Figure 3.15). Un variateur industriel pilotant cette machine synchrone a aussi été acquis. La Figure 3.16 montre une image d'une hydrolienne Achard dans la veine d'essais hydrodynamique.

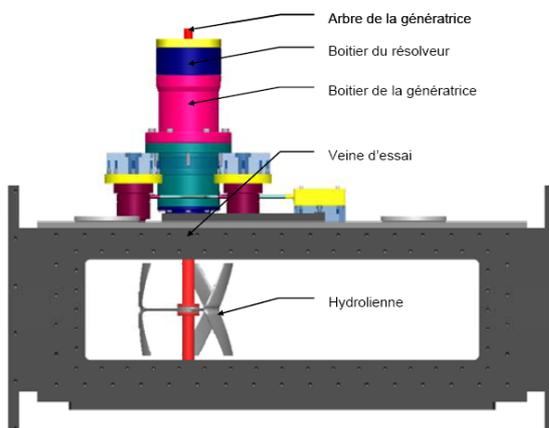


Figure 3.15. Montage mécanique de mesures (source : 3S-R)



Figure 3.16. Hydrolienne Achard dans la veine d'essais (source : LEGI)

Pour le futur, ce dispositif de caractérisation des turbines hydroliennes doit aussi mesurer les efforts mécaniques subis par les pales des turbines, l'arbre qui relie la turbine et la génératrice et enfin, toute la structure en général.

Toute une série de mesures simultanées est envisageable avec la balance de mesures : le couple fourni par la turbine, la vitesse de rotation, la position du rotor en font partie.

A travers les mesures de courant électrique, une série de campagnes d'essais a été réalisée sur la balance de mesures permettant ainsi la caractérisation de différentes maquettes d'hydroliennes. Le courant électrique est une image du couple électromagnétique de la machine synchrone. Ainsi les rendements, les formes de la variation du couple sur un tour complet ont pu être déterminées et comparées avec les simulations numériques réalisées au LEGI et au 3S-R.

Plusieurs campagnes d'essais plus ou moins pointues ont été réalisées suivant les besoins spécifiques à chaque laboratoire. Pour les aspects traités au G2ELab, et dans le cadre de cette thèse, les informations clés, dans un premier temps, concernent les courbes de coefficient de puissance des maquettes et les formes de variation de couple.

Les extraits de courbes expérimentales qui seront présentées par la suite concernent une maquette de turbine Achard de type A2R2 (Achard2Réalisation2). Ses caractéristiques principales sont : diamètre et hauteur de 0.175m, trois pales, solidité de 1.1 et moulage en aluminium (Figure 3.16). Cette maquette n'est pas la plus performante parmi toutes celles qui ont été testées mais elle représente l'élément de base depuis le début des études menées jusqu'ici, ce qui permet de garder une certaine cohérence temporelle.

Il faut noter que ces courbes sont tracées avec les points expérimentaux bruts sans traitement ultérieur.

La Figure 3.17 montre les courbes de coefficient de puissance mesurées pour trois vitesses d'eau différentes comme indiqué sur la légende, c'est-à-dire 1.3m/s, 1.8m/s et 2.3m/s. Un coefficient de puissance de 0.29 est atteint (la limite de Betz est de 0.59 [GOR-01]).

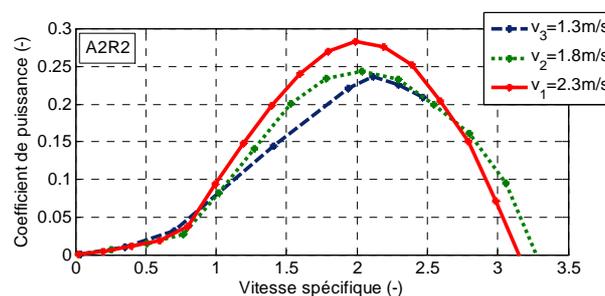


Figure 3.17. Courbes de coefficient de puissance mesuré pour une turbine Achard

En ce qui concerne le couple sur l'arbre de la turbine, les oscillations sur une rotation complète pour la turbine seule se retrouvent aussi en expérimental, comme le montre la Figure 3.18. Cette courbe est enregistrée au rendement maximal pour la maquette A2R2 et à une vitesse d'eau de 1.8m/s.

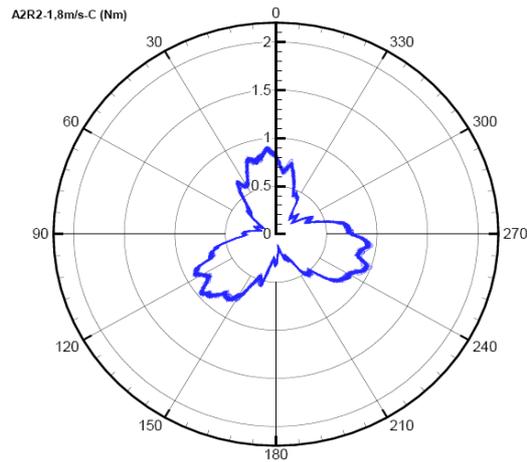


Figure 3.18. Couple mesuré pour une turbine Achard seule pour une vitesse d'eau de 1.8m/s à $C_{p\max}$ expérimental (A2R2) (source : 3S-R)

3.2.3.1. La turbine carénée

Une autre série d'études menées au LEGI concerne les turbines Achard carénées. Les résultats obtenus confirment une efficacité meilleure pour une turbine Achard carénée (des valeurs de coefficient de puissance supérieures à 1) De plus, un dispositif de carénage apportera une autre amélioration en lissant les oscillations du couple pendant une rotation complète [MTX-08].

La Figure 3.19 illustre une vue de dessus pour une turbine avec un carénage.

Suite à des tests réalisés avec carénage autour de la turbine Achard, les points montrés sur la Figure 3.20 ont été relevés. L'obtention d'un coefficient de puissance supérieur à 1 est ainsi confirmée. Le carénage induit un effet d'entonnement pour le flux incident ou pour le dire plus simplement joue le rôle d'« aspirateur ». Nous pouvons distinguer deux façons de calculer le rendement d'une turbine carénée, en considérant soit la surface de la turbine, soit celle du carénage. Dans [MTX-08], l'augmentation par 5 du couple et donc de la puissance est expliquée, dans ce cas le coefficient de puissance est ramené à la surface embrassée par la turbine seule et atteint 2.5.

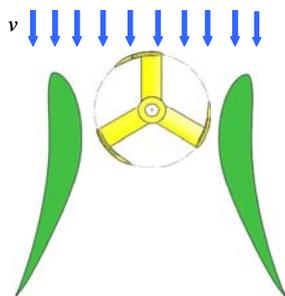


Figure 3.19. Vue de dessus d'une turbine Achard avec un carénage

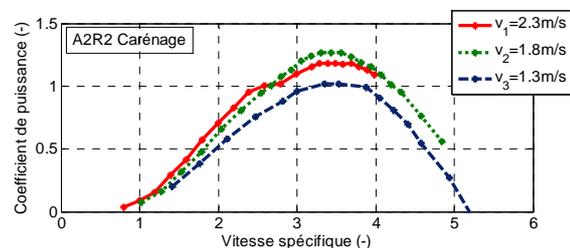


Figure 3.20. Courbes de coefficient de puissance mesuré pour une turbine Achard avec carénage

L'augmentation de la puissance due au carénage est un aspect très important mais du point de vue du contrôle et du pilotage, cela ne remet pas en cause les stratégies adoptées pour les turbines sans

carénage. De point de vue électrique, une augmentation par 5 du couple revient à une question de dimensionnement ou de mise à l'échelle.

Encore une fois, le carénage prouve ses performances positives. Le couple est lissé par rapport au cas de la turbine seule (Figure 3.21 par rapport à la Figure 3.18). Comme pour l'essai sans carénage, la maquette se trouve à son coefficient de puissance maximum et l'écoulement d'eau a été imposé à 1.8m/s.

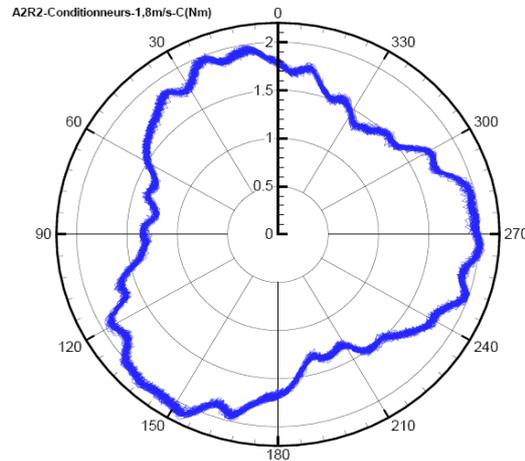


Figure 3.21. Couple mesuré pour une turbine Achard avec carénage pour une vitesse d'eau de 1.8m/s à $C_{p\max}$ expérimental (A2R2) (source : 3S-R)

3.2.4. Modèles finaux

Les modèles finaux utilisés pour les simulations numériques et l'émulation en temps réel du générateur hydrolien sont le résultat d'une corroboration entre des résultats issus des simulations numériques sur les aspects hydrodynamiques (LEGI), les résultats expérimentaux obtenus sur la balance de mesures (LEGI, 3S-R, G2ELab) et des hypothèses simplificatrices.

Les paragraphes précédents (3.2.2 et 3.2.3) ont fait le point sur les aspects théoriques, numériques et expérimentaux concernant les turbines Achard.

Les hypothèses simplificatrices prises en compte pour la modélisation de la colonne à base de turbine Achard sont :

- oscillations de couple fourni par une colonne négligées (le couple est considéré constant) ;
- absence de carénage ;
- répartition régulière avec la profondeur du courant d'eau dans le fleuve.

La prise en compte du carénage du point de vue électrique et d'après les résultats théoriques et expérimentaux amènera une augmentation du coefficient de puissance, donc de la puissance extraite. Le comportement dynamique de la turbine ne changera pas.

Puisque la forme de la caractéristique du coefficient de puissance se rapproche de celle d'une turbine éolienne, en abordant la même approche, de nombreuses façons existent pour la modéliser : avec des expressions analytiques, des représentations polynomiales ou à base de lois de variations [LAV-05],

[BUR-01], [MUN-08]. Il s'agit de modèles paramétriques. Si les données réelles sont difficiles à acquérir dans l'éolien, on a pu dans notre cas caractériser expérimentalement la turbine Achard.

Le modèle final de colonne hydrolienne se fonde sur les données expérimentales pour une seule turbine et quelques résultats de simulation qui confirment un meilleur coefficient de puissance de la colonne par rapport à une turbine seule.

Les lois de similitude hydrauliques, comme expliqué dans §2.3.2, permettent la transposition des résultats des maquettes pour des turbines de taille réelle. Ce modèle servira à l'étude du comportement dynamique du générateur hydrolien et pour son pilotage et son contrôle. Ainsi, il doit être implantable afin d'être utilisé ensuite en temps réel pour servir à l'émulation de la colonne ; son principe s'appuie sur la liaison coefficient de puissance - vitesse spécifique comme montré par la Figure 3.22 et se base sur une table numérique.

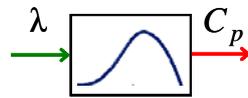


Figure 3.22. Principe du modèle de turbine

L'unité de base du générateur hydrolien étudiée est la colonne hydrolienne. Cette colonne est composée de quatre turbines Achard élémentaires de rayon 0.25m et de hauteur individuelle de 0.5m, ce qui correspond aux turbines qui seront installées avec le prototype en canal (2010) dans le cadre de l'étape ETHIC.

La puissance extraite par une turbine s'exprime :

$$P_T = 0.5 \cdot \rho \cdot C_p \cdot S_T \cdot v^3 \quad (3.9)$$

et pour une colonne composée d'hydroliennes Achard :

$$P_{tour} = n \cdot P_T \quad (3.10)$$

où n est le nombre de turbines dans la colonne.

Le coefficient de puissance peut se définir comme :

$$C_p = \frac{\lambda \cdot C_T}{0.5 \cdot \rho \cdot S_T \cdot R_T \cdot v^2} \quad (3.11)$$

La vitesse spécifique de la turbine, λ qui se définit comme :

$$\lambda = \frac{R_T \Omega_T}{v} \quad (3.12)$$

Le couple extrait par la turbine peut être déterminé comme :

$$C_T = \frac{P_T}{\Omega_T} = 0.5 \cdot \rho \cdot C_p \cdot S_T \cdot R_T \cdot \frac{1}{\lambda} \cdot v^2 \quad (3.13)$$

Ainsi la plus forte dépendance spécifique du couple hydrolien est le coefficient de puissance C_p . L'approche de modélisation de la turbine hydrolienne adopté s'appuie sur la représentation de ce

coefficient. Sa valeur (comme pour les turbines éoliennes) est soumise à la loi de Betz ayant une valeur maximale de 0.59 (limite théorique prouvée par Betz) [PLO-04]. Notons aussi que les turbines comparables à la turbine Achard ont des coefficients de puissance compris entre 0.23 (le plus bas) et 0.35 (le plus haut) [GOR-01].

La surface équivalente balayée par les pales est :

$$S_T = 2R_T H_T \quad (3.14)$$

Pendant leur mouvement de rotation, les trois pales de la turbine (Figure 3.23) décrivent un cylindre. La surface équivalente balayée par les pales est une section de ce cylindre, un rectangle de surface S_T comme montré sur la Figure 3.24.

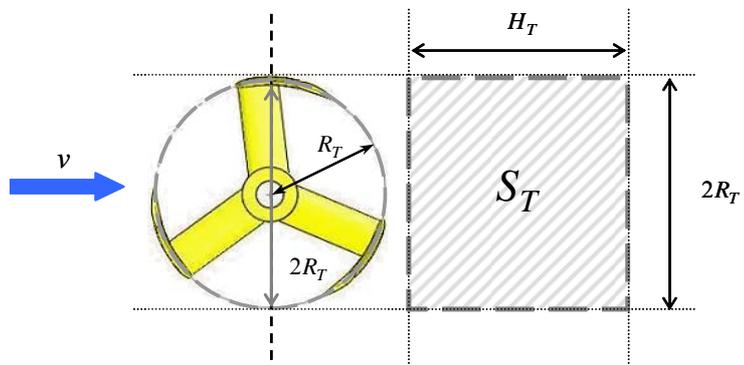


Figure 3.23. La turbine Achard

Figure 3.24. La surface équivalente balayée par les pales

De même pour une colonne hydrolienne, la surface totale se définit comme :

$$S_{tour} = n \cdot (2R_T H_T) \quad (3.15)$$

Issues de la simulation de la colonne hydrolienne seule, la Figure 3.25 montre les caractéristiques du coefficient de puissance en fonction de la vitesse de rotation de la colonne, pour quatre vitesses d'eau différentes comme indiqué sur la légende.

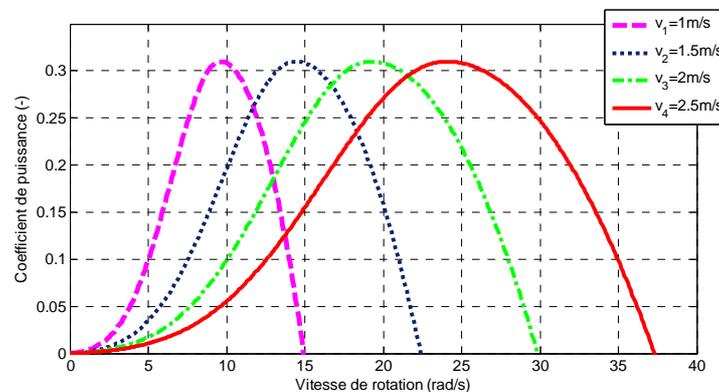


Figure 3.25. Caractéristiques du coefficient de puissance pour colonnes hydroliennes

Les caractéristiques statiques du couple de la colonne hydrolienne Achard pour quatre vitesses d'eau différentes sont tracées sur la Figure 3.26.

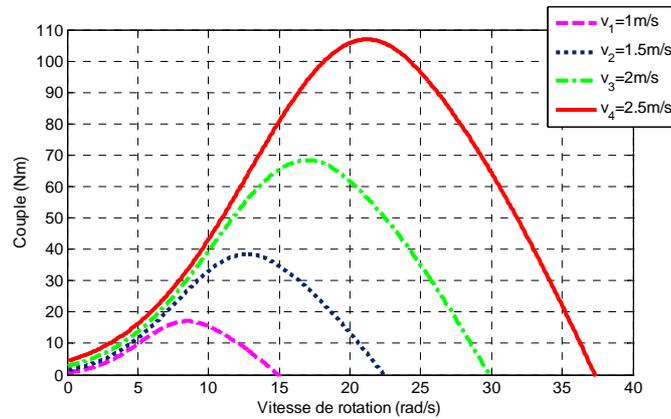


Figure 3.26. Caractéristiques du couple moyen pour une colonne hydrolienne

La plus forte hypothèse simplificatrice concerne, comme mentionné plus haut, la non prise en compte des oscillations du couple sur une rotation complète. De plus, ces oscillations de couple n'ont pas la même forme sur toute la plage de vitesses de rotation. Seulement à titre illustratif, la Figure 3.27 présente la façon dont ce couple pulsatoire peut s'atténuer avec le nombre de turbines dans la colonne. Les oscillations de couple ont été estimées sinusoïdales pour cette simulation. Les turbines empilées dans une colonne sont décalées de $2\pi/n$. A partir de deux turbines dans la colonne, on observe déjà une atténuation, pour quatre les oscillations sont faibles. Ici, les bandes passantes mécaniques d'un système générateur hydrolien pourront carrément filtrer ces oscillations.

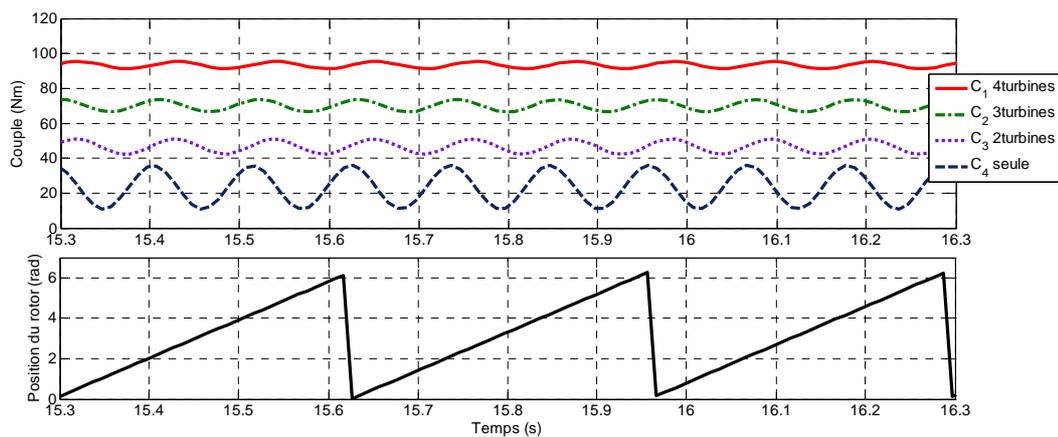


Figure 3.27. Atténuation du couple pulsatoire sur une rotation complète (2π rad)

3.2.5. Transmission du couple hydrolien

De nombreuses représentations pour les transmissions du couple (on prend l'exemple de l'éolien) existent dans la littérature, suivant le type de l'accouplement (direct ou via une boîte de vitesses) et surtout les objectifs de la modélisation. [BUR-01], [AKH-03], [CRR-04], [TRU-04], [LAV-05], [MUN-08].

La colonne hydrolienne entraîne directement la génératrice synchrone, la transmission est directe. Ainsi, le générateur hydrolien étudié est conçu de sorte qu'une boîte de vitesses ne soit pas nécessaire, un accouplement direct a été adopté. Néanmoins, la possibilité d'introduire une certaine souplesse pour les prototypes à venir pourrait être tout à fait envisageable.

La modélisation utilisée ici, se fonde sur l'équation fondamentale, où l'inertie est supposée constante :

$$C_T - C_G = J \cdot \frac{d\Omega}{dt} + D \cdot \Omega \quad (3.16)$$

où C_G est le couple de la génératrice, Ω est la vitesse de rotation de l'ensemble, J est l'inertie totale de l'ensemble colonne hydrolienne, arbre et génératrice, D représente une estimation des frottements de l'ensemble colonne – arbre – génératrice.

La présence de la dérivée temporelle de la vitesse dans l'équation (3.16) donne le modèle dynamique de l'ensemble colonne – arbre - génératrice.

3.3. Modélisation de la chaîne électrique

En vue de son étude comportementale et son fonctionnement général sous différents scénarii, la simulation d'un équipement électrique passe d'abord par une phase de modélisation qui consiste à la mise en équation du système. Ensuite, une phase d'implantation s'impose pour intégrer le modèle à un simulateur numérique ou un émulateur temps réel.

Deux facteurs clefs sont à considérer : la finesse de représentation et le temps de calcul requis pour simuler les modèles, qui sont directement dépendants. La justesse de la modélisation repose alors sur un compromis, qui doit être réalisé pour obtenir le meilleur équilibre entre ces deux facteurs. Des approximations seront nécessaires, notamment pour réduire la complexité des modèles et ainsi réduire leur temps de calcul suivant l'usage prévu pour le modèle.

La chaîne électrique du générateur hydrolien comporte la génératrice, l'interface d'électronique de puissance et la connexion au réseau ou à des charges.

Comme on l'a expliqué dans le chapitre 2, des essais en laboratoire sont réalisés pour tester le comportement, les commandes et les pilotages. L'interface d'électronique de puissance est composée de deux convertisseurs de tension triphasés à transistors IGBT.

3.3.1. Modèle dynamique de la machine synchrone

La génératrice du système hydrolien HARVEST étudiée est une machine synchrone à aimants. Cette solution est préférée à une machine synchrone à inducteur avec cage amortisseur car elle ne présente

pas de phénomènes transitoires ou sub-transitoires notables. De plus, la machine synchrone à aimants est plus facile à réaliser et possède un meilleur rendement.

Ce type de machine est une machine à champ tournant. Ainsi, du fait de la nature tournante du champ, la modélisation vectorielle est très bien adaptée. Autre point important : toutes les commandes dynamiques d'une machine synchrone sont des commandes vectorielles et trouvent leurs racines lointaines dans les années '70 [ROY-08].

Des hypothèses simplificatrices ont été prises en compte pour la modélisation de la machine synchrone à aimants :

- le bobinage statorique a une répartition des conducteurs telle que la distribution du champ magnétique soit sinusoïdale pour chaque phase (celle-ci est en même temps une contrainte importante pour les constructeurs : elle est donc plus ou moins respectée en réalité à cause des prix de fabrication).
- l'entrefer est régulier, il a une largeur constante (la variation de réluctance due à la présence des encoches du stator et au montage des aimants sur le rotor n'est pas prise en compte).
- pas de saturation : caractéristique du circuit magnétique linéaire (perméabilité du fer infinie).
- les courants forment un système triphasé équilibré.

a) Modèle vectoriel dans un référentiel fixe

Pour l'illustration du principe du modèle vectoriel dans un référentiel fixe, un modèle équivalent de type Behn-Eschenburg est approprié (ce qui correspond aux hypothèses ci-dessus). Ainsi, chaque phase de la machine peut être représentée par la mise en série d'une résistance R_s , d'une inductance synchrone L_s et d'une force électromotrice. Un schéma comme celui présenté dans la Figure 3.28 s'obtient, $\overline{\varphi_{fs}}$ étant le vecteur flux inducteur.

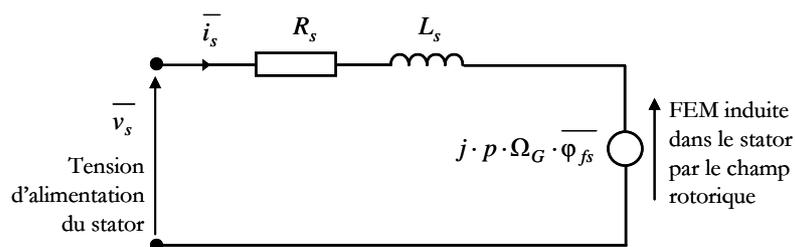


Figure 3.28. Représentation schématique d'une phase (modèle de type Behn-Eschenburg)

Un vecteur tournant ou phaseur se définit comme :

$$\overline{x} = \sqrt{2/3} [x_a + x_b e^{j2\pi/3} + x_c e^{j4\pi/3}] \quad (3.17)$$

De cette façon, les trois phases sont "vues" à la fois.

A partir des équations triphasées des trois tensions statoriques, une première équation du modèle de base s'obtient :

$$\overline{v}_s = R_s \overline{i}_s + L_s \frac{d\overline{i}_s}{dt} + \frac{d\overline{\varphi}_{fs}}{dt} \quad (3.18)$$

où \overline{v}_s est le vecteur des tensions statoriques, et \overline{i}_s , le vecteur des courants statoriques.

Ensuite, le couple électromagnétique s'exprime :

$$C_G = p \text{Imag} \left[\overline{i}_s \cdot \overline{\varphi}_{fs}^* \right] \quad (3.19)$$

où C_G est le couple électromagnétique et p est le nombre de paires de pôles de la machine.

Toutes les valeurs numériques des paramètres de la machine synchrone tels qu'ils ont été identifiés expérimentalement [AND-06] se trouvent dans l'annexe A2.

b) Modèle vectoriel dans un référentiel tournant (modèle de Park)

Théoriquement, les aimants de la machine synchrone ne perturbent pas les lignes de champ magnétique. De ce fait, l'entrefer peut être considéré constant. En réalité, pour une machine qui tourne vite, il y aura une certaine influence des aimants et l'entrefer ne sera plus parfaitement constant. Une autre façon de construire la machine synchrone (physique) est ainsi celle avec un entrefer irrégulier (avec des encoches). Dans ce cas, le rotor est cylindrique seulement du point de vue magnétique. Il devient alors intéressant d'écrire des équations dans un référentiel tournant.

On se place dans un référentiel lié au rotor (convention moteur). Ce passage se réalise par l'intermédiaire d'une rotation de vecteurs :

$$\left(\overline{i}_s \right)_{\text{fixe}} = \left(\overline{i}_s \right)_{\text{tournant}} e^{j\theta_G} \quad \text{et} \quad \left(\overline{\varphi}_{fs} \right)_{\text{fixe}} = \left(\overline{\varphi}_{fs} \right)_{\text{tournant}} e^{j\theta_G} \quad (3.20)$$

Rappelons les relations de la transformation de Park pour le passage des variables triphasées aux variables transformées dans le repère (d, q) et vice versa :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_G & \cos(\theta_G - 2\pi/3) & \cos(\theta_G + 2\pi/3) \\ -\sin \theta_G & -\sin(\theta_G - 2\pi/3) & -\sin(\theta_G + 2\pi/3) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta_G & -\sin \theta_G \\ \cos(\theta_G - 2\pi/3) & -\sin(\theta_G - 2\pi/3) \\ \cos(\theta_G + 2\pi/3) & -\sin(\theta_G + 2\pi/3) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}$$

Ces transformations s'effectuent en temps réel et permettent de contrôler la génératrice à travers le contrôle de son modèle de Park. Le concept de modèle de Park date des années '30.

Comme montré sur la Figure 3.29, les axes du référentiel (d, q) , tournent. Le stator se déplace par rapport à ce référentiel. L'axe (d) de ce référentiel est orienté suivant la direction du vecteur $\overline{\varphi}_{fs}$ (l'axe des pôles rotoriques).

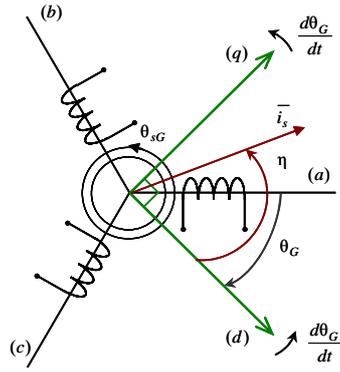


Figure 3.29. Représentation schématique du référentiel tournant

Un changement de la vitesse de variation du courant se traduit par une rotation du référentiel (toutes les composantes changeront de position).

Ainsi les équations (3.18) et (3.19) deviennent :

$$\left(\bar{v}_s\right)_{dq} = R_s \left(\bar{i}_s\right)_{dq} + L_s \frac{d\left(\bar{i}_s\right)_{dq}}{dt} + j \frac{d\theta_G}{dt} L_s \left(\bar{i}_s\right)_{dq} + \frac{d\left(\bar{\varphi}_{fs}\right)_{dq}}{dt} + j \frac{d\theta_G}{dt} \left(\bar{\varphi}_{fs}\right)_{dq} \quad (3.22)$$

$$C_G = p \text{Imag} \left[\left(\bar{i}_s\right)_{dq} \cdot \left(\bar{\varphi}_{fs}\right)_{dq}^* \right] \quad (3.23)$$

De manière générale, si on projette un vecteur suivant les deux axes (d et q), on obtient :

$$\bar{x} = x_d + jx_q \quad (3.24)$$

Cela permet l'obtention d'un modèle de la machine nommé modèle de Park [LEO-01], [ROY-08]. Ce dernier prend en compte les irrégularités de l'entrefer par l'introduction des deux inductances statoriques L_d et L_q .

Par choix du référentiel :

$$\left|\bar{\varphi}_{fs}\right| = \varphi_{fsd} \text{ car } \varphi_{fsq} = 0 \quad (3.25)$$

De plus, pour une machine synchrone à aimants, φ_{fsd} est constant.

Le modèle de Park s'écrit :

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + L_d \frac{di_{sd}}{dt} - \frac{d\theta_G}{dt} L_q i_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + L_q \frac{di_{sq}}{dt} + \frac{d\theta_G}{dt} L_d i_{sd} + \frac{d\theta_G}{dt} \varphi_{fsd} \end{cases} \quad (3.26)$$

$$C_G = p\varphi_{fsd} i_{sq} + p(L_d - L_q) i_{sq} i_{sd} \quad (3.27)$$

Le produit " $p\varphi_{fsd}$ " s'appelle aussi constante de couple de la machine synchrone.

La position électrique du rotor, θ_G , est en général obtenue à travers un capteur de position mécanique, θ_{mG} , ensuite $\theta_G = p\theta_{mG}$. Le même capteur est utilisé pour l'asservissement de la vitesse de rotation de la génératrice.

La position du vecteur courant statorique $\overline{i_s}$ dans le référentiel tournant qui est également la position du champ tournant statorique par rapport au champ tournant rotorique s'appelle angle d'autopilotage η . Pour $\eta = \pi/2$, la composante i_{sd} est nulle (on ne se sert pas de la composante réluctante du couple électromagnétique). D'ailleurs, de point de vue industriel, cela est la seule valeur intéressante pour η (entre autres, elle conduit à un couple électromagnétique maximal).

En régime établi, les composantes ont une position fixe, ce qui fait que les grandeurs transformées sont continues. Ainsi, le contrôle du couple de la machine se ramène au contrôle d'un courant continu (le courant i_{sq}).

Les puissances instantanées (p_s , puissance active et q_s , puissance réactive) se calculent comme :

$$p_s = v_{sq}i_{sq} \text{ et } q_s = -v_{sd}i_{sq} \quad (3.28)$$

La puissance mécanique convertie par la génératrice s'exprime aussi comme :

$$P_G = C_G \cdot \Omega_G \quad (3.29)$$

Pour simplifier les notations, on oublie volontairement l'indice "s" pour toutes les grandeurs et on rajoute un indice "G". Ainsi une grandeur (courant ou tension) x_{sq} devient x_{qG} .

Le modèle de Park est un choix approprié à la fois pour la simulation du comportement et pour l'élaboration de la commande.

3.3.2. Modèles de l'électronique de puissance

La conversion de l'énergie électrique de fréquence variable fournie par la machine synchrone (fonctionnant à vitesse variable) en énergie électrique de fréquence constante (tension du réseau/charges) est assurée par deux convertisseurs d'électronique de puissance (EP).

Plusieurs architectures et structures d'EP pourront être imaginées pour un générateur hydrolien (par exemple pont à diodes et hacheur élévateur pour la partie de redressement). Toutefois, pour ce niveau d'étude, la structure de générateur hydrolien choisie a une interface composée de deux onduleurs de tension triphasés à base de transistors IGBT et commandés en Modulation de Largeurs d'Impulsions (MLI) intersective (Figure 2.20).

Par ailleurs, le rôle de l'électronique de puissance concerne le contrôle de la conversion d'énergie au niveau de la machine et le transfert de la puissance convertie vers le réseau ou la charge.

L'onduleur côté machine fonctionne en mode redresseur et celui côté réseau/charge fonctionne en mode onduleur. Dans les deux situations, la modélisation restera la même car les deux unités sont identiques.

Suivant l'usage souhaité pour un modèle de convertisseur, il existe différents niveaux de modélisation, à partir d'une description complexe avec des équations différentielles. Toutefois, semblable au cas du modèle de la machine synchrone, le modèle le plus adapté est celui qui est approprié à la simulation et à la fois à l'élaboration de la commande.

Un modèle "exact" ou "topologique" d'un convertisseur d'EP est un modèle qui prend en compte les phénomènes liés à la commutation des interrupteurs [BAC-05]. Ce type de modèle permet de traduire les effets transitoires et ainsi son entrée peut ne pas être continue.

En revanche, si un modèle ne traduit que le comportement moyen entre les commutations, il s'agit alors d'un modèle "moyen" ou "idéalisé". Ce dernier est un modèle qui ne traite que les processus permanent et à entrée continue. De nombreux travaux portent sur la modélisation des onduleurs de tension [BOS-01]. Parmi ceux-là, d'importantes briques ont été posées au G2ELab [ETX-03], [GOM-05], [LAV-05], [GAZ-06].

a) Modèle topologique de l'onduleur de tension

Ce modèle topologique est illustré pour l'onduleur de tension qui fonctionne en mode redresseur (Figure 3.30).

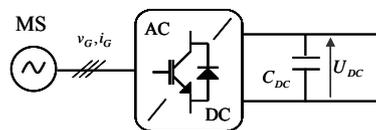


Figure 3.30. Machine synchrone connectée au redresseur

Tout d'abord, on considère que l'onduleur est alimenté par un système triphasé de tensions composé des trois forces électromotrices de la machine e_{sa}, e_{sb}, e_{sc} (Figure 3.31). R_s et L_s représentent respectivement la résistance et l'inductance statoriques de la machine synchrone, la source d'alimentation dans ce cas. Le deuxième onduleur de tension, côté réseau, sera muni de la résistance de ligne R_f et l'inductance du filtre nommée L_f . Pour les deux configurations, C_{DC} est le condensateur de filtrage présent sur le bus continu.

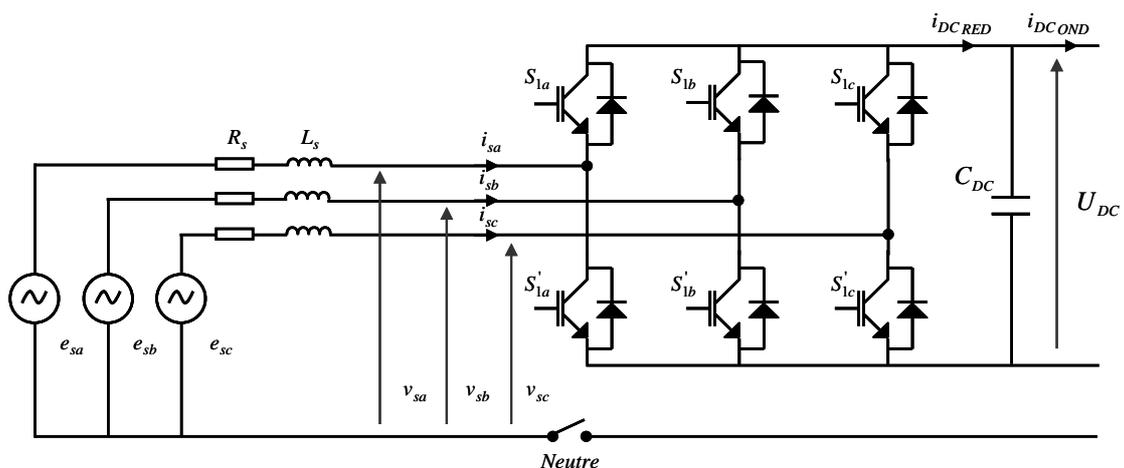


Figure 3.31. Représentation schématique de l'onduleur de tension fonctionnant en mode redresseur

Le comportement en régime dynamique du générateur hydrolien connecté via cette interface d'électronique de puissance peut être modélisé et étudié suite à la représentation des relations qui existent

entre les différents courants et tensions le long de la chaîne de conversion. Notons qu'on est en convention moteur. Une première expression de ces relations est :

$$\begin{cases} L_s \frac{di_{sa}}{dt} = v_{sa} - e_{sa} - R_s i_{sa} \\ L_s \frac{di_{sb}}{dt} = v_{sb} - e_{sb} - R_s i_{sb} \\ L_s \frac{di_{sc}}{dt} = v_{sc} - e_{sc} - R_s i_{sc} \end{cases} \quad (3.30)$$

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = I_{DC_{RED}} - I_{DC_{OND}} \quad (3.31)$$

$$I_{DC_{RED}} = \frac{u_a i_{sa}}{2} + \frac{u_b i_{sb}}{2} + \frac{u_c i_{sc}}{2} \quad (3.32)$$

Dans ces équations, u_a, u_b, u_c désignent la fonction de commutation qui prend la valeur 1 quand l'interrupteur supérieur du bras est fermé (S_{1a}, S_{1b} ou S_{1c}) et -1 quand l'interrupteur inférieur est fermé (S'_{1a}, S'_{1b} ou S'_{1c}). Cette fonction de commutation s'obtient par comparaison de l'onde modulante de référence, représentation de la tension de sortie souhaitée, comprise entre -1 et 1, et une porteuse qui est une onde triangulaire de fréquence MLI plus élevée que la fréquence de la modulante. La porteuse détermine la fréquence de commutation de l'onduleur (10kHz).

Toutefois les équations (3.30) et (3.31) ne font pas apparaître la tension continue U_{DC} dans les équations des courants. Si l'on prend comme hypothèses que :

- les interrupteurs sont parfaits (sans chutes de tension ni temps morts),
- les sources sont parfaites,
- les éléments passifs sont linéaires et invariants,

et dans le cas où le neutre n'est pas raccordé, on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \frac{U_{DC}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

En résulte un système d'équations qui est fortement couplé. Un changement de variables sur les commandes peut être réalisé comme suit :

$$\begin{bmatrix} \tilde{u}_a \\ \tilde{u}_b \\ \tilde{u}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Ainsi le modèle peut se mettre sous forme découplée, les courants i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} étant affectés par les fonctions de commutation $\tilde{u}_{sa}, \tilde{u}_{sb}, \tilde{u}_{sc}$:

$$\begin{cases} L_s \frac{di_{sa}}{dt} = \tilde{u}_a \frac{U_{DC}}{2} - e_{sa} - R_s i_{sa} \\ L_s \frac{di_{sb}}{dt} = \tilde{u}_b \frac{U_{DC}}{2} - e_{sb} - R_s i_{sb} \\ L_s \frac{di_{sc}}{dt} = \tilde{u}_c \frac{U_{DC}}{2} - e_{sc} - R_s i_{sc} \end{cases} \quad (3.35)$$

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = I_{DC_{OND}} - \left(\frac{\tilde{u}_a i_{sa}}{2} + \frac{\tilde{u}_b i_{sb}}{2} + \frac{\tilde{u}_c i_{sc}}{2} \right) \quad (3.36)$$

Les équations (3.35) et (3.36) donnent le modèle exact de l'onduleur de tension côté machine.

b) Modèle moyen du convertisseur côté machine

Ce type de modèle se fonde sur le principe même de la MLI vectorielle [ROY-08], [GAZ-06]. Les grandeurs sont moyennées sur une période de commutation (période de la MLI). On note $\beta_{sa}, \beta_{sb}, \beta_{sc}$ les fonctions de commutation moyennes.

Modèle en triphasé

Les équations (3.35) et (3.36) du modèle topologique deviennent :

$$\begin{cases} L_s \frac{di_{sa}}{dt} = \beta_{sa} \frac{U_{DC}}{2} - e_{sa} - R_s i_{sa} \\ L_s \frac{di_{sb}}{dt} = \beta_{sb} \frac{U_{DC}}{2} - e_{sb} - R_s i_{sb} \\ L_s \frac{di_{sc}}{dt} = \beta_{sc} \frac{U_{DC}}{2} - e_{sc} - R_s i_{sc} \end{cases} \quad (3.37)$$

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = I_{DC_{OND}} - \left(\beta_{sa} \frac{i_{sa}}{2} + \beta_{sb} \frac{i_{sb}}{2} + \beta_{sc} \frac{i_{sc}}{2} \right) \quad (3.38)$$

Modèle dans le référentiel de Park

Pour le modèle de la machine synchrone, l'axe (d) du référentiel (d,q) de Park était orienté suivant le vecteur flux inducteur $\overline{\varphi_{fs}}$. On garde la même orientation du référentiel.

Comme dans le cas des grandeurs de la machine, la fonction de commutation peut aussi être représentée comme vecteur tournant (conformément à l'équation (3.17)) : les composantes sont appelées β_{sd}, β_{sq} .

Le modèle de l'onduleur côté machine dans le référentiel de Park s'écrit :

$$\begin{cases} L_d \frac{di_{sd}}{dt} = \underbrace{\beta_{sd} \frac{U_{DC}}{2}}_{v_{sd}} + \omega L_q i_{sq} - R_s i_{sd} \\ L_q \frac{di_{sq}}{dt} = \underbrace{\beta_{sq} \frac{U_{DC}}{2}}_{v_{sq}} - \omega L_d i_{sd} - R_s i_{sq} - e_{sq} \end{cases} \quad (3.39)$$

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = I_{DC_{OND}} - \left(\beta_{sd} \frac{i_{sd}}{2} + \beta_{sq} \frac{i_{sq}}{2} \right) \quad (3.40)$$

Où ω est la pulsation (vitesse angulaire) de la machine.

Les recherches menées au G2ELab, [GOM-05], [LAV-05] et [GAZ-06] ont validé l'intérêt du modèle moyen par rapport au modèle topologique dans des conditions d'exploitation expérimentales ou des simulations temporelles de longue/moyenne durée.

Ainsi, les principaux intérêts du modèle moyen sont l'obtention d'un modèle continu dans le temps, sans commutations, et la possibilité d'utiliser des pas de calcul plus élevés, d'où un gain en rapidité pour les simulations. La précision des résultats obtenus n'est pourtant pas affectée [GAZ-06].

c) Modèle moyen de l'onduleur côté réseau

Composant de base dans les systèmes d'interfaçage, l'onduleur de tension côté réseau (Figure 3.32) a pour rôle de transférer et contrôler la puissance active et réactive. La même approche pour la modélisation est considérée pour l'onduleur de connexion au réseau (charges). Notons que cette fois-ci, on est en convention de signe récepteur (du réseau dans ce cas).

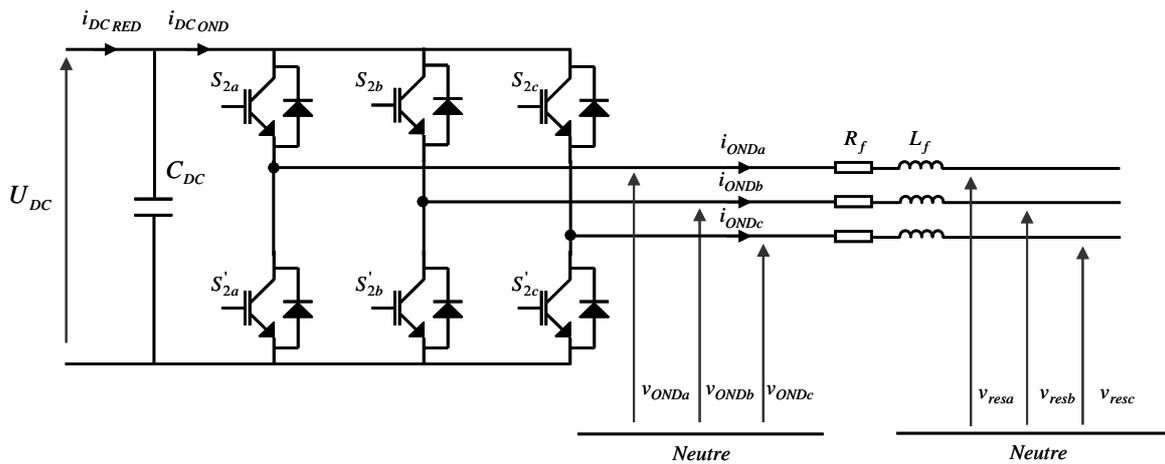


Figure 3.32. Représentation schématique de l'onduleur de tension côté réseau

Modèle triphasé

Les équations qui décrivent le modèle en triphasé de l'onduleur côté réseau sont :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_{ONDa}}{dt} = v_{resa} - \beta_{ONDa} \frac{U_{DC}}{2} - R_f i_{ONDa} \\ L_f \frac{di_{ONDb}}{dt} = v_{resb} - \beta_{ONDb} \frac{U_{DC}}{2} - R_f i_{ONDb} \\ L_f \frac{di_{ONDc}}{dt} = v_{resc} - \beta_{ONDc} \frac{U_{DC}}{2} - R_f i_{ONDc} \end{cases} \quad (3.41)$$

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = I_{DC_{RED}} - I_{DC_{OND}} \quad (3.42)$$

$$I_{DC_{OND}} = \beta_{ONDa} \frac{i_{ONDa}}{2} + \beta_{ONDb} \frac{i_{ONDb}}{2} + \beta_{ONDC} \frac{i_{ONDC}}{2} \quad (3.43)$$

Modèle dans le référentiel de Park

Pour le modèle dans le référentiel tournant de Park (cette fois lié au réseau), l'axe (d) est colinéaire au vecteur tension tournant du réseau : $\overline{v_{res}} = \sqrt{2/3}(v_{resa} + v_{resb} \cdot e^{j2\pi/3} + v_{resc} \cdot e^{j4\pi/3})$. Ainsi :

$$\begin{cases} v_{resd} = |\overline{v_{res}}| = \sqrt{3}V_{res} \\ v_{resq} = 0 \end{cases} \quad (3.44)$$

Suite à l'application de la transformation de Park aux équations (3.41)-(3.43), le modèle suivant s'obtient :

$$\begin{cases} L_f \frac{di_{ONdd}}{dt} = \sqrt{3}V_{res} - R_f i_{ONdd} + \omega_{res} L_f i_{ONdq} - \underbrace{\beta_{ONdd} \frac{U_{DC}}{2}}_{v_{ONdd}} \\ L_f \frac{di_{ONdq}}{dt} = -R_f i_{ONdq} + \omega_{res} L_f i_{ONdd} - \underbrace{\beta_{ONdq} \frac{U_{DC}}{2}}_{v_{ONdq}} \end{cases} \quad (3.45)$$

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = I_{DC_{RED}} - I_{DC_{OND}} = I_{DC_{RED}} - \left(\beta_{ONdd} \frac{i_{ONdd}}{2} + \beta_{ONdq} \frac{i_{ONdq}}{2} \right) \quad (3.46)$$

Où ω_{res} est la vitesse angulaire correspondant à la vitesse angulaire du réseau.

Ces modèles moyens des onduleurs de tension seront ensuite utilisés à la fois pour la simulation et pour l'élaboration de la commande. Comme dans le cas du modèle de la machine synchrone, on préfère la représentation dans le référentiel de Park car elle offre une plus grande facilité de calcul, implémentation et surtout élaboration de la commande en vue d'une exploitation expérimentale.

3.3.3. Connexion réseau ou charge

Le générateur hydrolien interfacé par son électronique de puissance peut se retrouver connecté à un réseau puissant, à des charges ilôtées ou à un microréseau (réseau faible).

La connexion réseau est réalisée via un filtre L, comme indiqué sur la Figure 3.33. Notons que dans cette situation, l'onduleur côté réseau fonctionnera en mode courant (il contrôle est le courant en sortie de l'onduleur).

Dans le cas d'un fonctionnement en mode dégradé (creux de tension, tension polluée, *etc.*), pour réaliser les tests expérimentaux, un modèle simplifié de réseau a été mis en place (Figure 3.34). Le réseau est considéré comme une source idéale. Ensuite pour créer le défaut, le profil du creux de tension est implanté. La tension réseau peut aussi être polluée avec les harmoniques 3 et 5 entre autres.

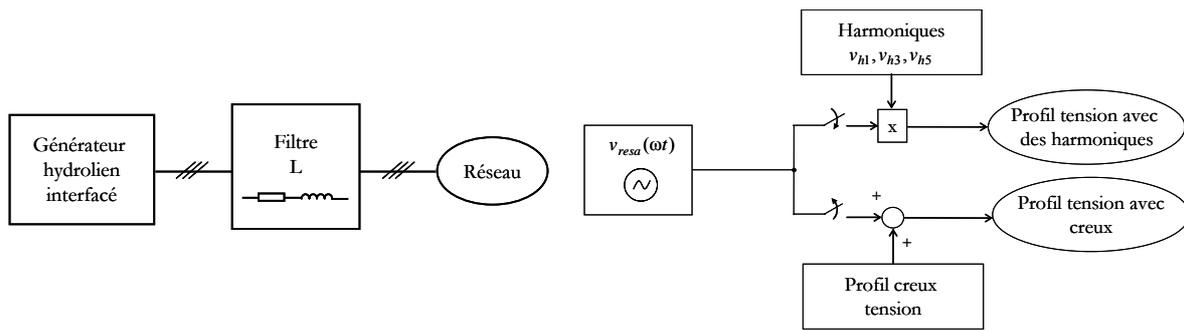


Figure 3.33. La connexion au réseau du générateur hydrolien interfacé

Figure 3.34. Modélisation simplifiée du réseau (phase a) pour les essais en modes dégradés de fonctionnement

Le cas d'une connexion îlotée du générateur hydrolien a aussi été étudié (Figure 3.35). De façon simplifiée, le système est considéré connecté à une charge purement résistive. Celle-ci est une situation où l'onduleur, côté charge cette fois, fonctionnera en mode tension. Le contrôle visera le maintien du niveau de la tension aux bornes de la charge. Puisque qu'on contrôle la tension, la connexion de la charge se fait via une branche capacitive (Figure 3.35).

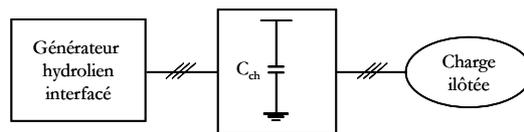


Figure 3.35. La connexion à la charge du générateur hydrolien interfacé

On utilise toujours la représentation avec des vecteurs tournants et on s'est placé comme dans le cas du réseau, en convention récepteur. L'équation employée en simulation pour représenter les charges en triphasée est :

$$\overline{v_{ch}} = R_{ch} \overline{i_{ch}} \quad (3.47)$$

L'ensemble de tous les modèles des éléments composants du générateur hydrolien, y compris la ressource entraînant la turbine, représente un modèle global dynamique du système.

3.4. Validation des modèles

Quelques résultats de simulation numérique validés avec certains résultats expérimentaux sont présentés dans ce paragraphe. La simulation numérique valide les modèles implantés. L'aspect expérimental sera plus amplement décrit dans le chapitre 4 ; ici, il valide la simulation numérique.

L'objectif est d'observer le fonctionnement global du générateur hydrolien, en boucle ouverte, sans gestion ou pilotage particulier pour la turbine.

Puisque la boucle n'est pas fermée, la réponse du système suite à des variations de deux grandeurs exogènes, vitesse de l'eau et couple génératrice, est visualisée. Le courant i_{qG} de la génératrice est une image du couple électromagnétique.

D'abord une variation de vitesse d'eau de 2.3m/s à 2m/s puis retour est réalisée. La variation est réalisée en échelon filtré. L'évolution du courant i_{qG} de la génératrice, de la vitesse de rotation Ω_G , du couple de la turbine C_T , et de la puissance injectée au réseau P_{res} est présentée sur la Figure 3.36.

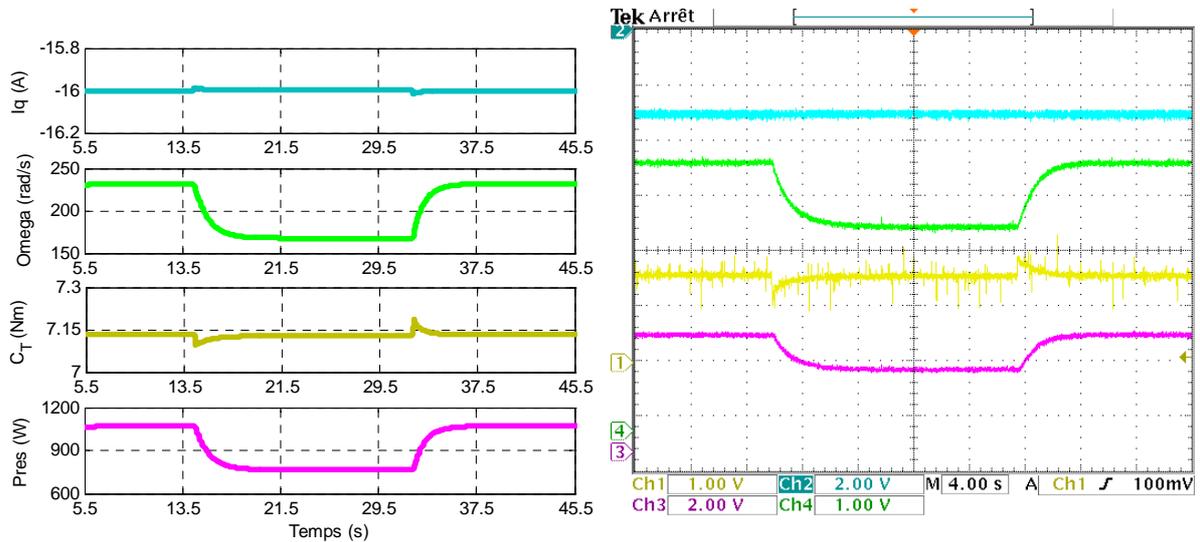


Figure 3.36. Evolution des grandeurs du système suite à une variation de vitesse de l'eau, en simulation (à gauche) et expérimental (à droite). De haut en bas : courant de la génératrice i_{qG} (10A/div), vitesse de rotation Ω_G (50rad/s/div), couple de la turbine C_T (4.5Nm/div) et puissance injectée au réseau P_{res} (500W/div)

Un deuxième essai est présenté sur la Figure 3.37. Une variation du courant i_{qG} de la génératrice se traduit par une variation du couple. La variation du courant est réalisée en échelon de -15A à -20A.

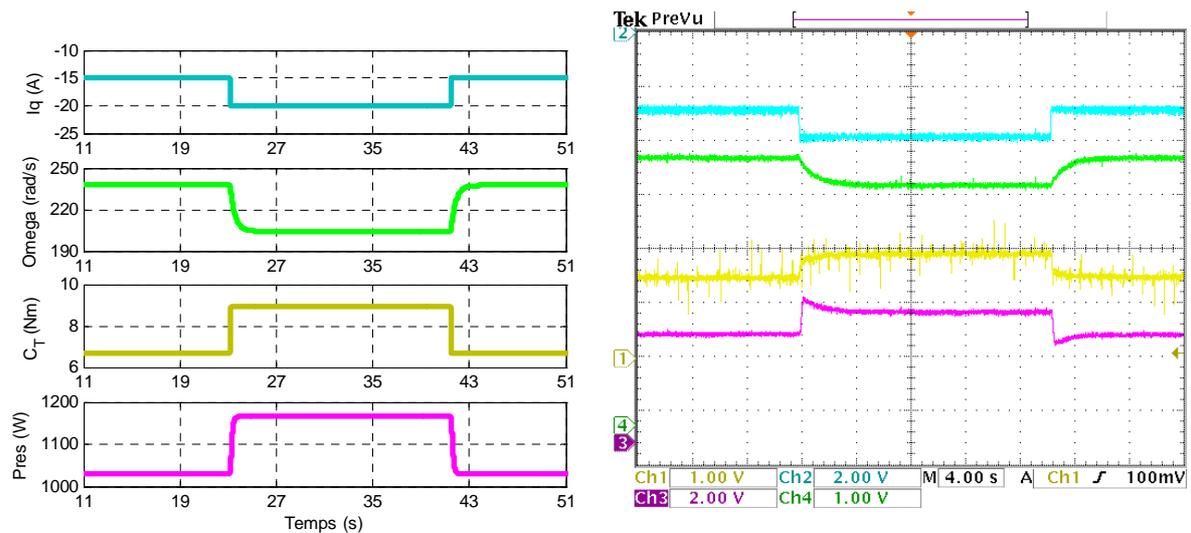


Figure 3.37. Evolution des grandeurs du système suite à une variation de couple de la génératrice, en simulation (à gauche) et expérimental (à droite). De haut en bas : courant de la génératrice i_{qG} (10A/div), vitesse de rotation Ω_G (50rad/div), couple de la turbine C_T (4.5Nm/div) et puissance injectée au réseau P_{res} (500W/div)

Dans les deux cas, on observe que le système répond de la même manière en simulation numérique et en essai expérimental. Dans les chapitres 5 et 6, les lois de commande, le pilotage global et le comportement du système sous différents scénarii seront présentés.

3.5. Conclusion

En vue de la réalisation des études présentées dans les chapitres qui suivent, les éléments du système générateur hydrolien ont été un à un modélisés.

Le modèle global obtenu est un modèle dynamique. Le modèle de turbine et de colonne HARVEST est le résultat de la corroboration des simulations numériques et résultats expérimentaux. Le choix de modélisation pour les composants électriques de la chaîne de conversion repose sur des modèles moyens. Les grandeurs électriques sont ainsi moyennes. Les phénomènes liés à la commutation par MLI ne sont pas pris en compte. Ce type de modélisation est continue dans le temps et à entrée continue. Un compromis est réalisé entre la finesse de la représentation, le temps de calcul, la facilité de la mise en œuvre pour une exploitation à la fois en simulation numérique et l'élaboration de la commande.

Des tests en simulation numérique sont validés par des essais expérimentaux pour monter un fonctionnement général en boucle ouverte.

Chapitre 4. Banc expérimental

SOMMAIRE CHAPITRE 4

Chapitre. 4	Banc expérimental	95
4.1.	Objectifs du banc expérimental	97
4.2.	Correspondance avec les éléments physiques	98
4.3.	Synoptique général de contrôle pour le générateur hydrolien	101
4.4.	Travail propre à la thèse	102
4.4.1.	Similitude/facteur d'échelle	102
4.4.2.	Emulation des colonnes hydroliennes	104
4.4.2.1.	<i>Méthodes existantes en bref</i>	106
4.4.2.2.	<i>Méthode proposée</i>	107
4.5.	Conclusion	112

4.1. Objectifs du banc expérimental

Le banc expérimental de test temps réel dans sa totalité a été mis au point au long de plusieurs stages, thèses et travaux des ingénieurs de recherche au laboratoire G2ELab. L'architecture temps réel ainsi disponible est flexible, fiable et suffisamment précise pour le test de diverses structures physiques et algorithmiques. La Figure 3.5 montre une vue très schématique du banc d'essais.

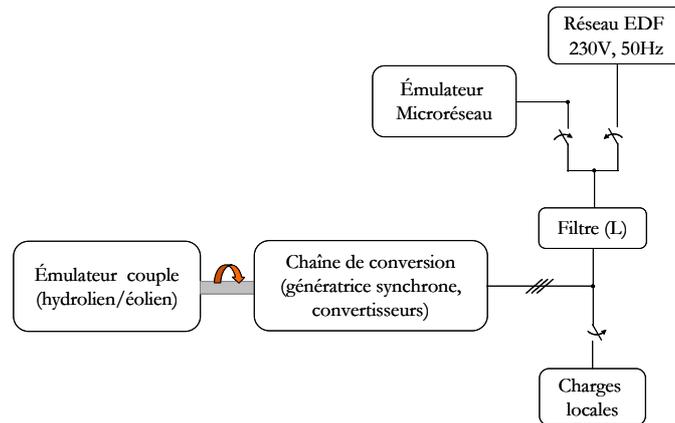


Figure 4.1. Vue schématique de la synoptique du banc expérimental

La partie couple programmable développée au cours d'une thèse CNAM [GRD-98] a été complétée avec [RUS-05], [LAV-05] pour obtenir un banc de test expérimental pour les systèmes éoliens à base de machine asynchrone à double alimentation. En 2006, la machine asynchrone a été remplacée par une machine synchrone à aimants [AND-06]. Au niveau des structures de contrôle commande, de nombreuses "briques" ont été réalisées en particulier dans les thèses [GUF-00], [GAZ-06] et [LOP-06a]. La boucle temps réel pure et ensuite hybride avec le réseau a été l'objet de la thèse [GOM-05] sur le simulateur temps réel ARENE-URT [ARE-02], [OCN-05] pour ensuite migrer petit à petit sur le simulateur nouvelle génération RT-LAB [OCN-08], [RTL-09]. Par ailleurs, ce type de simulation s'appelle HILS (hardware-in-the-loop simulation) car elle contient en boucle fermée des éléments physiques et des éléments numériquement implantés. Le but est de reproduire en laboratoire le comportement dynamique d'un processus industriel [MUN-07],[MUN-08].

Ce banc expérimental, dispositif complexe et modulaire, a été utilisé pour le développement et la validation et/ou l'étude, entre autres :

- des contrôles de systèmes de génération à base d'énergies renouvelables (éolien, hydrolien, photovoltaïque, ...);
- des algorithmes de contrôle commande pour machines tournantes;
- des structures FACTS comme le STATCOM (compensation shunt), le DVR, le DSSSC (compensation série), le filtrage actif, *etc.*;

- du comportement des générateurs renouvelables connectés à un microréseau ou à un réseau ;
- d'onduleurs photovoltaïques industriels ;
- de systèmes de protections pour les réseaux électriques.

L'objectif général est de se rapprocher au plus près de la réalité physique du terrain. Les éléments de prototypage rapide (dSPACE, xPC Target, RT-LAB, *etc.*) [DSP-09], [XPC-09], [RTL-09] ont permis tout au long de ces travaux, une mise en place plus ergonomique, rapide et efficace.

Plus particulièrement, dans le cadre des études portées ici sur les générateurs hydroliens, la validation des différentes lois de pilotage mises en place et testées en simulation a été réalisée expérimentalement. Néanmoins, cela s'est fait en passant par une étape de mise au point de quelques éléments déjà existants et le rajout de nouveaux éléments pour compléter et adapter le banc d'essais.

Les tests expérimentaux en temps réel ont permis l'étude du générateur hydrolien sous différents scénarii et surtout dans plusieurs configurations de connexion.

La Figure 4.2 illustre, pour rappel, une configuration générale schématique d'un système de simulation/émulation temps réel pour le test des différents systèmes/équipements/appareils.

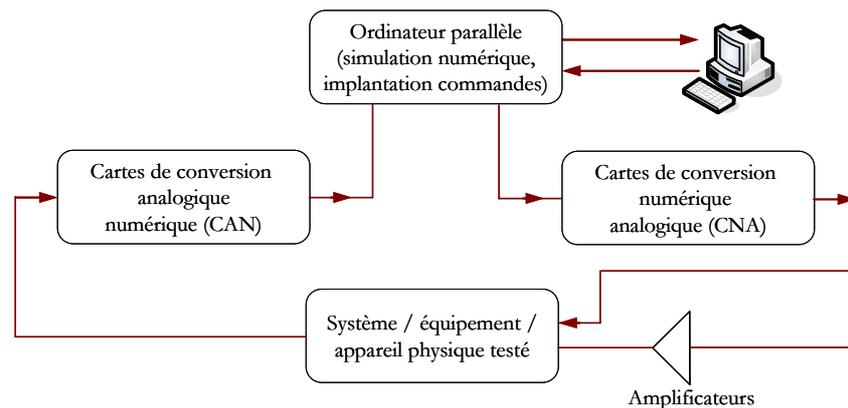


Figure 4.2. Configuration schématique d'un système de simulation / émulation temps réel

4.2. Correspondance avec les éléments physiques

Comme déjà mentionné dans les chapitres 2 et 3, le générateur hydrolien étudié a trois composantes principales : la colonne hydrolienne, la génératrice synchrone et l'interface d'électronique de puissance pour la connexion au réseau ou aux charges.

Afin d'étudier le comportement du générateur hydrolien et de valider les simulations numériques, des tests expérimentaux ont été mis en place et réalisés sur le banc schématisé par la Figure 3.5. On a rappelé sur la Figure 4.2 la configuration générale d'un émulateur temps réel. Ce paragraphe a pour but une brève identification des éléments physiques et simulés ou émulsés sur le banc d'essais. Le terme émulation désigne la simulation physique d'un module composant du système, il ne s'agit pas d'une pure

simulation numérique car un élément physique est piloté de sorte qu'il reproduise le comportement statique et dynamique de l'élément physique sensé être reproduit.

La génération du couple hydrolien est réalisée à l'aide d'une machine à courant continu (MCC) dont le couple est programmable, via un processeur de signal du type TMS320F240 (Figure 4.3). L'ensemble est piloté par une interface utilisateur. La programmation en couple de la MCC a été traitée au laboratoire au cours de deux mémoires CNAM, [GRD-98], [NAI-02], puis complétée au cours d'un autre mémoire CNAM [RUS-05] (l'implantation dans le processeur de signal). De ce fait, cette partie n'a pas été modifiée dans le cadre de cette thèse.

Toutefois, le couple à suivre pour la MCC arrive en consigne externe du système dSPACE de type RTI1005 [DSP-09]. Il a été donc nécessaire de faire migrer la consigne de couple émulant l'hydrolienne vers le support dSPACE lequel commandera entre autres la MCC. Par ailleurs, la commande de la MCC pour l'émulation des hydroliennes peut être faite via le xPC Target. Cette variante a été implantée et testée [AND-08a], [AND-08b] mais à cause de nombreux soucis de bruit de mesure ayant pour origine dans la configuration actuelle du banc d'essai, on a préféré le passage par dSPACE.

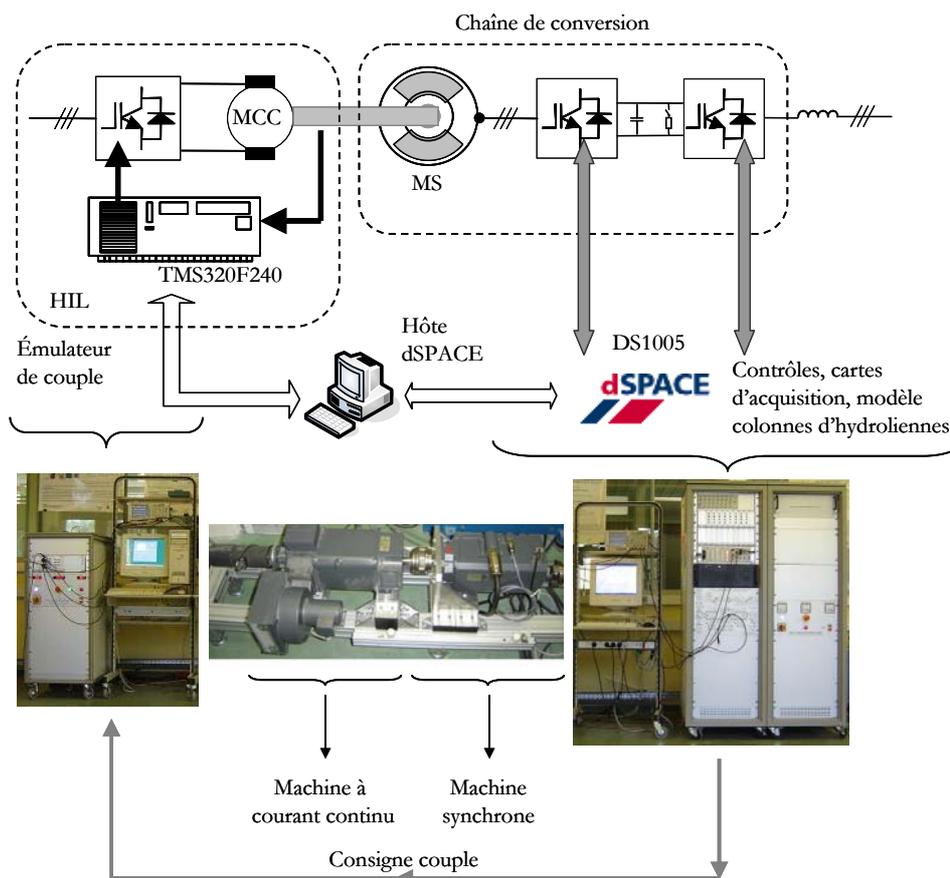


Figure 4.3. Correspondance avec les éléments physiques pour le générateur hydrolien interfacé en aval de la connexion

Le système dSPACE en tant que système de prototypage rapide permet l'implantation des modèles numériques et aussi de toute une structure de commande et pilotage pour le générateur hydrolien.

Ainsi, les commandes des deux onduleurs (AC-DC-AC) qui réalisent l'interface d'EP de la génératrice synchrone à aimants permanents (MS) sont générées par ce système dSPACE muni d'un Power PC et de plusieurs cartes d'acquisition (voir aussi l'annexe A2). La MCC et la MS sont directement couplées. Le schéma synoptique complet de la baie d'électronique de puissance se trouve dans l'annexe A3.

Pour ne pas trop alourdir la Figure 4.3, la partie connexion et les correspondances physiques sont représentées sur la Figure 4.4. Dans le paragraphe 3.3.3, les deux modes de connexion du générateur hydrolien ont été évoquées. Alors que les charges îlotées et le réseau de puissance infinie (réseau EDF) sont des éléments physiques réels, le microréseau idéalisé est émulé. Pour les tests en connexion réseau en mode dégradé, le système hydrolien est considéré connecté à un réseau idéalisé émulé à l'aide du système de prototypage de type xPC Target (sous MATLAB/SIMULINK) et un amplificateur de puissance. Ce dernier réalise l'interface entre la partie numérique et la partie analogique. Pour la génératrice interfacée, il représente le noeud de connexion au réseau. Des cartes analogiques numériques (CAN) et numériques analogiques (CNA) se trouvent aussi dans le circuit conforme à la Figure 4.2 pour fermer la boucle temps réel.

Le système de prototypage avancé, RT-LAB, pourra être mis à contribution pour approfondir d'avantage l'intégration au réseau du générateur ou d'un parc en le mettant en situation d'exploitation sur des réseaux plus ou moins puissants et/ou perturbés au plus près de la réalité.

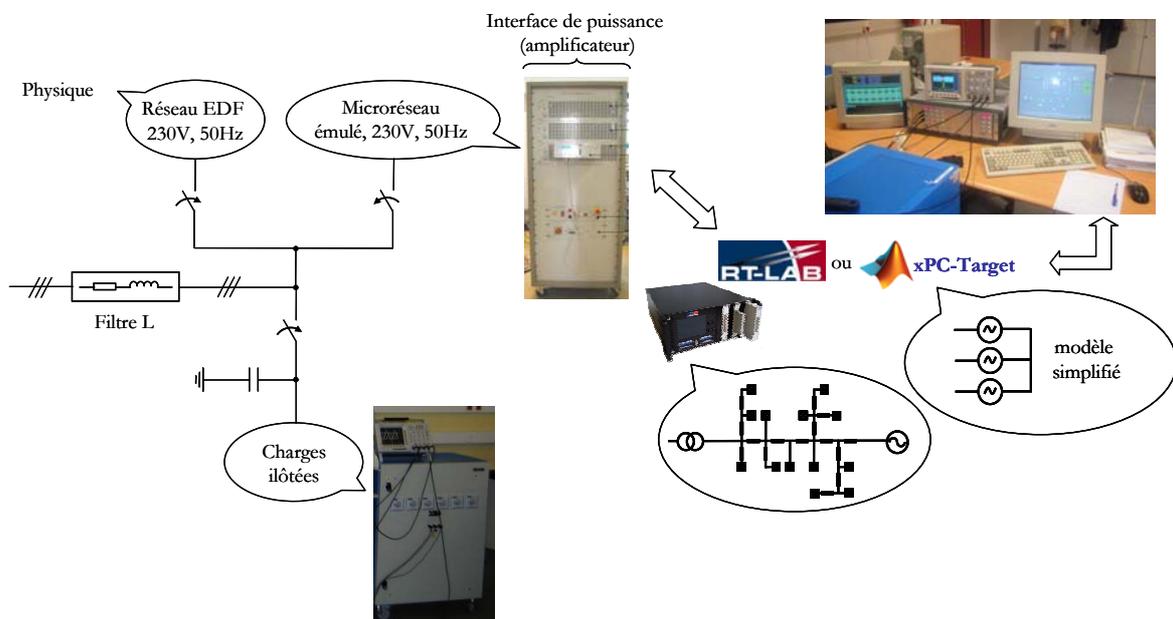


Figure 4.4. Correspondance avec les éléments physiques pour la partie connexion réseau/microréseau/charges îlotées

4.3. Synoptique général de contrôle pour le générateur hydrolien

Toute la partie commande/pilotage du générateur hydrolien est implantée sous dSPACE. L'interface de ce dernier est le logiciel commercial MATLAB/SIMULINK. De ce fait, toute une série d'algorithmes testés et conçus via les simulations numériques ont pu être vérifiés expérimentalement.

Les détails spécifiques à chaque mode de fonctionnement particulier du système hydrolien seront présentés dans les chapitres 5 et 6.

Quelques remarques à caractère général s'imposent. Rappelons que les turbines sont à pales fixes, donc aucun moyen de contrôle n'existe au niveau des pales. De plus, les conditions de fonctionnement des turbines dépendent principalement des conditions d'écoulement d'eau sur lesquelles aucune action n'est possible. Néanmoins, en agissant sur l'énergie effectivement convertie par les colonnes hydroliennes, le point de fonctionnement du système peut être imposé.

En vue de contrôler le niveau de puissance convertie et fournie par le système, l'action se porte au niveau du pilotage de la génératrice. Pour optimiser l'extraction de puissance ou simplement pour imposer un fonctionnement précis, le contrôle des grandeurs qui affectent directement la génératrice synchrone (courants, vitesse) ou des grandeurs contraignantes du fonctionnement global du système (tension du bus continu entre les deux convertisseurs, courants dans les convertisseurs d'interfaçage) doit être assuré.

Ces actions de contrôle se portent au niveau de la commande des deux convertisseurs. Chacun a son rôle bien défini suivant le mode de fonctionnement choisi du système hydrolien (ou suivant le cas de figure imposé). Le redresseur est en charge du contrôle de la conversion d'énergie au niveau de la génératrice et l'onduleur de connexion assure le transfert de puissance active et éventuellement réactive vers le récepteur.

La Figure 4.5 rappelle le schéma synoptique global de l'architecture de contrôle. Celui-là est un cas général avec principalement deux (ou trois suivant le mode de fonctionnement) niveaux de contrôle : les contrôles de courants (au premier niveau), un deuxième niveau composé de la régulation de vitesse côté génératrice et la régulation du bus continu côté onduleur de connexion. Les étages de contrôle se trouvant au troisième niveau concernent la coordination des colonnes hydroliennes et un étage de régulation du bus continu dans les cas d'un fonctionnement en mode îloté.

Un étage supervision supplémentaire élabore les lois de consigne et est responsable du choix des modes de fonctionnement et des protections.

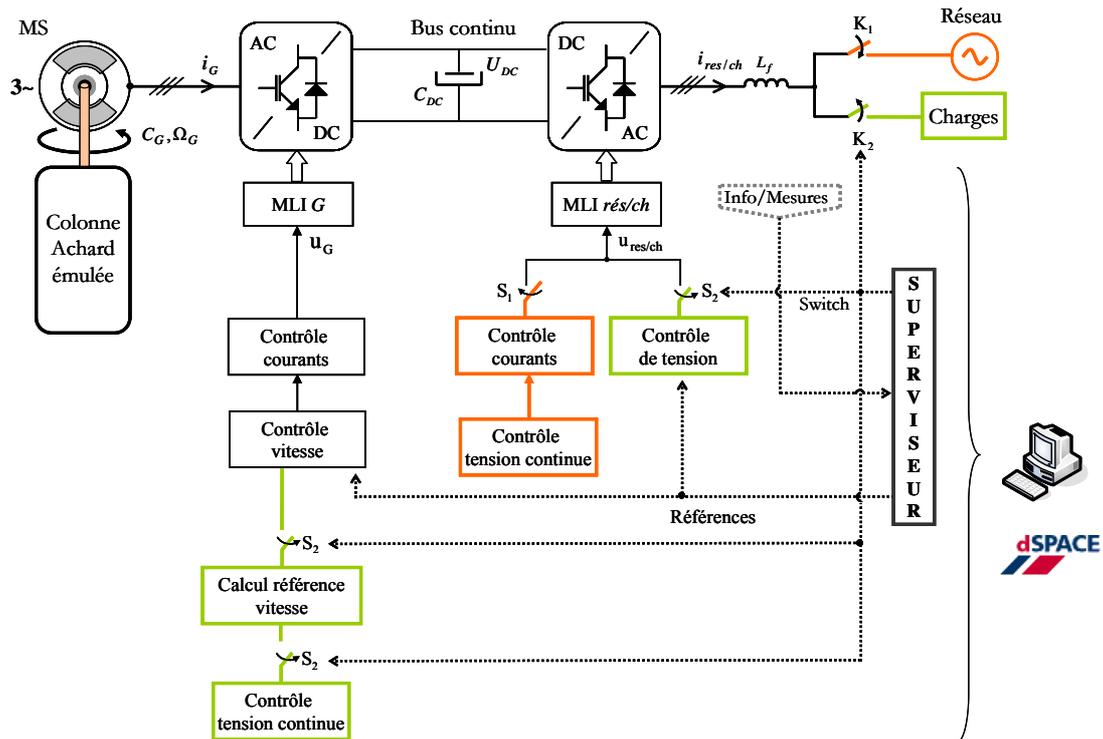


Figure 4.5. Synoptique général de contrôle du générateur hydrolien

4.4. Travail propre à la thèse

Comme on l'a mentionné plus haut, le banc d'essais était déjà en place en début de cette thèse. Toute une série de compléments et de mises au point ont été apportée dans le cadre de ces travaux. Ce paragraphe présente ces réalisations au niveau de l'implantation.

4.4.1. Similitude/facteur d'échelle

Le dispositif de test expérimental n'a pas été conçu pour une application particulière mais dans une optique de modularité et applicabilité pour diverses études. Volontairement, jusqu'à présent on n'a pas du tout évoqué la puissance du banc d'essais (approximativement 6.5kW à 314rad/s de rotation pour les machines). L'annexe A2 donne les caractéristiques techniques exactes des éléments du banc d'essais.

Le système générateur hydrolien à base de colonnes d'hydroliennes, comme on l'a mentionné dans les chapitres antérieurs, a pour qualité essentielle sa modularité. Ainsi, la puissance extraite dépend du nombre de colonnes et de turbines qui constituent une colonne.

Un choix a donc été fait et qui restera le même tout au long des études présentées ici. L'élément de base du générateur hydrolien est une colonne formée de quatre turbines Achard. On considère des turbines Achard de 0.5m de diamètre sans carénage. Pour une vitesse d'eau moyenne de 2.3m/s, cette colonne délivre un optimum de 1.9kW à 22rad/s de vitesse de rotation. En revanche, le banc d'essais temps réel à une puissance nominale d'approximative 6.5kW pour une vitesse de rotation de 314rad/s des machines tournantes.

Le comportement dynamique du générateur hydrolien dans différentes situations et sous plusieurs scénarii est ce que l'on cherche à étudier ici. De ce fait, on souhaite avoir une représentation qualitative et non pas quantitative du système hydrolien, et ce, autant que cela est mathématiquement possible.

Il faut donc trouver une correspondance entre le système physique réel et l'émulateur, donc le banc expérimental. On peut réaliser cela en s'appuyant sur des critères de similitude. On a vu que pour les turbines (paragraphe 1.6.2), toute une série de lois de similitude sont appliquées afin de pouvoir transposer à l'échelle turbine réelle les résultats obtenus à l'échelle turbine maquette. En ce qui concerne la partie électrique, la démarche n'est pas tout à fait la même car le banc expérimental est surdimensionné par rapport à la configuration que l'on souhaite étudier.

La concordance entre le système réel et sa représentation peut se réaliser par le respect de certaines conditions nécessaires à l'obtention de la similitude désirée entre éléments homologues. Pour réaliser cela, on va emprunter quelques critères qui sont utilisés pour l'étude dynamique à échelle réduite des grands réseaux électriques.

Etant donné que le système hydrolien est un système de génération, on peut utiliser la même approche que celle utilisée pour les groupes générateurs. Comme on ne s'intéresse pas en détail à toutes les caractéristiques de la machine génératrice en elle-même, on peut ne pas prendre en compte les caractéristiques des circuits magnétiques (la similitude magnétique). Restent ainsi deux critères à respecter : la similitude électrique et la similitude mécanique.

La similitude électrique repose sur deux facteurs d'échelle : la tension et la puissance.

On fait une hypothèse concernant le niveau de tension nominale de fonctionnement en le considérant identique pour les deux systèmes. Cela n'est pas une hypothèse restrictive puisque ce niveau de tension dépend des caractéristiques des machines synchrones qui de toute façon, ne sont pas directement connectées au réseau. Ainsi, il n'existe pas de facteur d'échelle de tension dans ce cas particulier. Néanmoins, à titre indicatif, voici sa définition :

$$\chi = \frac{u_n}{U_n} \quad (4.1)$$

où χ est le facteur d'échelle de tension, u_n est la tension nominale du système émulé et U_n est celle du système réel.

De même, le facteur d'échelle pour les puissance se définit comme :

$$\gamma = \frac{P_n}{P_n} \quad (4.2)$$

où γ est le facteur d'échelle des puissances, p_n est la puissance nominale du système émulé et P_n celle du système réel.

La condition de similitude mécanique s'exprime par l'égalité des temps de lancer relatives aux parties tournantes homologues (τ_{groupe}). Soient respectivement J , Ω et P_n le moment d'inertie, la vitesse de rotation et la puissance nominale active du système réel devant être émulé par un système de puissance nominale $p_n = \gamma P_n$ tournant à la vitesse ω . Le moment d'inertie du système émulé devra être j tel que

$$\tau_{groupe} = \frac{j\omega^2}{P_n} = \frac{J\Omega^2}{P_n} \quad (4.3)$$

Le facteur qui donne le degré de liberté est alors l'inertie du système émulé.

Cela s'exprime également en disant que les énergies cinétiques emmagasinées à vitesse nominale dans les masses tournantes de la machine réelle et de son modèle doivent être dans le rapport γ de leur puissance nominale.

Néanmoins, ces critères s'appliquent ad litteram quand on imagine un système à échelle réduite à partir d'un système réel à échelle 1. La démarche naturelle se fait dans le sens macro – micro, cas qui ne correspond pas totalement au nôtre.

La Figure 4.6 veut illustrer la correspondance qui a été établie entre la réalité du terrain et le banc expérimental. De ce fait, et en tenant compte des limitations physiques que le banc d'essais présente, une mise à l'échelle approximative d'un facteur m a été réalisée. Une adaptation en couple et en vitesse est ainsi réalisée.

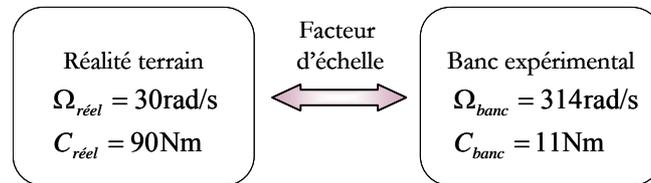


Figure 4.6. Correspondance entre la réalité du terrain et le banc expérimental

Notons qu'il ne s'agit pas d'un problème de dimensionnement. Ce que l'on cherche est une représentation expérimentale intermédiaire afin d'étudier le comportement, concevoir des contrôles/pilotages et réaliser des évaluations préliminaires.

Ainsi, on retrouve les relations suivantes entre les vitesses de rotation et les couples :

$$\Omega_{réel} = \frac{\Omega_{banc}}{m} \quad (4.4)$$

$$C_{réel} = C_{banc} \cdot m \quad (4.5)$$

$$j_{réel} = j_{banc} \cdot m^2 \quad (4.6)$$

où $\Omega_{réel}$ et Ω_{banc} sont les vitesses de rotation, $C_{réel}$ et C_{banc} sont les couples, $j_{réel}$ et j_{banc} sont les inerties du système réel et du banc expérimental respectivement.

4.4.2. Emulation des colonnes hydroliennes

Ce paragraphe-ci et le précédent sont fortement liés. Le point essentiel à réaliser pour obtenir par la suite des résultats pertinents est l'obtention d'une même dynamique entre le modèle émulé et la dynamique réelle de la colonne hydrolienne. Autrement dit, on souhaite reproduire la dynamique du système réel dans un environnement de laboratoire.

Ce qui importe par ailleurs est que toutes les variations en valeurs réduites des couples moteurs appliquées sur l'arbre des génératrices homologues suivent des lois de variation identiques aussi bien sous l'action des variations de vitesse de rotation que sur l'action de l'ensemble de correcteurs qui agissent sur le système dans sa totalité.

De nombreux travaux de recherche dans la littérature visant les énergies renouvelables portent sur la conception et l'évaluation des performances obtenues par des émulateurs temps réel [DIO-99], [NIC-02], [NIC-06], [CMB-06], [BAT-96], [PAR-04], [MEI-08], [ZHO-08]. Toutefois, les études qui traitent plus en détail la problématique ne sont pas abondantes. Parmi celles-là citons deux exemples qui s'appliquent aux systèmes éoliens, [MUN-08] et [DIO-00], où l'erreur faite à l'émulation est évaluée.

Le présent problème est de trouver une modalité suffisamment exacte en utilisant les moyens matériels et logiciels disponibles, pour émuler en temps réel le comportement des colonnes hydroliennes. Il faut noter que le modèle doit être raisonnablement connu pour qu'il puisse être entièrement contrôlable.

Pour cela, on peut se fonder sur l'interaction existante entre le capteur primaire d'énergie, qui est la colonne hydrolienne, et la génératrice. La Figure 4.7 montre de façon schématique la liaison existante entre les deux parties tournantes et la correspondance réel – émulé.

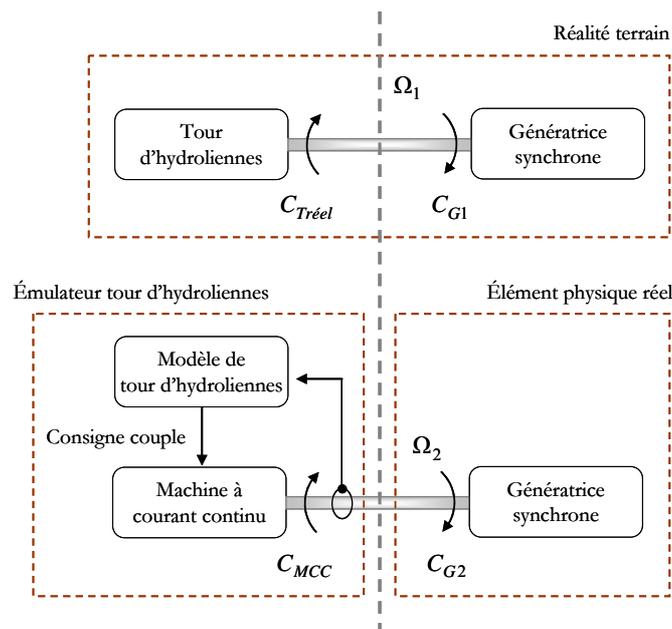


Figure 4.7. Positionnement du problème : système réel – système émulé

Rappelons l'équation mécanique qui décrit la dynamique au niveau de l'arbre entre la colonne hydrolienne et la génératrice :

$$C_{Tréel} - C_{G1} = J_{réel} \frac{d\Omega_1}{dt} \quad (4.7)$$

où $\Omega_1, C_{Tréel}$ sont respectivement la vitesse de rotation et le couple de la colonne hydrolienne réelle, C_{G1} est le couple de la génératrice réelle et $J_{réel} = J_T + J_{Gréel}$ est l'inertie totale, avec J_T l'inertie de la colonne hydrolienne réelle et $J_{Gréel}$ celle de la génératrice synchrone réelle. Les caractéristiques de

turbines dans la colonne sont connues (matériaux, taille, arbres, *etc.*) : on peut ainsi connaître J_T . $J_{Gréel}$ est une donnée constructeur pour toutes les machines. Par ailleurs, une estimation des frottements réels au niveau de l'arbre de la colonne d'hydroliennes est difficilement réalisable. De plus, celle qui compte le plus du point de vue de la dynamique est l'inertie. Il faut aussi savoir que les frottements peuvent être compris dans $C_{Tréel}$. De ce fait, on a négligé le terme des frottements dans l'équation (4.7).

Le problème qui se pose est de simuler physiquement en temps réel (émuler) le comportement dynamique de la colonne hydrolienne réelle par l'intermédiaire d'une machine tournante électrique (la MCC) qui est totalement connue et contrôlable. Pour le banc d'essai, on aura :

$$J_b \frac{d\Omega_2}{dt} = C_{MCC} - C_{G2} \quad (4.8)$$

où Ω_2, C_{MCC} sont respectivement la vitesse de rotation et le couple de la machine à courant continu, et $J_b = J_{MCC} + J_{G2}$ est l'inertie totale du banc, avec J_{MCC} l'inertie de la MCC et J_{G2} l'inertie de la MS du banc.

En ce qui concerne la génératrice et pour la gamme de puissance délivrée par la colonne hydrolienne, on peut affirmer que les dynamiques seront les mêmes entre la réalité et le banc d'essais. Mais pour la MCC et la colonne hydrolienne qu'elle doit émuler, ce n'est le cas, les dynamiques seront nettement différentes.

4.4.2.1. Méthodes existantes en bref

Dans les travaux [DIO-00] et [MUN-08] pour la simulation physique en temps réel du comportement de turbines éoliennes, une approche "référence de couple imposée" (C_{MCC}^*) est proposée comme dans la relation (4.9) :

$$C_{MCC}^* = C_T + \underbrace{(J_{MCC} - J_T)}_{C_{corr}} \cdot \frac{d\Omega_1}{dt} \quad (4.9)$$

où C_T est le couple de la turbine (modélisée).

Suivant la relation (4.9), la MCC sera forcée de fournir le même couple que la turbine mais avec une différence donnée par le terme correctionnel C_{corr} appelé aussi "couple dynamique" qui dépend du gradient de vitesse et de la différence entre les deux inerties. L'estimation du gradient de vitesse en temps réel n'est pourtant pas une question facile à réaliser. Il s'agit d'un facteur dérivateur à introduire pour obtenir ce gradient et cela en temps réel, ce dernier pouvant induire des fois une amplification des bruits externes ou internes.

Par ailleurs, dans la relation (4.8), une composante associée au couple de frottements visqueux pourrait être rajoutée. Via un coefficient des frottements visqueux D_b , cette composante de couple dépend de la vitesse de rotation Ω_2 :

$$J_b \frac{d\Omega_2}{dt} + D_b \Omega_2 = C_{MCC} - C_{G2} \quad (4.10)$$

En tenant compte de cela, la relation (4.9) devient :

$$C_{MCC}^* = C_T + \underbrace{(J_{MCC} - J_T)}_{C_{corr}} \cdot \frac{d\Omega_1}{dt} - D_b \Omega_1 \quad (4.11)$$

Toutefois, la valeur du coefficient D_b n'est souvent pas connue exactement (et dans ce cas, il le faudrait) pour des systèmes réels car elle n'est pas une constante caractéristique du système comme peut l'être l'inertie par exemple.

Une autre approche pour réaliser l'émulation du comportement de la turbine est celle fondée sur l'imposition de la vitesse de rotation de la MCC. Cette fois-ci, la vitesse imposée est calculée en utilisant l'information de couple de la génératrice. Une estimation du gradient de vitesse n'est plus nécessaire. Néanmoins, il s'avère que la réponse en boucle fermée est assez lente [MUN-08]. De plus, le couple de la turbine n'est pas pris en compte par le contrôle en vitesse de la MCC.

4.4.2.2. Méthode proposée

Ce que l'on propose ici est une autre méthode d'émulation qui essaie de combiner les points forts des deux approches présentées dans le paragraphe précédent.

Les relations (4.7) et (4.8) suggèrent que le comportement dynamique de la colonne hydrolienne peut être émulé en temps réel à condition qu'on assure la même dynamique pour les variations des vitesses Ω_1 et Ω_2 . On souhaite jouer sur le degré de liberté donné par la composante inertielle (voir aussi le paragraphe 4.4.1).

Une boucle de contrôle de suivi de la vitesse de rotation sur l'arbre de la turbine émulée (Ω_2) par rapport à celle réelle (Ω_1) donne une composante de couple d'inertie correctionnel qui va compenser l'erreur de vitesse de façon dynamique imposée. Ainsi, le design d'un système de contrôle en boucle fermée où Ω_1 joue le rôle de référence pour la valeur Ω_2 est présenté dans ce qui suit.

La Figure 4.8 montre le schéma général de la méthode proposée pour l'émulation en temps réel de l'inertie des colonnes hydroliennes. La partie entourée "hardware" est la partie physique de l'émulateur (la partie machines tournantes MCC et MS, Ω_2 étant la vitesse mesurée sur l'arbre entre les deux machines).

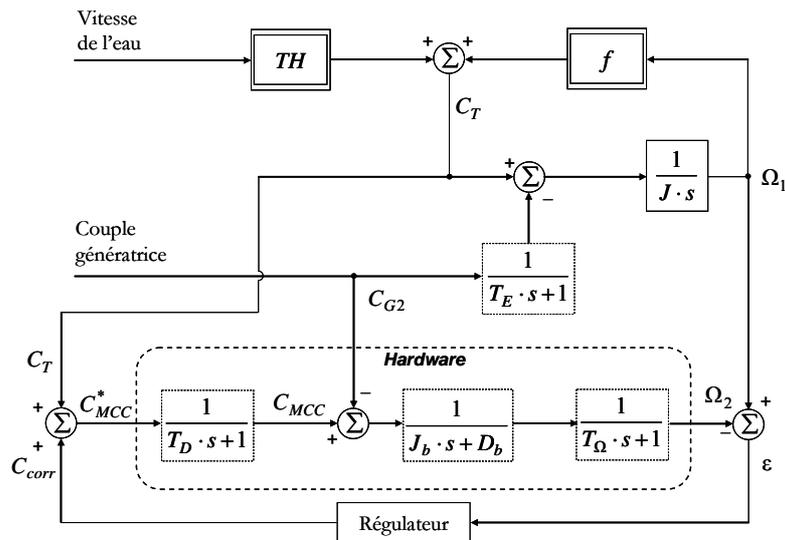


Figure 4.8. Schéma général de la méthode proposée pour l'émulation de l'inertie en temps réel des colonnes d'hydroliennes

Quand on veut modéliser la colonne hydrolienne à partir de la ressource (la vitesse d'eau) et jusqu'à la vitesse de rotation, deux fonctions non linéaires interviennent, elles sont notées TH et f . La fonction TH représente le modèle de la variation non linéaire du couple C_T fourni par la colonne en fonction de la vitesse, ici Ω_1 (modèle de la colonne hydrolienne). Dans le paragraphe 3.2, on a vu que la caractéristique de la colonne est non linéaire et unimodale (ayant un seul maximum). La fonction f décrit globalement la perte de couple due aux forces dissipatives. Par exemple, le couple de frottements visqueux peut être modélisé par une fonction linéaire $f(\Omega) = -D\Omega$, où D est le coefficient des frottements visqueux, mais en général, la fonction f modélise des influences non linéaires.

Un correcteur sera calculé de façon que la vitesse de rotation Ω_1 soit poursuivie par la vitesse de rotation Ω_2 . Une composante correctrice C_{corr} du couple de la turbine résulte ainsi comme commande donnée par ce correcteur qui doit assurer l'annulation de l'erreur de poursuite entre les deux vitesses et la réjection des perturbations principales comme la variation du couple de la génératrice C_{G2} . De ce fait, C_{corr} s'obtient comme une fonction dynamique de l'erreur de poursuite et devient égal à zéro dès que cette erreur est annulée. Ainsi, il n'est plus nécessaire d'utiliser des formules inexactes ou des paramètres qui ne sont pas assez bien connus. Néanmoins, il faut bien connaître l'inertie des colonnes hydroliennes. Tout en imposant une dynamique souhaitée à la boucle de poursuite (par le réglage du correcteur), on peut assurer la réactivité nécessaire pour la composante C_{corr} .

Le couple de la génératrice C_{G2} est calculé à l'aide des mesures de courant (également nécessaires pour le contrôle de la génératrice) ; il n'y a pas besoin d'utiliser un couplemètre ou un autre dispositif de mesure de couple. Ensuite C_{G2} est filtré via un filtre de premier ordre à constante de temps T_E choisi de façon à éliminer le bruit de mesure introduit par les capteurs de courant. La constante de temps de la boucle fermée qui assure la réalisation du couple de référence de la MCC est T_D . Puis T_Ω traduit la

dynamique de la mesure de vitesse de rotation Ω_2 . Notons que la fonction de transfert de l'équation mécanique du banc ($\frac{1}{J_b \cdot s + D_b}$) est représentée uniquement pour le calcul du correcteur (car les machines sont des éléments physiques).

Au premier regard, la boucle fermée du système de la Figure 4.8 paraît linéaire, de ce fait un correcteur linéaire peut être imaginé. Toutefois, le comportement peut devenir d'une certaine manière non linéaire à cause du coefficient des frottements visqueux D_b qui peut varier dans le temps et aussi en fonction de la vitesse de rotation Ω_2 . De plus, les perturbations peuvent aussi varier de façon non linéaire. En conséquence, les deux approches : linéaire (correcteur PI – proportionnel intégrateur) et non linéaire (correcteur modes glissants d'ordre deux) ont été envisagées pour le choix du correcteur de poursuite de vitesse.

a) Correcteur linéaire PI

Dans le cas où un correcteur de type linéaire est utilisé pour réaliser le contrôleur de poursuite de vitesse, deux fonctions de transfert sont calculées : celle par rapport à la référence $H_0(s)$ et celle par rapport à la perturbation $H_p(s)$. On appelle $H_c(s)$ la fonction de transfert recherchée du correcteur.

Ainsi :

$$H_0(s) = \frac{\frac{1}{(T_D s + 1)(J_b s + D_b)(T_\Omega s + 1)} \cdot H_c(s)}{1 + \frac{1}{(T_D s + 1)(J_b s + D_b)(T_\Omega s + 1)} \cdot H_c(s)}, \quad (4.12)$$

$$H_p(s) = \frac{\frac{1}{(J_b s + D_b)(T_\Omega s + 1)}}{1 + \frac{1}{(T_D s + 1)(J_b s + D_b)(T_\Omega s + 1)} \cdot H_c(s)}$$

La dynamique principale (la plus lente) est celle décrite par la constante de temps $T_b = J_b / D_b$. Les constantes de temps T_D et T_Ω dénotent des dynamiques plus rapides que l'on peut négliger par rapport à T_b . En conséquence, on obtient :

$$H_0(s) = \frac{\frac{1/D_b}{(T_b s + 1)} \cdot H_c(s)}{1 + \frac{1/D_b}{(T_b s + 1)} \cdot H_c(s)} \quad (4.13)$$

Pour calculer effectivement le correcteur, on s'intéresse à la fonction de transfert calculée par rapport à la référence comme elle est définie par l'équation (4.13). On fait un choix de type correcteur PI (proportionnel intégrateur), dont la fonction de transfert générale est :

$$H_c(s) = K_c \left(1 + \frac{1}{T_i s}\right) \quad (4.14)$$

Les paramètres du correcteur, K_c et T_i , se déterminent suivant la forme de la réponse en boucle fermée souhaitée. Pour cela, deux facteurs de réglage sont disponibles : la fréquence de coupure ω_c , et le coefficient d'amortissement ζ [AST-05].

De façon générale, la fonction de transfert d'un système de deuxième ordre s'exprime comme :

$$H_{\text{sysII}}(s) = \frac{K}{\frac{1}{\omega_c^2} s^2 + \frac{2\zeta}{\omega_c} s + 1} \quad (4.15)$$

On souhaite avoir une réponse type système d'ordre deux pour ce correcteur. Ainsi, par identification, les relations (4.16) s'utilisent pour calculer les paramètres :

$$\begin{cases} K_c = 2\zeta\omega_c T_b D_b - D_b \\ T_i = \frac{2\zeta}{\omega_c} - \frac{1}{\omega_c^2 T_b} \end{cases} \quad (4.16)$$

Par exemple, si l'on impose une dynamique de réponse en boucle fermée cinq fois plus rapide que la dynamique principale, c'est-à-dire $\omega_c = 5/T_b$ et un amortissement $\zeta = \sqrt{2}/2$ alors, conformément aux relations (4.16), les paramètres du correcteur seront :

$$K_c = D_b (5\sqrt{2} - 1) \cong 0.6D_b \text{ et } T_i = 0.2T_b (\sqrt{2} - 0.2) \cong 0.24T_b .$$

Une autre possibilité de contrôle serait de prendre aussi en compte la dynamique la plus rapide, T_D car elle est souvent connue, cependant T_Ω sera négligée. L'influence de cette constante de temps sur le comportement du système se traduira par la présence d'une dynamique parasite plus rapide que la dynamique principale (T_b). Dans ce cas, un choix de correcteur PID (proportionnel intégrateur dérivateur) s'imposera. L'approche à suivre peut être du même type que celle présentée pour le PI.

Notons que dans tous les cas, les paramètres du correcteur dépendent de l'inertie du banc d'essais, J_b , et du coefficient des frottements, D_b . Même si J_b peut être connu avec une précision suffisante, D_b varie en général suivant les régimes de fonctionnement des machines et surtout de la vitesse de rotation. La solution la plus simple souvent utilisée est d'attribuer une valeur moyenne à D_b . On note cette valeur D_b^0 et en même temps on se base sur la robustesse intrinsèque des lois de contrôle de type PI [AST-05]. Par ailleurs, la valeur D_b^0 peut être corrigée par l'ajout d'un terme proportionnel avec l'intégrale de l'erreur. C'est la solution pour laquelle on a opté pour réaliser l'émulation de colonnes hydroliennes.

b) Correcteur non linéaire

Afin d'essayer à compenser la non linéarité de la caractéristique de la colonne hydrolienne et pour réduire la dépendance non linéaire qui existe entre la composante de couple de correction et le coefficient des frottements visqueux, un correcteur de type modes glissants d'ordre deux peut aussi être envisagé.

La sortie de ce correcteur non linéaire sera la somme de deux fonctions non linéaires d'une surface de commutation σ définie de façon conventionnelle [LEV-93] :

$$u = \alpha \int \text{sgn}(\sigma) + \lambda |\sigma|^\rho \text{sgn}(\sigma), \quad (4.17)$$

où $\rho \in (0,1)$, $\alpha > 0$ et $\lambda > 0$. La surface de commutation est choisie dans ce cas comme le noyau de $\sigma = \Omega_1 - \Omega_2$. La relation (4.17) dénote un algorithme type modes glissants d'ordre deux qui n'a pratiquement pas d'effet de chattering [LEV-07].

Pour assurer un fonctionnement stable pour ce type d'algorithme, il est suffisant d'assurer des valeurs pour α et λ suffisamment grandes ; de plus, le paramètre ρ impose la rapidité de convergence de l'algorithme : plus ρ est petit, plus la convergence est rapide vers zéro [LEV-93].

c) Résultats obtenus suite à l'implantation

Les deux cas ; correcteur linéaire et correcteur non linéaire, ont été testés sur le banc d'essais.

Le système fonctionne en boucle ouverte sans contrôle de vitesse de la génératrice. Deux grandeurs exogènes subissent des variations : la vitesse de l'eau et le courant (donc le couple) de la génératrice pour les deux types de correcteur.

Pour les résultats présentées par la suite, les valeurs des paramètres pour le correcteur linéaire sont : $K_c = 0.75, T_i = 0.5882s$. Le correcteur non linéaire a été testé avec les paramètres choisis comme suit : $\rho = 1/2, \alpha = 1.5, \lambda = 1$.

Tout d'abord une variation en échelon filtré du courant de la génératrice est imposée de -20 à -10A et retour. La Figure 3.37 montre l'évolution des variables : les deux vitesses, celle de référence Ω_1 et celle mesurée réellement sur le banc Ω_2 , l'erreur de poursuite ε et le couple de la turbine C_T . A gauche est représenté le cas du correcteur linéaire et à droite celui du correcteur non linéaire. L'erreur de poursuite a la même évolution dans les deux cas, avec un peu plus d'oscillations pour le correcteur non linéaire.

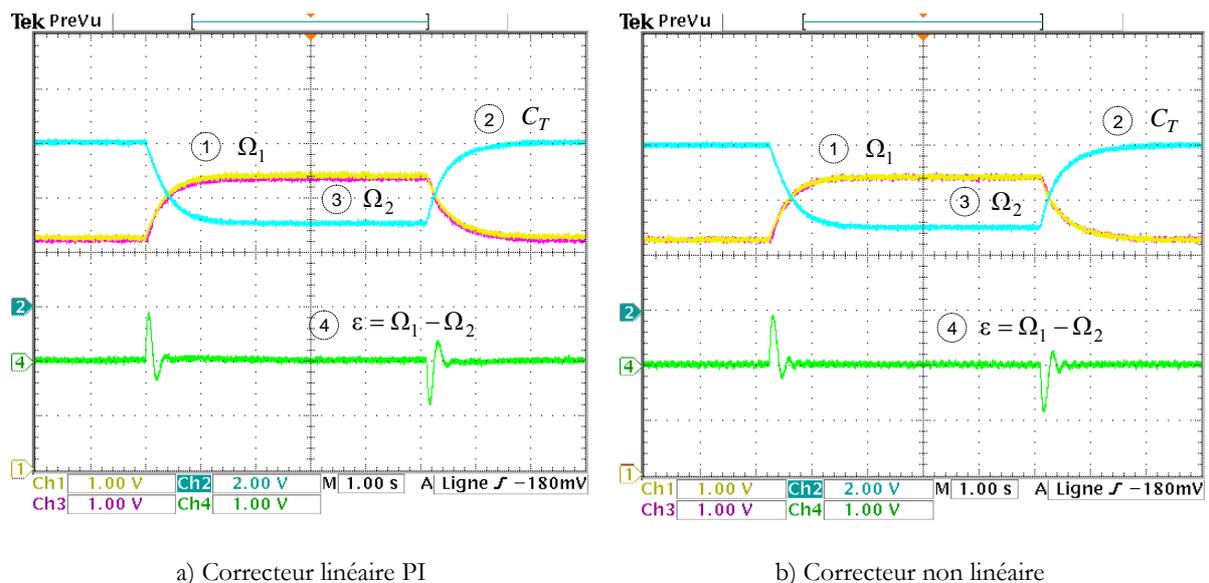


Figure 4.9. Evolution des variables suite à une variation en échelon du courant de la génératrice : Ω_1 et Ω_2 (50rad/s/div), le même zéro, l'erreur ε (5rad/s/div), C_T (3Nm/div)

Ensuite, une variation en échelon filtré de la vitesse de l'eau de 2.3m/s à 2m/s et retour (cela ne correspond pas à une réalité physique mais soumet le système à une grande perturbation) est appliquée au modèle de colonne hydrolienne. La Figure 4.10 montre l'évolution des mêmes variables que dans le cas précédent. De même, à gauche est représenté le cas du correcteur linéaire et à droite celui du correcteur non linéaire. L'erreur de poursuite est plus petite dans le cas du correcteur non linéaire mais on observe cette fois mieux l'effet "glissant". Puisque la génératrice se trouve à couple constant imposé, les variations de vitesse d'eau sont vues comme une perturbation et donc sont rejetées.

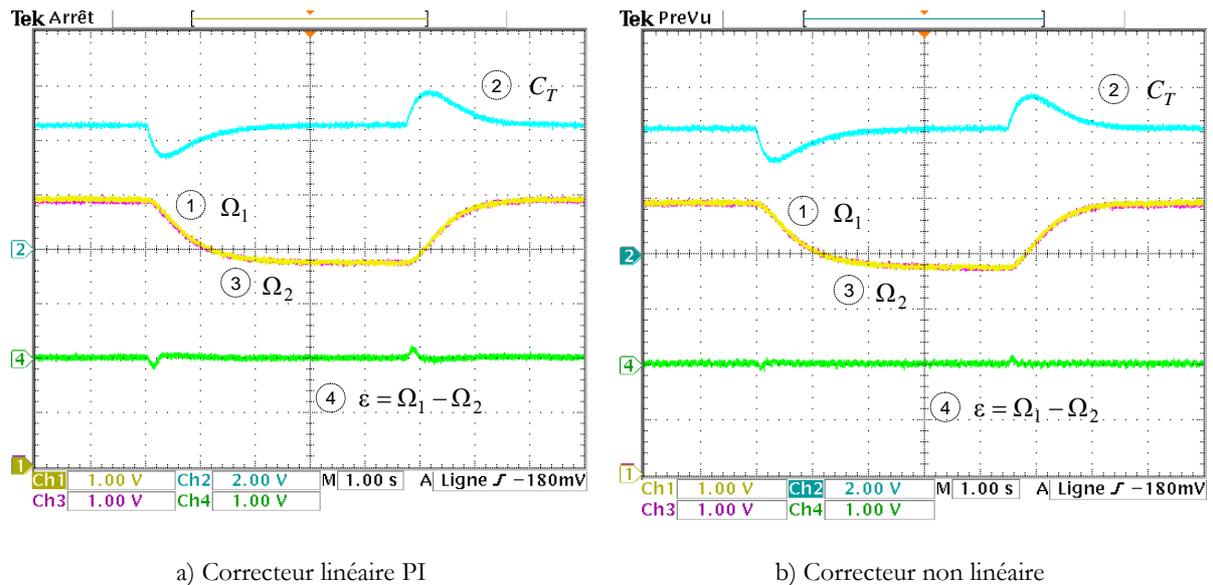


Figure 4.10. Evolution des variables suite à une variation en échelon filtré de la vitesse de l'eau : Ω_1 et Ω_2 (50rad/s/div), le même zéro, l'erreur ε (5rad/s/div), C_T (3Nm/div)

Néanmoins, par la suite, dans toutes les études réalisées sur le banc expérimental le correcteur de type PI a été utilisé. Ce que l'on voulait obtenir était une émulation la plus proche possible de la réalité en tenant surtout compte de l'inertie réelle des colonnes d'hydroliennes, ce qui nous assure une dynamique proche de la réalité du terrain.

Seule la machine à courant continu a une inertie trop petite. Pratiquement, on lui rajoute une inertie artificielle via sa commande pour la ramener à l'inertie réelle de la colonne hydrolienne, chose réalisée par l'intermédiaire de la composante correctionnelle de couple via la boucle de poursuite de vitesse.

4.5. Conclusion

Ce chapitre a présenté le banc expérimental sur lequel une partie importante des études menées ici seront vérifiées par la suite. Il s'agit d'un banc de test modulaire qui permet la réalisation de tests en temps réel hybrides. Le banc comporte des parties physiques (machines tournantes, convertisseurs, *etc.*) et toute une série de modules implantés numériquement (commandes, modèle colonnes hydroliennes, *etc.*)

Même si le banc était déjà en place quand cette thèse a démarré, de nombreux compléments et mises au point ont été réalisés au niveau implantation et notamment pour l'émulation des dynamiques des colonnes hydroliennes.

Le fait de disposer d'un tel type de systèmes de prototypage rapide a permis un passage plus aisé de la conception et simulation numérique des lois de commande et pilotage directement en expérimental.

Chapitre 5. Commandes et pilotages du générateur hydrolien

SOMMAIRE CHAPITRE 5

Chapitre. 5	Commandes et pilotages du générateur hydrolien	115
5.1.	Introduction : les buts du contrôle PQ et Vf.....	117
5.2.	Les différents niveaux de commande.....	117
5.2.1.	Stabilité vs. instabilité	118
5.2.2.	Contrôles de niveau bas	120
5.2.2.1.	<i>Contrôle en courant de l'onduleur.....</i>	<i>121</i>
5.2.2.2.	<i>Contrôle en tension de l'onduleur côté réseau ilôté/ charge</i>	<i>130</i>
5.2.3.	Niveaux intermédiaires de contrôle.....	133
5.2.3.1.	<i>Contrôle de la vitesse de rotation</i>	<i>133</i>
5.2.3.2.	<i>Contrôle de la tension du bus continu en mode Vf sur la zone 1</i>	<i>136</i>
5.2.3.3.	<i>Contrôle de la tension du bus continu en mode PQ</i>	<i>139</i>
5.2.4.	L'extraction maximale de la puissance (MPPT).....	141
5.3.	Mode de fonctionnement connecté à un réseau de puissance infinie (mode PQ)	146
5.3.1.	Mode normal de fonctionnement.....	146
5.3.2.	Mode dégradé de fonctionnement.....	153
5.3.2.1.	<i>Tenue aux creux de tension</i>	<i>153</i>
5.3.2.2.	<i>Rejet des perturbations harmoniques.....</i>	<i>157</i>
5.4.	Mode de fonctionnement ilôté (Vf sur la zone 1)	159
5.5.	Transition mode PQ – mode Vf sur la zone 1 – mode PQ.....	168
5.6.	Conclusion	172

5.1. Introduction : les buts du contrôle PQ et Vf

Le générateur hydrolien peut se retrouver dans des configurations d'exploitation différentes selon le récepteur auquel il est connecté. Deux modes d'opération s'en détachent : le mode connecté au réseau (appelé mode PQ) et le mode îloté (appelé mode Vf). Suivant le mode d'exploitation, les lois de commande/pilotage seront bien entendu différentes.

Quand le générateur hydrolien est connecté à un réseau puissant (mode PQ), on demande au système d'assurer le niveau de puissance active et/ou éventuellement réactive requis ; par requis, on entend soit imposition de P, par la disponibilité de la ressource (MPPT par exemple) soit imposition par le réseau de conditions d'exploitation. En mode PQ, le redresseur doit assurer le contrôle de la vitesse de rotation de la turbine ou l'extraction maximale de puissance tandis que l'onduleur côté réseau est en charge de la régulation de la tension au niveau du bus continu et ainsi du transfert de la puissance vers le réseau.

En revanche, dans le cas du mode Vf de fonctionnement, le générateur hydrolien se trouve îloté étant connecté soit à des charges soit à un microréseau local. Le système doit alors assurer le contrôle de l'amplitude et de la fréquence de la tension au point de raccordement. Le redresseur sera en charge du contrôle de la tension continu et de la vitesse de rotation dans certains cas comme on le verra par la suite, tandis que l'onduleur de connexion va assurer le réglage de la tension en amplitude et en fréquence au point de connexion.

Un système superviseur s'occupe de la gestion de ces modes de fonctionnement et impose les transitions entre les modes de connexion, les changements des lois de commande/pilotage et celui des références.

Ce chapitre présente les lois de commande par niveau, la génération des consignes et ensuite le fonctionnement du système dans les deux modes : PQ et Vf.

5.2. Les différents niveaux de commande

La Figure 5.1 présente une vue schématique des niveaux de contrôle et de leur succession. Le niveau bas de contrôle est réalisé par les commandes en courant ou en tension des convertisseurs, ensuite le deuxième niveau est celui de la génération des consignes de courant ou tension (dans le cas où le convertisseur fonctionne en mode tension) et enfin le troisième niveau est celui de la boucle d'extraction maximale de puissance (Maximum Power Point Tracking - MPPT) ou de la coordination des colonnes hydroliennes, comme on le verra dans le chapitre 6.

Par-dessus ces boucles, un système superviseur règne. Ce dernier est responsable du choix du mode de fonctionnement, de la transition et la coordination des contrôles, impose certaines références (comme le niveau de tension du bus continu, le point de fonctionnement des colonnes quand le MPPT n'est pas en marche, *etc.*), reçoit des informations sur l'état du système, et gère aussi les limitations, les mesures et les protections.

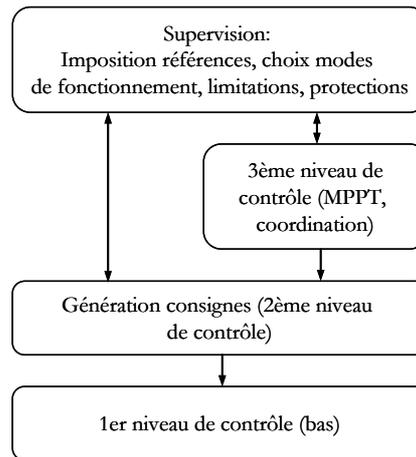


Figure 5.1. Vue schématique des niveaux de contrôle

5.2.1. Stabilité vs. instabilité

Avant de présenter les différentes commandes/pilotages implantées, un court rappel est fait sur les notions de stabilité/instabilité relatives à la forme de la caractéristique de couple de la colonne hydrolienne. Dans le paragraphe 3.2, on a vu que le modèle de colonne hydrolienne est fondé sur cette caractéristique qui est unimodale et non linéaire.

La forme de la caractéristique de coefficient de puissance de la colonne hydrolienne est celle rappelée sur la Figure 5.2. La colonne est le capteur primaire d'énergie, le "moteur" pour la génératrice synchrone.

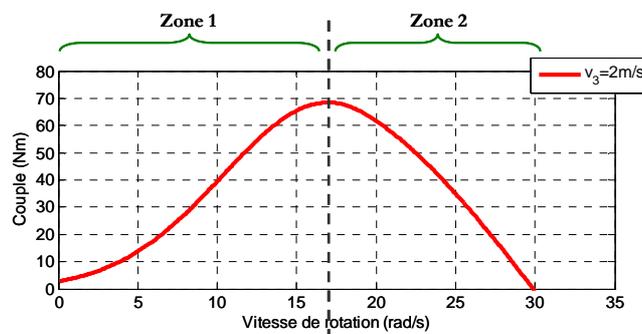


Figure 5.2. Caractéristique de couple de la colonne hydrolienne

Il est souvent dit pour ce type de système que la partie située à gauche du point maximal (zone 1) est instable et que la partie droite (zone 2) est stable [MUN-08]. Essayons de clarifier un peu ces notions parce qu'on sera souvent amené à parler de fonctionnement dans la zone 1 ou la zone 2 : en effet, les lois de commande/pilotage seront différentes, notamment dans le cas du fonctionnement en mode ilôté (mode Vf).

D'une manière très simplifiée, la Figure 5.3 montre l'entraînement moteur – générateur. Imaginons dans un premier temps que le système moteur et le générateur ont des caractéristiques linéaires comme

indiqué sur la Figure 5.4. Si l'on souhaite une représentation de type entrée – sortie pour calculer la fonction de transfert, une représentation schématique comme celle de la Figure 5.5 peut être faite.

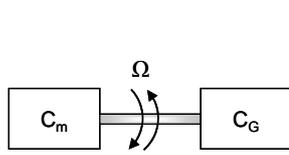


Figure 5.3. Schéma simplifié du système moteur - générateur

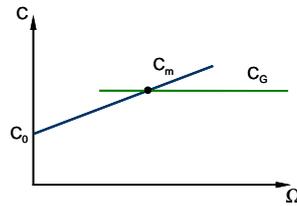


Figure 5.4. Caractéristique linéaire du système moteur

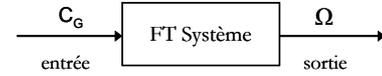


Figure 5.5. Représentation schématique entrée – sortie

Dans ce cas particulier, l'équation du couple moteur, C_m qui a la caractéristique de la Figure 5.4 est :

$$C_m = C_0 + \frac{\partial C_m}{\partial \Omega} \Omega \quad (5.1)$$

où $\frac{\partial C_m}{\partial \Omega}$ définit la variation du couple moteur avec la vitesse Ω et C_0 est la valeur initiale du couple moteur.

Toujours valable, l'équation fondamentale du mouvement est :

$$C_m - C_G = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (5.2)$$

où C_G est le couple générateur et J est l'inertie totale du système.

En remplaçant l'équation (5.1) dans (5.2), il en résulte :

$$C_0 + \frac{\partial C_m}{\partial \Omega} \Omega - C_G = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (5.3)$$

Si l'on cherche la fonction de transfert du système, ayant pour entrée C_G et sortie Ω , en négligeant le couple initial constant C_0 et en remplaçant la dérivée temporelle par l'opérateur de Laplace "s", on obtient :

$$(K - Js)\Omega = C_G \quad (5.4)$$

où $K = \frac{\partial C_m}{\partial \Omega}$.

Ainsi la fonction de transfert entre l'entrée et la sortie est :

$$H(s) = \frac{\Omega(s)}{C_G(s)} = \frac{1}{K - Js} = \frac{-1}{Js - K} \quad (5.5)$$

Imaginons maintenant qu'on peut discrétiser en morceaux linéaires la caractéristique non linéaire de la colonne hydrolienne (Figure 5.2). Chaque morceau peut être une droite comme celle de Figure 5.4 car même dans le cas de la caractéristique en cloche, sur un point de fonctionnement précis où le couple moteur et générateur sont égaux, on peut dire que la caractéristique est localement linéaire.

Dans la *zone 1* (celle de gauche), la variation du couple moteur avec la vitesse est positive ($\frac{\partial C_m}{\partial \Omega} > 0$), on l'a noté P et on obtient :

$$H(s) = \frac{-1}{Js - P} \quad (5.6)$$

Cette est une fonction de transfert possède un pôle positif et désigne donc un système *instable*.

Dans la *zone 2* (celle de droite), la pente est négative ($\frac{\partial C_m}{\partial \Omega} < 0$). Notons $K = -D$, D étant une estimation des frottements qui s'opposent naturellement au mouvement. En résulte :

$$H(s) = \frac{-1}{Js + D} \quad (5.7)$$

Cette fois, la fonction de transfert possède un pôle négatif et désigne un système stable.

En conclusion, sur la zone 1, le système hydrolien n'est naturellement pas stable : il faut donc stabiliser le système. Il est vrai que la colonne hydrolienne toute seule serait instable sur la zone 1 mais en contrôlant la vitesse de rotation de l'ensemble, on peut imposer le point de fonctionnement ; on stabilise ainsi le système colonne hydrolienne – génératrice.

On parlera dorénavant de fonctionnement dans la zone 1 ou dans la zone 2 dans les cas où il y a besoin de délimiter clairement les deux zones et ce du point de vue de cette approche "stable/instable".

5.2.2. Contrôles de niveau bas

Les commandes de niveau bas concernent le niveau de base du contrôle des convertisseurs qui donne directement les fonctions de commutation. Un onduleur peut être contrôlé en courant ou en tension, en fonction de la commande appliquée et du filtre en sortie.

Seulement pour ces commandes de niveau bas pour le réglage des correcteurs, une analyse fréquentielle a été faite.

On pourra observer sur les résultats de validation/illustration qui seront présentés ici que régulièrement les dynamiques ne sont pas les mêmes en simulation et en expérimental. Néanmoins, de manière générale, le système répond de la même façon. En expérimental, il y a la précision des mesures qui intervient, certains retards et filtres physiques qui ne sont pas modélisés en simulation. Dans tous les cas, il y a toujours eu des aller – retours entre la simulation et les tests expérimentaux, l'un s'appuyant sur l'autre et vice-versa.

Notons aussi que les calculs des contrôles et les validations sont montrés suivant l'axe q et que pour l'axe d, ceux-ci sont identiques.

5.2.2.1. Contrôle en courant de l'onduleur

a) Contrôle en courant du redresseur (onduleur côté machine)

Ce contrôleur, gérant le fonctionnement de la machine donc indirectement de la colonne hydrolienne, a un rôle fondamental dans le fonctionnement correct du générateur hydrolien. De ce fait, il sera analysé le plus en détail en terme de réponse dynamique.

Le contrôle en courant du redresseur (onduleur côté machine) se réalise ici à travers un correcteur PI tournant [EXT-03], [GAZ-06], [LOP-06a] (Figure 5.6). Le repère associé à ce correcteur tourne à la même vitesse et dans le même sens que le phaseur du courant à contrôler (c'est-à-dire au même rythme que le référentiel tournant lié à la génératrice synchrone). Les grandeurs à contrôler seront donc continues (composantes d,q des courants). De ce fait, un correcteur de type PI peut éliminer l'erreur statique et ainsi assurer un contrôle sûr.

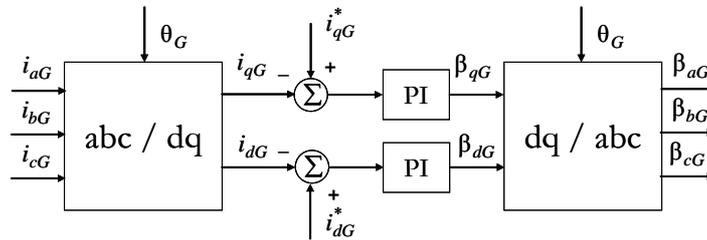


Figure 5.6. Le schéma bloc du correcteur de courant PI tournant

La Figure 5.7 montre le schéma bloc avec des fonctions de transfert pour le convertisseur côté machine, où E est la force électromotrice de la machine synchrone, U_{DC} est la tension continue en sortie du redresseur, R la résistance et L l'inductance côté machine. Notons que le discours porte sur la composante du courant suivant l'axe q. Pour la composante suivant l'axe d, le schéma et le contrôle sont identiques (de toute façon, on imposera dans ce cas $i_d^* = 0$ (voir le paragraphe 3.3.1)).

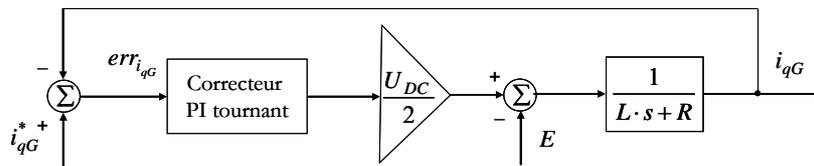


Figure 5.7. Le schéma bloc du convertisseur côté machine pour le contrôle en courant suivant l'axe q

Comme pour un correcteur PI classique, les fonctions de transfert en continu et en discret de ce correcteur sont :

$$H_c(s) = K_c \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (5.8)$$

$$H_c(z) = K_c \left(1 + \frac{T_s}{T_i(z-1)} \right) \quad (5.9)$$

La commande numérique peut introduire des retards, de ce fait l'utilisation d'une approche discrète permet le rajout des retards dans la boucle de contrôle. L'implantation faite pour les boucles de courant sera discrète dans le cadre de cette étude.

Si l'on néglige l'influence du terme intégrateur, le paramètre proportionnel K_c peut être déterminé en fonction d'une bande passante imposée en boucle ouverte BP_{BO} et des paramètres du système :

$$K_c = L \sqrt{BP_{BO}^2 + \left(\frac{R}{L}\right)^2} \quad (5.10)$$

Le terme intégrateur du correcteur PI en repère tournant dépend de plusieurs critères de réglage : la bande passante en boucle ouverte, l'addition de phase et l'harmonique la plus haute [LOP-06]. Si l'on considère un seul repère tournant (donc pas d'harmoniques multiples ou repères multiples), on peut obtenir une estimation de l'influence du terme intégrateur du type :

$$T_i = \sqrt{\frac{K_c^2}{(G_{PI}^2 - K_c^2) \cdot (\omega_R - \omega_0)^2}} \quad (5.11)$$

où G_{PI} est le gain limite en boucle ouverte vu d'un repère fixe, ω_R est la fréquence de résonance du filtre RL et ω_0 est la pulsation de référence.

Le réglage du correcteur a été réalisé par une méthode basée sur les réponses fréquentielles du système en boucle ouverte et en boucle fermée. Dans ce cas, le correcteur a été réglé de sorte qu'une bonne marge de phase soit assurée en boucle ouverte tout en évitant des résonances à des fréquences élevées en boucle fermée [ETX-03], [GAZ-06], [LOP-06a]. Des combinaisons de K_c et T_i peuvent être calculées de sorte que ces contraintes soient respectées, le choix est ensuite fait en s'appuyant sur des critères de dynamique et de robustesse. Enfin, on a pris : $K_c = 10$ et $T_i = 5e^{-3}s$.

La Figure 5.8 montre la réponse fréquentielle du système contrôlé avec le correcteur PI tournant en boucle ouverte (à gauche) et en boucle fermée (à droite). Pour vérifier la stabilité du système il faut observer que la marge de phase est suffisamment grande (60°) pour remplir les critères requis. En boucle fermée on peut apprécier que l'erreur à 50Hz (la pulsation de référence) est nulle. De plus on constate que les résonances à hautes fréquences sont atténuées.

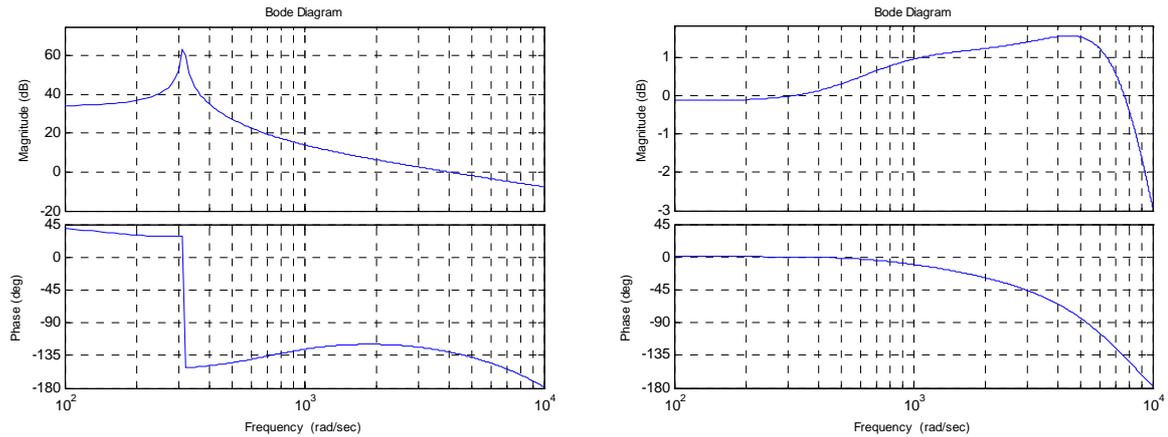


Figure 5.8. Réponse fréquentielle de l'onduleur côté machine (avec filtre RL) commandé en courant avec le correcteur PI tournant en boucle ouverte à gauche et en boucle fermé à droite

On prête une attention particulière à la façon dont ce correcteur répond, il représente la base du contrôle car il gère la génératrice et donc indirectement les colonnes hydroliennes.

La Figure 5.9 montre la réponse temporelle du correcteur PI tournant suite à une variation de la référence de courant, i_{qG}^* , imposée de -7A à -12A, en simulation et en expérimental. On peut constater que l'erreur est annulée et que la mesure suit parfaitement la référence dans les deux situations de test. La différence entre la simulation et l'expérimental peut venir de l'effet des filtres de mesure qu'on n'a pas modélisé en simulation. De plus, l'amplitude de l'erreur dépend de l'instant de l'application de l'échelon.

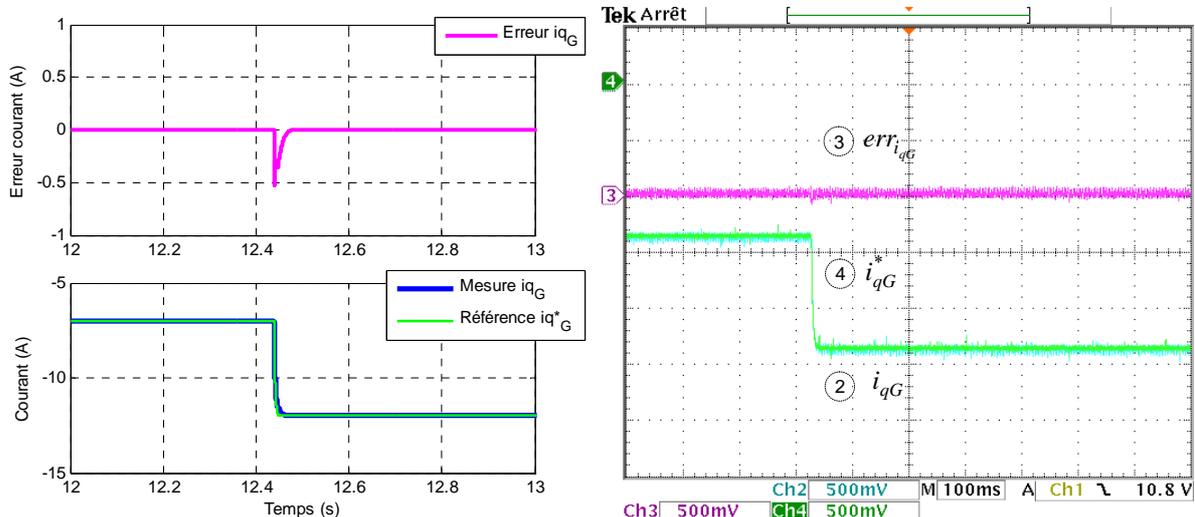


Figure 5.9. Réponse temporelle face à une variation de référence en simulation à gauche et en expérimental à droite : courant i_{qG} et i_{qG}^* 2.5A/div (le même zéro), $err_{i_{qG}}$ 2.5A/div

Puisque par rapport à la référence la réponse est bonne et l'erreur rapidement annulée, on observe ensuite la réponse du correcteur par rapport à des perturbations.

La Figure 5.10 montre la réponse temporelle du correcteur PI tournant suite à une variation de la vitesse d'eau imposée en échelon filtré de 2.3m/s à 2m/s et retour. Rappelons que, cette variation brutale

n'est pas réaliste de point de vue de la représentation physique, elle a pour but juste de mettre à l'épreuve la boucle de réglage. Dans ce cas de figure, le système doit suivre la source primaire, chose qui est réalisée comme le montrent les résultats. Cette fois, la dynamique est plus lente car le système est en bouclé fermée et subit la "douceur" du gradient de vitesse d'eau. Les deux tests montrent un bon suivi de la référence vérifié par l'annulation rapide de l'erreur.

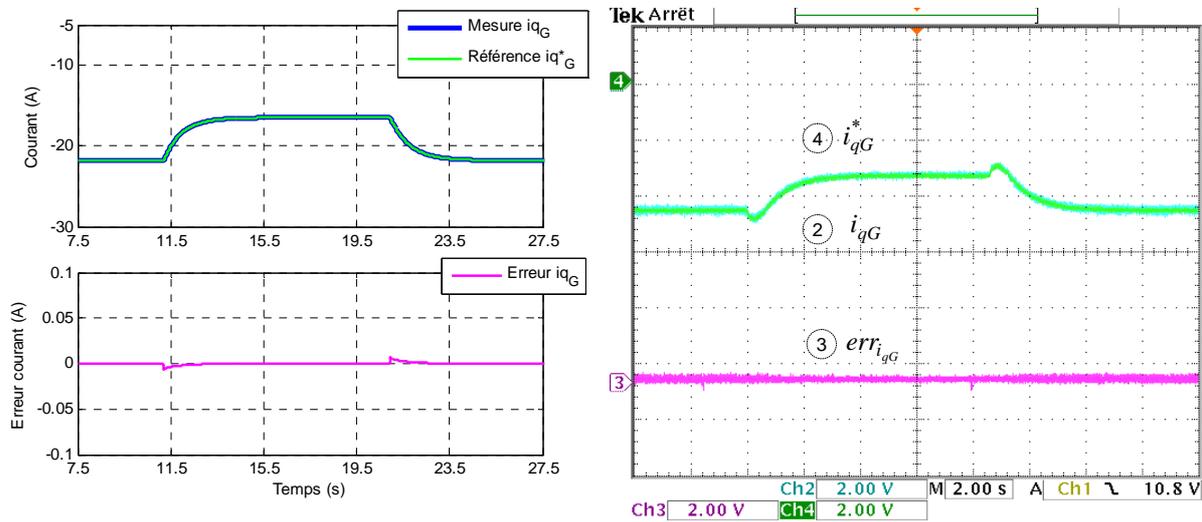


Figure 5.10. Réponse temporelle face à une variation de vitesse d'eau à gauche en simulation et en expérimental à droite : courant i_{qG} et i_{qG}^* 10A/div (le même zéro), $err_{i_{qG}}$ 10A/div

Enfin, une deuxième situation importante à observer pour le comportement du correcteur PI tournant est celle où le système fonctionne en mode ilôté (Vf). Cette fois, les lois de contrôle supérieur vont changer, comme on le verra par la suite. Les dynamiques de réponse sont tout à fait différentes.

La Figure 5.11 montre la réponse suite à des variations de $\pm 33\%$ de la charge. Le système se trouve en fonctionnement sur la zone 1 (partie gauche de la caractéristique des colonnes hydroliennes).

Une chose importante à noter est que les dynamiques de réponse sont tout à fait différentes par rapport à une variation de la référence. Sur la zone 1, le système est volontairement plus lent. De plus, dans cette zone, le système est plus oscillant, l'imbrication des boucles de contrôle supérieur jouant aussi un rôle décisif. Les transitoires obtenus sont plus importants comme le dépassement transitoire de l'erreur. On peut aussi observer la façon dont l'erreur évolue, sa variation indique que le système dans la zone 1 est de phase non minimale. Ces observations font penser que le contrôle du système dans la zone 1 sera plus difficile à réaliser.

Autant en simulation qu'en expérimental, l'erreur est rapidement annulée dans les deux situations de test et les références sont bien suivies par les mesures. Toutefois, à cause de l'échelle de mesure de l'enregistrement à l'oscilloscope, l'amplitude de dépassement de l'erreur ne s'observe pas en essai expérimental (à part un bruit que l'on attribue à la mesure).

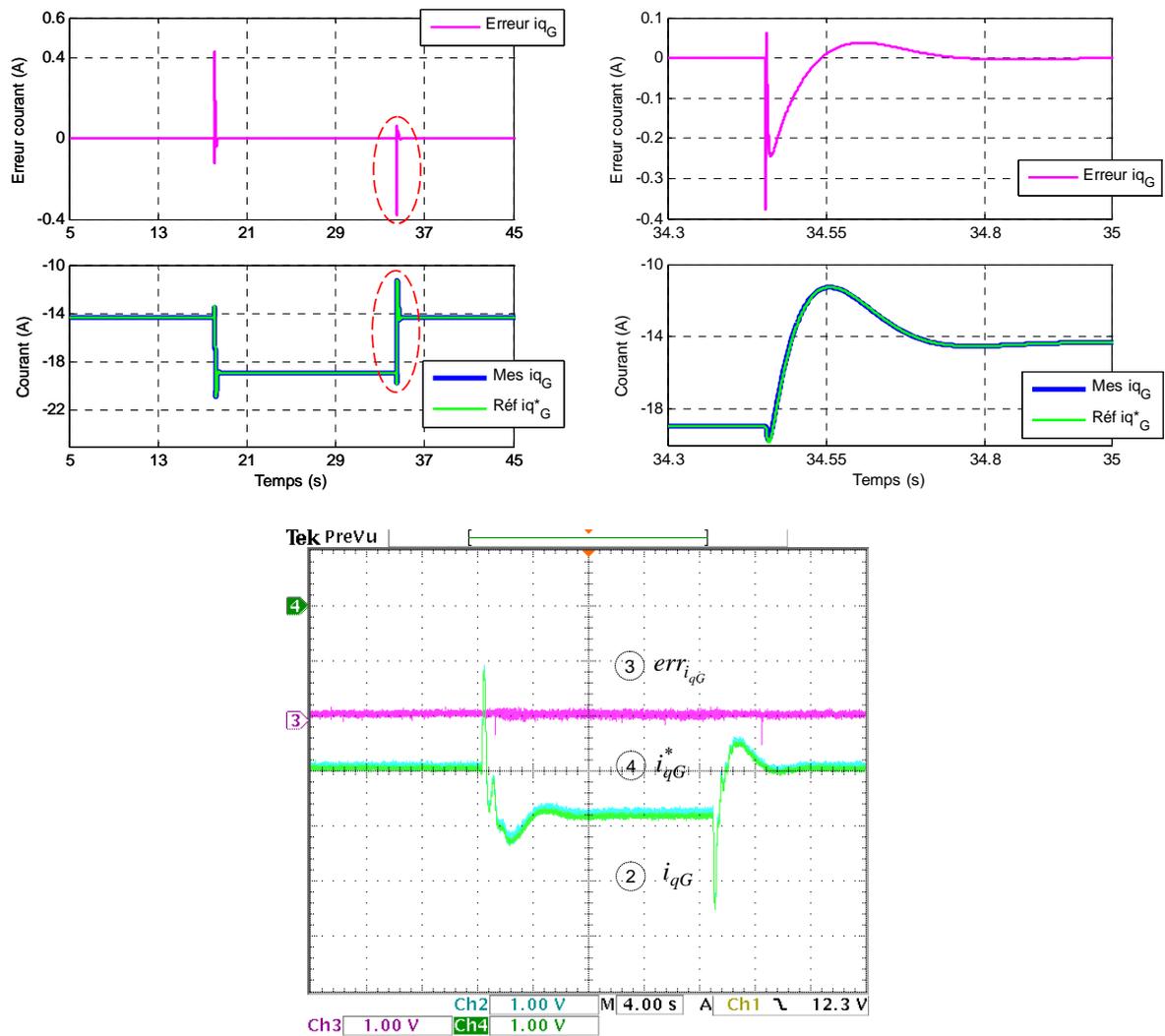


Figure 5.11. Réponse temporelle face à une variation de $\pm 33\%$ de la charge en simulation en haut et expérimental en bas : courant i_{qG} et i_{qG}^* 5A/div (le même zéro), $err_{i_{qG}}$ 5A/div

b) Contrôle en courant de l'onduleur côté réseau

Quand l'onduleur côté réseau est contrôlé en courant, un correcteur multi-résonant en repère fixe est utilisé [GAZ-07], [GLL-00], [GLL-07], [ZEN-05]. Le correcteur résonant a une structure qui ressemble à un correcteur PI classique avec un terme proportionnel et un terme intégrateur résonant aux fréquences à corriger. Le terme proportionnel répondra de la même façon aux erreurs pour toutes les fréquences. Le terme résonant quant à lui contient deux pôles complexes conjugués à partie réelle nulle qui provoquent des gains théoriquement infinis aux fréquences de résonance, ainsi l'erreur statique est éliminée. Les effets non linéaires et ceux des perturbations qui agissent à cette fréquence sont aussi compensés [SAT-98], [LOP-06b], [ETX-06].

La Figure 5.12 montre le schéma bloc du contrôle en courant de l'onduleur côté réseau pour la phase a.

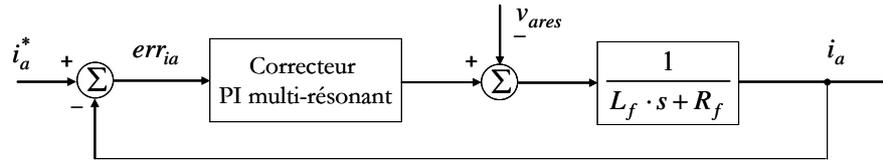


Figure 5.12. Le schéma bloc de l'onduleur côté réseau pour le contrôle en courant pour la phase a

Présentant une meilleure marge de phase, l'implantation du terme résonant avec une fonction cosinus est choisie. Dans le cas des applications multi fréquentielles, les harmoniques sont visées aussi. Il est alors nécessaire d'utiliser autant de termes résonants que d'harmoniques à compenser. Il existe des associations série ou parallèle des termes résonants, du fait du temps de calcul, l'association parallèle est plus adéquate [LOP-06a] et représente celle utilisée par la suite.

Pour que les expressions soient plus claires, on écrit un correcteur PI de la forme :

$$H_c(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (5.12)$$

Ainsi la structure du correcteur multi-résonant en continu est :

$$H_{cR}(s) = k_p + \sum_{n=1}^h \frac{2 \cdot k_i \cdot s}{s^2 + \omega_n^2} \quad (5.13)$$

On a noté ω_n la pulsation de résonance et h est le nombre maximal d'harmoniques visées.

En discret, la fonction du correcteur de la Figure 5.12 s'écrit :

$$H_{cR}(z) = k_p + \sum_{n=1}^h \frac{a_n z^2 + b_n z}{z^2 + c_n z + 1} \quad (5.14)$$

Où : $a_n = 2 \cdot k_i \cdot T_e$, $b_n = -2 \cdot k_i \cdot T_e \cdot \cos(\omega_n T_e)$, $c_n = -2 \cdot \cos(\omega_n T_e)$ et T_e représente la période d'échantillonnage.

Le terme proportionnel se calcule de la même façon que pour le correcteur PI tournant, ainsi :

$$k_p = L_f \sqrt{BP_{BO}^2 + \left(\frac{R_f}{L_f}\right)^2} \quad (5.15)$$

où R_f et L_f sont les paramètres du filtre de connexion au récepteur et BP_{BO} est la bande passante en boucle ouverte.

Le réglage du k_i peut se faire, dans le but de limiter le gain du correcteur à une valeur ΔG réglé à ω_0 pour ω_1 de la façon suivante :

$$k_i = \frac{(\omega_0^2 - \omega_1^2) \cdot \sqrt{(\Delta G + k_p)^2 - k_p}}{2 \cdot \omega_1} \quad (5.16)$$

Néanmoins, le fait de prendre la même valeur du terme résonant pour toutes les harmoniques n'influence pas les performances du système [LOP-06a]. De ce fait, la même valeur a été utilisée pour tous les termes résonants du correcteur multi-résonant ici utilisé (Figure 5.13). Ainsi les paramètres choisis

sont: $k_p = 24.5$, $k_i = 1500$. Les harmoniques 1 (100π rad/s), 5 (500π rad/s) et 7 (700π rad/s) ont été compensées dans ce cas.

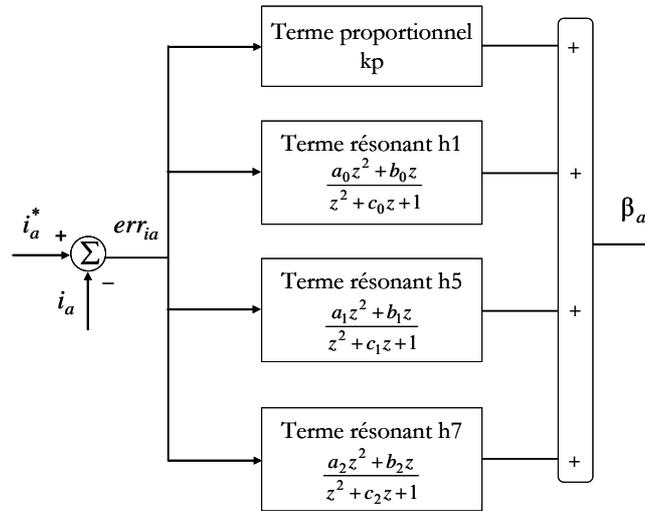


Figure 5.13. Le schéma bloc du correcteur multi-résonant utilisé

Les références triphasées sont calculées à partir des références imposées en (d,q), la composante principale i_{qres}^* étant la commande donnée par le correcteur de la tension du bus continu (Figure 5.14). En fonctionnement normal, la composante i_{dres}^* du courant de référence est imposée à zéro. Pour que le courant soit en phase parfaite avec le réseau, une PLL (Phase Locked Loop) sur la mesure de la tension du réseau est utilisée pour obtenir la fréquence (ou la phase θ_{res}) du réseau.

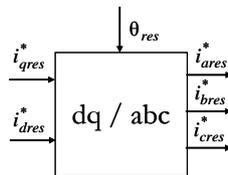


Figure 5.14. Calcul des références triphasées de courant

La Figure 5.15 montre la réponse fréquentielle du système contrôlé avec le correcteur multi-résonant en boucle ouverte (à gauche) et en boucle fermée (à droite).

La stabilité du système se vérifie par une marge de phase en boucle ouverte relativement grande, de 51.9° . Pour la réponse en boucle fermée, on observe que le gain en dB et la phase aux fréquences souhaitées sont nuls. Toutefois, il existe un risque d'apparition d'une amplification pour des fréquences supérieures à 4300 rad/s. Ce point est à vérifier à chaque fois que l'on utilise des correcteurs résonants : il faut par exemple veiller à ce que les harmoniques de découpage ou une autre excitation exogène n'entrent pas dans cette zone spectrale.

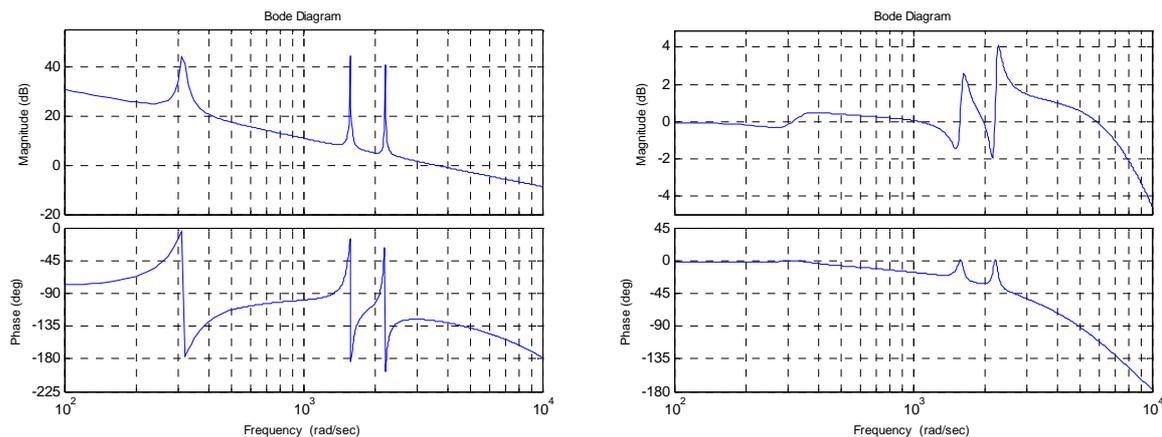


Figure 5.15. Réponse fréquentielle de l'onduleur côté réseau (avec filtre RL) commandé en courant avec le correcteur PI multi-résonant en boucle ouverte à gauche et en boucle fermée à droite

La réponse temporelle du correcteur face à une variation de la valeur de référence en simulation est présentée sur la Figure 5.16 : à gauche pour le cas d'une référence sinusoïdale (variation de 50% de l'amplitude) et à droite pour une référence très perturbée (variation de 33% de l'amplitude). On remarque que le courant suit parfaitement la référence et que l'erreur est annulée.

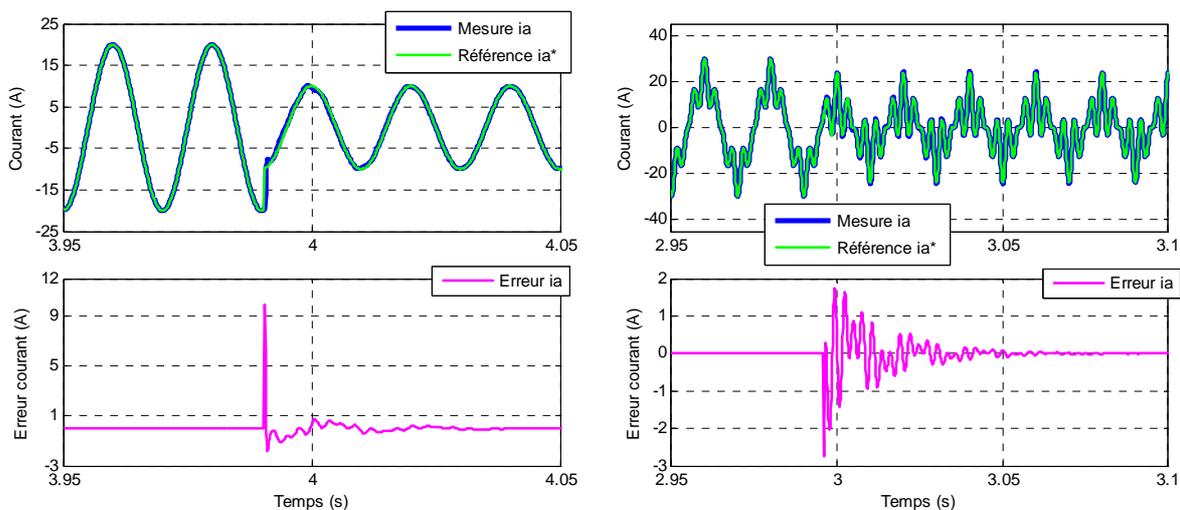


Figure 5.16. Réponse temporelle face à une variation de référence en simulation ; à gauche pour la variation d'une référence sinusoïdale et à droite pour la variation d'une référence très perturbée

En expérimental, la référence de la boucle de courant vient d'un étage supérieur de contrôle, comme on le verra par la suite, celui du contrôle de la tension du bus continu. Pour observer la réponse temporelle, une variation indirecte de la référence est réalisée via une variation de la référence de la tension continue. La réponse ainsi obtenue est montrée sur la Figure 5.17, à gauche en simulation et à droite en expérimental. On observe un pic dans la mesure de l'erreur expérimentale mais que l'on attribue au bruit de mesure. En effet, on constate bien que l'écart est faible entre les courants de référence et mesuré. Dans les deux cas la référence imposée est très bien suivie et l'erreur est annulée. Notons que la réponse est

rapide et que cette rapidité est absolument nécessaire dans le cas des boucles de courant qui sont les briques de base de tous les étages de contrôle qui suivent.

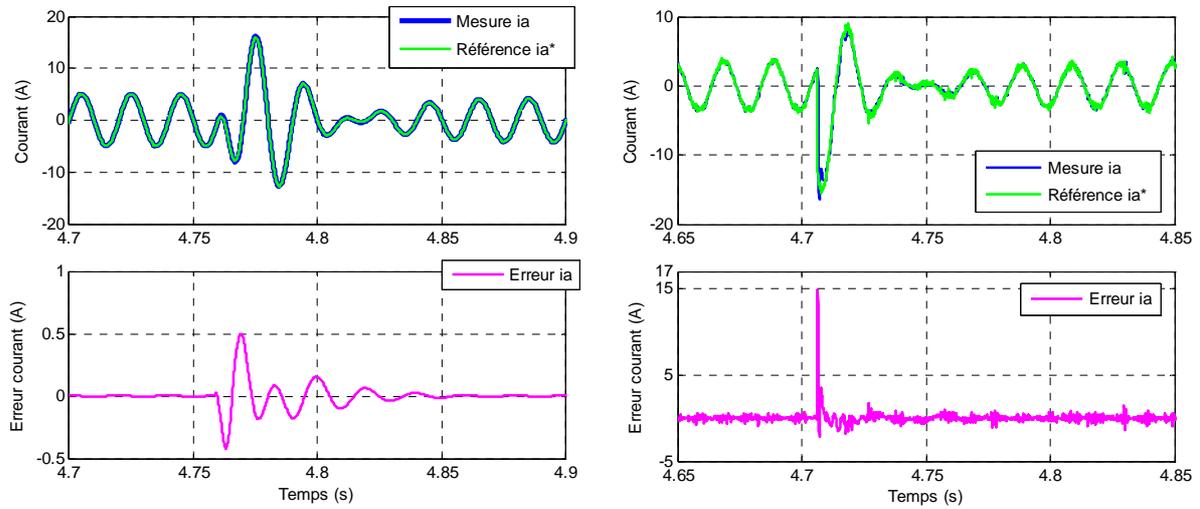


Figure 5.17. Réponse temporelle face à une variation de référence à l'étage supérieur de contrôle en simulation à gauche et en expérimental à droite

Par ailleurs, la façon dont le correcteur répond dans le cas d'une variation de la vitesse de l'eau (de 2.3m/s à 2m/s puis retour) est observée. Le système suit l'évolution de la ressource, la mesure et la référence s'identifient et l'erreur est annulée. En termes de dynamique, encore une fois la dynamique lente de la variation d'eau est celle dominante.

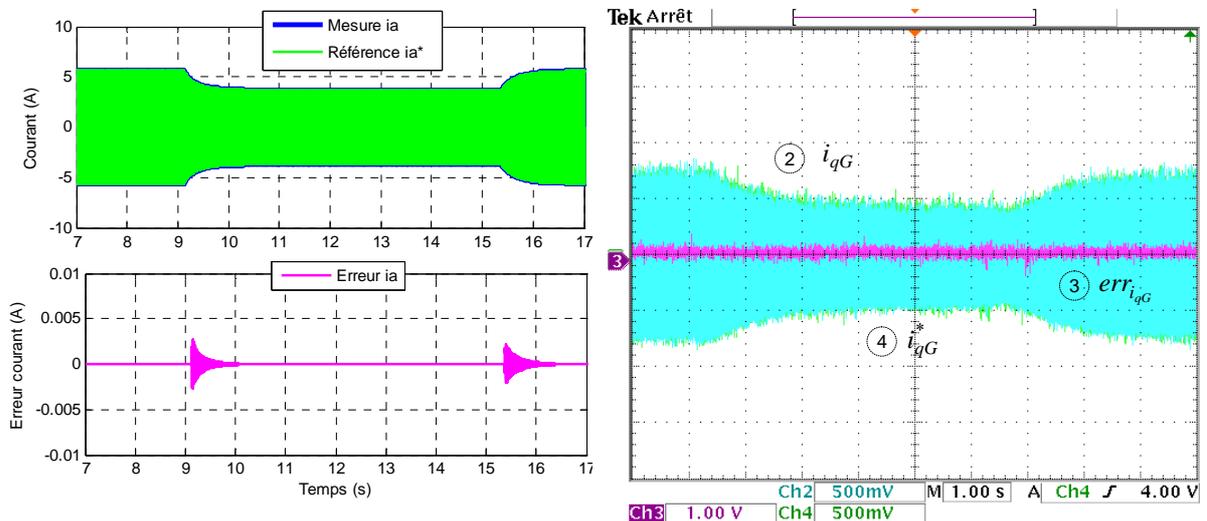


Figure 5.18. Réponse temporelle face à une variation de la vitesse d'eau en simulation à gauche et en expérimental à droite : courant i_{qG} et i_{qG}^* 2.5A/div (le même zéro), $err_{i_{qG}}$ 2.5A/div

5.2.2.2. Contrôle en tension de l'onduleur côté réseau ilôté/charge

Quand l'onduleur côté réseau ilôté est contrôlé en tension, un correcteur résonant à la fréquence fondamentale (100π rad/s) en repère fixe est utilisé.

La Figure 5.19 montre le schéma bloc pour l'onduleur côté réseau (il est en fait côté charge) contrôlé en tension, la connexion avec la charge se faisant via un filtre LC. La charge dans l'exemple illustré est purement résistive (R_{ch}).

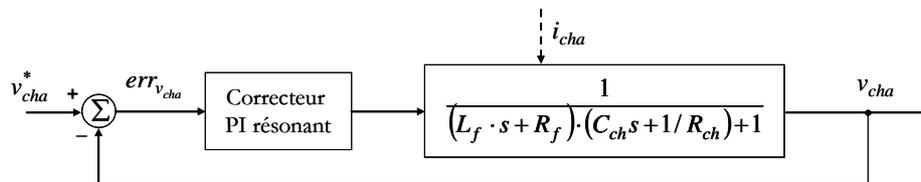


Figure 5.19. Le schéma bloc de l'onduleur côté charge pour le contrôle en tension (sur charge résistive)

Ce correcteur est l'étage unique de contrôle de l'onduleur côté récepteur ilôté. La référence de tension et sa fréquence sont imposées par le système superviseur. Ainsi la référence v_{cha}^* est définie comme un sinusoïde de fréquence 50Hz.

Le schéma bloc du correcteur résonant est du même type que celui de la Figure 5.13 avec la différence qu'on utilise ici un seul terme résonant, celui pour 50Hz :

$$H_{cR}(s) = k_p + \frac{2 \cdot k_i \cdot s}{s^2 + \omega_1^2} \quad (5.17)$$

Pour le choix des paramètres du correcteur résonant, le même type de formules que dans le cas du réglage en courant (cas du correcteur multi-résonant) est utilisées (voir le paragraphe 5.2.2.1 b)). Néanmoins, il faut prendre en compte l'influence du terme intégrateur résonant à la fréquence de résonance du filtre LC (par exemple dans ce cas : $\omega_R = 5773$ rad/s). Il faut assurer un gain négatif du système en boucle ouverte à la fréquence de résonance du filtre LC. Les valeurs choisies pour cette application sont $k_p = 0.01$ et $k_i = 7$.

Notons que dans ce cas, ce correcteur est le seul étage de contrôle pour le convertisseur. On n'a pas besoin de chercher une rapidité si grande que dans le cas du correcteur de courant. De même, dans ce cas particulier, de par la nature du fonctionnement du système, tout est à une autre échelle dynamique, le système dans sa totalité est plus lent. Néanmoins, il est important d'avoir une bonne réponse pour des variations de charge. De ce fait, on cherche un compromis de réglage, pour que le système reste stable non seulement face à une variation de référence mais aussi dans le cas d'une variation plus sévère de la charge.

Une variation de la référence dans ce cas, ne doit pas se produire en fonctionnement normal, sauf si une dégradation volontaire de la tension est souhaitée, alors que la charge peut varier naturellement.

La Figure 5.20 montre la réponse fréquentielle en boucle ouverte (à gauche) et en boucle fermée (à droite) du système avec le correcteur résonant. La valeur de la résistance de charge a pris cinq valeurs différentes. En boucle ouverte, la marge de phase reste entre 22° et 37° ce qui assure la stabilité. De

même, on peut remarquer que le gain du système est négatif à la fréquence de résonance du filtre. Le gain et la phase pour la fréquence souhaitée sont nuls en boucle fermée dans les cinq cas.

Si l'on souhaite que le correcteur agisse pour d'autres fréquences, il faudra procéder comme dans le cas du correcteur multi-résonnant, en rajoutant des termes résonants.

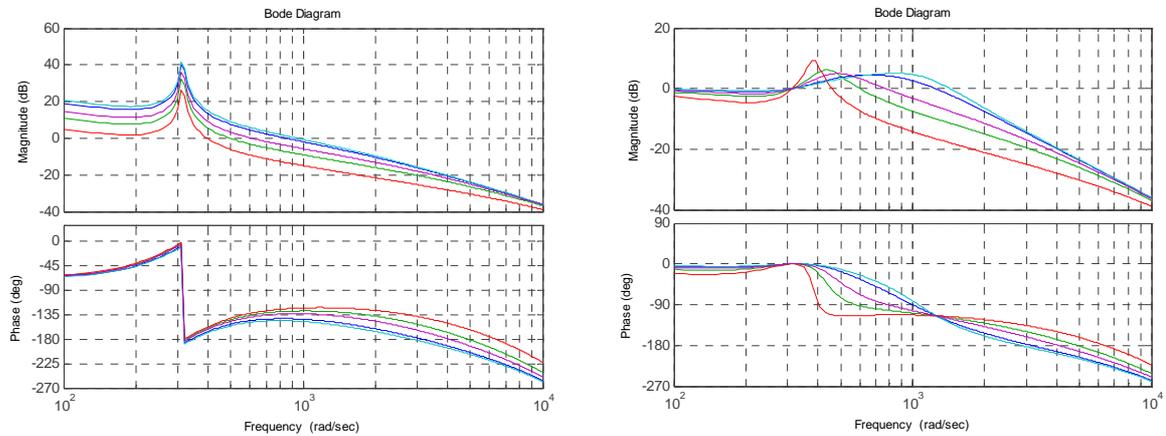


Figure 5.20. Réponse fréquentielle de l'onduleur (avec filtre LC) commandé en tension avec le correcteur PI résonant en boucle ouverte à gauche et en boucle fermée à droite

Une variation de 30% de l'amplitude de référence a été réalisée en expérimental et en simulation. La réponse du correcteur en simulation est présentée sur la Figure 5.21. La référence est bien suivie et l'erreur est annulée. A droite, un zoom est réalisé sur les deux zones identifiées à gauche pour mieux évaluer l'évolution des variables.

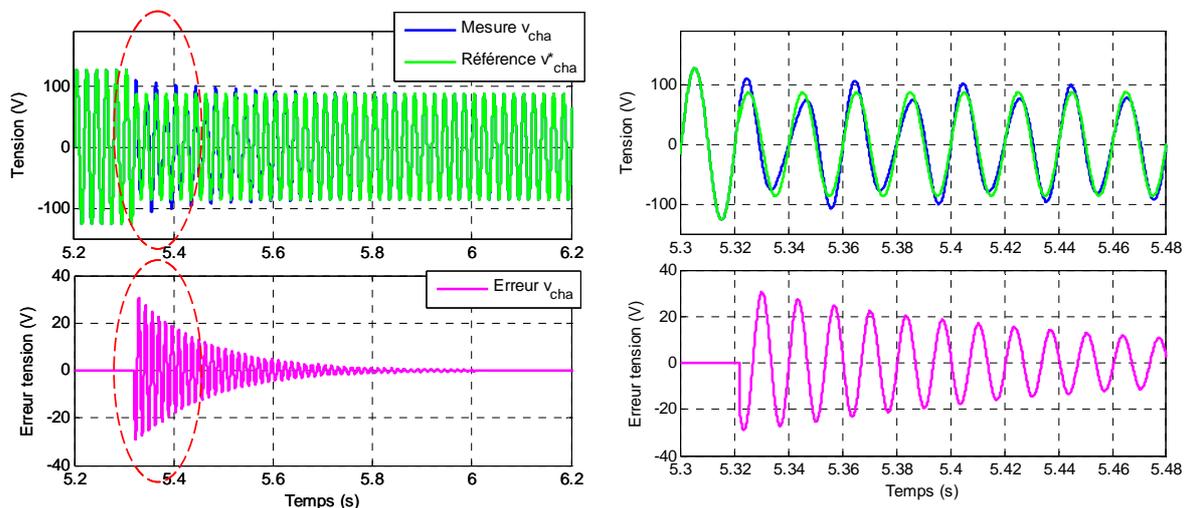


Figure 5.21. Réponse temporelle face à une variation de référence de 30%, en simulation ; à droite : un zoom

La Figure 5.22 montre la réponse du correcteur de tension dans ce cas en test expérimental. A gauche, un zoom est réalisé sur la zone indiquée pour mieux observer l'évolution des variables. Le comportement du système apparaît de la même façon en expérimental qu'en simulation, les transitoires ont une évolution similaire. Après la stabilisation, la mesure suit bien la référence et l'erreur est annulée.

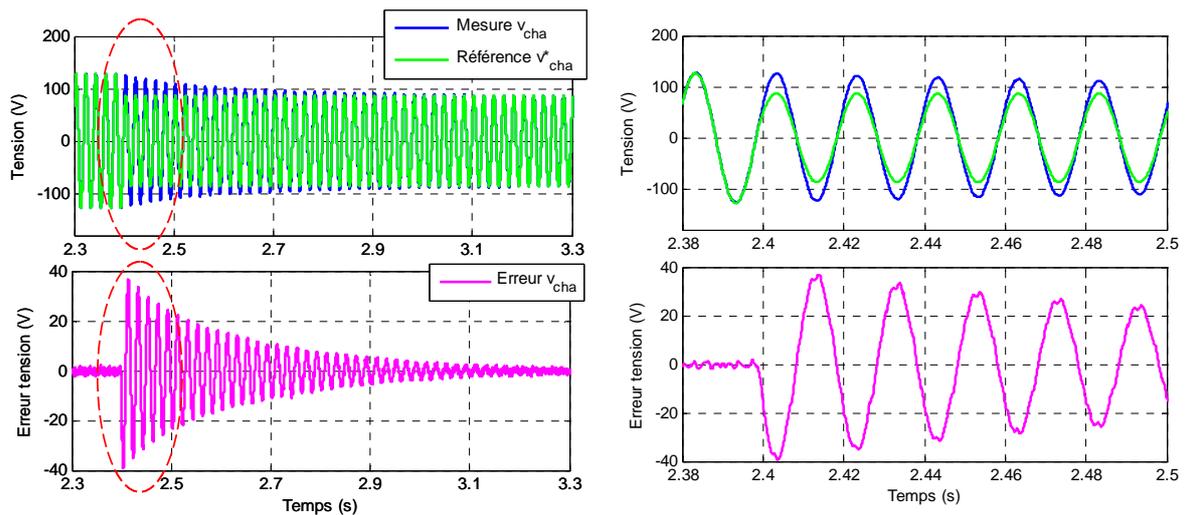


Figure 5.22. Réponse temporelle face à une variation de référence de 30%, en expérimental ; à droite : un zoom.

Dans la situation où la charge varie, les paramètres de contrôle restent les mêmes. On a essayé de trouver un réglage assez robuste de sorte qu'il ait une réponse correcte pour une plage suffisamment large.

D'abord en simulation, la Figure 5.23 montre la réponse du correcteur résonant de tension suite à la variation de la charge. Les zones où la variation positive de la charge a lieu sont zoomées. Les chutes en amplitude sont petites dans ce cas (0.8%). De plus, les transitoires sont courts et faibles en amplitude.

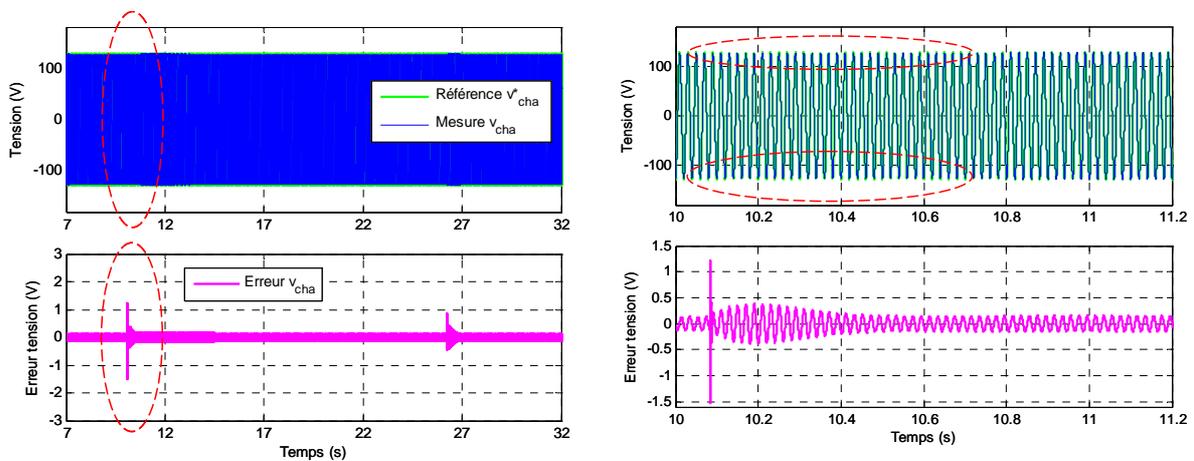


Figure 5.23. Réponse temporelle face à une variation de la charge de $\pm 33\%$, en simulation, à droite : un zoom

La Figure 5.24 montre l'évolution de la boucle de tension aux bornes de la charge pour une variation de $\pm 33\%$ de la valeur de la charge cette fois en test expérimental. Un zoom sur les sections temporelles indiquées sur la partie gauche de la figure est réalisé. Sur la droite, deux zones sont cerclées pour indiquer qu'il y existe une petite chute (11%) de l'amplitude de la tension contrôlée pendant le transitoire. A la fin de cette période transitoire, on observe que la mesure et la référence se confondent et que l'erreur est annulée. Néanmoins, les transitoires sont légèrement différents quand la charge augmente (première variation) pas rapport au moment où la charge diminue (deuxième variation). De même, par rapport à la simulation, ces transitions sont plus longues et d'amplitude plus grande en expérimental.

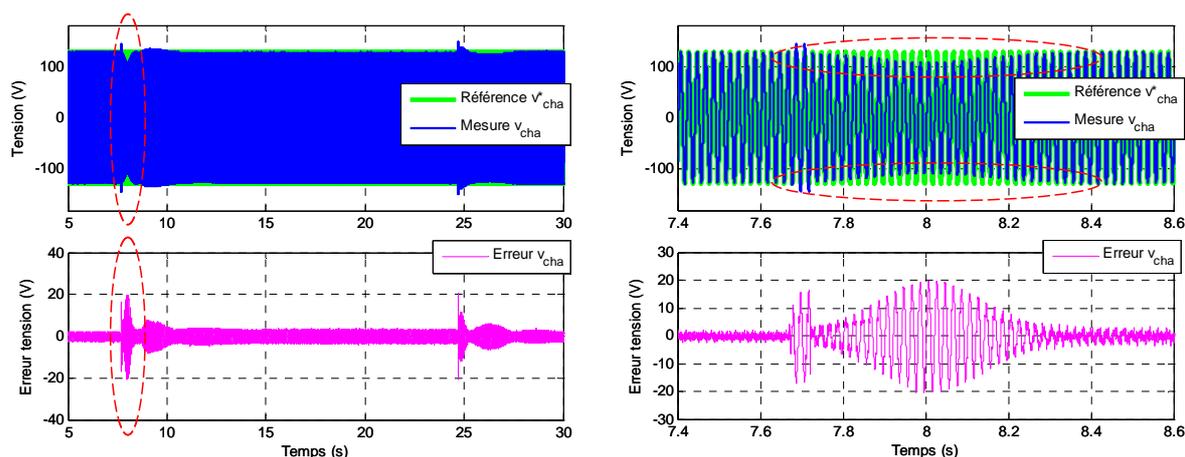


Figure 5.24. Réponse temporelle face à une variation de la charge de $\pm 33\%$, en expérimental, à droite : un zoom

Conclusions intermédiaires

Quelques remarques s'imposent. Toutes ces boucles de contrôle de niveau bas ont une importance significative car les autres étages de pilotage reposent sur elles. On a vu que les correcteurs de courant ont une réponse rapide et suffisamment exacte. Une analyse fréquentielle a été faite pour que la stabilité soit prouvée. Ensuite, les réponses temporelles ont été présentées pour valider les choix de contrôle.

Les correcteurs résonants sont très robustes, agissent parfaitement s'ils sont bien réglés à la fréquence souhaitée, et appropriés à l'application hydrolienne. Pourtant, il faut toujours faire une analyse fréquentielle pour vérifier s'ils n'existent pas d'autres résonances amplifiées à cause des caractéristiques en fréquence du système correcteur. Ces structures ne sont pas les seules à pouvoir être applicables mais ce sont celles implantées dans le cadre de cette thèse. Dans le futur, d'autres structures devront être testées surtout en fonction de la puissance de calcul disponible et de la configuration physique de l'électronique de puissance.

5.2.3. Niveaux intermédiaires de contrôle

Ce paragraphe a pour objectif la présentation des boucles de génération de consignes pour les contrôles de niveau bas. Ainsi, le contrôle de la vitesse de rotation et le contrôle de la tension du bus continu seront ici présentés.

Des résultats en simulation et en expérimental illustre la validation de ces contrôles.

5.2.3.1. Contrôle de la vitesse de rotation

En fonctionnement en mode PQ, quand le générateur hydrolien est connecté à un réseau de puissance infinie et dans le cas du fonctionnement en Vf sur la zone 1, la consigne de courant pour la génératrice (i_{qG}^*) est donnée par le correcteur qui contrôle la vitesse de rotation de la génératrice donc à l'arbre colonne hydrolienne – génératrice.

Le contrôle de la vitesse de rotation dans ces cas est assuré par un correcteur de type PI, ce qui est en soi une approche assez classique pour un contrôle de vitesse. Toutefois, le fait de l'utiliser dans des

schémas de pilotage plus complexe fait que son réglage (en terme de valeurs de paramètres) ne soit pas identique dans tous les cas surtout car les dynamiques sont nettement différentes. Dans ce paragraphe, seuls quelques résultats dans le cas du PI de vitesse quand le système est en connexion réseau sont présentés.

La fonction de transfert du correcteur et les paramètres sont calculés à l'aide du schéma bloc illustré dans la Figure 5.25. Par rapport au système mécanique, la boucle de courant et sa réalisation ont une dynamique très rapide que l'on peut considérer instantanée par rapport à la dynamique de la mécanique.

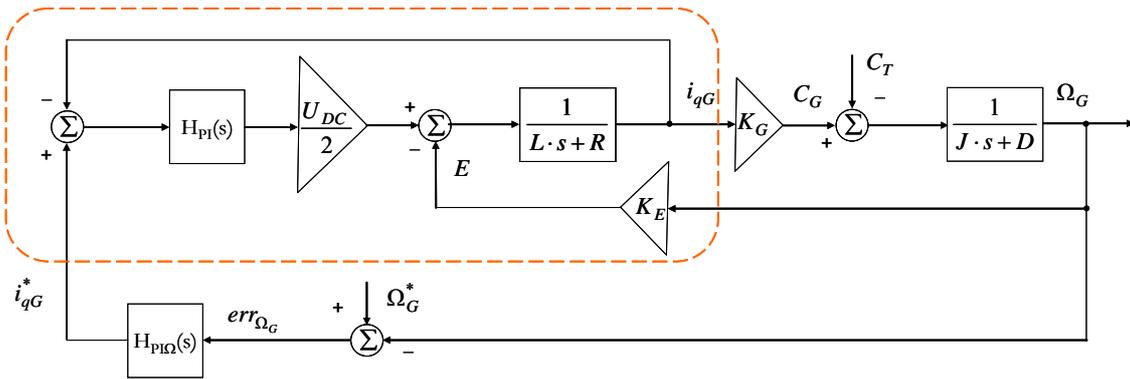


Figure 5.25. Le schéma bloc du système pour le contrôle de la vitesse de rotation

On utilise l'expression de l'équation (5.12) pour le correcteur de type PI. La fonction de transfert en boucle fermée du correcteur de vitesse est ainsi :

$$H_{PI\Omega}(s) = \frac{\frac{k_p}{k_i} s + 1}{\frac{J}{k_i K_G} s^2 + \left(\frac{k_p}{k_i} + \frac{D}{k_i K_G} \right) s + 1} \quad (5.18)$$

Le choix pour une réponse de type système d'ordre deux est fait, en conséquence et par identification les paramètres k_p et k_i se calculent comme :

$$k_i = J\omega_0^2 \frac{1}{K_G} \quad (5.19)$$

$$k_p = (2\zeta\omega_0 - D) \cdot \frac{1}{K_G}$$

où ω_0 désigne la bande passante et ζ le facteur d'amortissement de la réponse (sa dynamique) ; ce sont les deux degrés de liberté du réglage. Les valeurs des paramètres sont indiquées dans l'annexe A4.

La référence de vitesse peut être donnée suivant le fonctionnement par une boucle de MPPT (Maximum Power Point Tracking), directement par le système de supervision, en partie par le correcteur du bus continu (en Vf zone 1) où, comme on le verra dans le chapitre 6, par une boucle de coordination des colonnes hydroliennes.

La Figure 5.26 présente la réponse du contrôleur de vitesse face à une variation en échelon filtré de la référence (de 75 à 110rad/s). On constate que la référence est bien suivie par la mesure et que l'erreur est correctement annulée. Toutefois, on remarque une différence entre l'amplitude de l'erreur. En essai

expérimental, celle-ci est plus ample et on remarque aussi un effet d'instabilité qu'on ne retrouvait pas en simulation.

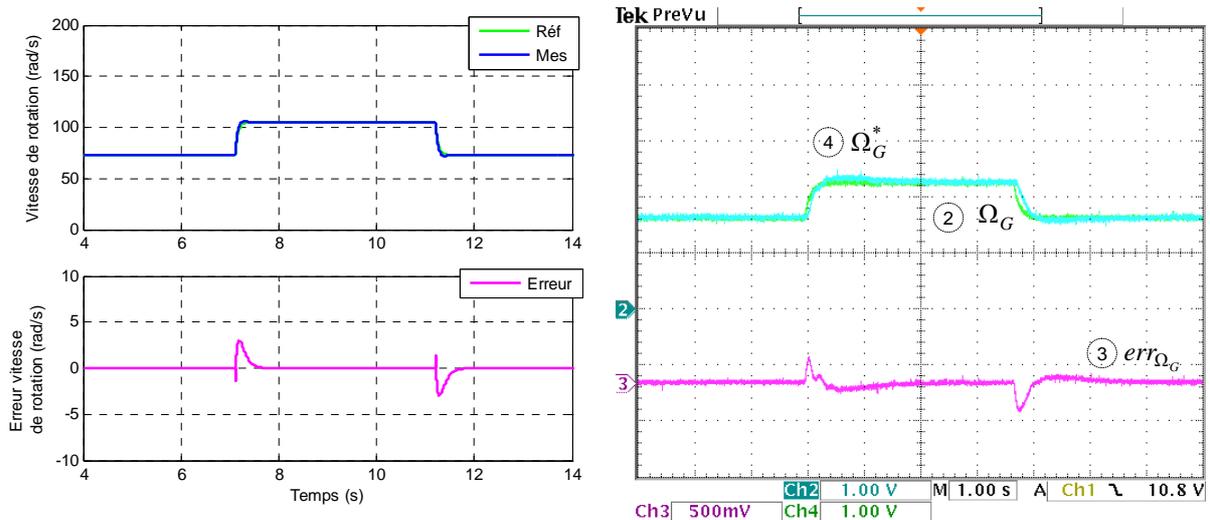


Figure 5.26. Réponse temporelle face à une variation de référence en simulation à gauche et en expérimental à droite : Ω_G^* et Ω_G : 50rad/s/div (le même zéro), err_{Ω_G} : 25rad/s/div

La poursuite de la référence par la mesure dans le cas d'une variation en échelon filtré de la vitesse de l'eau (de 2.3m/s à 2m/s et retour) est aussi vérifiée comme cela est montrée sur Figure 5.27. A cause de l'échelle qu'on a pu utiliser pour l'enregistrement à l'oscilloscope on ne voit pas proprement l'évolution de l'erreur sur la période transitoire, toutefois, l'erreur est annulée

Notons que l'on n'a pas cherché à obtenir des dynamiques très rapides pour ce correcteur mais plutôt une stabilité face aux différentes perturbations qui peuvent apparaître.

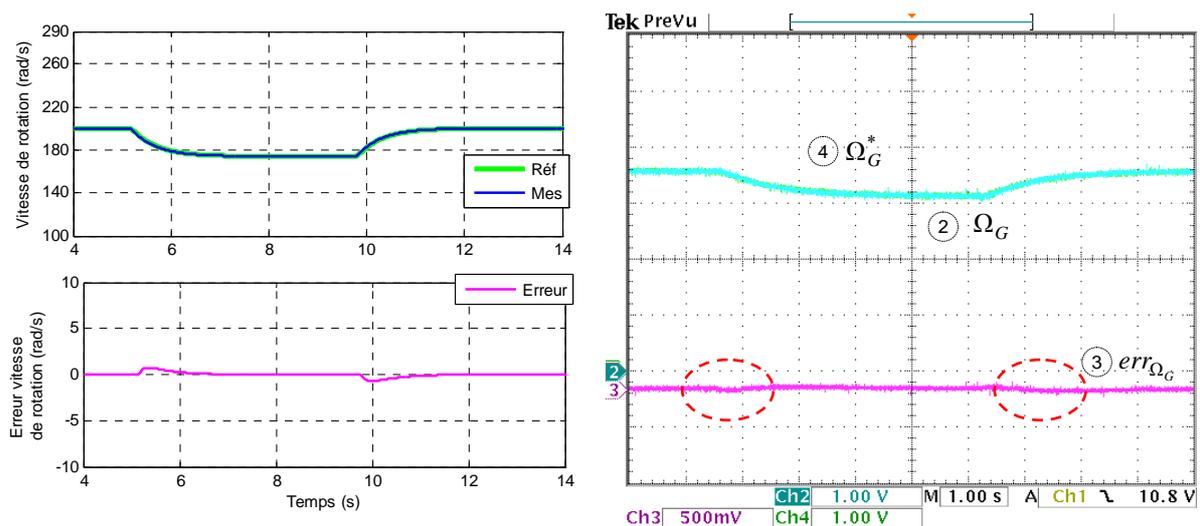


Figure 5.27. Réponse temporelle face à une variation de la vitesse de l'eau en simulation à gauche et en expérimental à droite : Ω_G^* et Ω_G : 50rad/s/div (le même zéro), err_{Ω_G} : 25rad/s/div

5.2.3.2. Contrôle de la tension du bus continu en mode Vf sur la zone 1

Si le système fonctionne en Vf sur la zone 1 de fonctionnement, les choix de contrôle faits pour ce mode de fonctionnement amène le correcteur du bus continu dans un cas de fonctionnement peu ordinaire. Le bus continu doit être bien contrôlé dans tous les cas. Ainsi ce correcteur donnera comme commande, une consigne $\Delta\omega$ qui se rajoutera à une référence donnée pour le correcteur de vitesse par un étage supérieur qui impose le fonctionnement sur la zone 1.

D'abord une solution de type correcteur PI a été essayée. Suite à l'instabilité montrée dans ce cas pour des variations de charge, cette solution a dû être abandonnée, la présence d'un pôle non compensé a été observée. Ainsi un correcteur de type I-P (intégrateur - proportionnel) est validé comme solution, pour aider à la stabilisation du système.

Un correcteur de type I-P peut avoir dans ce cas une structure comme montrée sur la Figure 5.28.

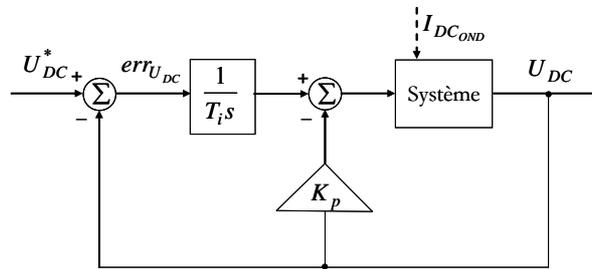


Figure 5.28. Le schéma bloc pour le contrôle de la tension du bus continu avec un correcteur I-P

Par rapport à la référence, ce correcteur est effectivement un I-P pourtant par rapport à la perturbation (I_{DC_OND}), cela est vu comme un correcteur PI (si la référence est considérée parfaitement constante).

La Figure 5.29 montre le schéma bloc du système. Pourtant ce schéma ne sera pas utilisé pour le calcul du correcteur car ce n'est pas par rapport à la référence qu'on fait le calcul cette fois-ci.

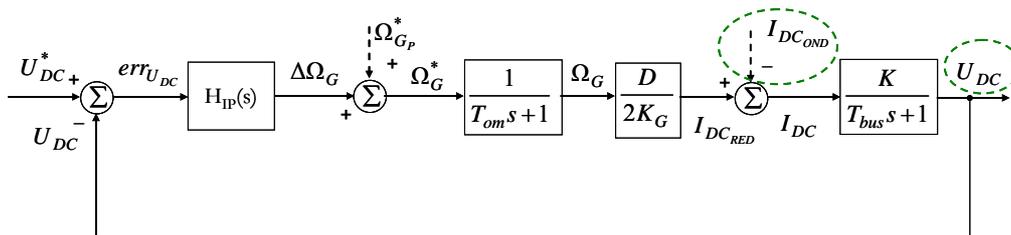


Figure 5.29. Le schéma bloc du système pour le contrôle de la tension du bus continu en mode Vf zone 1

Afin d'assurer une bonne réponse du correcteur suite à des variations de la demande (la charge), le correcteur est calculé par rapport à la perturbation. Le schéma bloc du système pour ce calcul est montré sur la Figure 5.30.

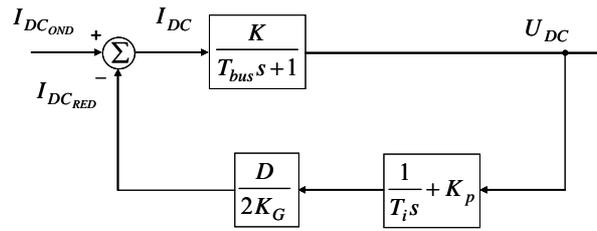


Figure 5.30. Le schéma bloc du système pour le contrôle de la tension du bus continu en mode Vf zone 1

Sur ce schéma encore une fois, une simplification/compensation est faite : la dynamique de la réalisation de la vitesse est négligée (elle n'est plus représentée sur la figure pour ne pas l'alourdir). K , $K = \frac{a \cdot 2K_G}{D}$ est le gain entre I_{DC} et U_{DC} . Dans ce coefficient K , a est une constante déterminée expérimentalement suite à l'application d'un échelon de vitesse de rotation de 10rad/s ; nous avons ainsi obtenu une augmentation de 75V sur le bus continu (en boucle ouverte). T_{bus} est aussi déterminée expérimentalement comme constante de temps de l'évolution de la tension continue en boucle ouverte.

La fonction de transfert du correcteur en boucle fermée et par rapport à la perturbation est :

$$H_0(s) = \frac{\frac{2T_i K_G}{D} s}{\frac{2T_i T_{bus} K_G}{K \cdot D} s^2 + \left(K_p T_i + \frac{2T_i K_G}{K \cdot D} \right) s + 1} \quad (5.20)$$

Ainsi les formules de calcul des paramètres du correcteur sont :

$$T_i = \frac{a}{T_{bus} \omega_0^2} \quad (5.21)$$

$$K_p = \frac{2\zeta - \frac{1}{T_{bus} \omega_0^2}}{\frac{a}{T_{bus} \omega_0}}$$

où ω_0 désigne la bande passante et ζ le facteur d'amortissement de la réponse, ce sont les deux degrés de liberté du réglage. Les valeurs des paramètres sont indiquées dans l'annexe A4.

Cette boucle de contrôle étant supérieure à celle de vitesse, une attention particulière a été prêtée aux choix des paramètres et des termes négligés, car la dynamique de la vitesse doit être inférieure à celle du bus continu.

La Figure 5.31 montre l'évolution de la boucle face à une variation de la référence (de 400V à 500V). Cette fois, la variation est appliquée en rampe. Comme le correcteur a été calculé par rapport à la perturbation, on observe que la réponse dans ce cas ne suit pas parfaitement la référence pendant le transitoire. Une fois la réponse stabilisée, la mesure suit très bien la référence et l'erreur est annulée, autant en simulation qu'en test expérimental.

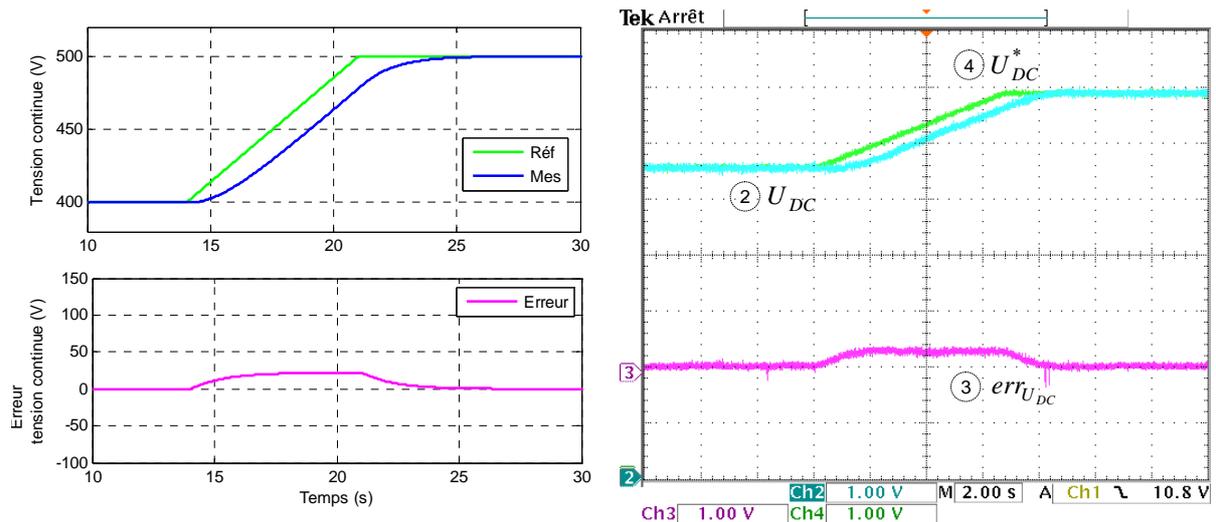


Figure 5.31. Réponse temporelle face à une variation de la référence en simulation à gauche et en expérimental à droite : U_{DC}^* et U_{DC} : 75V/div (le même zéro), $err_{U_{DC}}$: 75V/div

Ensuite, le comportement du système de correction face à une variation de charge est observé. La Figure 5.32 illustre cette évolution en simulation et en expérimental. Comme dans les cas précédents, la charge varie dans les deux sens (+ et - 33%). Sur le front montant de la charge, le transitoire est plus significatif que pour le front descendant. On retrouve des pics allant jusqu'à 150V. Le fait que la boucle reste stable est aussi dû à la valeur de la constante de temps du bus continu (son dimensionnement physique). Une fois le régime transitoire passé, la référence est bien suivie par la mesure et l'erreur est annulée. Les petites bosses observées sur les transitoires en expérimental sont la preuve de la sensibilité due au fonctionnement sur la zone 1 qui est assez instable.

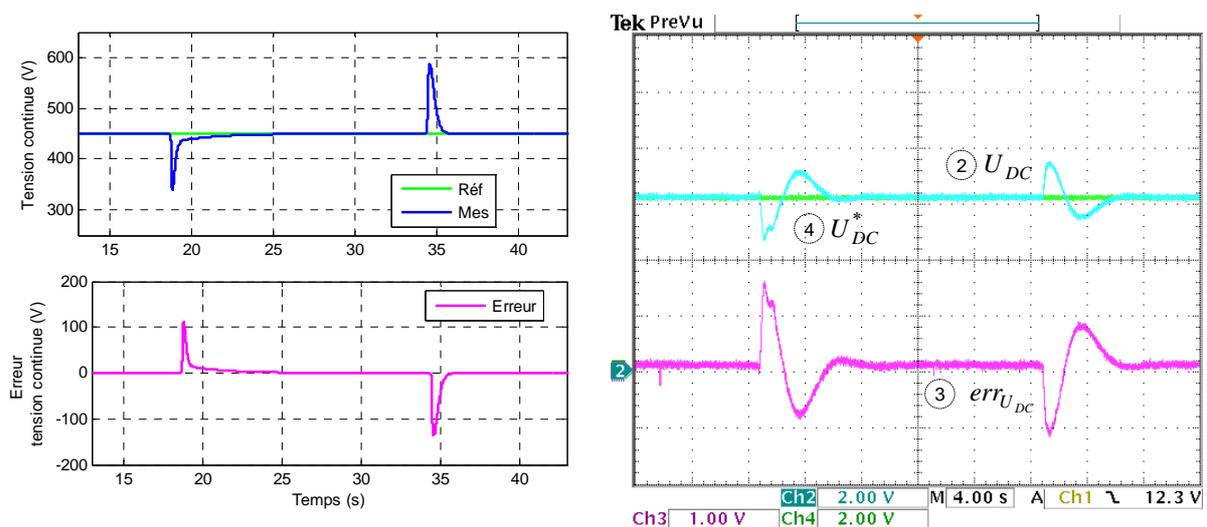


Figure 5.32. Réponse temporelle face à une variation de la valeur de la charge (+/-33%) en simulation à gauche et en expérimental à droite : U_{DC}^* et U_{DC} : 150V/div (le même zéro), $err_{U_{DC}}$: 75V/div

Par ailleurs on observe que le système répond différemment sur le front montant et sur celui descendant de la charge. Il peut être avancé que les points de fonctionnement n'étant plus les mêmes, le système change alors de caractéristiques.

5.2.3.3. Contrôle de la tension du bus continu en mode PQ

En fonctionnement en mode PQ, quand le générateur hydrolien est connecté à un réseau de puissance infinie, la consigne de courant pour la référence des courants de l'onduleur côté réseau (i_{qres}^*) est fournie par le correcteur de la tension du bus continu.

Plusieurs possibilités de contrôle existent dans la littérature pour ce cas précis comme, par exemple le contrôle du carré de la tension (équivalence énergétique) qui donne un transfert linéaire avec le courant actif i_{qres} . Toutefois, dans le cas du générateur hydrolien étudié, un correcteur de type PI a été utilisé pour la régulation du bus continu.

Pour le calcul de la fonction de transfert du correcteur et des paramètres de réglage, on se sert du schéma bloc de la Figure 5.33.

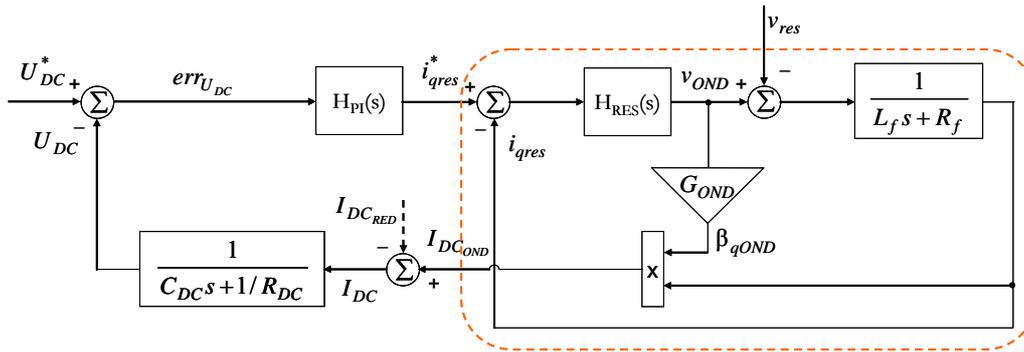


Figure 5.33. Le schéma bloc du système pour le contrôle de la tension du bus continu en mode PQ

La dynamique de la réalisation du courant et son contrôle sont très rapides : de ce fait on peut les considérer instantanés dans le calcul de la boucle de contrôle de la tension. Dans tous les cas cette boucle doit être moins rapide que celle de courant. En effet, on peut dire que sur la boucle entre le i_{qres}^* et I_{DC} , il existe un gain égal à $(3/2)v_{res}$ (le terme $3/2$ est un coefficient qui vient de la transformé de Park).

Au final, la fonction de transfert en boucle fermée du correcteur est :

$$H_c(s) = \frac{\frac{k_p}{k_i} s + 1}{\left(\frac{2}{3v_{res}} \cdot \frac{C_{DC}}{k_i} \right) s^2 + \left(\frac{2}{3v_{res}} \cdot \frac{1}{R_{DC}} \cdot \frac{1}{k_i} + \frac{k_p}{k_i} \right) s + 1} \quad (5.22)$$

Ainsi les formules pour le calcul des paramètres, par identification avec une réponse dynamique d'ordre deux sont :

$$k_i = \frac{2}{3} C_{DC} \omega_0^2 \frac{1}{v_{res}} \quad (5.23)$$

$$k_p = \left(2\zeta\omega_0 C_{DC} - \frac{1}{R_{DC}} \right) \cdot \frac{2}{3v_{res}}$$

où ω_0 désigne la bande passante et ζ le facteur d'amortissement de la réponse (sa dynamique) ; ce sont les deux degrés de liberté du réglage. Les valeurs des paramètres sont indiquées dans l'annexe A4.

Face à une variation en échelon de la valeur de référence (de 400 à 500V), le système en boucle fermée répond comme montré sur la Figure 5.34, en simulation sur la gauche et en expérimental à droite. Un léger dépassement peut être observé. Après le transitoire, la mesure s'identifie à la référence, l'erreur étant rapidement annulée.

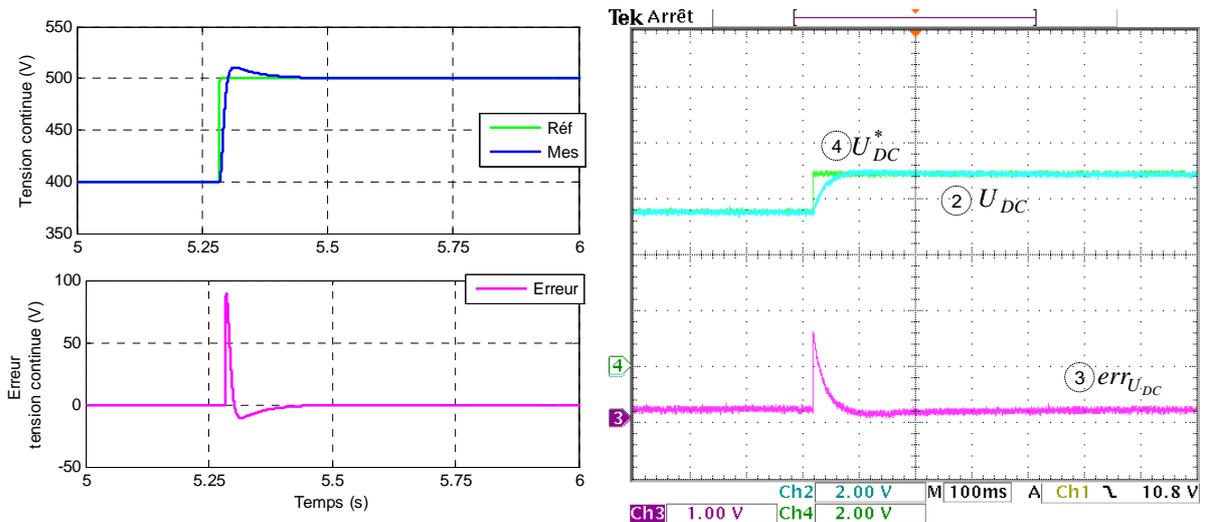


Figure 5.34. Réponse temporelle face à une variation de la référence en simulation à gauche et en expérimental à droite : U_{DC}^* et U_{DC} : 150V/div (le même zéro), $err_{U_{DC}}$: 75V/div

Face à une variation du courant d'eau et à cause de la dynamique lente de cette variation, la régulation du bus continu ne subit pas de transitoire et demeure stable. En revanche si une variation de vitesse de rotation est faite (de 130 à 150rad/s), dans ce cas-là, un petit transitoire apparaît au niveau de la tension du bus continu (Figure 5.35). Le rejet de la perturbation se réalise sans problème dans ce cas aussi. Un léger dépassement peut être aussi remarqué sur les courbes de simulation.

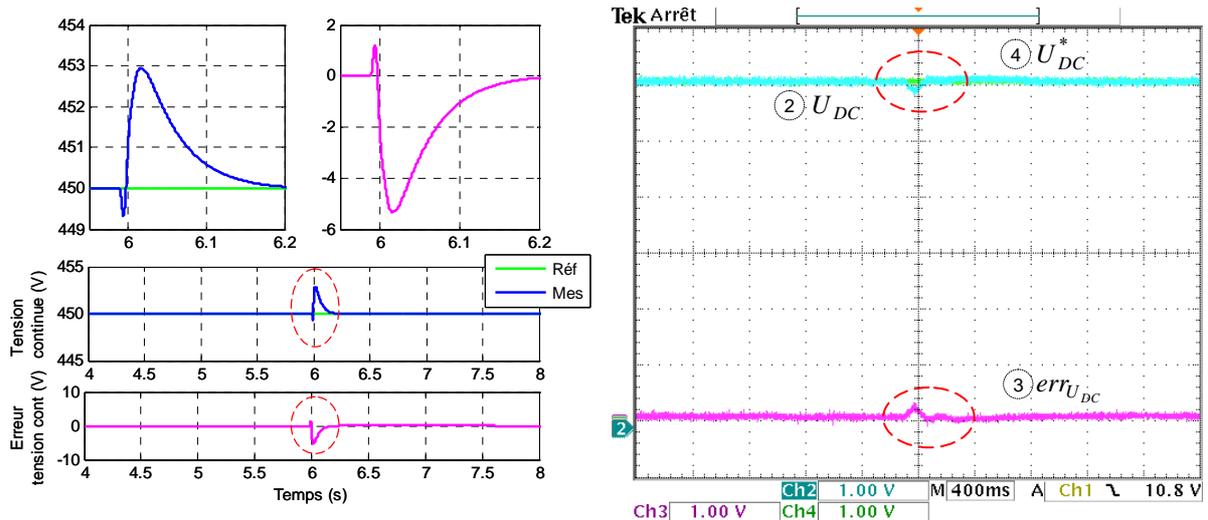


Figure 5.35. Réponse temporelle face à une variation de la vitesse de rotation en simulation à gauche et en expérimental à droite : U_{DC}^* et U_{DC} : 75V/div (le même zéro), $err_{U_{DC}}$: 75V/div

5.2.4. L'extraction maximale de la puissance (MPPT)

La boucle d'extraction maximale de la puissance (le MPPT) est l'étage au-dessus du contrôle de la vitesse de rotation, elle calcule donc la référence de vitesse de rotation de sorte que le système se trouve au point optimal.

Rappelons que les turbines hydroliennes qui composent la colonne hydrolienne sont à pales fixes. Aucun moyen d'action directe sur la turbine ou sur la ressource en eau n'est possible.

Evoquons à nouveau les systèmes éoliens pour lesquels de nombreuses méthodes existent pour la réalisation du MPPT. Suivant les structures d'EP, ces méthodes sont plus ou moins complexes et peuvent être appliquées au niveau de la référence de vitesse [DAT-03], [SHM-01], [MUN-08] dans le cas de systèmes munis de redresseurs triphasés à MLI ou directement sur la MLI du système hacheur élévateur après un redresseur à diodes [KOU-06].

Dans le cas des hydroliennes, ce que l'on recherche est une solution de poursuite du point optimal sans avoir besoin de la mesure de vitesse de l'eau et le plus important en tenant compte de la dynamique de variation de l'eau. Il est bien connu que le vent peut présenter des fréquences de variation très rapides et des fois bien perturbées [MUN-08]. Ces fréquences ramènent en quelque sorte des excitations supplémentaires pour la boucle de MPPT ; ainsi les algorithmes agissent tout le temps et les erreurs sont bien annulées avec des algorithmes de type modes glissants ou adaptatifs [MUN-09].

Pour une colonne hydrolienne composée de quatre turbines de 0.5m de diamètre et sans carénage, la Figure 5.36 présente les caractéristiques de puissance pour quatre vitesses d'écoulement différentes. En pointillés est représentée la ligne maximale de la puissance. A chaque vitesse, correspond un autre point optimal. Afin de suivre son tracé, au niveau de la commande, il faut "sauter" d'une caractéristique à l'autre tout en assurant une poursuite correcte.

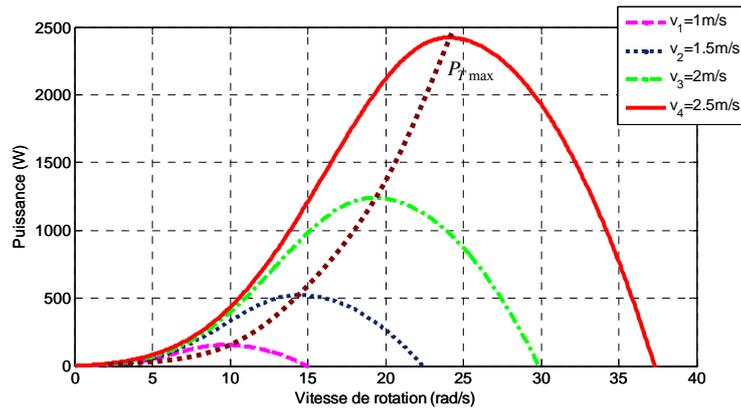


Figure 5.36. Caractéristiques de puissance des colonnes hydroliennes pour différentes vitesses d'eau

Comme on pourra l'observer par la suite, quand la vitesse de rotation des colonnes hydroliennes varie, le point maximal de puissance, illustré aussi par $C_{p\max}$, aura une évolution comme indiqué en pointillés sur la Figure 5.37.

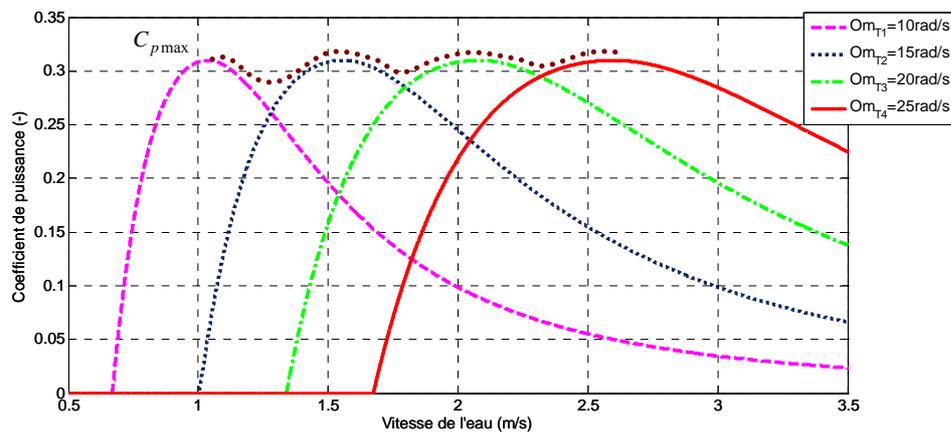


Figure 5.37. Caractéristiques du coefficient puissance des colonnes hydroliennes pour différentes vitesses de rotation

L'algorithme de MPPPT génère la référence de vitesse de rotation pour la génératrice en imposant ainsi le point de fonctionnement au point optimal. Le but de cette boucle de poursuite du point optimal est l'annulation du gradient $\frac{\Delta P}{\Delta \Omega}$ donc des variations de la puissance extraite avec la vitesse de rotation (Figure 5.38).

Quand on se trouve sur la zone 1, une augmentation de la vitesse de rotation implique une augmentation de la puissance : il faut donc augmenter la vitesse pour s'approcher du point maximal. Sur la zone 2, quand la vitesse augmente la puissance diminue, une diminution de la vitesse s'impose alors pour revenir au point optimal.

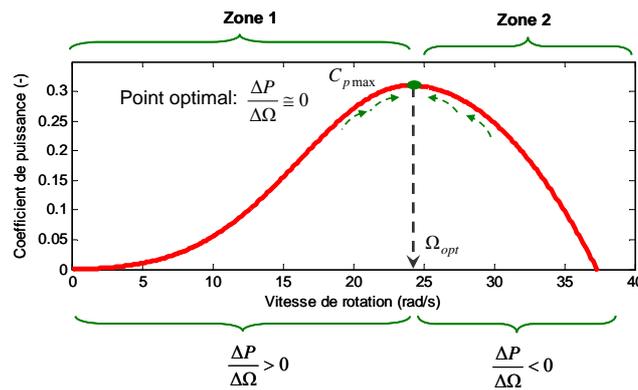


Figure 5.38. Idée de base pour le principe de la poursuite du point optimal

Puisque les variations de la vitesse de l'eau sont très lentes par rapport à la dynamique du système, il faut tenir compte dans le calcul de deux variations temporelles : celle de la puissance et celle de la vitesse. De plus, on n'utilise pas la mesure de la vitesse d'eau. Mentionnons que par exemple dans le cas de la présence d'un carénage, il est possible que l'écoulement d'eau soit un peu plus perturbé et des fréquences d'excitation peuvent apparaître ; des algorithmes de type adaptatif pourront donc être utilisés dans le futur.

En s'inspirant des approches présentées dans [SCM-01] et [DAT-03] pour calculer la référence de vitesse de rotation de la génératrice, l'équation mise en place pour le MPPT est applicable dans le cas particulier des hydroliennes et pour les études réalisées dans le cadre de cette thèse :

$$\int_{T_e} K_t [\text{sgn}(\Delta P) \cdot \text{sgn}(\Delta \Omega_G)] dt = \Omega_G^* \quad (5.24)$$

$$\text{avec } \begin{cases} \Delta P = P(t_k) - P(t_{k-1}) \\ \Delta \Omega = \Omega(t_k) - \Omega(t_{k-1}) \end{cases} \text{ et } t_k = t_{k-1} + T_e \quad (5.25)$$

où T_e est la période à laquelle la puissance et la vitesse de rotation sont échantillonnées et K_t est le paramètre de réglage de la vitesse de recherche du point optimal.

L'échantillonnage doit se faire à une période T_e qui doit être inférieure au temps de réponse du contrôle de la vitesse de rotation pour assurer un bon fonctionnement de la boucle de poursuite du point optimal. Le choix de la valeur de K_t dépend de la rapidité souhaitée pour la boucle de recherche du point optimal et aussi des caractéristiques dynamiques du système dans sa totalité.

Quelques résultats de simulation validés aussi en expérimental sont présentés par la suite pour montrer comment se réalise la recherche du point optimal.

Notons que les variations d'eau montrées ici sont très rapides, il s'agit d'un cas de fonctionnement qui n'arrive pas habituellement mais qui est le cas le plus défavorable pour les boucles de contrôle, ce qui en fait un élément de validation fiable, car réalisé dans les conditions les plus défavorables.

L'évolution des grandeurs électriques (courant génératrice i_{qG} , puissance injectée au réseau P_{res} , vitesse de rotation de la génératrice Ω_G) est montrée sur la Figure 5.39, en simulation à gauche et en expérimental à droite.

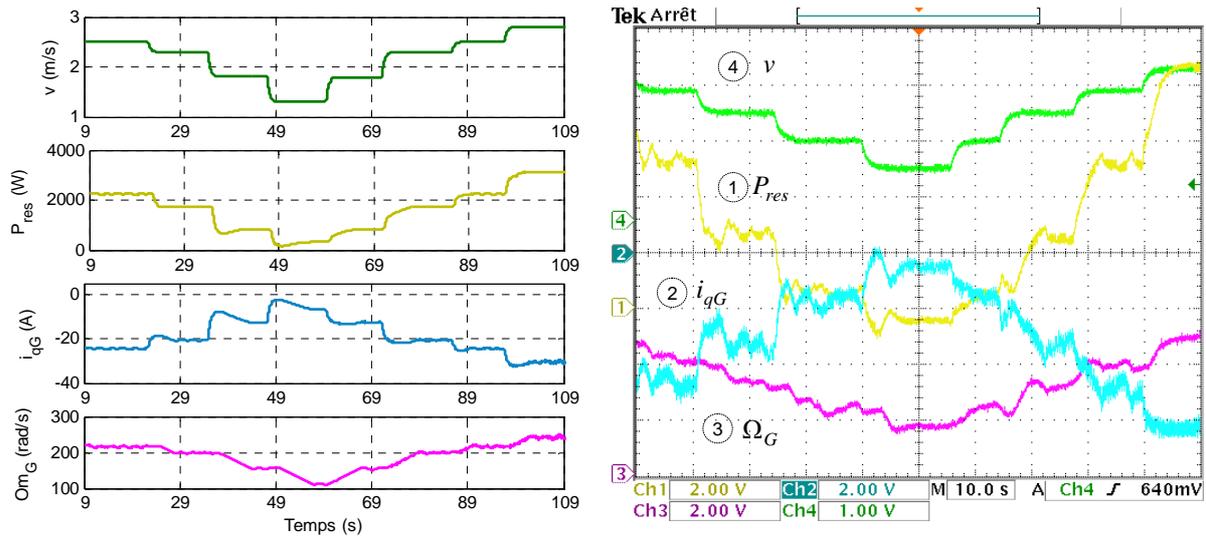


Figure 5.39. Evolution des grandeurs électriques i_{qG} : 10A/div, v : 1m/s/div, Ω_G : 100rad/s/div, P_{res} : 500W/div

Ensuite, dans le même cas de variation de la vitesse de l'eau, la Figure 5.40 montre l'évolution des grandeurs côté turbine, en simulation à gauche et en expérimental à droite.

Dans les deux cas, on observe que toutes les grandeurs suivent l'évolution de la vitesse de l'eau mais que le coefficient de puissance (C_p) et la vitesse spécifique (λ) sont maintenus par la boucle de MPPT proche de leur valeurs optimales (0.31 pour C_p et 2.4 pour λ). Les transitoires sont des fois assez rudes mais cela est du à la rapidité imposée aux variations de vitesse de l'écoulement. Une fois ces transitions passées, toutes les variables retrouvent un fonctionnement stable.

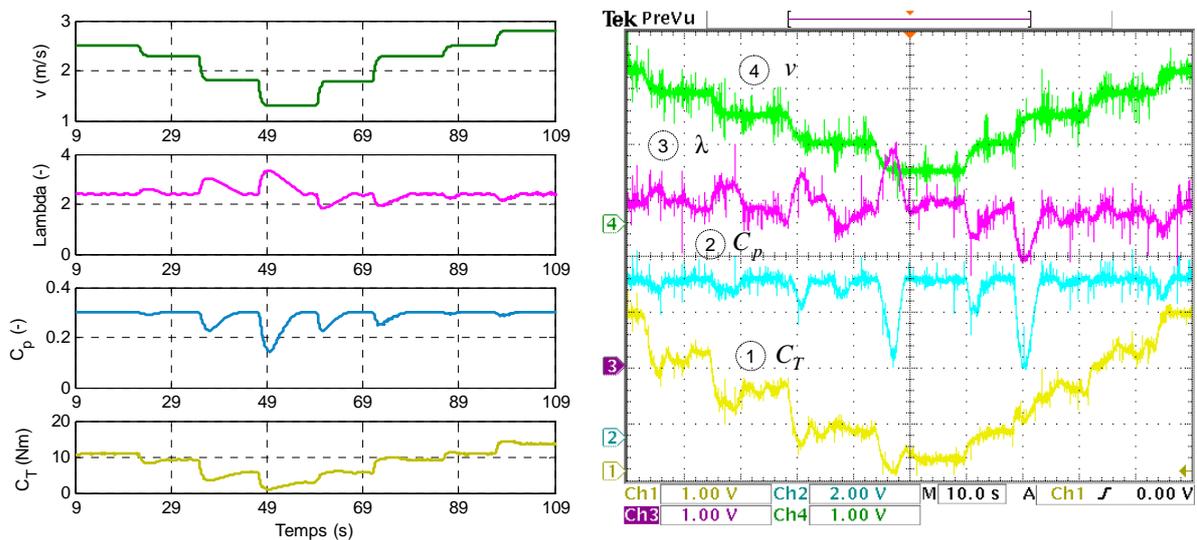


Figure 5.40. Evolution des grandeurs côté turbine C_p 0.1/div, λ : 0.8/div, C_T : 4 Nm/div, v : 1m/s/div

Afin d'observer si la tension du bus continu reste constante, un autre essai est effectué et montré sur la Figure 5.41. Aussi, en simulation et en expérimental on peut en plus observer l'évolution du courant

injecté au réseau (i_{gres}). Le bus continu garde sa valeur quasi constant ; les petites perturbations à chaque variation du courant d'eau sont rapidement rejetées.

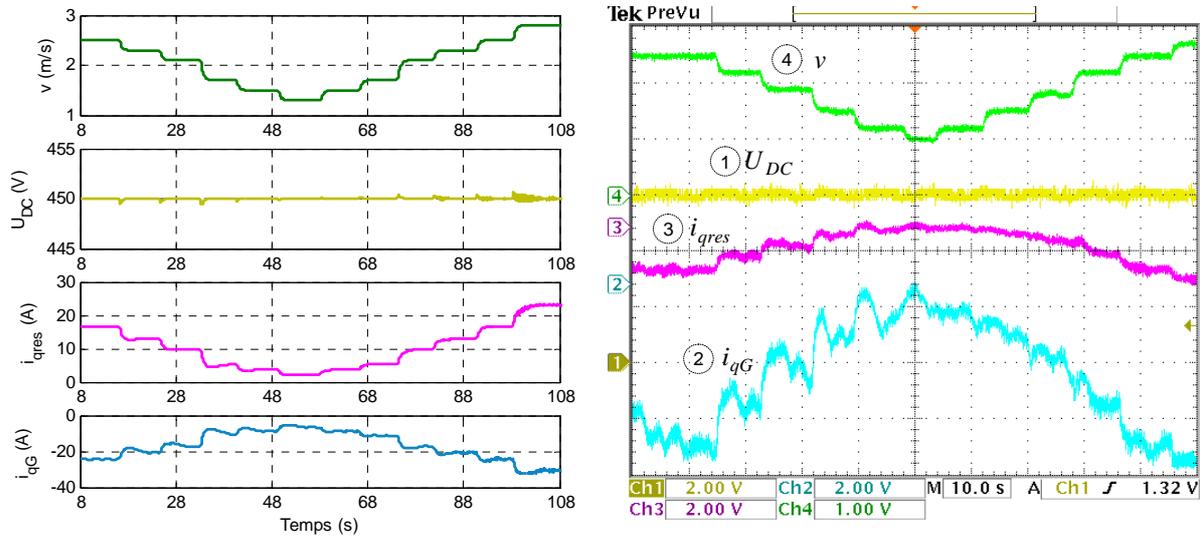


Figure 5.41. Evolution du bus continu suite aux variations de la vitesse de l'eau v : 1m/s/div, U_{DC} : 150V/div, i_{qG} : 10A/div, i_{gres} : 10A/div

Enfin, pour illustrer la trajectoire tracée par le coefficient de puissance et celle du couple de la génératrice, la Figure 5.42 montre leur évolution en expérimental, à gauche celle du C_p et à droite celle du courant de la génératrice i_{qG} (directement proportionnel au couple de la génératrice). On remarque que le C_p reste bien sur le haut de la cloche et que le couple lui aussi évolue autour de l'optimum.

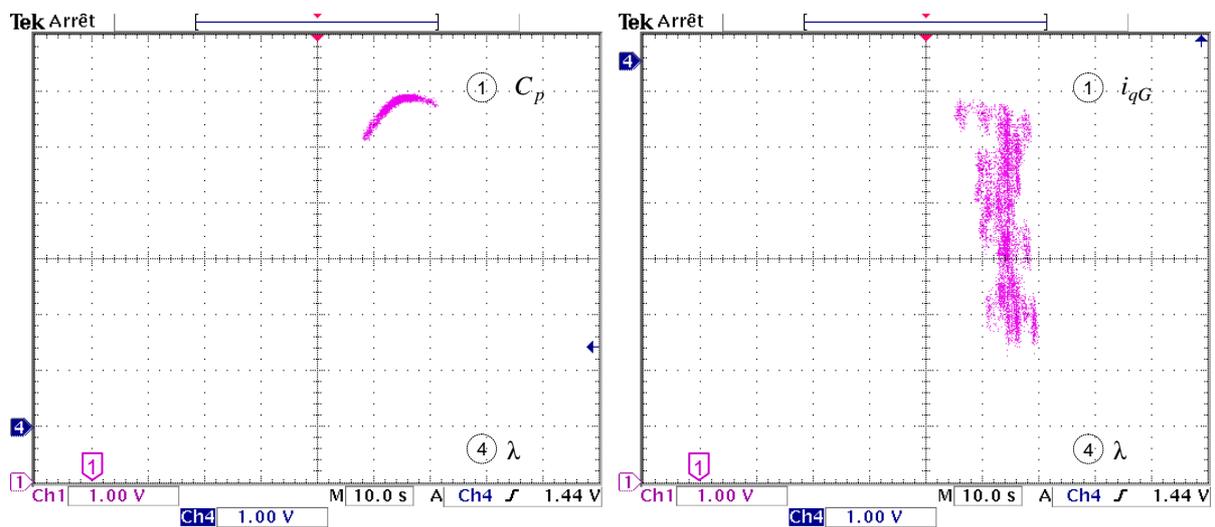


Figure 5.42. Evolution du C_p autour du point optimal à gauche et du couple de la génératrice à droite ; C_p 0.05/div, λ : 0.5/div, i_{qG} : 5A:div.

5.3. Mode de fonctionnement connecté à un réseau de puissance infinie (mode PQ)

Le schéma synoptique des contrôles associés pour le mode de fonctionnement en mode PQ quand le système est connecté à un réseau de puissance infinie est montré sur la Figure 5.43 ($R_{DC_{dis}}$ est une résistance de dissipation).

Deux situations seront présentées : le fonctionnement normal et le fonctionnement en mode dégradé (creux de tension et tension réseau polluée avec des harmoniques). On souhaite observer dans ces deux cas la façon dont le système répond aux pilotages qui lui sont appliqués.

L'onduleur côté machine a deux étages de contrôle : le contrôle des courants (voir le paragraphe 5.2.2.1 (a)) et le contrôle de la vitesse (voir le paragraphe 5.2.3.1) plus le MPPT qui peut lui imposer une référence de vitesse (voir le paragraphe 5.2.4). L'onduleur côté réseau est contrôlé également par deux étages : le contrôle des courants (voir le paragraphe 5.2.2.1 (b)) et le contrôle de la tension du bus continu (voir le paragraphe 5.2.3.3).

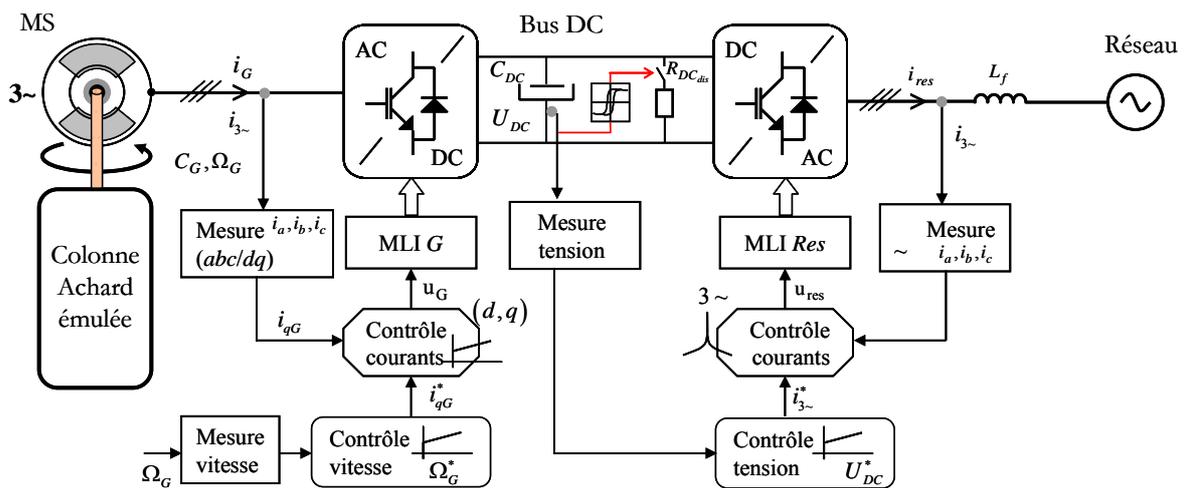


Figure 5.43. Synoptique de commande pour le mode de fonctionnement PQ

5.3.1. Mode normal de fonctionnement

Le générateur hydrolien est considéré d'abord en fonctionnement normal (sans défauts) en mode PQ.

Quelques résultats illustrant la réponse du système contrôlé dans son ensemble sont présentés par la suite.

Un système de génération fonctionnant en mode PQ doit être capable de fournir au réseau électrique un certain niveau de puissance active et selon le cas, de la puissance réactive. Pour optimiser l'extraction de la puissance par les colonnes, le MPPT est activé par le système de supervision du générateur hydrolien qui s'occupe aussi de l'imposition des références. Le niveau de la tension du bus

continu (ici 450V) est en général choisi de sorte qu'un fonctionnement correct de la génératrice soit assuré; il dépend donc de la tension nominale de la génératrice.

Le générateur hydrolien peut fonctionner soit à puissance maximale, soit se trouver à un point de fonctionnement intermédiaire. Cela est réalisé via la boucle de contrôle de la vitesse qui amène le système au point souhaité (par exemple, pour limiter la puissance extraite si la vitesse de l'eau est trop forte).

Enfin, les courants injectés au réseau doivent avoir un taux faible de distorsion harmonique (THD) et être parfaitement en phase avec la tension du réseau si l'on ne souhaite pas d'échange de réactif.

Un fonctionnement du générateur hydrolien quand le profil de la vitesse de l'eau est variable est illustré d'abord en simulation et ensuite en expérimental. Il est supposé que l'on demande au générateur hydrolien de poursuivre son MPPT.

La Figure 5.44 montre les variables côté colonnes hydroliennes et génératrice en simulation. Le temps d'enregistrement est de 6 minutes. On observe un léger comportement oscillant dû à l'action de l'algorithme du MPPT. On constate de ce fait qu'il y aura des améliorations à apporter pour cet algorithme en simulation. Nous allons voir que la même boucle agit bien mieux que sur le plan expérimental ; en effet dans la réalité le système est plus dissipatif du fait que l'on a pas introduit en simulation les divers amortissements parasites et autres filtres. Chaque fois que le profil d'eau varie, la boucle de poursuite de l'optimum ramène le système vers le maximum comme on le voit sur les courbes du C_p et de λ . Toutes les grandeurs suivent le profil de vitesse d'eau imposé.

Rappelons que le courant de la génératrice est négatif car on est en convention moteur.

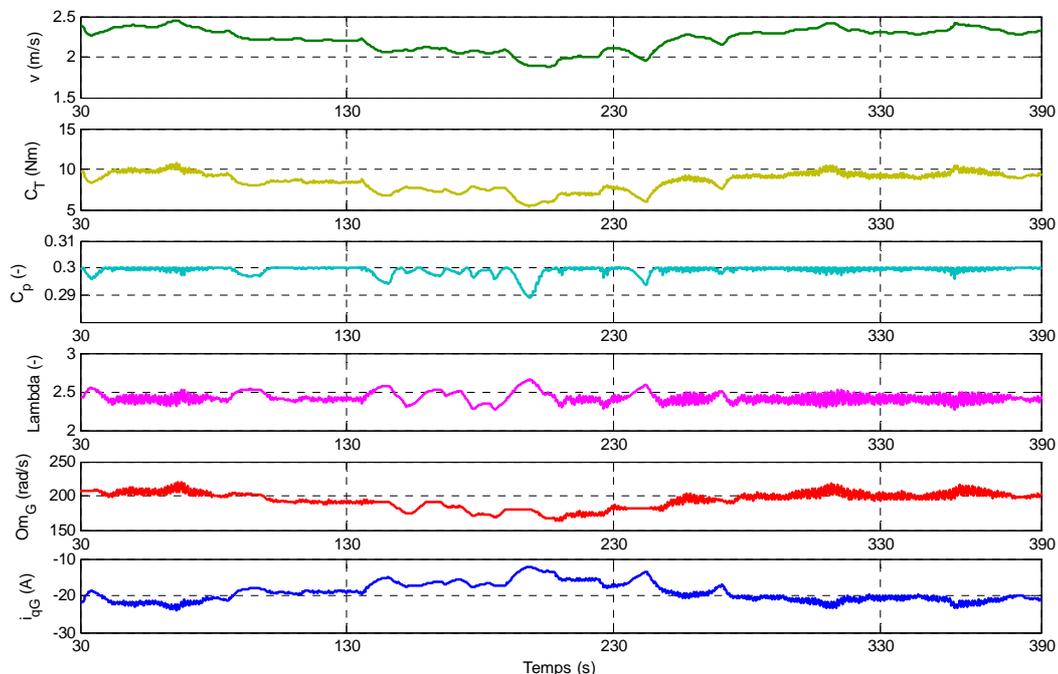


Figure 5.44. Evolution des variables côté colonnes hydroliennes et génératrice en simulation

La Figure 5.45 illustre l'évolution des variables côté bus continu et réseau. La tension du bus continu reste à sa valeur de consigne de 450V, même si des petites oscillations se ressentent suite aux

variations de la vitesse du courant d'eau. Le courant injecté au réseau et la puissance fournie suivent bien le profil. Pour chaque variation, le maximum de puissance est extrait. La puissance calculée aux bornes du générateur et celle au niveau du bus continu sont aussi tracées pour illustrer comment le transfert se réalise vers le réseau.

Même si l'on est en convention moteur, les puissances le long de la chaîne de conversion sont représentées en positif pour faciliter la compréhension. Comme dit plus haut, on n'a pas modélisé toutes les pertes et autres amortissements. De ce fait, on observe que les trois puissances sont presque identiques.

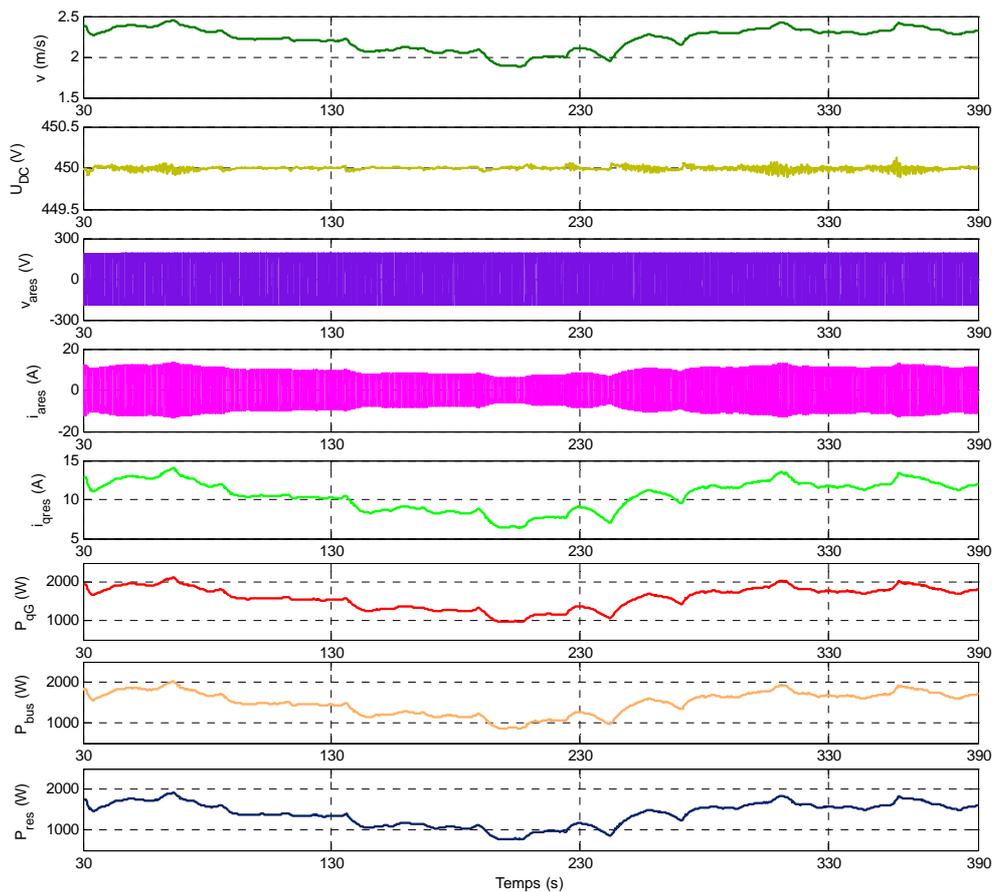


Figure 5.45. Evolution des variables côté réseau et bus continu en simulation

Pour la validation expérimentale, un enregistrement de 6 minutes a été réalisé cette fois avec le logiciel de dSPACE nommé Control Desk®.

La Figure 5.46 montre l'évolution des variables côté colonnes hydroliennes et génératrice. Cette fois, les dynamiques s'interfèrent moins, les courbes ne sont pas du tout oscillantes comme en simulation. Ici aussi C_p et λ restent bien autour de l'optimum, et ne chutent pas. On remarque que, à cause du MPPT, la vitesse de rotation reste elle aussi autour de la valeur qui correspond au maximum.

Le profil variable de la vitesse de l'eau est assez lent mais notons qu'en réalité il le sera encore plus lent. Dans ce cas, il va falloir revoir tous ces réglages et adapter les dynamiques en fonction de la dynamique réelle du terrain. On ne demandera pas au système une réponse aussi rapide que celle qu'on peut se permettre de demander en test sur un banc de laboratoire ou en simulation.

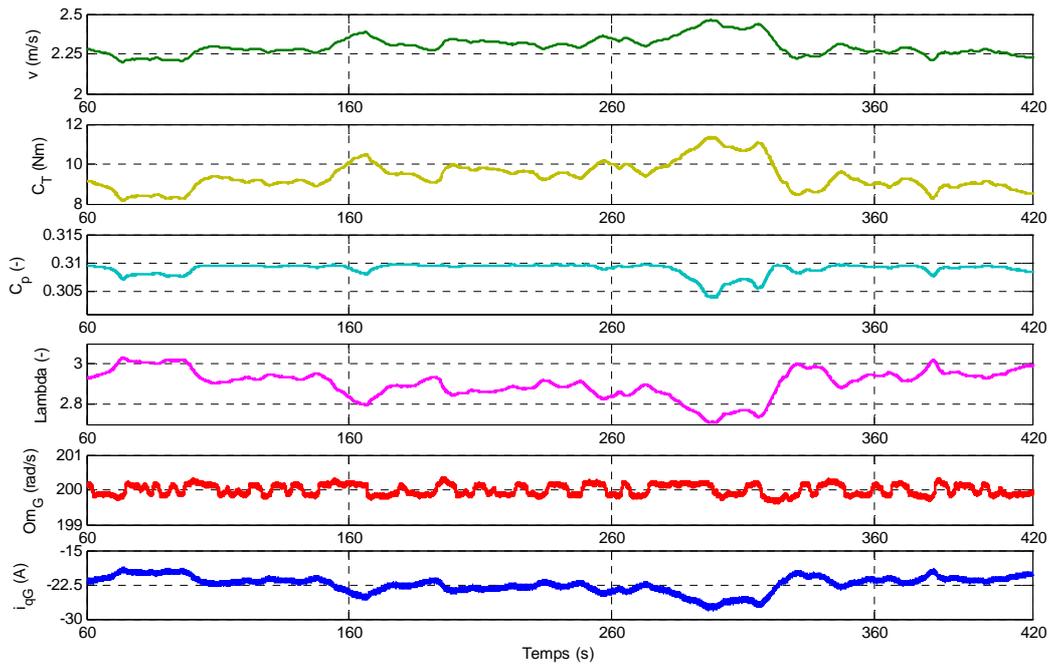


Figure 5.46. Evolution des variables côté colonnes hydroliennes et génératrice en expérimental

En essai expérimental cette fois, la Figure 5.47 montre l'évolution des variables côté réseau et bus continu.

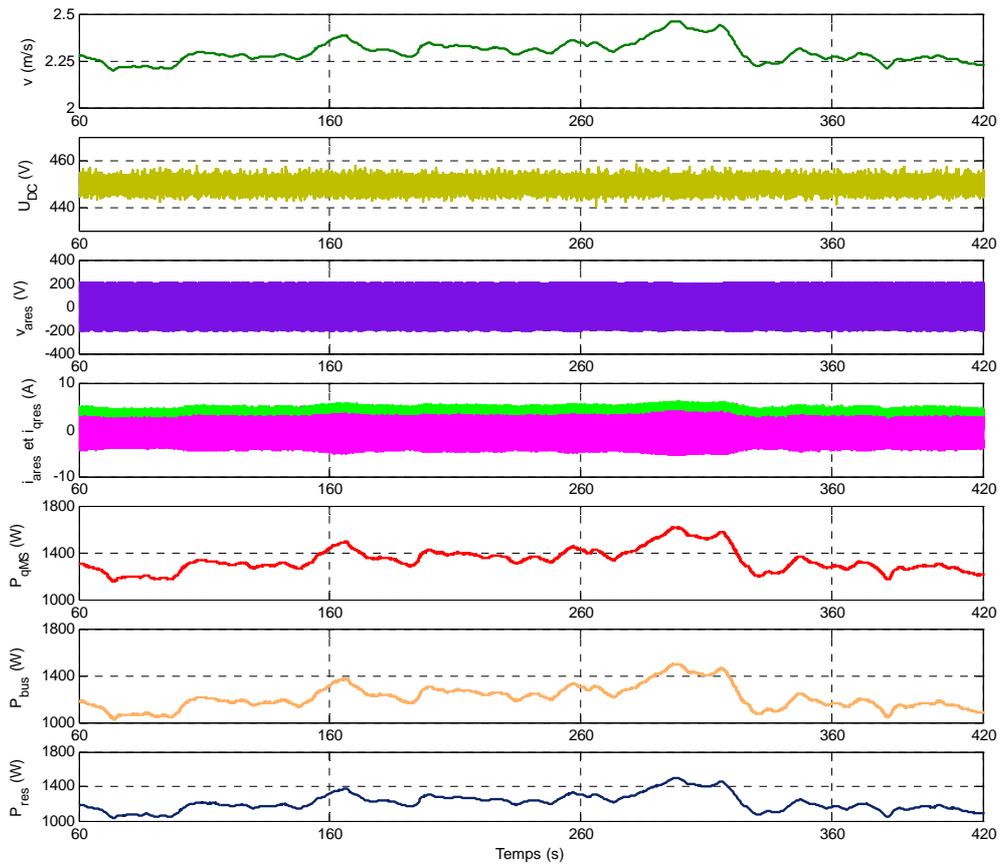


Figure 5.47. Evolution des variables côté réseau et bus continu en expérimental

Encore une fois toutes les variables suivent le profil de la vitesse de l'eau imposé et le maximum de puissance est injecté au réseau. On peut observer que la tension du bus continu reste bien constante, n'étant pas perturbée par les variations de la vitesse de l'eau.

Les puissances sont cette fois égales aux pertes près. Puisque la puissance est mesurée aux bornes de la machine, on s'affranchit des pertes Joule et mécaniques dans les machines et des pertes mécaniques dans et sur la transmission entre les deux machines. Le long de la chaîne, il existe aussi toute une série de pertes dues aux imperfections du système physique (erreurs de mesure, contacteurs, *etc.*). De ce fait, remarquons aussi que les points de fonctionnement ne sont pas identiques en simulation et en expérimental.

Ces résultats en plus de ceux présentés dans la section MPPT montrent que le générateur hydrolien peut fonctionner en dynamique, si demandé, au point optimal en fournissant un maximum de puissance.

Une observation s'impose. A cause de la nature du système générateur hydrolien, il n'est pas conseillé de réaliser une boucle de vitesse trop raide car cela pourrait engendrer des efforts au niveau mécanique qui fatigueront le système physique. Par ailleurs, suite aux études réalisées en mécanique de solides et de fluides dans le cadre du programme HARVEST, on a appris que les efforts auxquels l'écoulement soumet les colonnes peuvent être plus contraignants que ceux qui pourraient venir de la commande en vitesse.

Le système peut aussi fonctionner à vitesse constante de rotation imposée par le superviseur. C'est le cas pour les exemples qui suivent dans cette section.

On souhaite montrer les formes de courbes de courant injectés et l'envoi possible de puissance réactive au réseau.

La Figure 5.48 montre la tension du réseau et le courant injecté par le générateur hydrolien.

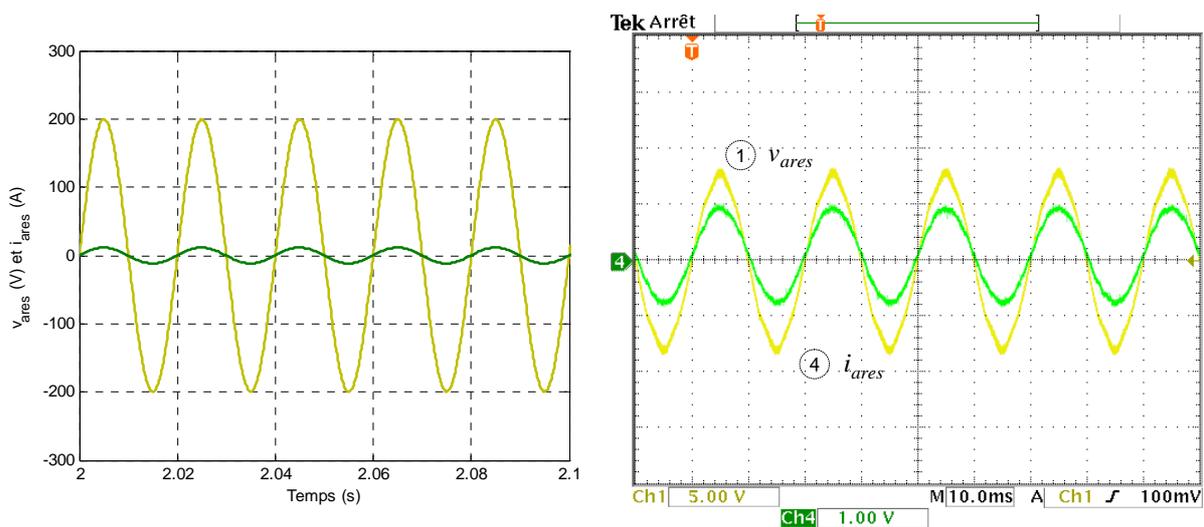


Figure 5.48. Tension du réseau et courant injecté : v_{aires} : 125V/div, i_{aires} : 5A/div (le même zéro).

Le courant injecté, comme montré aussi sur la Figure 5.49 n'a pas des composantes harmoniques et est en phase avec la tension du réseau (Figure 5.50).

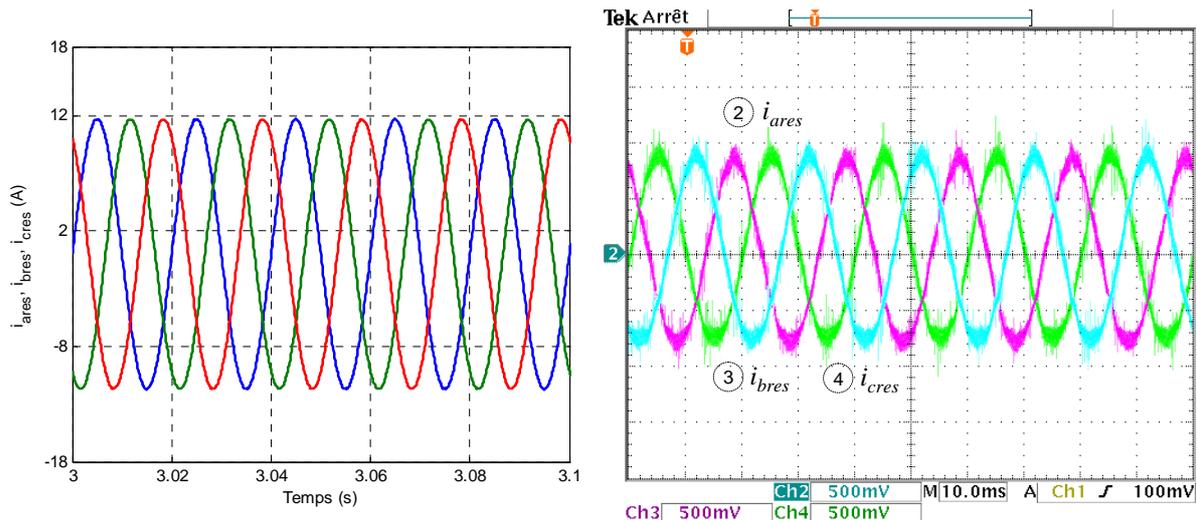


Figure 5.49. Courants injectés au réseau : $i_{ares}, i_{bres}, i_{cres}$: 2.5A/div (le même zéro)

Si le système de supervision le demande, le générateur hydrolien peut aussi injecter de la puissance réactive vers le réseau.

La Figure 5.50 illustre un tel exemple en simulation d'abord. Par l'imposition d'une référence de courant i_{dres} non nulle à la boucle de contrôle des courants de l'onduleur côté réseau, on obtient le niveau souhaité de puissance réactive. On peut observer sur les courbes zoomées que le courant se déphase par rapport à la tension, alors qu'avant ils étaient parfaitement en phase. De plus, le niveau de la puissance active n'est pas affecté, il suit seulement un petit transitoire.

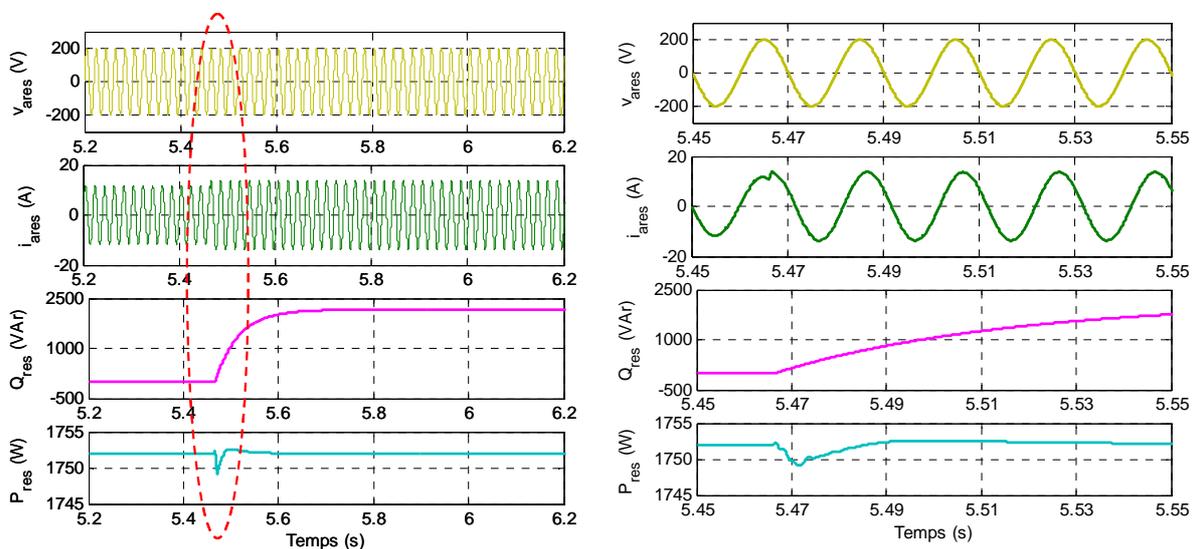


Figure 5.50. Injection de puissance réactive vers le réseau en simulation, un zoom à droite.

Le même essai est validé expérimentalement comme le présente la Figure 5.51. Cette fois, on n'observe plus le décalage qui se produit entre la tension réseau et le courant injecté.

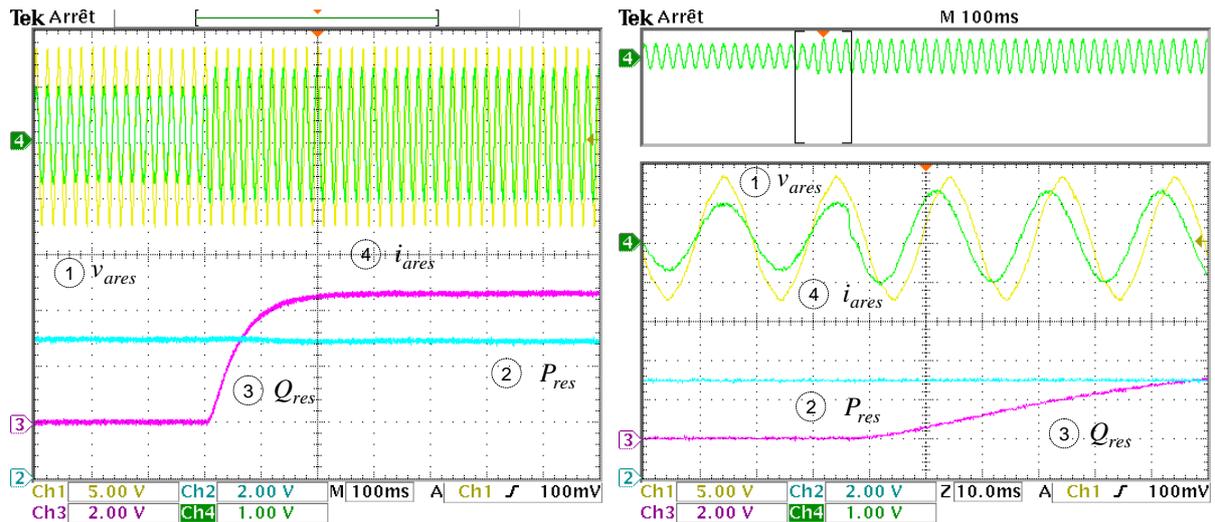


Figure 5.51. Injection de puissance réactive vers le réseau en expérimental : v_{ares} : 125V/div, i_{ares} : 5A/div (le même zéro), P_{res} : 500W/div, Q_{res} : 500VAR/div.

Une urgence peut arriver suite à un dysfonctionnement du système. Dans ce cas, grâce au pilotage de la vitesse, en imposant une référence qui va en rampe vers zéro, on a la possibilité de totalement ralentir le système, jusqu'à ce qu'un frein mécanique puisse être appliqué aux colonnes hydroliennes. Cela est illustré sur la Figure 5.52, à gauche en simulation et à droite en expérimental.

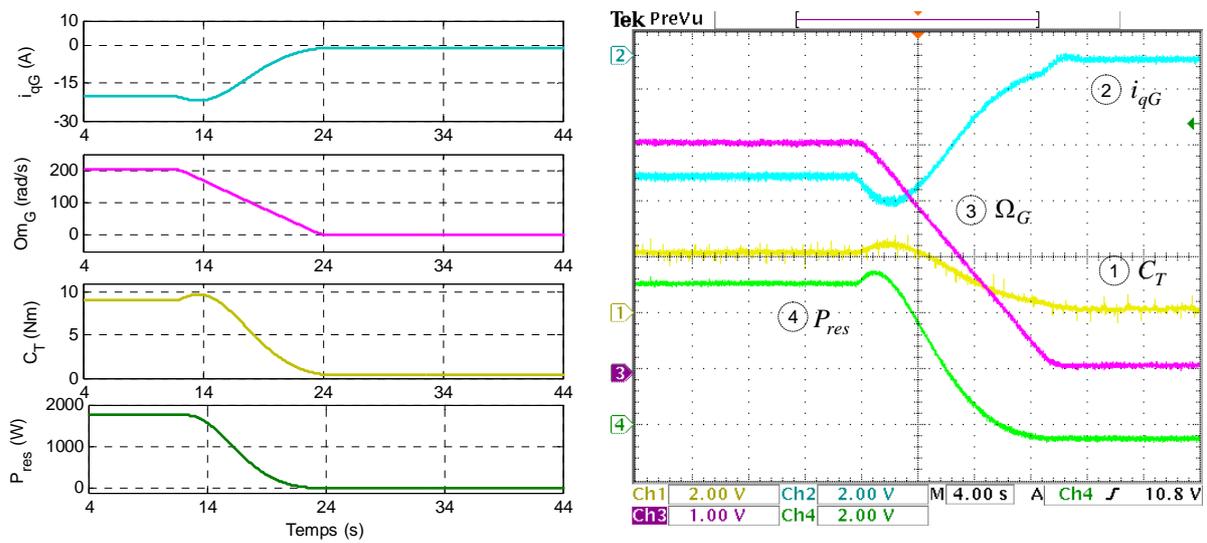


Figure 5.52. Arrêt du générateur hydrolien : i_{qG} : 10A/div, Ω_G : 50rad/s, C_T : 9Nm/div, P_{res} : 500W/div.

5.3.2. Mode dégradé de fonctionnement

Les réseaux électriques peuvent passer par des moments d'instabilité générale dus aux perturbations comme : des creux de tension, des chutes de tension, harmoniques polluantes, variations de fréquence ou encore déséquilibres. Ceux-ci sont des événements qui peuvent sérieusement perturber ou même arrêter le fonctionnement du système générateur qui est connecté [ERE-00].

Dans la littérature, différentes solutions avancées sont proposées pour réaliser ce qu'on appelle le LVRT (Low Voltage Ride Through – tenue aux creux de tension en français) des générateurs distribués [ZHA-06], [VIL-06], [BAS-08], [CHE-09].

En ce qui concerne le générateur hydrolien, il est nécessaire d'assurer un management correct au niveau des pilotages et de chercher une stratégie pour faire face aux défauts.

Ce que l'on propose ici est une façon simple et robuste pour faire face aux creux de tension et ensuite on va montrer comment le système rejette les perturbations harmoniques du réseau. Le générateur hydrolien est considéré comme un système de génération sensible à toute interruption temporaire, creux ou chutes de tension, ainsi qu'aux harmoniques qui peuvent induire des vibrations supplémentaires à un système déjà stressé mécaniquement.

Afin d'étudier le comportement du système dans ce cas, le système hydrolien sera connecté au réseau simplifié qui est émulé à l'aide du xPCTarget via l'amplificateur de puissance (voir le chapitre 4 – Figure 4.4). Cela nous permet d'imaginer les scénarii que l'on souhaite reproduire sur le réseau.

5.3.2.1. Tenue aux creux de tension

Une résistance de dissipation ($R_{DC_{dis}}$) est prévue dans ce cas au niveau du bus continu pour dissiper le surplus d'énergie qui apparaît pendant un creux de tension (voir la Figure 5.43).

Du fait de la dissipation de l'énergie produite par les colonnes pendant le creux de tension, on peut maintenir en fonction le générateur hydrolien sans qu'il soit nécessaire d'arrêter le système. Les colonnes et la génératrice ne voient pas le défaut [AND-09b].

Il existerait une autre possibilité de faire face à un creux de tension, par exemple en changeant volontairement par le pilotage, le point de fonctionnement des colonnes en dégradant de ce fait le MPPT. Néanmoins cette solution n'a pas été explorée, car suite à quelques tests, on s'est rendu compte qu'on ne pouvait pas avoir la rapidité de réaction souhaitée. De plus d'un point de vue sécurité de fonctionnement, il est plus rassurant d'utiliser une résistance prévue sur le bus continu (crowbar) et qui serait commutée automatiquement en cas de besoin. Ce dispositif peut aussi servir pour le freinage électrique du générateur hydrolien qui précède une intervention des freins mécaniques.

Les normes concernant les creux de tension auxquelles les générateurs distribués doivent faire face (et surtout les éoliennes) évoluent au fil du temps [LAV-05]. Pour les générateurs hydroliens, qui ne sont pas aussi avancés industriellement, aucune documentation technique précise pour la tenue aux creux de tension n'est disponible. De ce fait on a emprunté deux formes de creux de tension souvent utilisées l'étude de systèmes éoliennes (Figure 5.53).

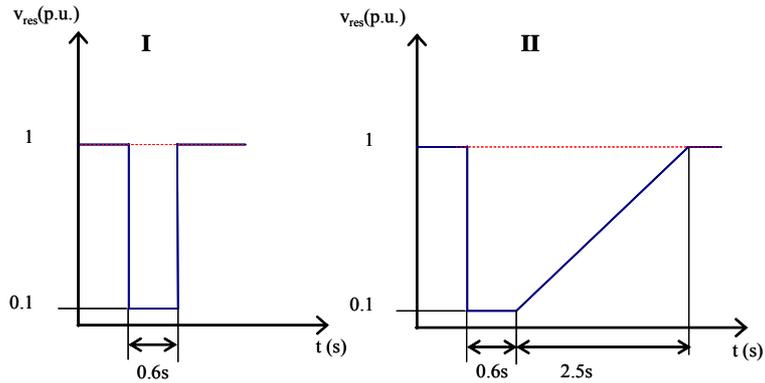


Figure 5.53. Les formes des creux de tension utilisées

Le courant dans la résistance prévue sur le bus continu physique est contrôlé par un correcteur analogique à hystérésis dans la configuration utilisée pour le test expérimental (Figure 5.54). Ce correcteur analogique agit sur un interrupteur statique (IGBT). De ce fait, on remarquera un hachage de la tension donné par l'action analogique du correcteur à hystérésis. L'hystérésis à un seuil bas à 550V et un seuil haut à 571V, le réglage de ces paliers étant réalisé à l'aide de potentiomètres. En fonctionnement normal, ce dispositif ne doit pas agir. La résistance utilisé a une valeur de 40Ω , elle pourra dissiper jusqu'à 5kW pour un niveau de 450V de la tension continue.

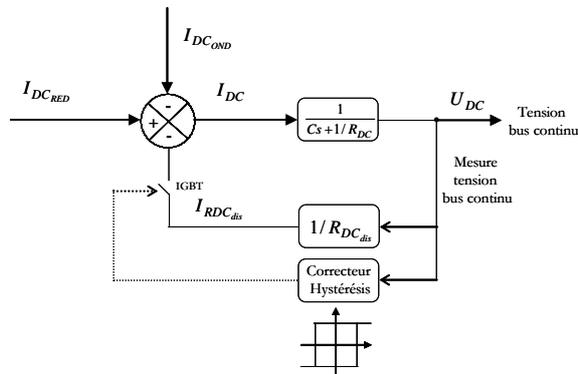


Figure 5.54. La structure de commande avec le correcteur analogique à hystérésis

Premièrement, un test pour un creux de tension de la forme I (Figure 5.53) est réalisé. Le creux a une profondeur de 90% de la valeur nominale de la tension réseau et dure 0.6s. La Figure 5.55 montre l'évolution du bus continu et des grandeurs côté génératrice en simulation à gauche et en expérimental à droite. Sur la tension du bus continu enregistrée expérimentalement, on observe l'effet de la commutation de l'interrupteur qui gère la résistance de dissipation. Pendant le creux, la génératrice et les colonnes hydroliennes ne sentent pas le défaut, le système continue de fonctionner. Les courbes de simulation montrent que des transitoires d'amplitude très faible sont ressentis au niveau de la vitesse de rotation de la génératrice et du courant de la génératrice.

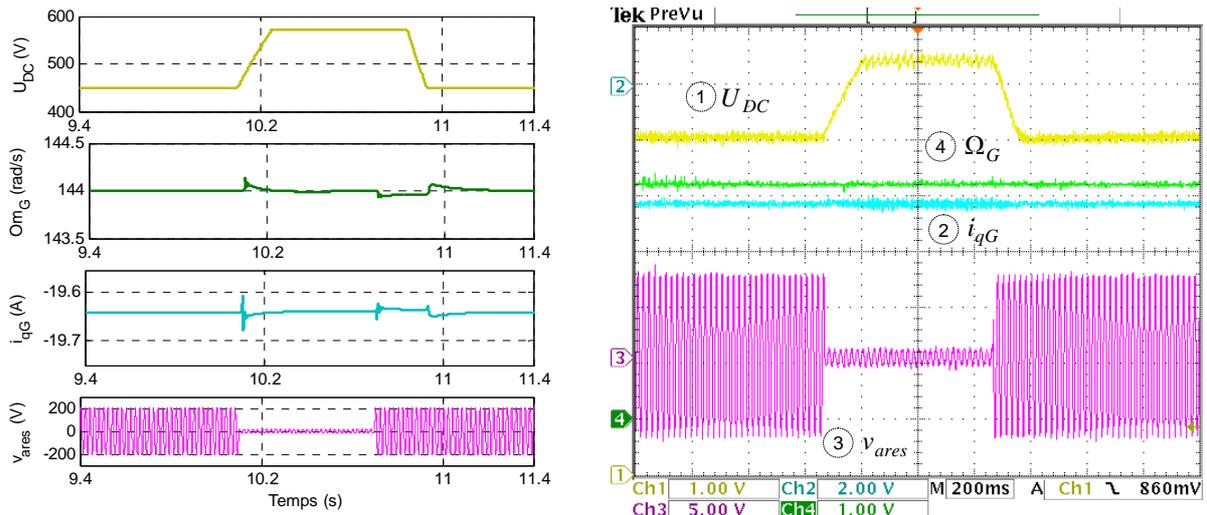


Figure 5.55. Tenue à un creux de tension de forme I – évolution des grandeurs côté génératrice ; à gauche en simulation et à droite en expérimental : U_{DC} : 75V/div, Ω_G : 50rad/s, i_{qG} : 10A/div, v_{ares} : 125V/div

Dans le même cas, l'évolution du courant injecté et celle du courant qui apparaît dans la résistance de dissipation est montrée sur la Figure 5.56, à gauche en simulation et à droite en expérimental. L'excédent d'énergie se dissipe dans la résistance prévue sur le bus continu, le courant $I_{RDC_{dis}}$ étant enregistré à ses bornes.

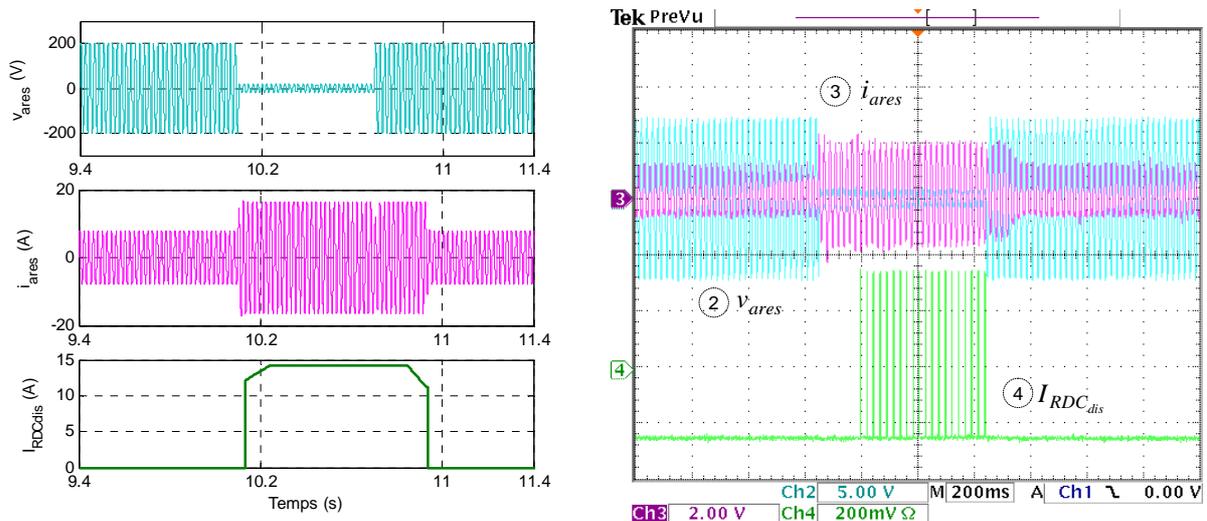


Figure 5.56. Tenue à un creux de tension de forme I – évolution des grandeurs côté dissipation et réseau ; à gauche en simulation et à droite en expérimental : v_{ares} : 125V/div, i_{ares} : 10A/div (le même zéro), $I_{RDC_{dis}}$: 2A/div

Un creux de tension de la forme II (Figure 5.53) a ensuite été réalisé. Le creux a toujours une profondeur de 90% pendant 0.6s mais il revient après 2.5s en forme de rampe à son niveau normal. Ce type de creux est plus long mais moins rude au retour de l'amplitude de la tension réseau. Les résultats pour l'évolution des grandeurs côté génératrice et bus continu sont illustrés sur la Figure 5.57 en simulation à gauche et en expérimental à droite. Comme dans le cas précédent, on observe sur la tension continue mesurée expérimentalement, les commutations de l'interrupteur. La vitesse de rotation et le

courant de la génératrice ne voient pas le défaut. Néanmoins, sur les courbes de simulation, on remarque de faibles transitoires aux moments de l'apparition et disparition du creux.

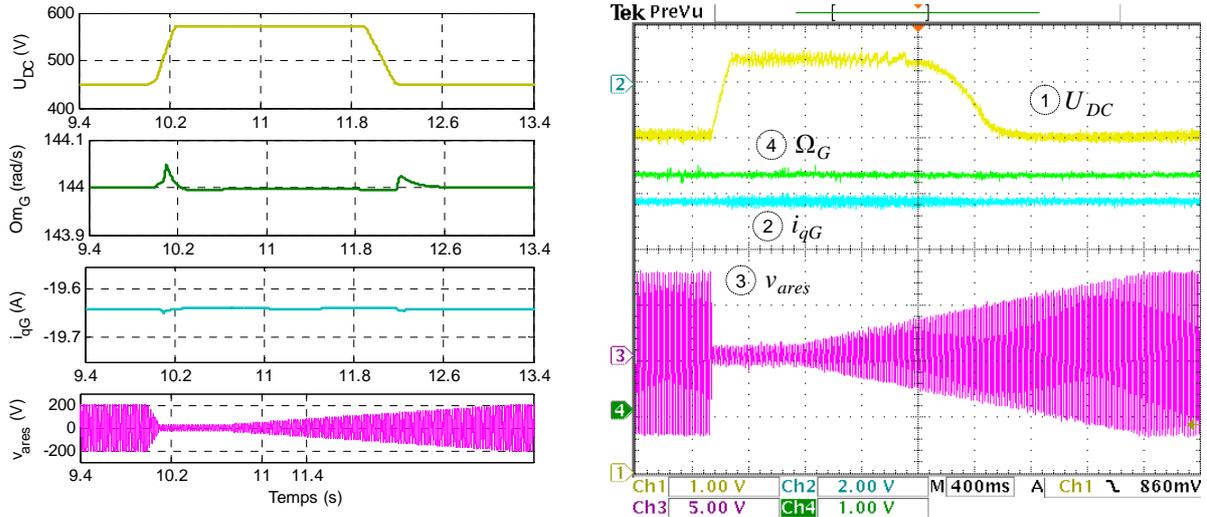


Figure 5.57. Tenue à un creux de tension de forme II – évolution des grandeurs côté génératrice ; à gauche en simulation et à droite en expérimental : U_{DC} : 75V/div, Ω_G : 50rad/s, i_{qG} : 10A/div, v_{ares} : 125V/div

Même situation, sur la Figure 5.58, l'évolution du courant dans la résistance de dissipation et le courant injecté au réseau sont présentés. Dès que la tension commence à revenir, on voit qu'on dissipe moins dans la résistance. Après le passage du creux, le courant retrouve son amplitude de fonctionnement normal.

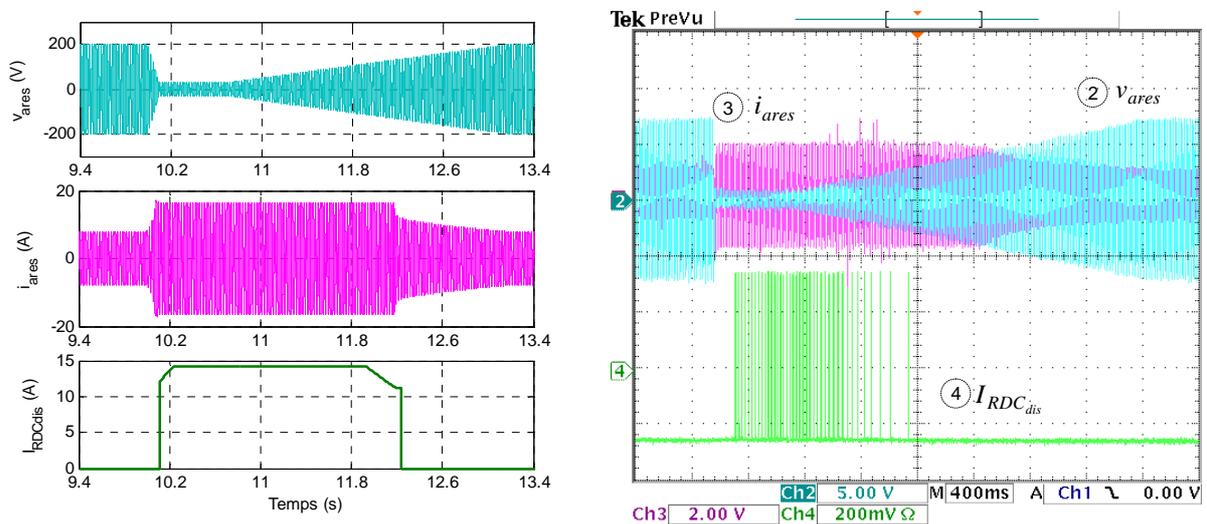


Figure 5.58. Tenue à un creux de tension de forme II – évolution des grandeurs côté dissipation et réseau ; à gauche en simulation et à droite en expérimental : v_{ares} : 125V/div, i_{ares} : 10A/div (le même zéro), I_{RDCdis} : 2A/div

5.3.2.2. Rejet des perturbations harmoniques

Comme on l'a mentionné plus haut, le générateur hydrolien ne doit pas sentir les perturbations harmoniques si celles-ci surviennent sur la tension réseau, et cela pour que son fonctionnement ne soit pas influencé de façon négative.

Le rôle principal est dans ce cas joué par le contrôle de courant de l'étage onduleur côté réseau. Ces contrôles sont conçus de façon à être suffisamment robustes dans des situations de ce type. Comme expliqué dans le paragraphe 5.2.2.1 b), le correcteur multi-résonant peut assurer un rejet des perturbations harmoniques.

Un test est réalisé avec une tension réseau perturbée. Des harmoniques 1, 3 et 5 sont rajoutées sur l'onde sinusoïdale de la tension (voir aussi le paragraphe 3.3.3 – Figure 3.33).

On a considéré que, à un certain moment, des perturbations harmoniques arrivent sur la tension réseau. La Figure 5.59 montre les trois tensions triphasées avant et après l'apparition des harmoniques.

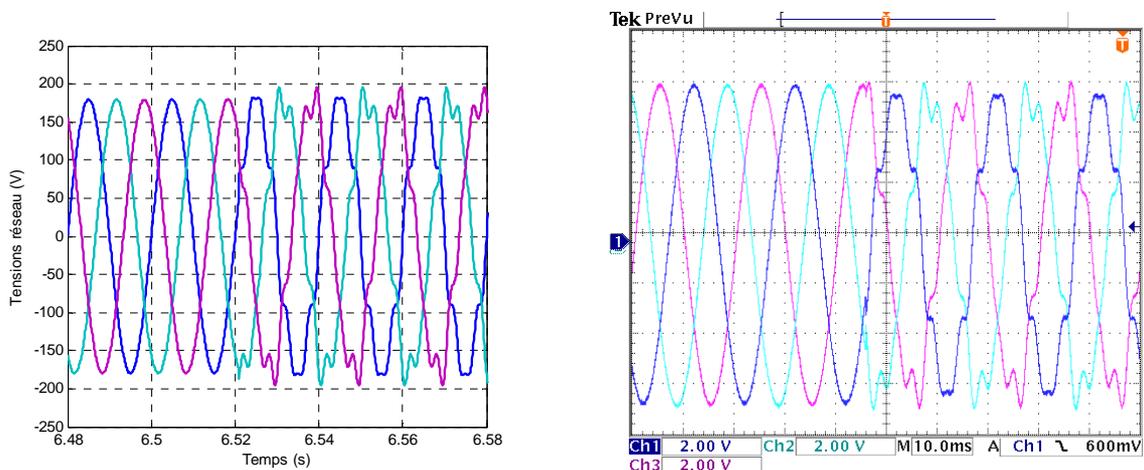


Figure 5.59. Tension triphasée du réseau polluée ; à gauche en simulation et à droite en expérimental : 60V/div

On souhaite analyser le comportement de la boucle de courant, comment ces harmoniques sont rejetées. La Figure 5.60 montre l'évolution de la tension réseau et le courant injecté par le générateur hydrolien, en fonctionnement normal. Ensuite, sur la Figure 5.61, ces mêmes grandeurs sont suivies suite à l'apparition des perturbations harmoniques sur la tension réseau. Un zoom sur la tension polluée et le courant injecté est montré sur la Figure 5.62. Pour toutes ces figures, à gauche sont représentées les courbes en simulation et à droite en expérimental.

Suite à ce scénario de test, on constate que le système hydrolien ne sent pas les perturbations produites sur le réseau qui ne passe pas plus loin dans la chaîne car elles sont rejetées par le contrôle de l'étage onduleur côté réseau. Aucun effet significatif n'a pas été observé dans le comportement du système.

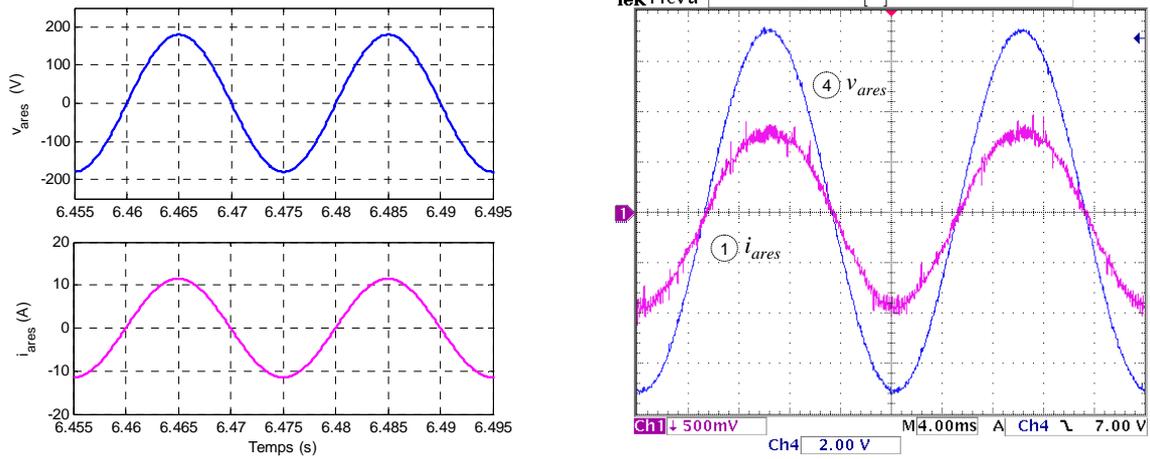


Figure 5.60. Tension réseau et courant injecté par le générateur hydrolien ; à gauche en simulation, à droite en expérimental : v_{ares} : 60V/div, i_{ares} : 2.5A/div

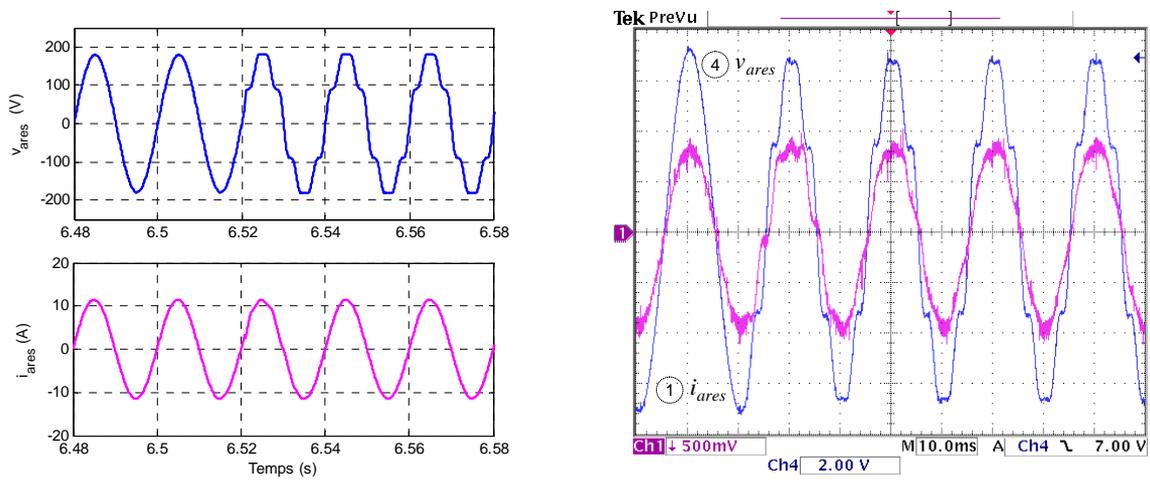


Figure 5.61. Comportement face à une tension réseau polluée –évolution de la tension réseau et du courant injecté; à gauche en simulation et à droite en expérimental v_{ares} : 60V/div, i_{ares} : 2.5A/div

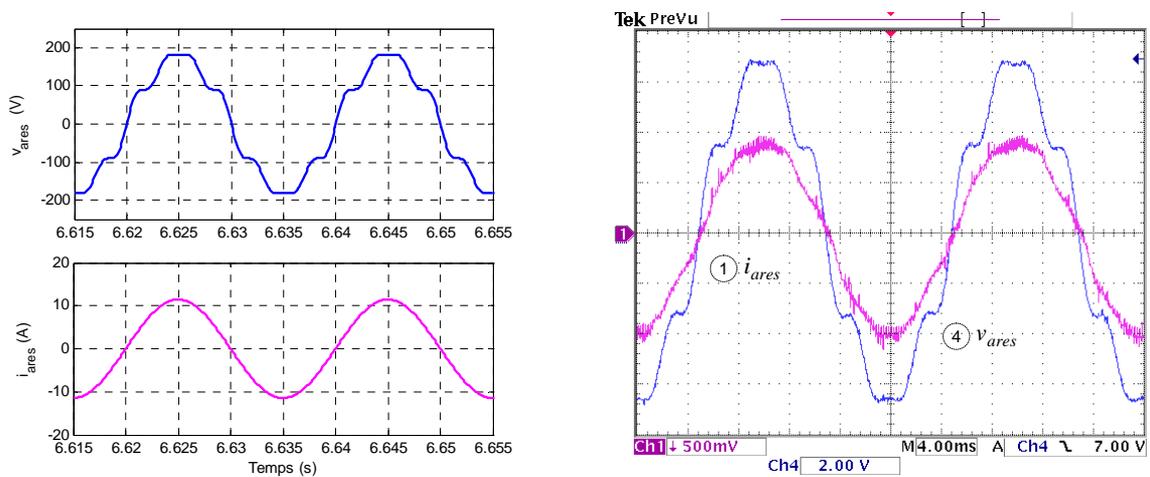


Figure 5.62. Zoom sur la tension réseau polluée et le courant injecté ; à gauche en simulation et à droite en expérimental : v_{ares} : 60V/div, i_{ares} : 2.5A/div

5.4. Mode de fonctionnement îloté (Vf sur la zone 1)

La plupart de systèmes de génération en site isolé sont munis d'un dispositif de stockage pour assurer les besoins énergétiques.

Néanmoins, le générateur hydrolien peut aussi fonctionner en mode îloté sans dispositif de stockage prévu au niveau du bus continu.

En mode îloté, le système de génération ne dispose pas du soutien d'un réseau électrique de puissance infinie. On demande dans cette situation au générateur d'assurer tout seul l'alimentation des charges ou du microréseau local auquel il est connecté. La ressource fluviale est continue, il n'y a pas d'intermittence : le générateur hydrolien peut alors fonctionner tout seul en mode îloté et assurer une production continue dans les limites de la puissance disponible.

Deux problématiques sont à considérer en mode îloté de fonctionnement : l'équilibre production - consommation et le contrôle des paramètres électriques de base : amplitude et fréquence de la tension au point de connexion. Dans la littérature on appelle ce mode de fonctionnement et la stratégie associée "Vf" [GAZ-06], [BER-04].

A cause de la forme de la caractéristique du coefficient puissance et des particularités du système hydrolien, deux cas sont à envisager : un fonctionnement sur la zone 1 et un fonctionnement sur la zone 2. Dans les deux situations, les boucles de contrôle seront différentes et différemment imbriquées.

Le système hydrolien cherche naturellement à fonctionner sur la zone 2 et non pas sur la zone 1. Mais sur la zone 2, les turbines hydroliennes perdent de la portance ; de plus on ne sait pas encore (car les tests sur terrain ne sont pas réalisés à ce jour) si des phénomènes hydrodynamiques pourront interdire un fonctionnement sur la zone 2 (présenté en annexe A5).

La Figure 5.63 montre le schéma synoptique des contrôles utilisés pour le mode îloté de fonctionnement sur la zone 1. Pour tous les tests réalisés dans ce cas, le système est considéré connecté à une charge purement résistive.

Dans cette situation, l'onduleur côté charge a une seule tâche : assurer le contrôle de l'amplitude et de la fréquence de la tension au point de connexion.

Le redresseur est muni cette fois de trois étages de contrôle, le niveau bas assure le contrôle du courant de la génératrice (voir le paragraphe 5.2.2.1 b)), un deuxième étage est en charge de l'asservissement de vitesse (voir le paragraphe 5.2.3.1) et un troisième niveau doit réguler la tension du bus continu (voir le paragraphe 5.2.3.2). Quoi qu'il arrive, la tension du bus continu doit être maintenue constante pour que le système continue à fonctionner correctement. Une attention particulière a donc du être prêtée à ce réglage car sa dynamique ne doit pas se superposer sur celle en dessous de la boucle de vitesse.

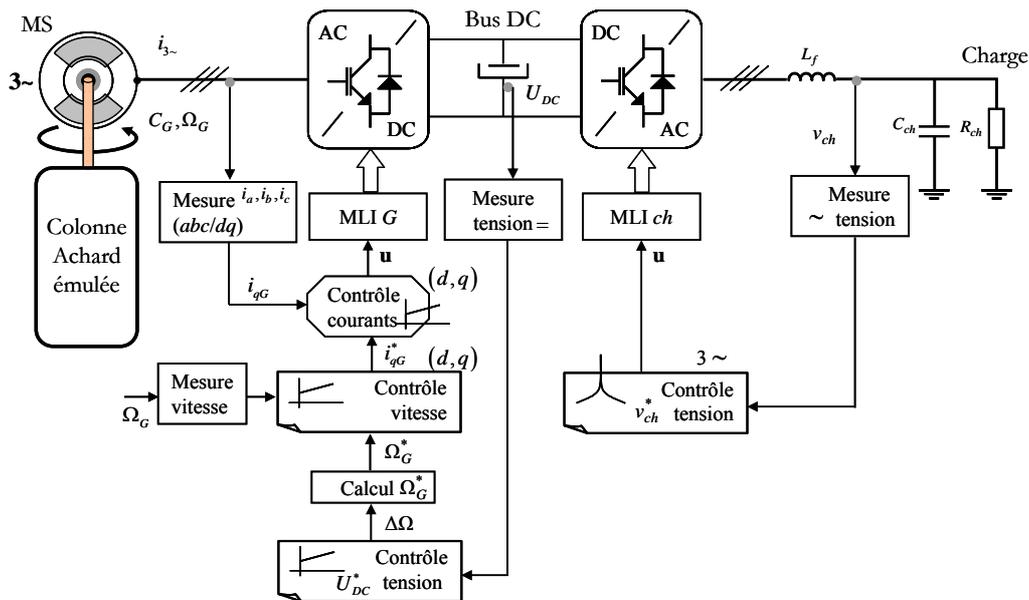


Figure 5.63. Synoptique de commande et pilotage en mode Vf zone 1

Pour le maintenir sur la zone 1, on a choisi d'imposer une référence de vitesse toujours sur la zone 1. On connaît dès le départ les caractéristiques des colonnes hydroliennes. Cela nous a conduit à une stratégie basée sur une loi puissance – vitesse (Figure 5.64). On mesure la puissance aux bornes de la charge et on recherche ce niveau de puissance sur la caractéristique : un seul point de fonctionnement lui correspond sur la zone 1. Celle-ci est une boucle de type "feed-forward". Toutefois, on sait qu'entre la puissance demandée par la charge et ce que le générateur hydrolien fournit, il y aura toujours un écart (pertes, imprécision mesures, légère modification des caractéristiques des colonnes). Cet écart sera compensé par la commande donnée par le correcteur de la tension du bus continu (ce qu'on appelle "delta_vitesse" dans le paragraphe 5.2.3.2). L'équilibre énergétique se joue au niveau du bus continu : en le gérant proprement, on peut alors arriver à réaliser l'équilibre souhaité.

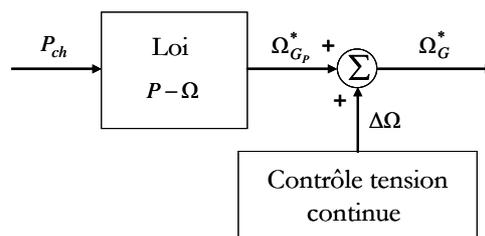


Figure 5.64. Calcul de la référence de vitesse

Cette solution peut être néanmoins assez sensible si un réglage correct n'est pas réalisé et si du point de vue dimensionnement la capacité de filtrage du bus continu n'est pas suffisamment grande pour supporter les transitoires de la tension. Cela ouvre une piste de recherche future : l'utilisation d'un dispositif de stockage comme les super capacités ou autre.

De plus, n'ayant pas de stockage, il faut que la demande et la production soient égales aux pertes près. Quelques résultats en mode établi de fonctionnement et en variation de la demande de la charge sont présentés par la suite pour le fonctionnement du générateur hydrolien en mode Vf sur la zone 1.

En expérimental, le démarrage est un aspect délicat car le condensateur du bus continu n'est pas chargé. Quand le système est connecté à un réseau puissant, en tirant de la puissance du réseau, le bus se charge. En Vf sur la zone 1, pour réaliser un excédent de puissance, on impose un échelon de vitesse (Figure 5.65) : une énergie redressée par les diodes de l'onduleur côté machine charge ainsi à un niveau suffisant le bus et on peut valider les contrôles.

La Figure 5.66 montre les transitoires qui apparaissent au moment du couplage de la charge. On observe des oscillations qui sont une indication de caractère instable sur cette zone de fonctionnement. Afin d'équilibrer énergétiquement le système et de compenser les pertes, le correcteur du bus continu donne la commande $\Delta\Omega$. Les transitoires ne sont pas très rudes mais on remarque la lenteur voulue pour la réponse du système.

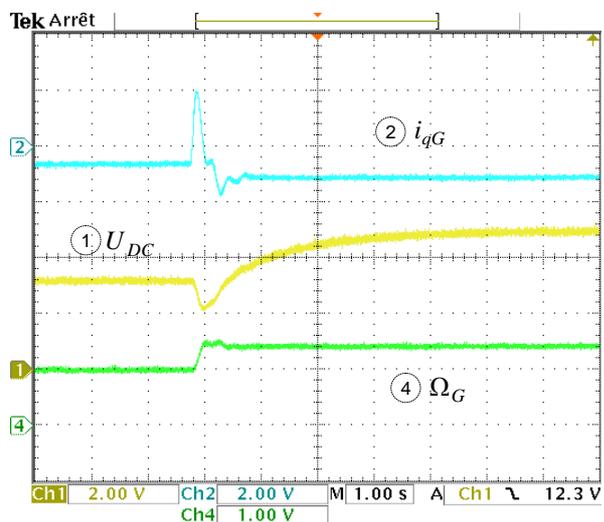


Figure 5.65. Charge du bus continu en expérimental : $\Omega_G : 50\text{rad/s/div}$, $U_{DC} : 150\text{V/div}$, $i_{qG} : 10\text{A/div}$

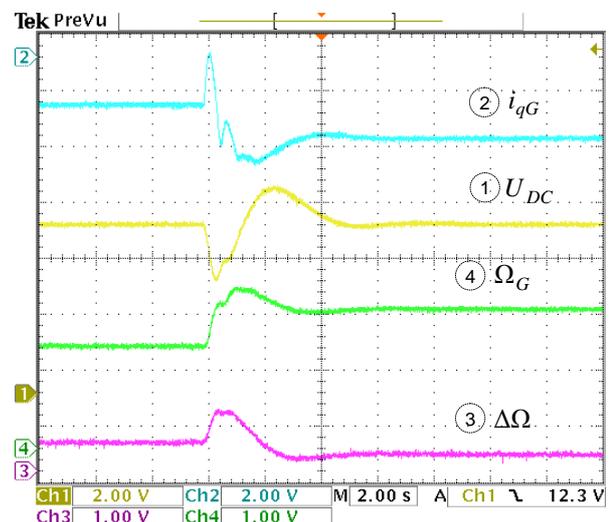


Figure 5.66. Couplage de la charge en expérimental : $\Omega_G : 50\text{rad/s/div}$, $U_{DC} : 150\text{V/div}$, $i_{qG} : 10\text{A/div}$, $\Delta\Omega : 50\text{rad/s}$

Plaçons nous d'abord dans un cas de fonctionnement à vitesse d'eau variable. La Figure 5.67 et la Figure 5.68 montrent l'évolution des variables en simulation et la Figure 5.69 et la Figure 5.70 les mêmes évolutions mais en test expérimental. Les enregistrements sont longs (4 et 6 minutes respectivement en simulation et en expérimental). On observe quelques secousses au niveau du bus continu et au niveau du courant de la charge mais on remarque que toutes les boucles de réglage agissent correctement. Le profil de vitesse d'eau est suivi par la génératrice (en courant et vitesse de rotation), mais au niveau continu et plus loin vers la charge les grandeurs restent constantes.

L'équilibre entre la demande et la production est bien réalisée comme le montrent les trois puissances, celle de la génératrice, du bus continu et celle absorbée par la charge.

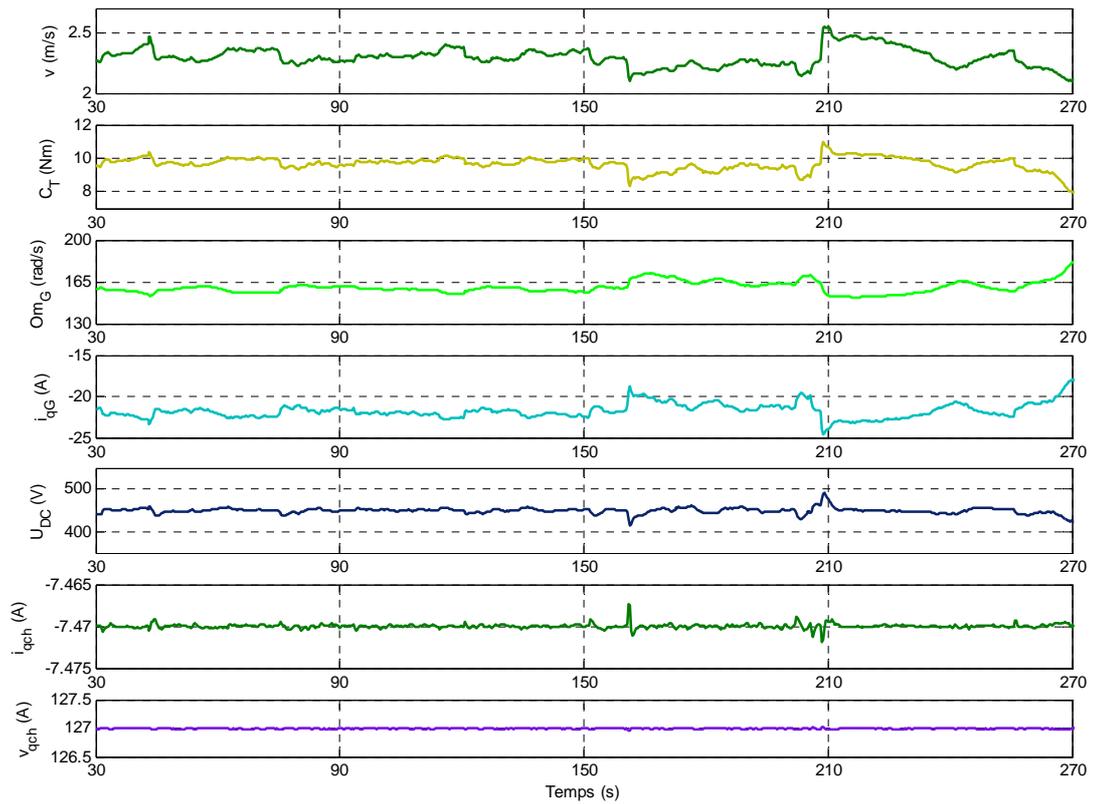


Figure 5.67. Evolution des variables sous un profil d'eau variable en simulation

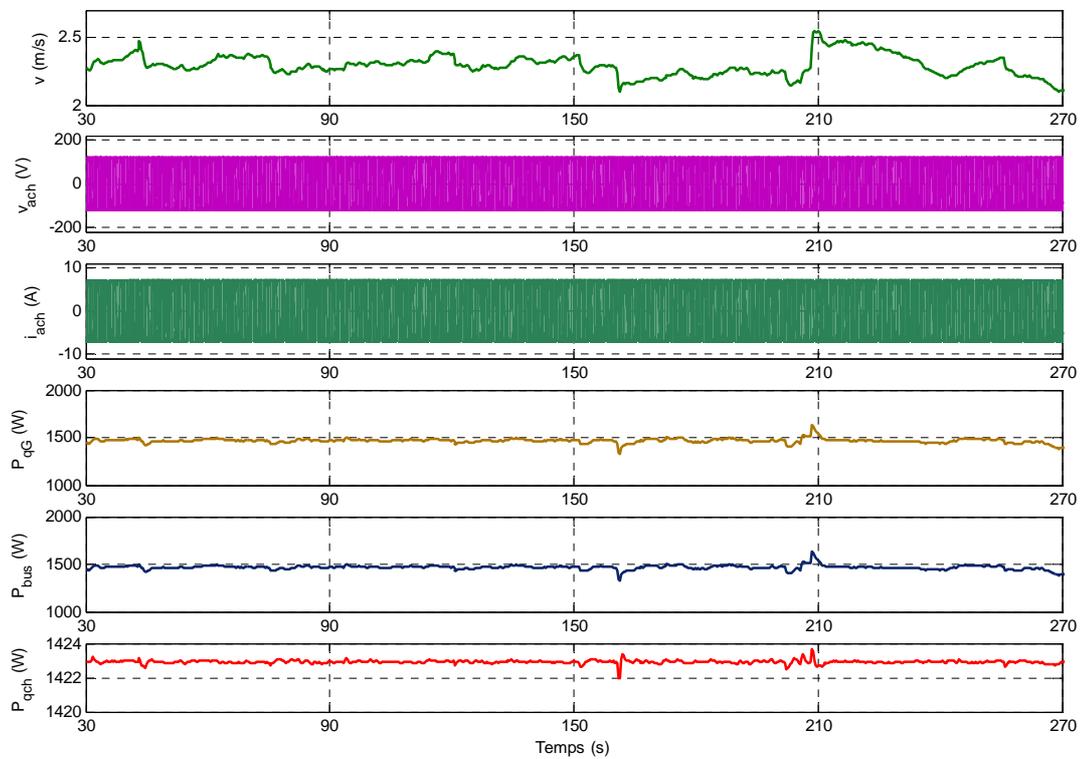


Figure 5.68. Evolution des variables sous un profil d'eau variable en simulation

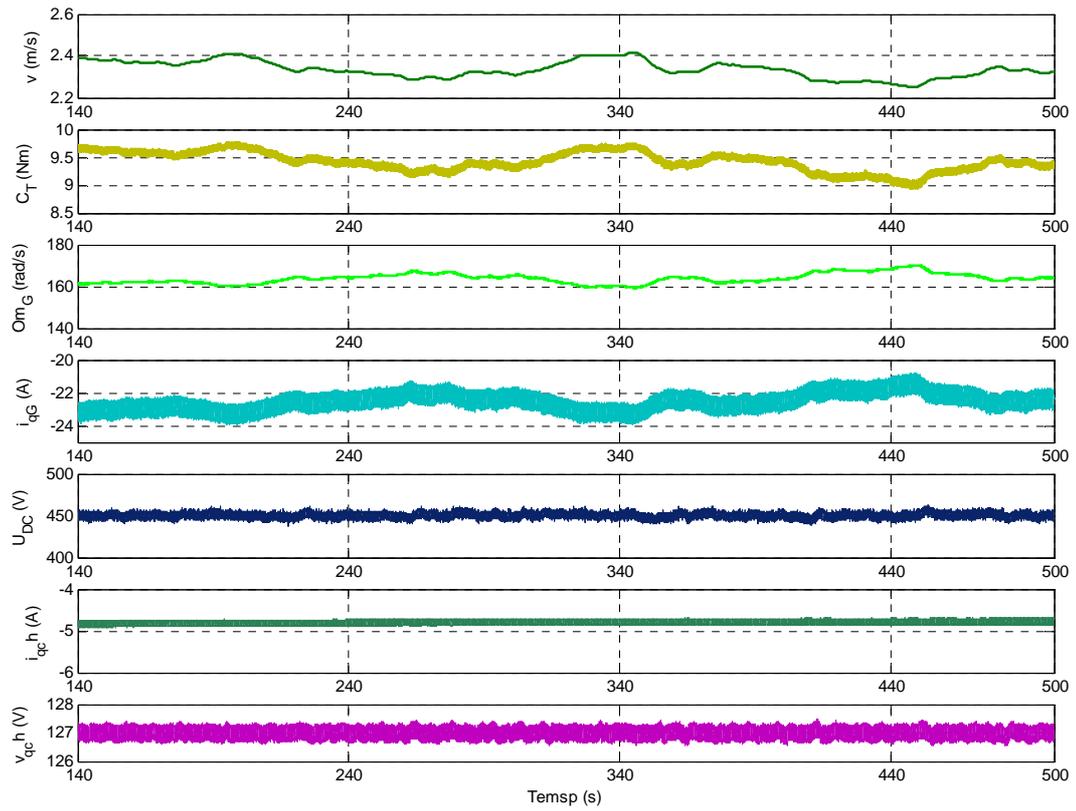


Figure 5.69. Evolution des variables sous un profil d'eau variable en test expérimental

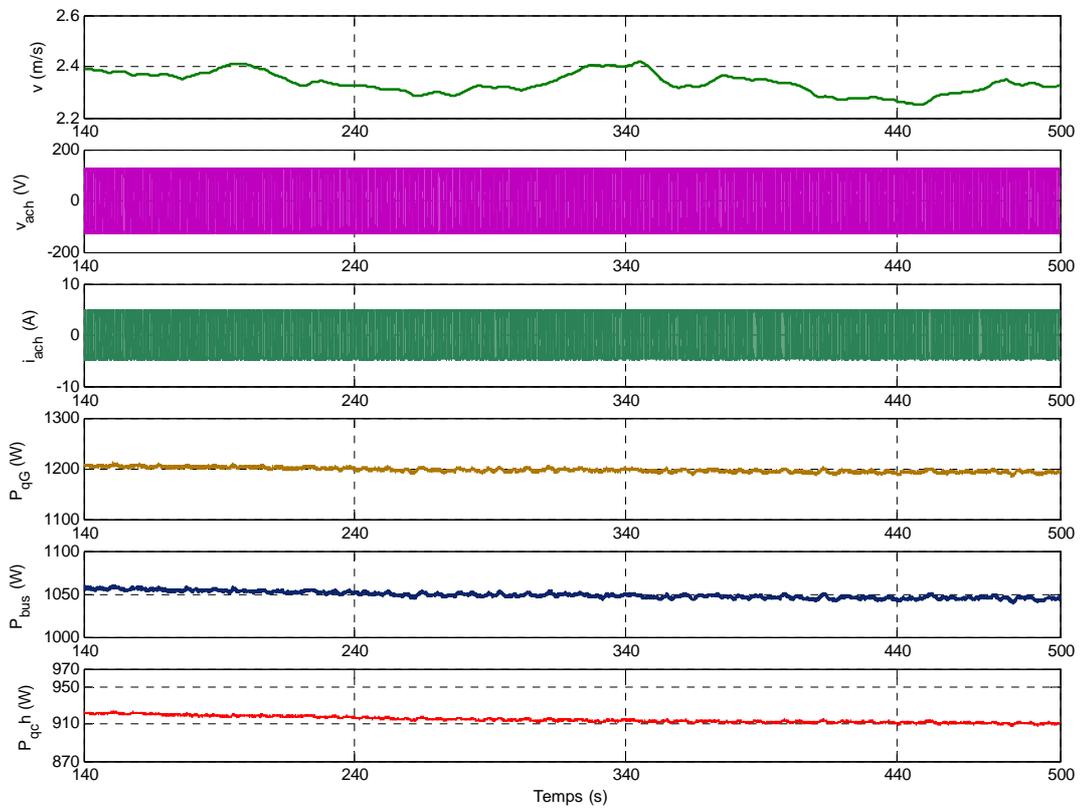


Figure 5.70. Evolution des variables sous un profil d'eau variable en test expérimental

Pour regarder plus en détail le comportement du système suite à une variation de la charge de 66% à 100% et retour, on se place à une vitesse d'eau constante de 2.3m/s. Toutes ces évolutions sont présentées d'abord en simulation (sur la gauche des figures) et à côté en expérimental (sur la droite des figures).

La Figure 5.71 montre les transitoires produits sur le courant de la génératrice, la tension du bus continu et la vitesse de rotation. De même, on peut observer l'évolution de la commande $\Delta\Omega$. Remarquons le temps de stabilisation de la tension continue (16s). Cela indique qu'on se trouve dans un cas où le fonctionnement est peut être à la limite de la stabilité. Le transitoire sur le courant est important mais ce comportement est dû en partie aussi à la rapidité de réponse de la boucle de courant.

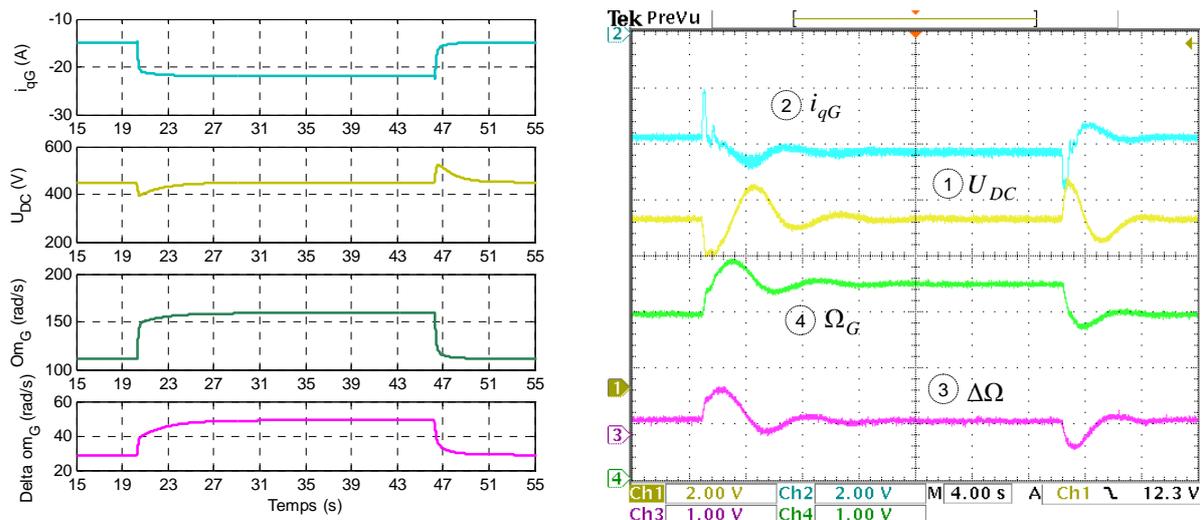


Figure 5.71. Variation de charge de 66 à 100%, à gauche en simulation et à droite en expérimental : Ω_G : 50rad/s/div, U_{DC} : 150V/div, i_{qG} : 10A/div, $\Delta\Omega$: 50rad/s/div

Sur la Figure 5.72 on s'intéresse à de l'évolution de la tension et du courant en composante q aux bornes de la charge.

Un zoom sur l'instant de l'augmentation de la charge est présenté sur la Figure 5.73. Notons que pendant le transitoire, une petite chute de la tension contrôlée aux bornes de la charge se produit durant 0.4s. En dimensionnant plus correctement le bus continu et sa capacité de stockage (par exemple en ayant des capacités plus grandes), ces transitoires (et surtout la baisse de la tension continue) pourraient être évités. Cela est un signe de faiblesse de cette solution dans le contexte précis du banc d'essais tel qu'il est mis en place actuellement.

Entre les résultats de simulation et ceux expérimentaux, on observe des différences au niveau de la dynamique des réponses, mais de façon générale ces courbes se ressemblent. La simulation est ici considérée comme un "outil" au service de la démarche expérimentale.

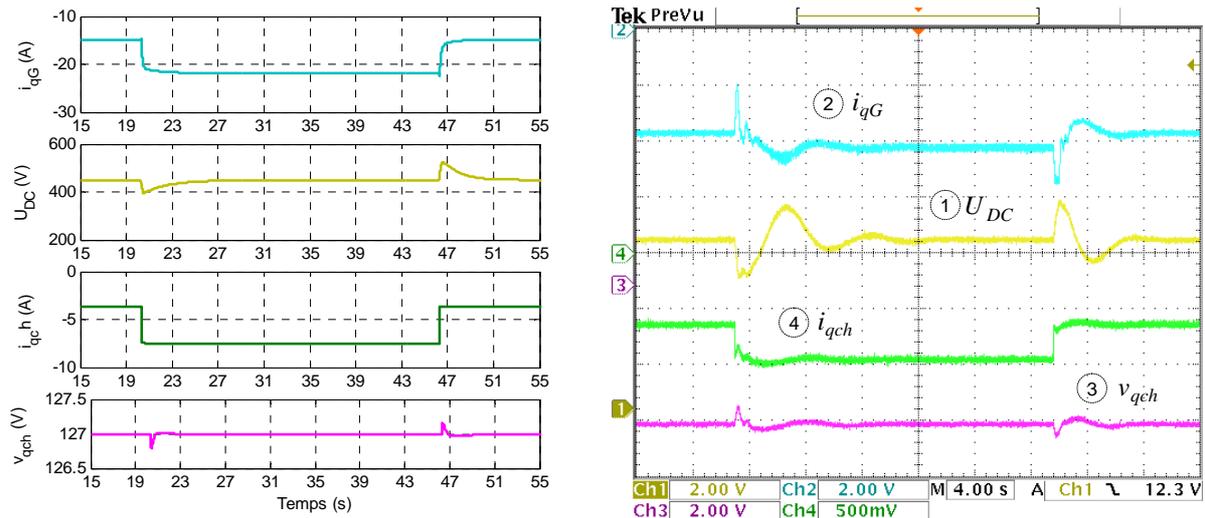


Figure 5.72. Variation de charge de 66 à 100%, à gauche en simulation et à droite en expérimental U_{DC} :
 150V/div , i_{qG} : 10A/div , i_{qch} : 2.5A/div , $-v_{qch}$ 50V/div

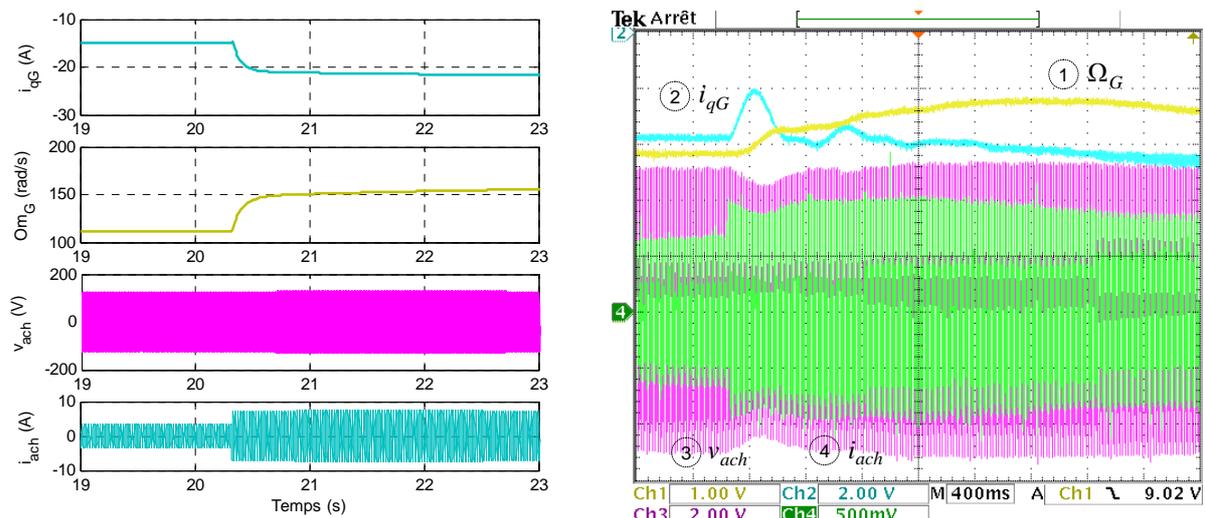


Figure 5.73. Zoom sur l'instant de l'augmentation de la charge, en simulation à gauche et en expérimental à droite :
 i_{ach} : 2.5A/div , v_{ach} 50V/div (le même zéro), Ω_G : 50 rad/s/div , i_{qG} : 10A/div .

La Figure 5.74 montre un zoom sur la tension et le courant triphasés de la charge au moment de l'augmentation de 33% de la charge. Les mêmes variables se retrouvent sur la Figure 5.75, cette fois au moment de la diminution de la charge de 33%.

Ces courbes veulent illustrer la forme bien sinusoïdale et à fréquence de 50Hz de la tension contrôlée. Comme la charge est purement résistive, le courant et la tension sont comme attendu, en phase. Le transitoire du courant qui alimente la charge est faible et il dépend du moment de la variation (si le courant est à amplitude maximale ou pas).

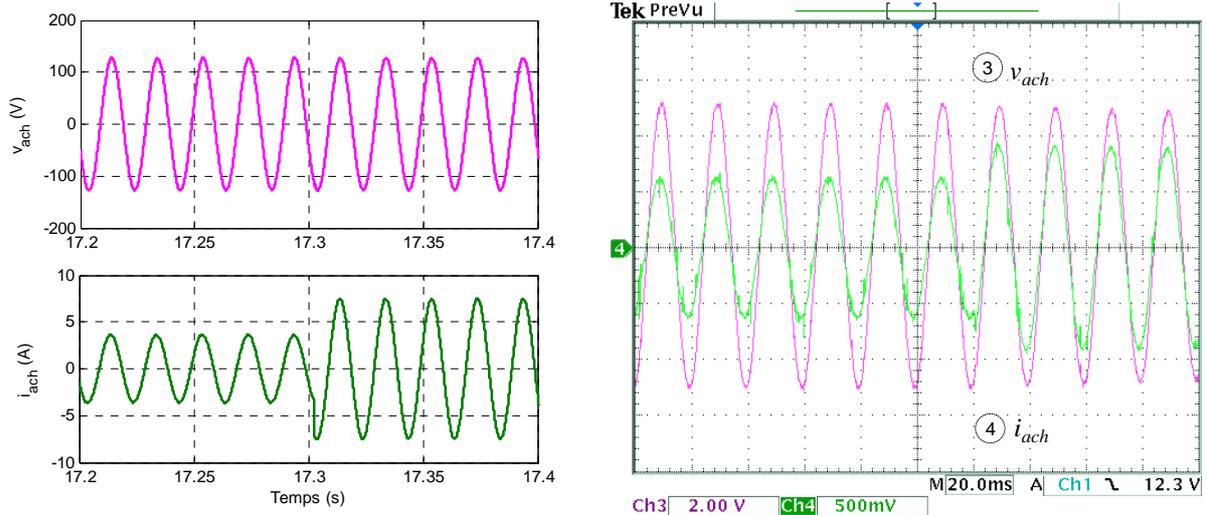


Figure 5.74. Zoom sur l'instant de l'augmentation de la charge, en simulation à gauche et en expérimental à droite :
 $i_{ach} : 2.5A/div$, $v_{ach} 50V/div$

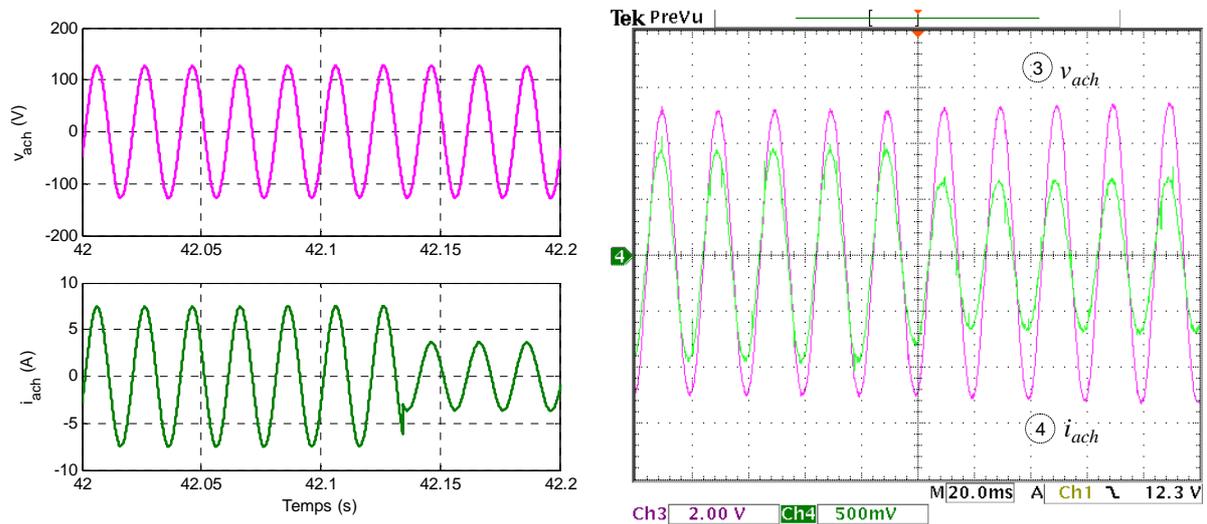


Figure 5.75. Zoom sur l'instant de la diminution de la charge, en simulation à gauche et en expérimental à droite :
 $i_{ach} : 2.5A/div$, $v_{ach} 50V/div$

Comme dans le cas de la vitesse de l'eau variable, dans le cas de la charge variable on vérifie aussi ici l'équilibre production – consommation. Les puissances le long de la chaîne de conversion sont montrées sur la Figure 5.76. Aux pertes près, l'équilibre se réalise. Il est néanmoins vrai que le générateur hydrolien doit produire un peu plus que ce qui est demandé par la charge, car il aurait été très difficile d'estimer toutes les pertes du système pour fixer une consigne exacte. Notre stratégie repose sur la compensation réalisée à travers la commande donnée par le correcteur du bus continu. Toutefois, on ne laissera pas le système aller sur la zone 2, car il existe le risque qu'il veuille aller chercher de l'énergie en s'emballant. De ce fait, une limitation lui est imposée en vitesse au point maximal. De toute façon, le système ne pourra pas produire plus que son maximum (le point optimal en haut de la courbe en cloche).

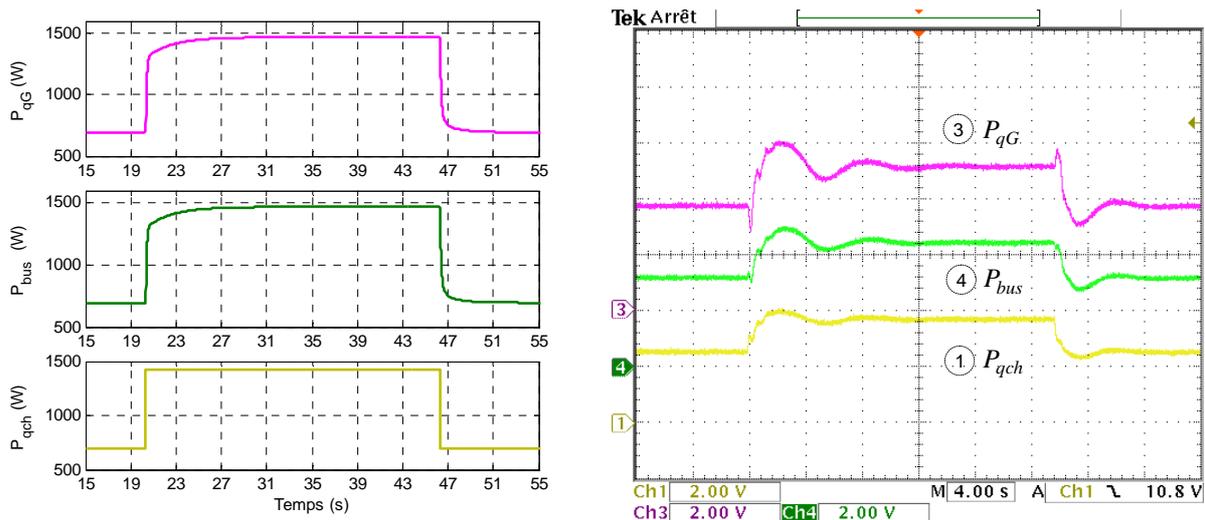


Figure 5.76. Bilan de puissances : P_{qG}, P_{bus}, P_{qch} : 500W/div.

Enfin, on présente sur la Figure 5.77 une stratégie pour arrêter en cas de besoin les colonnes hydroliennes dans ce cas précis de fonctionnement. Le système superviseur gère toutes les consignes ; il peut donc imposer par exemple une chute à zéro volontaire en rampe de la tension du bus continu. Suite à la perte de cette tension, tout le système va s'arrêter. Remarquons que cela ne doit pas se produire brutalement pour ne pas déclencher les protections. Ainsi, la vitesse de rotation diminue vers zéro et le courant de la génératrice fait de même. Le couple des colonnes hydroliennes ne sera pas parfaitement nul mais suffisamment faible pour qu'un frein mécanique puisse être appliqué aux colonnes hydroliennes.

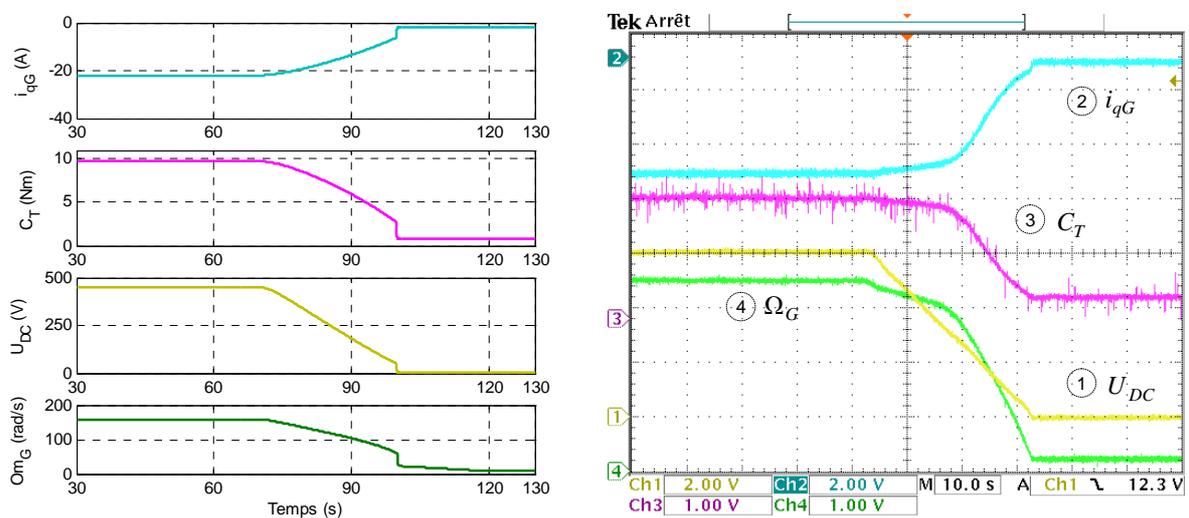


Figure 5.77. Arrêt des colonnes : Ω_G : 50rad/s/div, U_{DC} : 150V/div, i_{qG} : 10A/div, C_T : 4.5Nm/div

Cette analyse du fonctionnement en mode îloté pour le générateur hydrolien connecté à une charge pourrait s'avérer correcte aussi dans le cas où le système est connecté à un microréseau local qui ne dispose pas de source continue de production.

5.5. Transition mode PQ – mode Vf sur la zone 1 – mode PQ

Les hydroliennes auront un mode de fonctionnement très contextuel, l'exploitation normale se fera en mode PQ ou en mode Vf.

Néanmoins, le générateur hydrolien fonctionnant en mode connecté à un réseau de puissance infinie (mode PQ) peut se retrouver totalement îloté suite à un incident sévère survenu sur le réseau. Le système de génération doit être préparé à prendre le relais tout seul. La ressource étant continue, le souci de la continuité de la production n'existe pas. Ce que l'on veut illustrer est que l'on pourrait gérer cette transition sachant qu'en fonctionnement normal, le système se trouve soit dans un cas soit dans l'autre, il ne doit pas réaliser ses commutations régulièrement.

Par ailleurs, on voulait savoir si, dans le cadre d'un microréseau local [GAZ-06], les hydroliennes pouvait assurer le soutien réseau.

Cette section de la thèse est consacrée à la transition entre les deux modes de fonctionnement avec un intérêt particulier accordé à la commutation douce des lois de contrôle. Le changement des boucles de réglage et des consignes en temps réel est un problème assez délicat et cela est la raison pour laquelle on considère intéressant de le présenter ici.

La commutation des modes de fonctionnement est pilotée au dernier niveau, celui du système superviseur. Entre le mode PQ de fonctionnement et le mode Vf sur la zone 1, elle se réalise par la commutation du circuit de sortie, la connexion réseau est ouverte et en même temps la connexion charge est reliée. Cela se fait par l'action sur les contacteurs notés K_1 et K_2 sur la Figure 5.78. Les synoptiques de pilotage du générateur hydrolien dans les deux modes de fonctionnement sont celles présentées dans les sections précédentes. On s'intéresse ici seulement aux transitions.

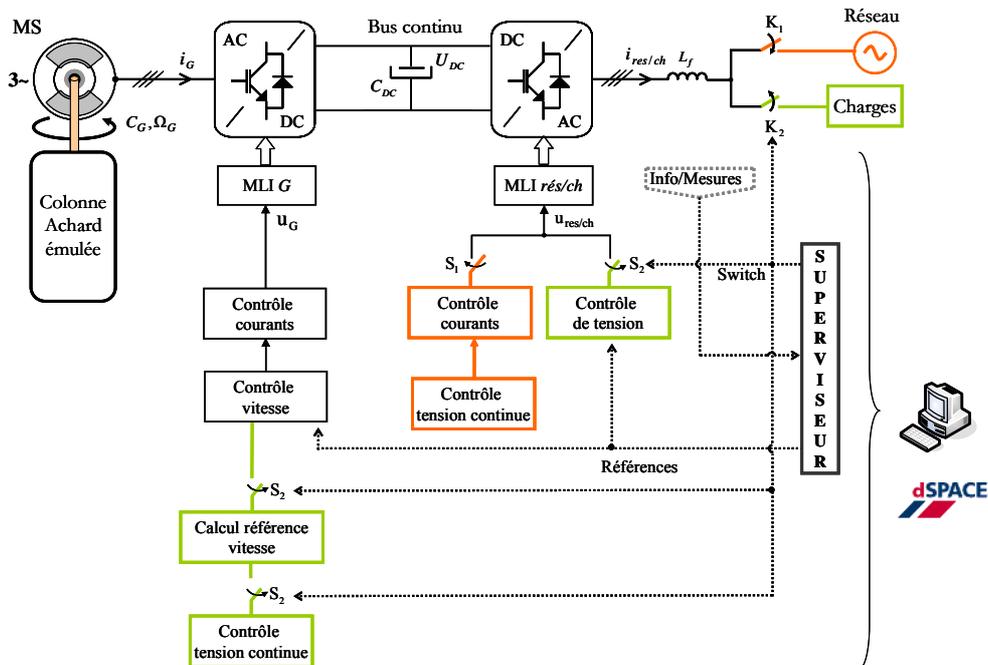


Figure 5.78. Schéma synoptique de commande et la commutation des lois de commande et pilotage pour la transition PQ – Vf zone 1 – PQ

En même temps que la commutation physique des circuits de connexion, les lois de pilotage associées doivent aussi être commutées. De plus, le timing de la commutation et les séquences de démarrage/arrêt des contrôleurs sont très importants. Toutes ces tâches sont accomplies par le système superviseur.

La Figure 5.79 montre les évolutions des signaux de commande spécifiques à la transition. S_1 et S_2 symbolisent les signaux de validation des lois de pilotage correspondantes à chaque mode de fonctionnement. Toutes les références envoyées aux boucles de contrôle sont pondérées avec les pondérations w_1 et w_2 afin d'adoucir la transition. Des retards supplémentaires, τ_1 et τ_2 , sont introduits comme indiqué sur la Figure 5.79 et cela pour éviter le chevauchement des chargements électriques. La décroissance brutale du courant injecté au point de connexion est ainsi limitée et l'augmentation excessive de la tension du bus continu est évitée. En conséquence, les signaux de validation/invalidation sont retardés de sorte que le courant injecté au point de connexion reste entre des limites raisonnables. Quelques centaines de millisecondes seront de ce fait nécessaires pour réaliser la commutation totale entre les deux modes de fonctionnement. Il est aussi important d'avoir en vue la dynamique générale de réponse du système dans chacun de ces modes.

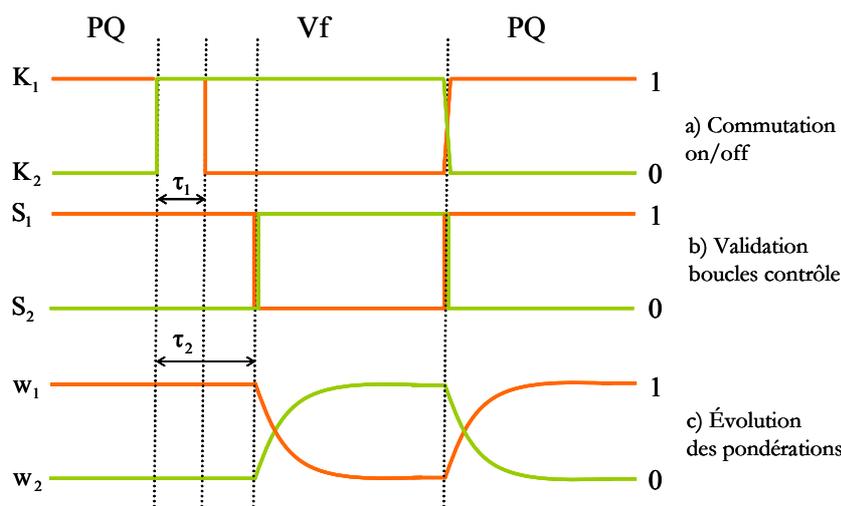


Figure 5.79. Commutation des modes de fonctionnement

Pour la commutation PQ – Vf zone 1 – PQ, à cause des dynamiques imposées aux boucles de réglage, les transitions doivent être assez lentes. De ce fait, les retards introduits et les pondérations conformément à la Figure 5.79 seront de l'ordre de 10s (τ_2) par exemple pour la transition PQ – Vf zone 1 pour l'essai expérimental.

La Figure 5.80 illustre la façon dont les pondérations sont appliquées aux références. En lisant la Figure 5.78, on se rend compte qu'on aura à commuter les modulantes de l'onduleur de connexion (au réseau et à la charge respectivement). On remarque bien l'effet des constantes de temps imposées (τ) surtout dans le cas des références de vitesse de rotation, Ω_{GPQ}^* et Ω_{GVf}^* . Les modulantes u_{ares} et u_{ach} seront commutées plus rapidement afin d'assurer la continuité de fonctionnement de l'onduleur.

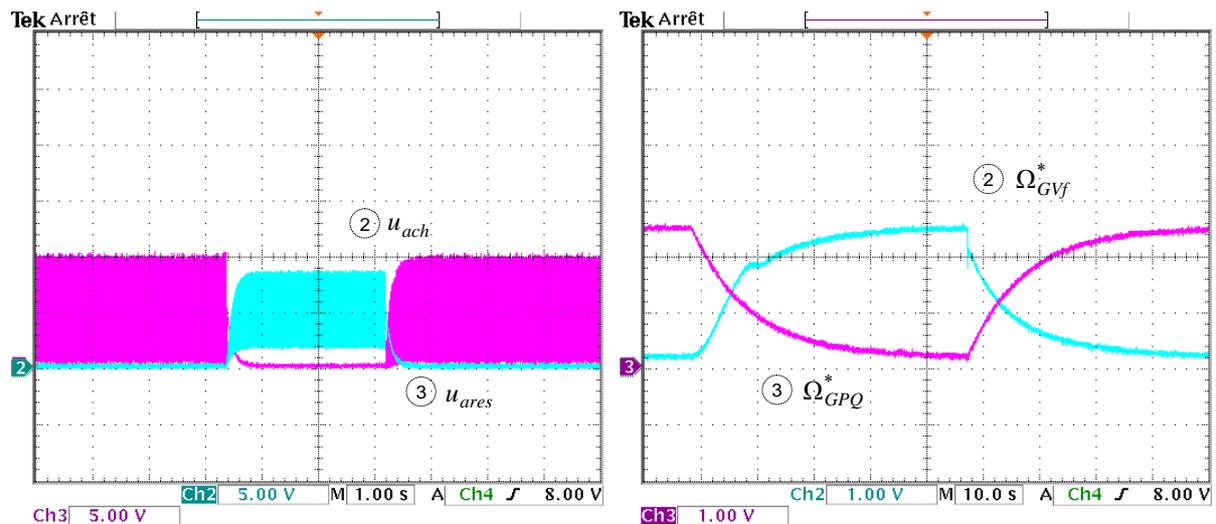


Figure 5.80. Pondérations imposées : à gauche les modulantes de l'onduleur de connexion, u_{ach} et u_{ares} : 0.5/div (le même zéro) ; à droite les références de vitesse de rotation, Ω_{GPQ}^* et Ω_{GVf}^* : 50rad/s/div (le même zéro)

Une vue d'ensemble des variables qui nous intéressent particulièrement dans le cas de ces transitions est présentée sur la Figure 5.81 avec des zooms dans les deux sens présentés sur la Figure 5.82.

On observe des transitoires significatifs sur la tension du bus continu. Le retard volontairement introduit pour la commutation des références peut être facilement analysé.

On remarque l'annulation de la tension et du courant réseau et charge et leurs transitions assez douces pendant la commutation. L'évolution de la fonction de commutation de l'onduleur de connexion (au réseau ou à la charge) est aussi visualisée.

De même, on observe que les variables ne transitent pas de la même façon de PQ à Vf et de Vf à PQ. Notamment, les pics transitoires sur les deux courants (celui de la charge et celui injecté au réseau) sont à remarquer. La tension de la charge présente quelques pointes, toutefois pas très significatives pendant la période de transition.

Toutes les variables sont légèrement instables quand soumises aux commutations (comme une commutation de la charge). Les transitoires les plus profonds apparaissent dans le sens PQ – Vf.

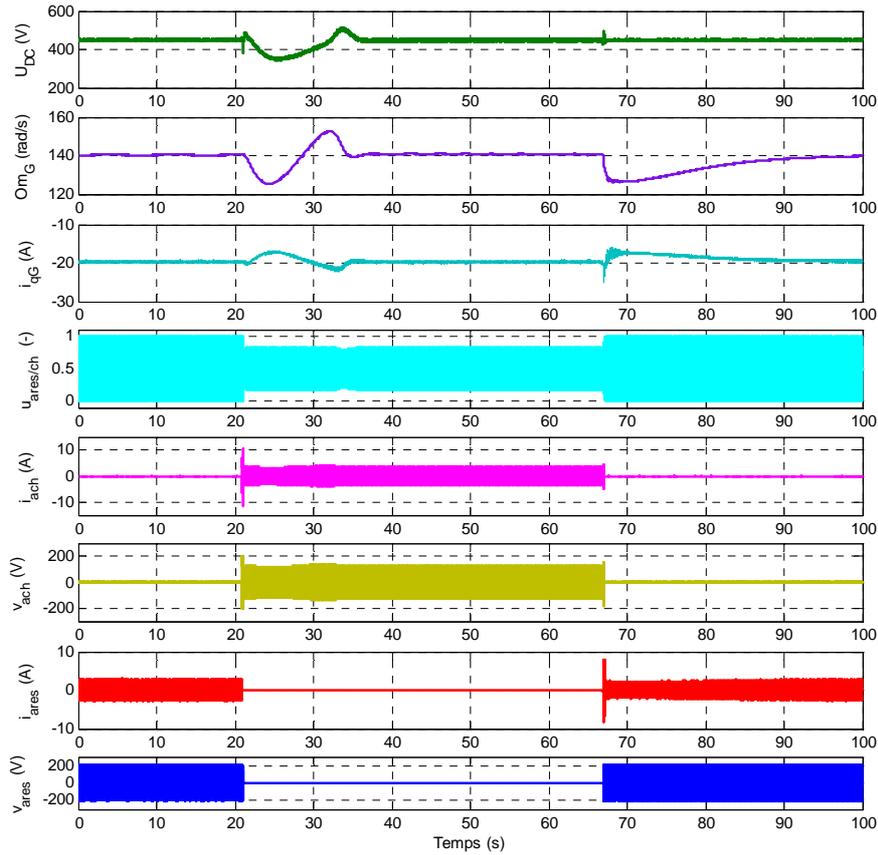


Figure 5.81. Transition PQ – Vf zone 1 – PQ ; évolution des variables enregistrée en essai expérimental

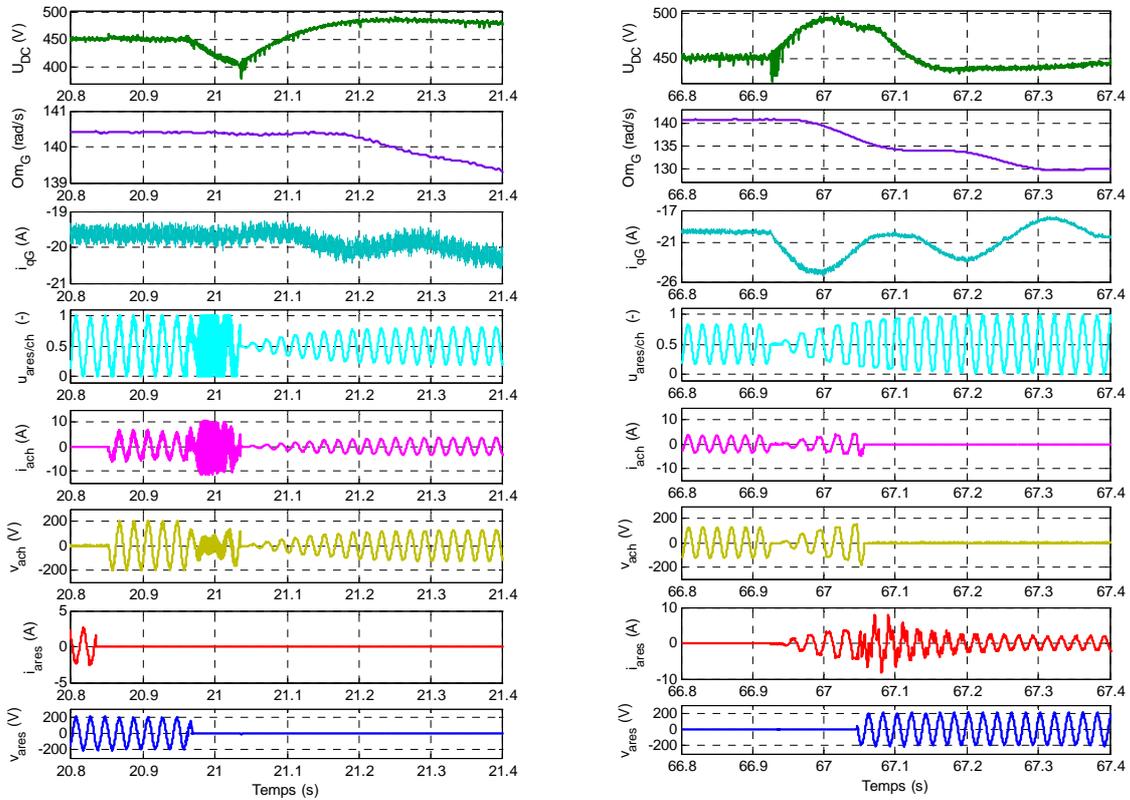


Figure 5.82. Transition PQ – Vf zone 1 – PQ ; évolution des variables enregistrée en essai expérimental - zoom

La Figure 5.83 montre que le point de fonctionnement à partir duquel la commutation est réalisée n'est pas une condition pour que la transition entre les deux modes de fonctionnement soit relativement douce. Une transition Vf zone 1 – PQ en MPPT et PQ en MPPT – Vf zone 1 est ici représentée.

En mode PQ, le système fonctionne au point optimal comme l'indique le coefficient de puissance et la vitesse spécifique. Les colonnes hydroliennes doivent fonctionner à un niveau de vitesse de rotation vers les 200 rad/s pour fournir un maximum de puissance. Comme en Vf, la charge est moins importante qu'en PQ et puisque on fonctionne sur la zone 1, la vitesse de rotation sera diminuée en Vf zone 1 ; de façon contrôlée, le système freine pour chercher le niveau d'énergie à fournir.

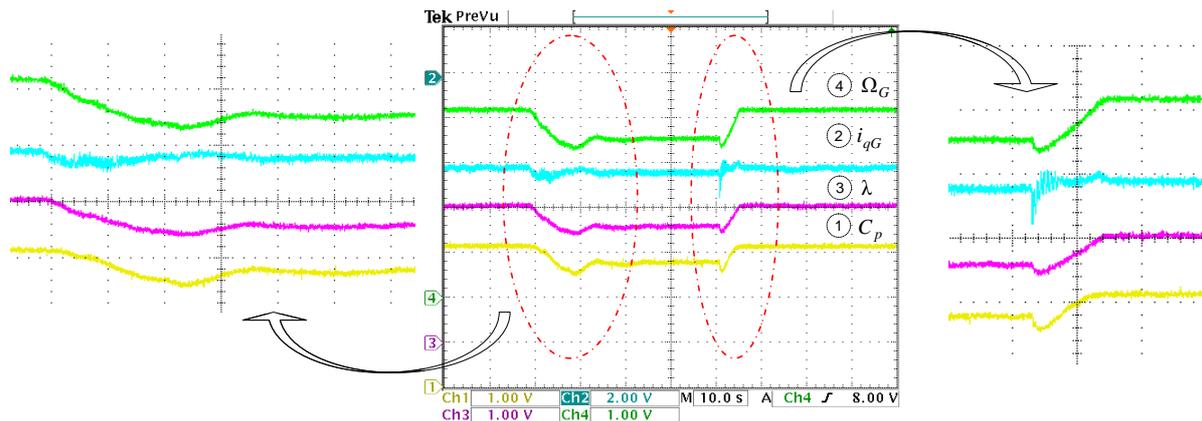


Figure 5.83. Transition PQ en MPPT – Vf zone 1 – PQ en MPPT ; Ω_G : 50rad/s/div, i_{qG} : 10A/div, λ 1/div, C_p 0.1/div

Des études plus approfondies sur ce cas resteront encore à faire pour essayer d'adoucir ces transitions. Toutefois ce qu'on a voulu montrer était que cette commutation pourrait se réaliser si nécessaire.

Même si ses commutations ne peuvent pas se faire sans passer par une courte période transitoire, il est important de noter que le générateur hydrolien arrive à maintenir et continuer proprement sa production même si la connexion au réseau de puissance infinie est perdue.

Reste à prouver que ces systèmes hydroliens pourraient aussi servir de UPS (Uninterruptible Power Supply), ou comme compensateur par exemple dans un parc éolien, qui îloté, ne pourra pas fonctionner tout seul car étant intermittent.

5.6. Conclusion

Dans ce chapitre, les modes de fonctionnement du générateur hydrolien ont été analysés. Ainsi le système hydrolien peut fonctionner en mode connecté à un réseau de puissance infinie ou en mode îloté (connecté à des charges ou à un microréseau local).

Le générateur hydrolien étudié dans ce chapitre est composé d'une seule colonne hydrolienne avec sa génératrice et son système d'interfaçage. Les différents étages et structures de commande et pilotage ont été présentés ainsi que les fonctions supérieures de management du fonctionnement global du système.

Les structures de contrôle et les modes de fonctionnement ont d'abord été testés en simulation et ensuite validés en temps réel sur le banc expérimental. Les résultats sont satisfaisants dans les deux modes de fonctionnement et aussi pour la transition entre ces deux modes suite à la commutation des deux modes.

Nous venons de montrer les avantages du générateur hydrolien comme producteur d'énergie dans les deux situations suivantes : dans le cadre d'un réseau à grande échelle mais aussi pour des petites productions locales pour des zones ilôtées.

Chapitre 6. Coordination des générateurs hydroliens élémentaires

SOMMAIRE CHAPITRE 6

Chapitre. 6	Coordination des générateurs hydroliens élémentaires	175
6.1.	Du générateur hydrolien élémentaire à la tour bi-colonne	177
6.2.	Principe de la synchronisation des tours bi – colonne	178
6.2.1.	Le contrôleur de décalage d'angle de la boucle de synchronisation	179
6.2.1.1.	<i>Synchronisation des générateurs hydroliens fonctionnant en mode PQ</i>	182
6.2.1.2.	<i>Synchronisation des générateurs hydroliens fonctionnant en mode Vf sur la zone 1</i>	189
6.3.	Conclusion	195

6.1. Du générateur hydrolien élémentaire à la tour bi-colonne

Un système générateur hydrolien HARVEST tel qu'il a été présenté dans les sections précédentes et ses pilotages associés constituent ce qu'on appellera un générateur hydrolien élémentaire.

Dans le chapitre 2, les tours bi-colonne et les futurs aménagements en parcs hydroliens ont été évoqués. Ceux-ci seront en effet composés de générateurs hydroliens élémentaires.

Une tour bi-colonne est composée de deux mono-colonnes hydroliennes, c'est-à-dire de deux générateurs hydroliens élémentaires qui seront coordonnés en position et en vitesse de rotation de façon à qu'ils se trouvent au même point de fonctionnement énergétique mais en tournant en sens de rotation contraire (Figure 6.1).

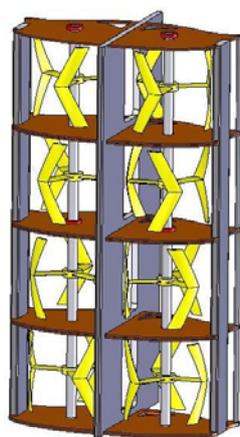


Figure 6.1. La tour bi-colonne ®[ACH-09]

Pourquoi une tour bi - colonne ?

Une caractéristique générale des hydroliennes est la présence d'une force de portance globale perpendiculaire à l'axe de rotation de la turbine et à la direction du courant amont. En effet, la rotation des pales autour de l'axe de rotation de la turbine considérée dans son ensemble induit un mouvement giratoire de l'eau autour de la turbine qui se superpose au mouvement incident perpendiculaire à l'axe de rotation. Il en résulte une force de portance globale qui s'exerce sur l'axe de rotation de la turbine et qui est donc perpendiculaire à la direction du courant et à l'axe de rotation (voir aussi la Figure 2.19 – chapitre 2).

De plus, cette force de portance globale a tendance à varier autour d'une valeur moyenne avec des fluctuations qui se répètent périodiquement sur chaque rotation complète de 360° de la turbine. La structure de maintien des colonnes, le système d'ancrage au sol et les carénages (s'ils sont présents) doivent être conçus pour résister à ces efforts. De même, les génératrices (car il existe un accouplement direct au niveau de l'arbre) et éventuellement le système de conversion associé (si intégré à côté de la génératrice) doivent supporter la fatigue produite par les vibrations induites par la force de portance globale variable.

Une structure pour laquelle l'action de la force de portance transverse sera sensiblement nulle est proposée dans [ACH-09]. Il s'agit d'une tour composée de deux colonnes HARVEST avec leurs

dispositifs de maintien. Ces colonnes sont symétriques l'une de l'autre par rapport à un plan et tourneront dans des sens opposés lorsqu'elles sont immergées. Cet ensemble est la tour bi-colonne décrite plus haut. Pour celle-ci, les efforts de chargement mécanique seront sensiblement nuls.

Il est ainsi apparu le besoin de trouver un moyen pour assurer une vitesse identique aux deux colonnes tout en conservant une relation angulaire constante, autrement dit, une manière de synchroniser les deux colonnes en vitesse de rotation et en imposant une position angulaire relative donnée. Cette synchronisation doit être réalisée électriquement sans couplage mécanique à engrenages ; ce dernier étant encombrant, non adaptatif, lourd et nécessitant une maintenance particulière. De même, on n'a pas souhaité utiliser des machines électriques spécifiques qui imposent un couplage électrique entre elles et qui augmentent la complexité et l'encombrement du système [AND-08c].

6.2. Principe de la synchronisation des tours bi – colonne

La synchronisation des arbres en mouvement est couramment utilisée en robotique (lignes d'assemblage par exemple, machines à papier, laminoirs,...) et la mécatronique [JEO-08]. De même, dans les systèmes éoliens, la synchronisation des machines se fait parfois pour la synchronisation des turbines [CID-02]. Les moteurs ont aussi fait l'objet des nombreuses études de synchronisation [WEB-83], [HIG-83]. Enfin, pour les turbines hydroliennes, des idées innovantes existent aussi mais seulement au niveau des turbines elles-mêmes mais pas au niveau du pilotage [SUN-07].

Afin de réaliser la synchronisation souhaitée pour deux générateurs hydroliens élémentaires et en annulant ainsi l'action des forces de portance transverses, on propose ici une méthode qui accomplit cette tâche uniquement par action au niveau électrique, plus précisément via le système de contrôle commande ; il n'existe pas un couplage physique entre les colonnes, ni directement électrique, ni mécanique [AND-08c], [AND-09d].

La Figure 2.11 montre une image d'un schéma de principe possible pour la tour bi-colonne. Notons que les génératrices peuvent être placées en haut ou en bas des colonnes, cela ne changera pas l'approche de pilotage qu'on présente ici.

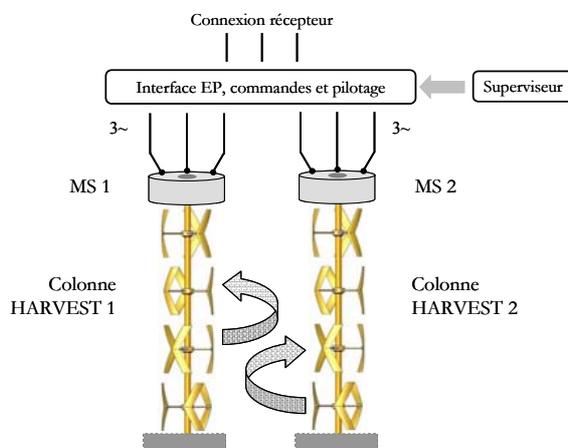


Figure 6.2. Un schéma de principe du générateur basé sur la tour bi-colonne

Chaque générateur élémentaire de la tour bi-colonne est équipé d'une génératrice synchrone à aimants. On a vu comment on peut contrôler ces machines qui sont équipées de capteurs de mesure de position angulaire. On va pouvoir réaliser la coordination des colonnes en pilotant la position angulaire des génératrices.

Les deux génératrices ont des boucles de contrôle de la vitesse de rotation (en mode PQ et Vf sur la zone 1) et l'action se porte seulement au niveau de l'étage de redressement et de son contrôle associé.

L'objectif du pilotage que l'on va proposer est de maintenir la différence de position entre les deux colonnes à une valeur imposée. Pour cela, une relation de type maître – esclave est attribuée aux deux colonnes hydroliens. La Figure 6.3 montre une vue de dessus de la tour bi – colonne. Indiqué sur cette figure, α est le décalage de phase piloté.

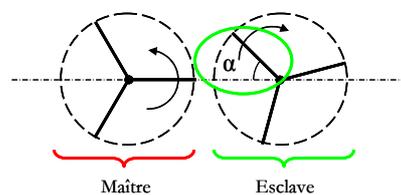


Figure 6.3. Vue de dessus schématisée des bi – colonnes

6.2.1. Le contrôleur de décalage d'angle de la boucle de synchronisation

Pour faciliter l'exposé, on attribue au maître l'indice 1 et à l'esclave l'indice 2. Les pilotages appliqués aux étages redresseurs sont schématiquement représentés sur la Figure 6.4. Le maître fonctionne par exemple en MPPT, au point optimal ou à un autre point de fonctionnement imposé par le système de supervision et l'esclave va suivre le maître au même point de fonctionnement et avec une différence de position angulaire, α , demandée par le système superviseur.

En contrôlant la position angulaire de l'esclave, on peut assurer le fait que les deux colonnes vont tourner à la même vitesse de rotation et en sens opposé. Ce qu'on va chercher est un angle α égal à une valeur telle qu'on annule les efforts agissant sur les colonnes. Cet angle est théoriquement $\alpha = 0$. Notons que cet angle peut être réglé pour un autre objectif, en fonction de l'écoulement par exemple.

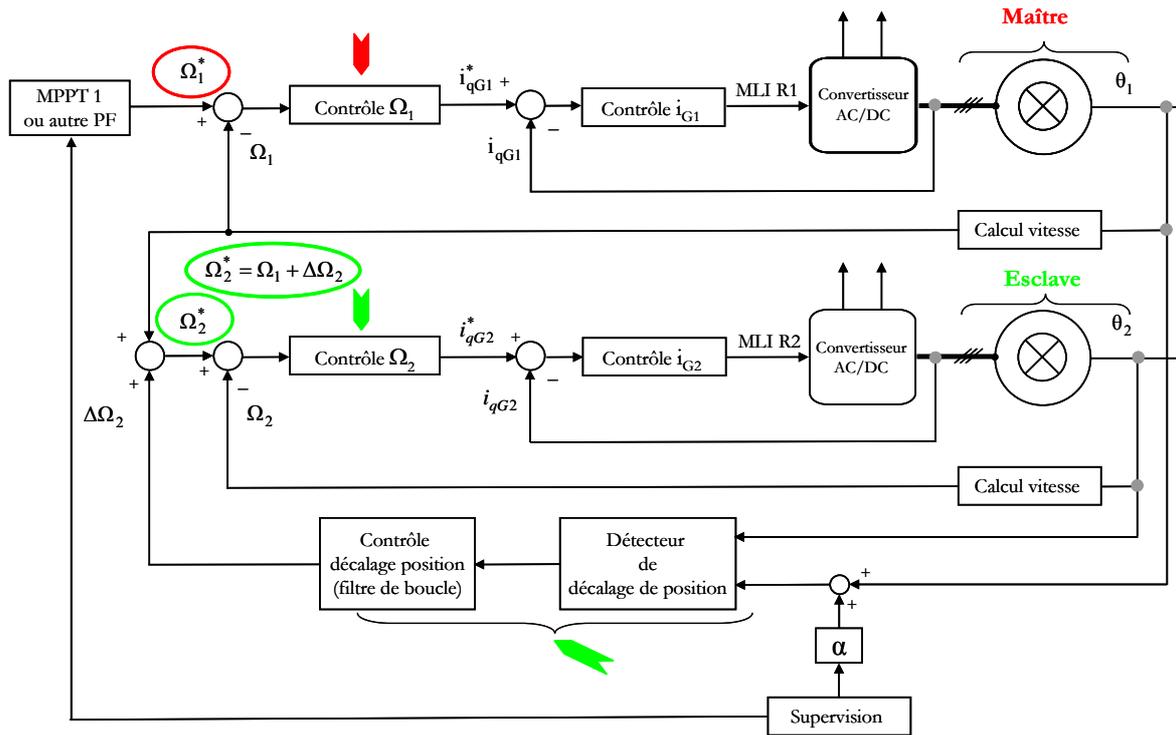


Figure 6.4. Les pilotages appliqués aux convertisseurs côté générateurs

Le contrôleur est réglé pour assurer la poursuite de la référence de position angulaire imposée, $\theta_1 + \alpha$, par la position angulaire θ_2 de l'esclave. Le schéma bloc pour le calcul du correcteur de la position angulaire est représenté sur la Figure 6.5. La réalisation de la boucle de vitesse est représentée ici de façon simplifiée par une fonction approchée : $\frac{1}{T_T \cdot s + 1}$.

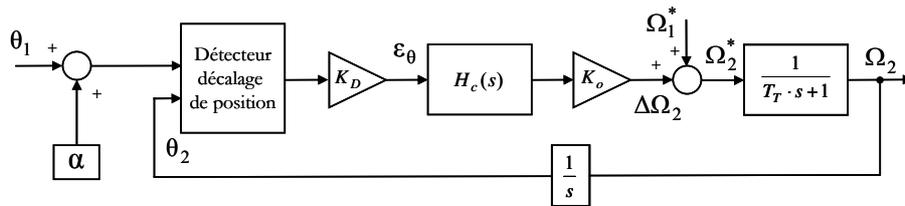


Figure 6.5. Schéma bloc pour le calcul du contrôleur de position

Le détecteur de décalage de position angulaire saisit les changements de position et calcule l'erreur de position entre les deux colonnes. De ce fait, l'erreur ϵ_θ est calculée comme :

$$\epsilon_\theta = \sin\theta_1 \cos\theta_2 - \sin\theta_2 \cos\theta_1 \quad (6.1)$$

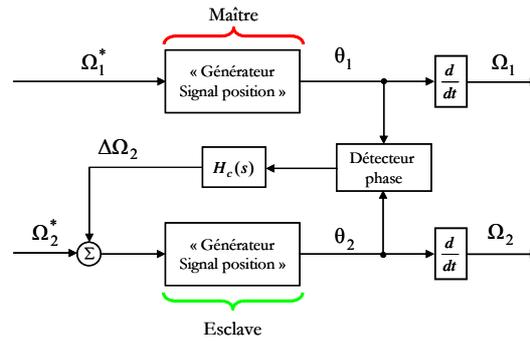


Figure 6.6. Principe du détecteur de phase

La façon dont la différence de phase est calculée ressemble au traitement des boucles à verrouillage de phase utilisées dans l'électronique [SMI-97] mais la différence fondamentale réside dans la nature de l'entrée qui est la position angulaire à poursuivre. Dans les approches linéaires classiques, des boucles à verrouillage de phase, la courbe sinusoïdale qui contient l'information de position angulaire est la référence de la boucle. La phase d'un oscillateur local est ajustée par la sortie du filtre de boucle (ici $H_c(s)$) afin d'obtenir la synchronisation avec la courbe sinusoïdale de référence.

Ici, l'information de position angulaire est originelle (signal en rampe), étant donnée par le codeur (la mesure de position angulaire) du maître. Le codeur de l'esclave produit un signal (en rampe) qui représente dans ce cas la sortie de l'oscillateur local (Figure 6.6). Pour introduire la dynamique de la colonne hydrolienne, la fonction de transfert de l'oscillateur local est "altérée" avec la fonction $\frac{1}{T_T s + 1}$ comme indiquée sur la Figure 6.5.

On peut approcher l'erreur de position angulaire, pour des différences de position angulaire suffisamment petites, de la manière suivante :

$$\varepsilon_\theta = \sin \theta_1 \cos \theta_2 - \sin \theta_2 \cos \theta_1 = \sin(\theta_1 - \theta_2) \cong \theta_1 - \theta_2 \quad (6.2)$$

De ce fait, on peut réaliser la synthèse de la boucle de contrôle de position en se basant sur une approche linéaire similaire aux boucles de verrouillage de phase (PLL). L'approximation $(\theta_1 - \theta_2)$ ne pose pas de problème particulier en grands signaux du fait qu'elle est strictement monotone croissante de même nature que la fonction $\sin(\theta_1 - \theta_2)$.

La fonction de transfert en boucle fermée calculée est ainsi :

$$H_0(s) = \frac{\frac{K_D K_o}{(T_T s + 1) \cdot s} \cdot H_c(s)}{1 + \frac{K_D K_o}{(T_T s + 1) \cdot s} \cdot H_c(s)} \quad (6.3)$$

où, $H_c(s)$ est la fonction de transfert du contrôleur, K_D et $K_o = 1$ sont les gains respectivement du détecteur de phase et de l'oscillateur local (Figure 6.5).

Afin de compenser la principale dynamique, celle donnée par la constante de temps T_T , un contrôleur de type PID a été choisi comme suit :

$$H_c(s) = K_c \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right) \equiv K_c \frac{(T_1 s + 1)(T_2 s + 1)}{T_i s} \quad (6.4)$$

où les paramètres du contrôleur – le gain K_c , la constante de temps intégrale T_i et la constante de temps T_d – résultent du choix de réponse souhaitée en cas d'échelon, donc en fonction d'une fréquence de coupure ω_c et d'un coefficient d'amortissement, ζ [AST-05]. Notons que $T_1 \cdot T_2 = T_i \cdot T_d$ et $T_1 + T_2 = T_i$. Un choix est fait de sorte que T_1 soit égal à T_T . Les relations suivantes sont alors utilisées pour le réglage du correcteur :

$$\begin{cases} T_i = T_T + 2\zeta/\omega_c \\ K_c = T_i \omega_c / K_D \\ T_2 = 2\zeta/\omega_c \\ T_1 = T_T \end{cases} \quad (6.5)$$

Il faut remarquer que cette boucle de contrôle de position est placée au plus haut niveau de contrôle, de ce fait sa dynamique doit être dans tous les cas plus lente que celle des boucles de contrôle qui se trouvent en dessous hiérarchiquement. Si l'on impose une réponse en boucle fermée à $\omega_c = 3.33/T_T$ et un coefficient d'amortissement $\zeta = 0.85$, alors, conformément à l'équation (6.5), les paramètres correspondants du contrôleur sont : $T_i \cong 1.51T_T$, $K_c \cong 3.33/K_D$, $T_2 = 0.51T_T$, $T_1 = T_T$.

Ce principe de synchronisation est l'étage de contrôle qui se trouve au-dessus de la boucle de contrôle de vitesse. Ainsi, on peut l'appliquer dans le cas où il existe un contrôle de vitesse pour l'esclave.

De ce fait, par la suite, on va présenter quelques résultats dans deux cas différents :

- le premier, quand le maître et l'esclave se trouvent en fonctionnement PQ.
- le deuxième, quand le maître et l'esclave fonctionnent en mode Vf sur la zone 1 et sont connectés au niveau d'un bus continu commun.

6.2.1.1. Synchronisation des générateurs hydroliens fonctionnant en mode PQ

Les deux générateurs hydroliens élémentaires se trouvent en mode de fonctionnement PQ, tel que celui présenté dans le paragraphe 5.3.

L'architecture d'EP qu'on a choisie pour cette étude, pour les deux générateurs hydroliens en tour bi – colonne fonctionnant en synchronisation est présentée sur la Figure 6.7. Cela est un choix, en partie dû à la configuration du banc d'essais temps réel mais aussi au souhait d'avoir un maximum de flexibilité au niveau des possibilités de commande et pilotage. Pour le futur, d'autres types de configurations EP seront à étudier et à tester.

Chaque générateur élémentaire est donc muni de son bus continu propre. Le maître fonctionne par exemple en MPPT au point optimal et l'esclave le suivra, fonctionnant aussi au point optimal.

Pour les tests réalisés en simulation les deux systèmes sont modélisés et simulés numériquement. En revanche, pour le test expérimental, un choix a du être fait puisque un seul des systèmes pouvait être émulé physiquement compte-tenu de la structure actuelle du banc d'essai. Afin d'avoir un retour correct

sur la poursuite en position de l'esclave, on a choisi de simuler numériquement en temps réel le maître et d'émuler en temps réel l'esclave.

Ainsi, la façon dont le générateur hydrolien esclave répond au contrôle en vue de réaliser la synchronisation a pu être analysée d'abord en simulation et ensuite validée expérimentalement.

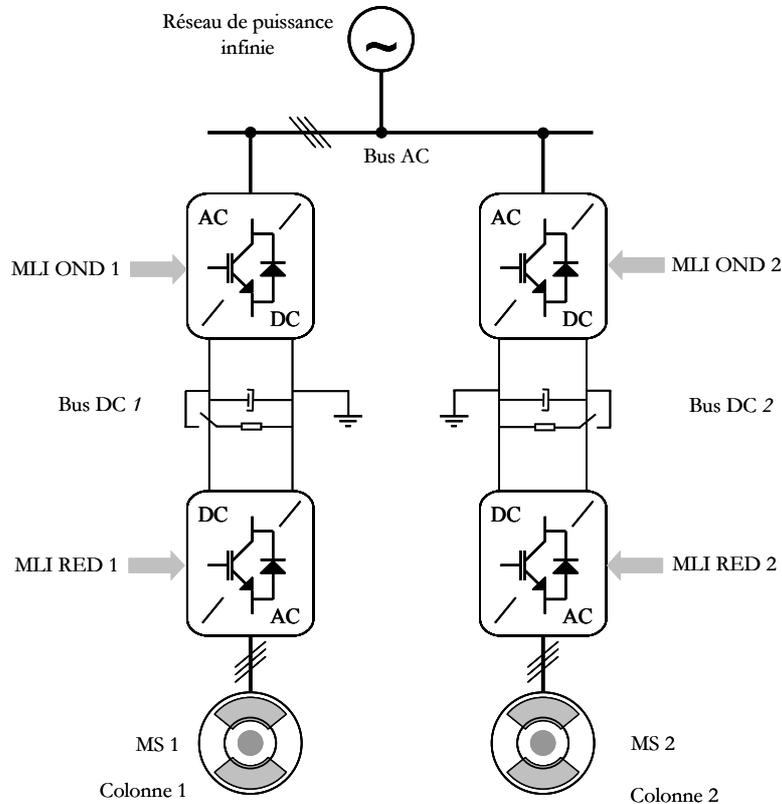


Figure 6.7. L'architecture des générateurs hydroliens choisie pour le test dans le cas de la synchronisation en mode PQ

Dans le but de tester la robustesse du contrôle implanté pour réaliser la synchronisation, des variations de cet angle de décalage ont été faits.

La Figure 6.8 montre la réponse du système quand une variation du décalage d'angle imposée entre les deux colonnes hydroliennes est faite de 0 à $\pi/2$ radians en simulation. Il faut noter que dans le cas de turbines tripales l'angle α est toujours compris entre 0 et $\pi/3$. Le même essai est ensuite validé expérimentalement comme montré sur la Figure 6.9. On considère dans ce cas que la vitesse de l'eau est constante (à 2.3m/s). Le maître fonctionne au point optimal. Comme l'esclave est synchronisé en position angulaire, il se trouve de fait au même point de fonctionnement. Ainsi, les deux coefficients de puissance C_{p1} et C_{p2} se trouvent autour de la valeur maximale. L'effort réalisé par les boucles de contrôle en-dessous peut aussi être remarqué pour les courants des génératrices, i_{qG1} et i_{qG2} . De même, les vitesses de rotation, Ω_{G1} (Ω_1) et Ω_{G2} (Ω_2), sont bien au même niveau et l'esclave accélère ou ralentit sur la période transitoire pour suivre la position angulaire imposée. On peut aussi remarquer les performances dynamiques de la boucle de contrôle de position en suivant les évolutions du $\Delta\theta = \theta_1 - \theta_2$ et de l'erreur $\varepsilon_\theta = \Delta\theta - \alpha$.

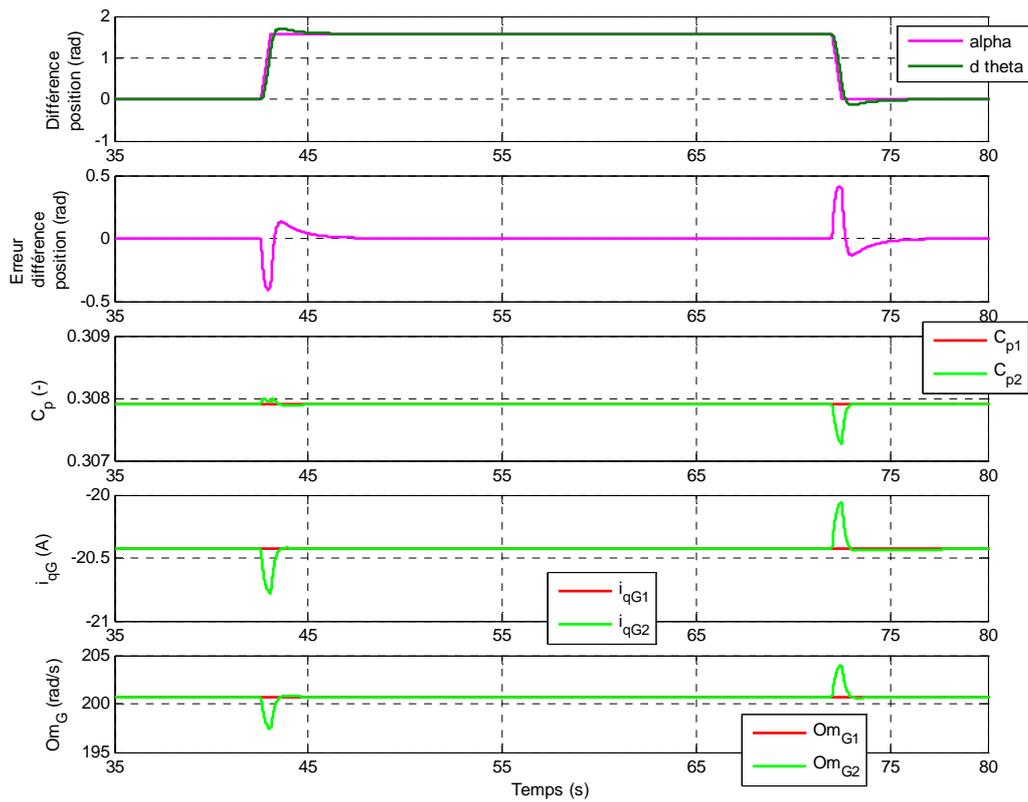


Figure 6.8. Réponse du système face à une variation de α , en simulation

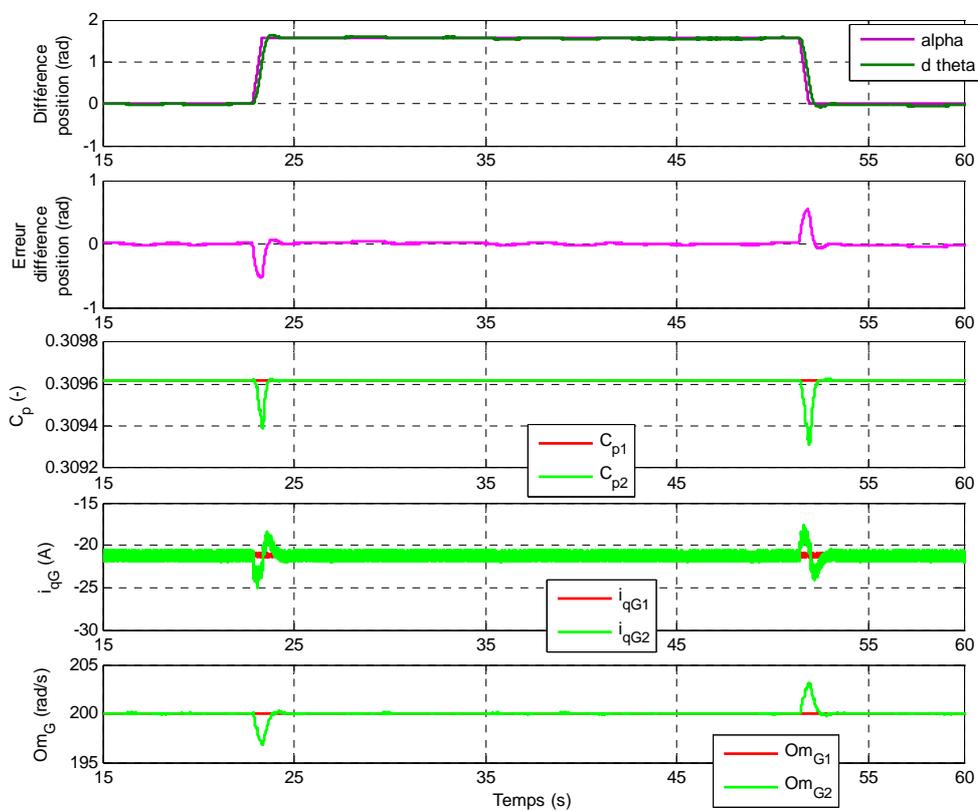


Figure 6.9. Réponse du système face à une variation de α , en essai expérimental

Pour limiter les efforts de tous les contrôles, la variation de α est imposée en rampe. Une variation négative de l'erreur signifie que l'esclave est en avance par rapport au maître ($\theta_2 > \theta_1$), une valeur positive correspond à la situation inverse. En conséquence, si ε_θ est négative, l'esclave doit être ralenti pour que l'erreur s'annule.

Le processus de synchronisation ou re-synchronisation est suffisamment rapide ($\sim 5s$) pour qu'une longue désynchronisation ne se produise pas ; laquelle désynchronisation n'est évidemment pas souhaitée pour des raisons d'hydrodynamiques et de tenue mécanique de la structure entière.

La réponse du système face à un profil de vitesse de l'eau variable est analysée sur une période de 125s. Comme expliqué dans le paragraphe 3.2.1, la valeur moyenne du courant de l'eau est modifiable en temps réel. La Figure 6.10 montre l'évolution des variables en simulation et ensuite ce même test est effectué expérimentalement et illustré sur la Figure 6.11.

De la même façon que dans le cas précédent, une variation de 0 à $\pi/2$ radians est imposée à la différence de position angulaire α . On peut effectivement remarquer encore une fois les évolutions des coefficients de puissance autour de la valeur optimale pendant que la vitesse de l'eau varie. Cette fois, on remarque d'autant plus le bruit de recherche du maximum de la MPPT. Comme dans le cas précédent, la réponse en décalage d'angle $\Delta\theta = \theta_1 - \theta_2$ poursuit correctement la référence imposée α . Les perturbations dynamiques introduites par la variation de la vitesse de l'eau ne perturbent pas de façon significative l'erreur ε_θ .

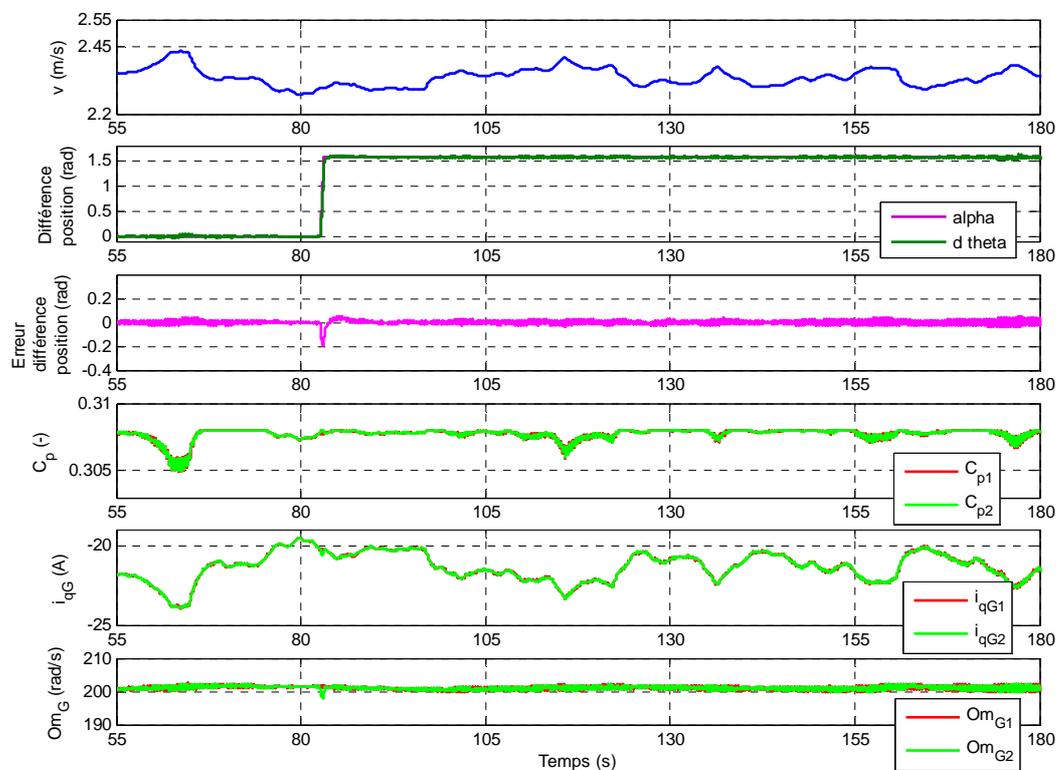


Figure 6.10. Réponse du système face à un profil de vitesse d'eau variable, en simulation

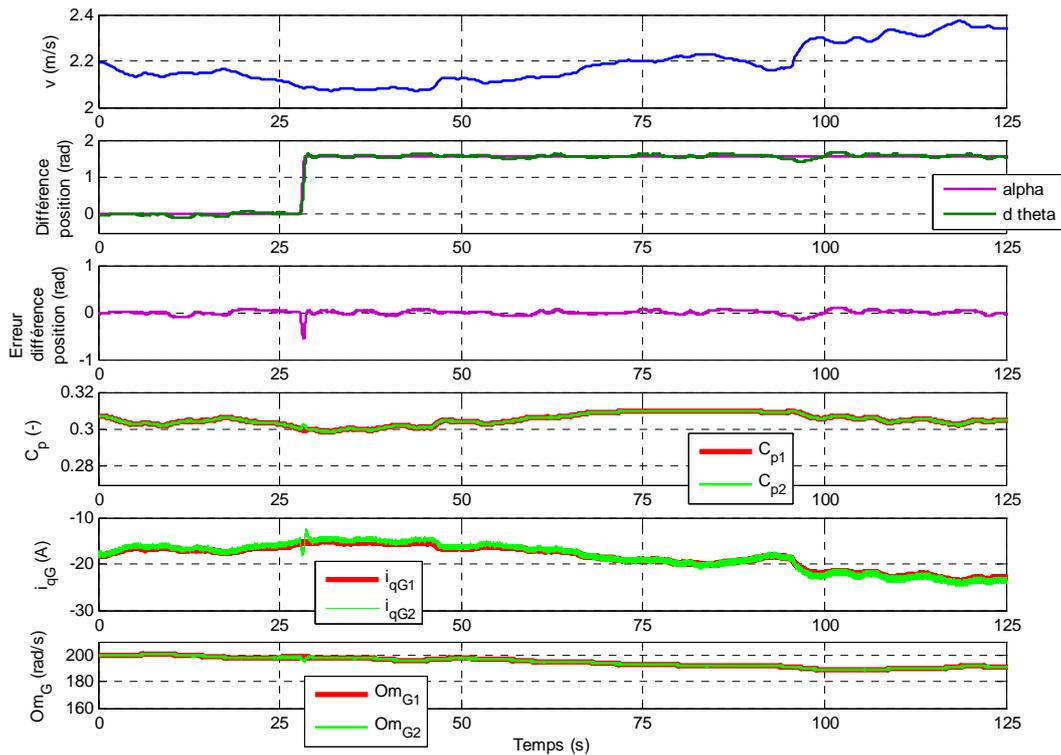


Figure 6.11. Réponse du système face à un profil de vitesse d'eau variable, en essai expérimental

Si le gradient de vitesse est important, on peut potentiellement observer des transitoires plus importants sur le courant actif de l'esclave et sur son coefficient de puissance. Dans ce cas aussi, le maître ne ressent pas d'étape transitoire, son fonctionnement n'est pas du tout perturbé.

La Figure 6.12 montre, en simulation, l'évolution des principales grandeurs qui nous intéressent dans le cas d'une variation de la vitesse de l'eau. Les mêmes évolutions sont ensuite validées en essai expérimental comme illustré sur la Figure 6.13.

Cette fois, le décalage d'angle est maintenu constant et pour illustration on a préféré la valeur $\pi/2$. Une variation "extrême" de la vitesse de l'eau est réalisée en échelon filtré de 2.3m/s à 2m/s. Le générateur hydrolien maître fonctionne au point optimal.

En analysant ces évolutions, on constate que le maître et l'esclave réagissent à la perturbation en modifiant leur point de fonctionnement, cependant la différence de position angulaire reste la même. On observe l'action du contrôleur qui annule l'erreur de différence de position. Les dynamiques sont cette fois plus lentes et l'erreur est annulée en $\sim 12s$. Le contrôleur de la différence de position agit en donnant une commande $\Delta\Omega$ qui se rajoute à la vitesse de l'esclave. Ainsi, quand la vitesse de l'eau diminue l'esclave en avance par rapport au maître car la vitesse de rotation de l'esclave diminue moins vite que celle du maître, cela s'observant plutôt dans l'analyse des courbes expérimentales. La raison vient des retards introduits par l'émulation de l'esclave tandis que le maître est entièrement simulé en temps réel. Alors $\Delta\Omega$ doit être négatif pour pouvoir permettre l'annulation de l'erreur. Quand la vitesse de l'eau augmente, la situation inverse se produit.

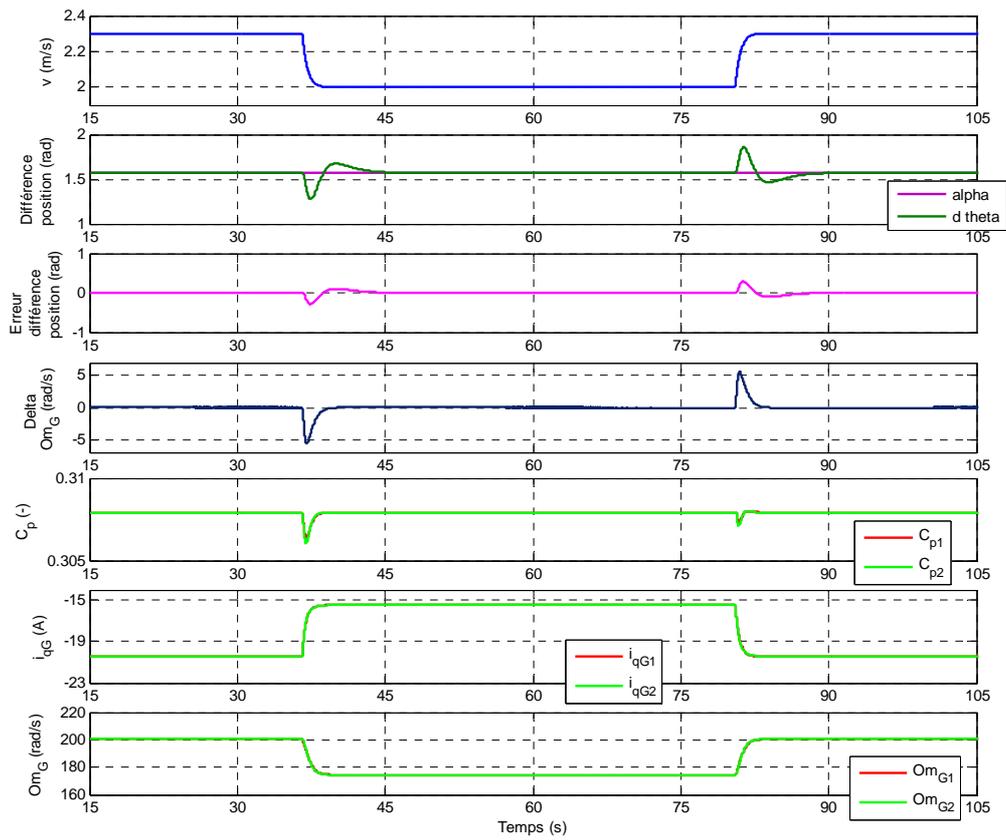


Figure 6.12. Réponse du système face à une variation de la vitesse d'eau, en simulation

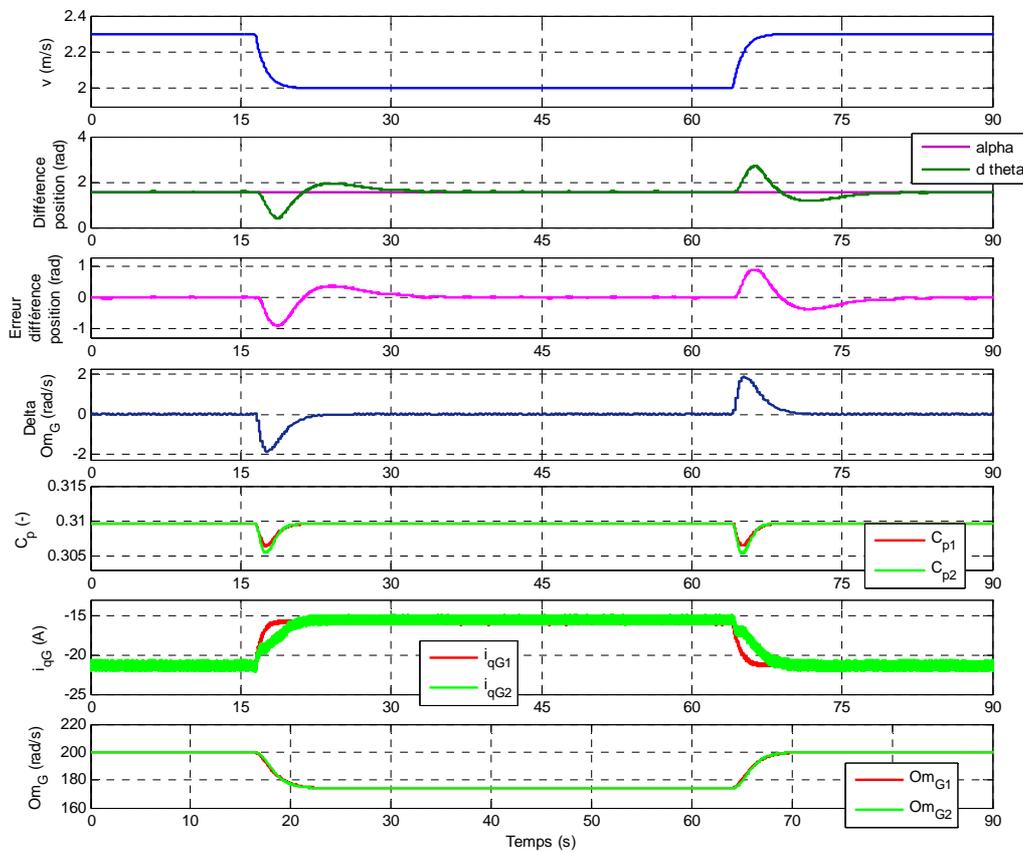


Figure 6.13. Réponse du système face à une variation de la vitesse d'eau, en essai expérimental

La Figure 6.14 illustre le comportement du système en simulation face à une variation en échelon filtré de la vitesse de rotation du maître qui ne fonctionne plus en MPPT, mais en référence de vitesse imposée. Le même test est validé expérimentalement et illustré sur la Figure 6.15. On se place cette fois à une vitesse d'eau constante de 2.3m/s et à $\alpha = \pi/2$. On fait varier la vitesse de rotation du maître de 200rad/s à 160rad/s en moins de 12s. Cette variation est extrêmement sévère et n'arrive pas en fonctionnement normal mais peut survenir suite à une situation de défaillance temporaire. On remarque sur l'évolution des coefficients de puissance qu'effectivement le MPPT a été déconnecté par le système superviseur mais le système reprend un fonctionnement normal dès la fin de variation de la vitesse du maître.

Cette fois, on observe une différence plus importante entre les réponses dynamiques en simulation par rapport à l'essai expérimental. Les transitoires sur l'erreur de position et sur la mesure de décalage de position angulaire sont assez longues mais l'erreur est annulée en ~ 12 s.

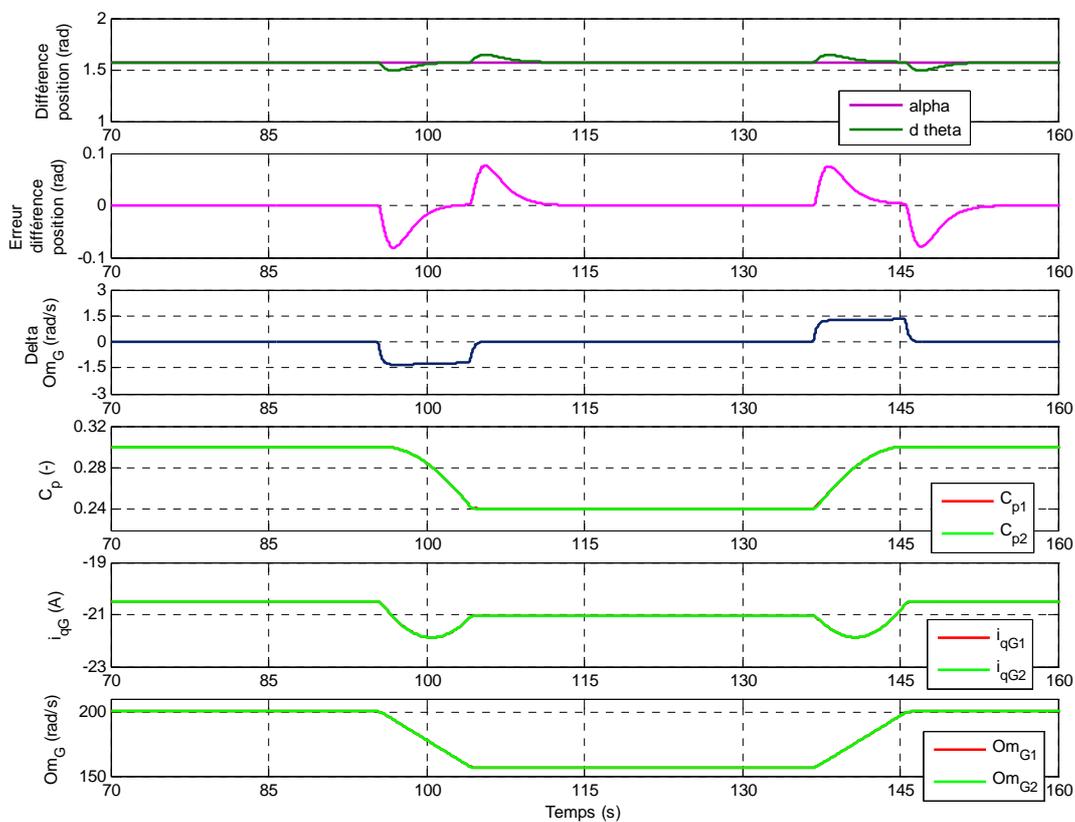


Figure 6.14. Réponse du système face à une variation de la vitesse de rotation du maître, en simulation

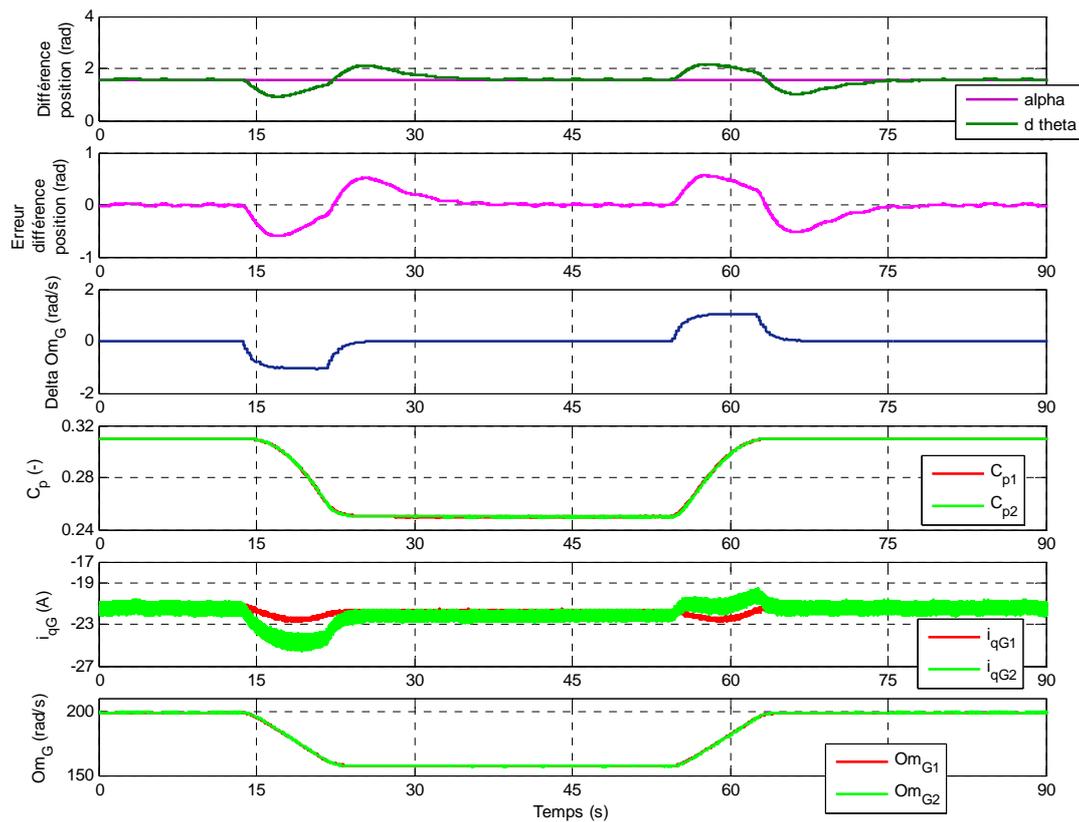


Figure 6.15. Réponse du système face à une variation de la vitesse de rotation du maître, en essai expérimental

L'ensemble de ces résultats suggère que la synchronisation des colonnes hydroliennes qui se d'une tour bi-colonne est réalisable par le contrôle proposé ici. Si nécessaire et pour une courte période de temps, la boucle de synchronisation peut aussi être déconnectée et les systèmes ne seront plus en relation maître-esclave mais fonctionneront de façon indépendante.

De même le rôle maître-esclave pourrait être interchangeable en cas de nécessité immédiate (défaillance par exemple). Alors, si le maître tombe en panne, l'esclave recevra les consignes du système superviseur et devra fonctionner en autonome, soit en MPPT, soit en référence de vitesse (voir aussi l'annexe A6).

6.2.1.2. Synchronisation des générateurs hydroliens fonctionnant en mode Vf sur la zone 1

Cette stratégie de synchronisation peut aussi s'appliquer dans le cas où les deux convertisseurs côté génératrice (redresseurs) sont connectés au niveau d'un bus continu commun et pour des systèmes en mode Vf de fonctionnement sur la zone 1.

Les deux générateurs hydroliens élémentaires qui constituent la tour bi-colonne ont une configuration de l'EP comme montré sur la Figure 6.16. Celle-ci est une solution parmi d'autres et n'exclut pas d'autres cas de figure possibles.

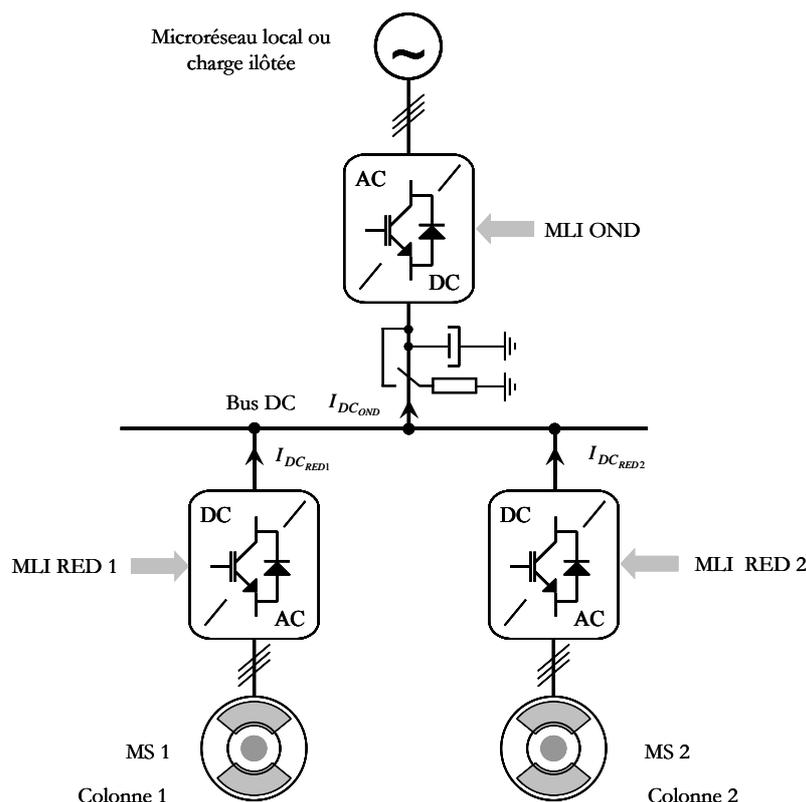


Figure 6.16. L'architecture des générateurs hydroliens choisie pour le test dans le cas de la synchronisation en mode Vf sur la zone 1

Un seul onduleur est présent cette fois côté charge. Le fonctionnement en mode Vf sur la zone 1 et les solutions de pilotages adoptées sont amplement présentées dans le paragraphe 5.4.

Toutefois, en ce qui concerne les deux redresseurs, les pilotages seront différents pour le maître (système 1) et l'esclave (système 2). Il est évident qu'il faudra un seul contrôle de la tension du bus continu. Celui-ci sera assuré par le générateur hydrolien maître qui aura donc une structure de contrôle comme tout système hydrolien qui fonctionne en mode Vf sur la zone 1 (voir le paragraphe 5.4). Mais cette fois l'équation du bus continu sera définie comme :

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = I_{DC_{OND}} - I_{DC_{RED1}} - I_{DC_{RED2}} \quad (6.6)$$

Ainsi un équilibre se réalisera entre les courants fournis par les deux systèmes au niveau continu. Plaçons nous dans la situation où des charges îlotées sont alimentées : dans ce cas, chaque système fournit la moitié de la demande de la charge, tout en fonctionnant au même point de fonctionnement donc à la même vitesse de rotation.

L'esclave sera seulement contrôlé en vitesse de rotation avec la boucle de synchronisation externe qui sera identique à celle présentée pour le fonctionnement en mode PQ puisque les systèmes sont toujours munis d'une boucle de contrôle de la vitesse de rotation des génératrices. L'action sur la position angulaire est ainsi faite de la même façon.

Il n'y aura pas d'algorithme de MPPT car en mode Vf le système fournit ce que la charge demande et non la totalité de l'énergie disponible.

Seulement des simulations numériques off line ont été réalisées dans ce cas parce que la configuration actuelle du banc d'essai temps réel ne permet pas le test d'une telle configuration (il n'y a pas à l'heure un troisième onduleur de tension de disponible sur le banc d'essai).

Comme dans le cas précédent, dans le but de tester la robustesse du contrôle implanté pour réaliser la synchronisation, des variations de cet angle de décalage ont été faits.

La Figure 6.17 montre l'évolution des grandeurs qui nous intéressent ici, suite à une variation du décalage d'angle imposé entre les deux colonnes hydroliennes de 0 à $\pi/2$ radians. On a considéré dans ce cas la vitesse de l'eau constante (à 2.3m/s). Le maître et l'esclave fonctionnent au même point de fonctionnement, comme le montre les courbes des vitesses et des courants des génératrices. Encore une fois, pour limiter les efforts de tous les contrôles, la variation de α est imposée en rampe. Une variation négative de l'erreur signifie que l'esclave est en avance par rapport au maître ($\theta_2 > \theta_1$), une valeur positive correspond à la situation inverse. En conséquence, si ε_0 est négative, l'esclave doit être ralenti pour que l'erreur s'annule.

Remarquons pourtant que, étant donné que les systèmes sont connectés au niveau du même bus continu, cette fois le maître sent aussi des petits transitoires suite à la synchronisation de l'esclave, toutefois bien moins importants que ce dernier. La commande donnée par la boucle de synchronisation ($\Delta\Omega$) est un peu plus rude et cela se voit dans la façon de réponse du courant i_{q2} de l'esclave. Un petit transitoire peut aussi être remarqué au niveau du bus continu commun, U_{DC} qui est contrôlé par le maître.

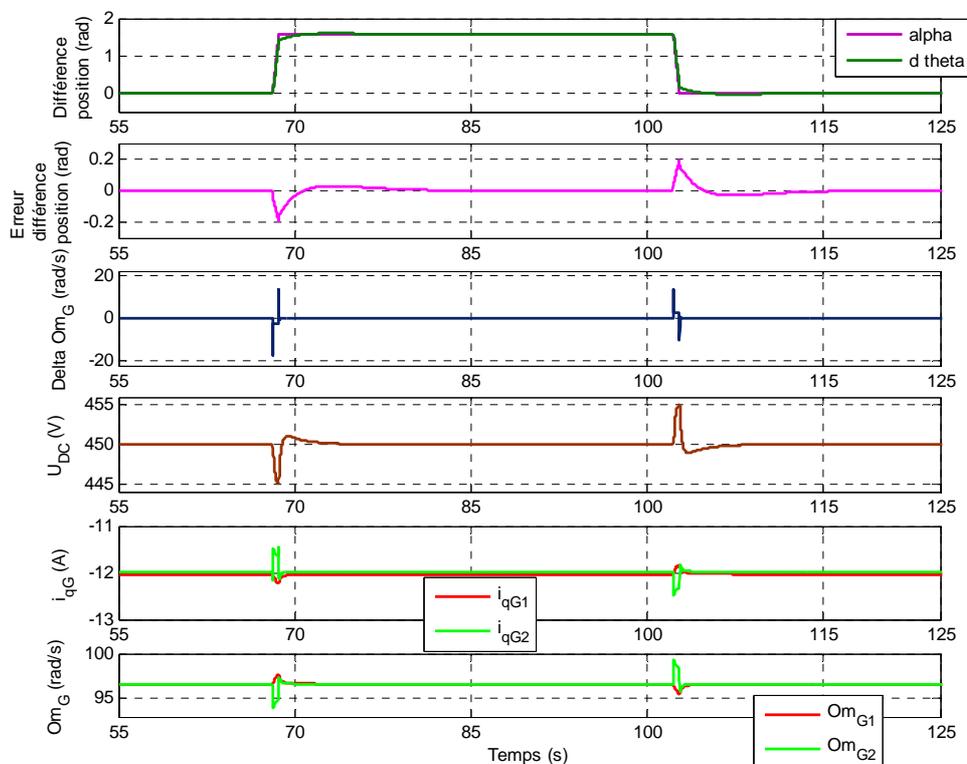


Figure 6.17. Réponse du système face à une variation de α imposée à la boucle de synchronisation

Le système est moins rapide au niveau dynamique, l'erreur qui apparaît avant la re-synchronisation s'annule en ~ 13 s. Cela reste suffisamment rapide et stable pour qu'une longue désynchronisation ne se produise pas.

Un point très important est la tenue de la boucle de synchronisation face à une variation de la charge car ce sont des perturbations qui arriveront en fonctionnement normal. La Figure 6.18 montre la réponse dynamique du système face à une variation de $\pm 33\%$ de la charge. La première variation est une augmentation de 33% de la charge : on voit que les deux systèmes accélèrent pour aller vers un point de fonctionnement plus haut en niveau de puissance. Sur l'évolution de l'erreur, on voit que cette fois l'esclave a accéléré, la commande $\Delta\Omega$ va aussi dans le sens de l'accélération. Quand la charge diminue, la situation inverse se produit.

Néanmoins, il apparaît une courte désynchronisation (pour ~ 10 s) avec une erreur de ~ 0.5 rad d'amplitude. La cause est due au fait que la variation de charge à été faite en échelon. Dans un système réel, une telle variation se produirait moins brutalement.

La tension du bus continu, U_{DC} , sent aussi des transitoires légèrement plus sévères, chose qu'on pourrait compenser si la capacité du bus continu était considérée plus grande (ici on a gardé les mêmes paramètres pour tous les essais) ou avec un système de stockage comme les super capacités pour les périodes de transition. De cette façon, une sécurité de plus pourrait être accordée au système fonctionnant en mode îloté.

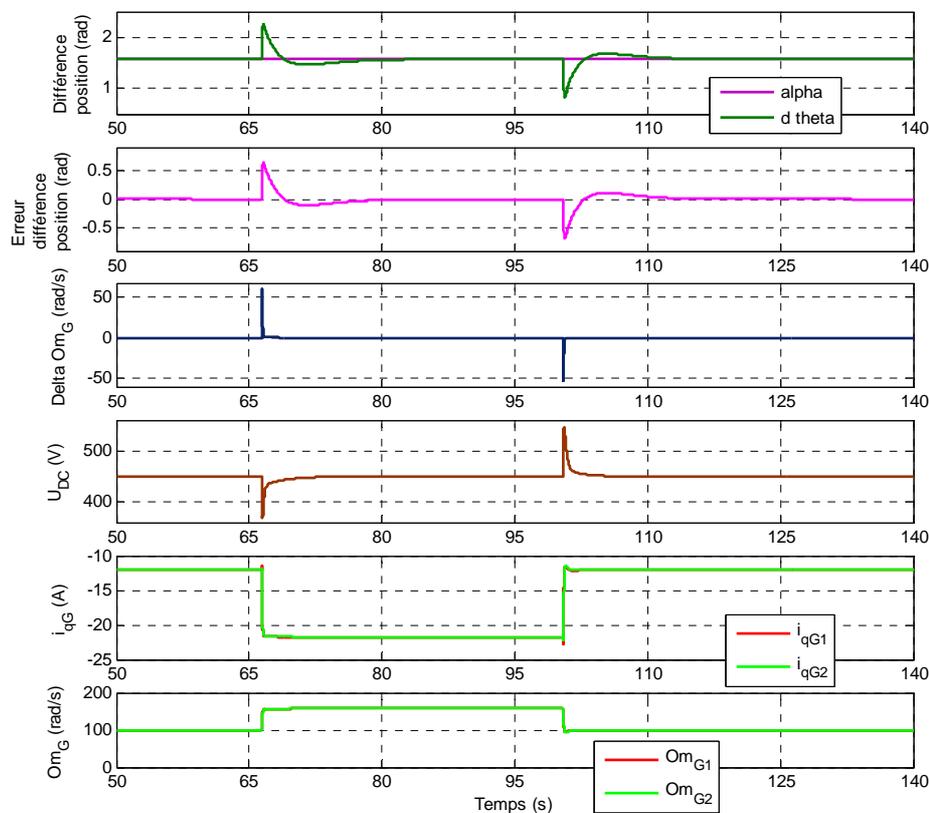


Figure 6.18. Réponse du système face à une variation de la charge de $\pm 33\%$

Sur la Figure 6.19, la réponse des variables du système est montrée pour le cas d'une variation brutale de la vitesse d'eau. Cette fois, le décalage d'angle est maintenu constant et pour illustration on a préféré la valeur $\pi/2$. Une variation "extrême" de la vitesse de l'eau est réalisée en échelon filtré de 2.3m/s à 2m/s.

En analysant ces évolutions, on constate que même si le maître et l'esclave réagissent à la perturbation en modifiant leur point de fonctionnement, la différence de position angulaire reste la même. On observe l'action du contrôleur qui annule l'erreur de différence de position. Les dynamiques sont cette fois plus lentes et l'erreur est annulée en ~ 20 s. Le contrôleur de la différence de position agit en donnant une commande $\Delta\Omega$ qui se rajoute à la vitesse de l'esclave. En revanche, cette fois, même si la vitesse d'eau diminue, on observe que les systèmes accélèrent pour assurer le même niveau de puissance que pour une vitesse d'eau plus forte. Toutefois, quand la vitesse de l'eau diminue, l'esclave avance par rapport au maître et vice versa quand la vitesse de l'eau augmente.

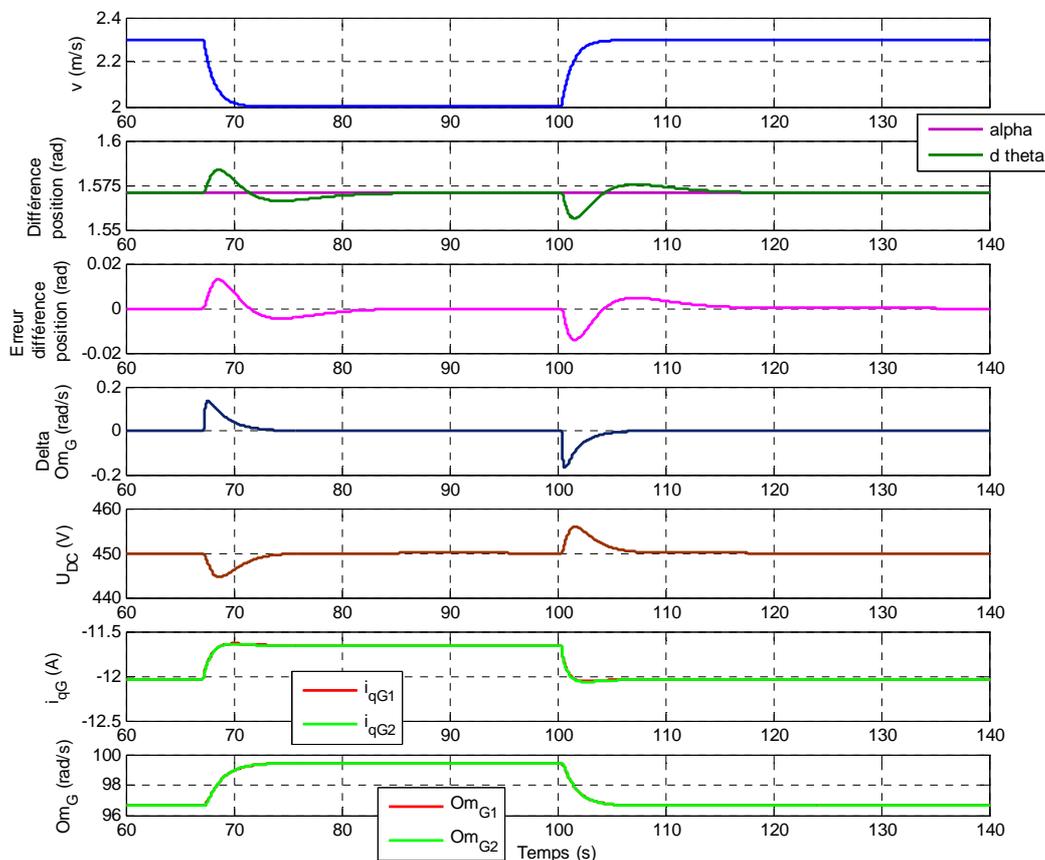


Figure 6.19. Réponse du système face à une variation de la vitesse de l'eau

Ensuite, la réponse du système face à un profil de vitesse de l'eau variable (avec une moyenne de 2.3m/s) est analysée sur une période de 100s. On a préféré dans ce cas maintenir à valeur constante la différence d'angle, $\alpha = \pi/2$ afin d'observer comment celle-ci est influencée par les variations de la vitesse d'eau. Chaque fois que la vitesse de l'eau a une tendance descendante, le maître et l'esclave accélèrent pour fournir la même puissance afin de maintenir le niveau demandé par la charge. Les variations dynamiques

de l'eau se ressentent sur toutes les évolutions y compris sur celle de la tension du bus continu, U_{DC} . Néanmoins, ces variations restent de faible amplitude et ne perturbent pas le fonctionnement général du système synchronisé. L'erreur de la boucle de synchronisation varie elle aussi légèrement autour de zéro.

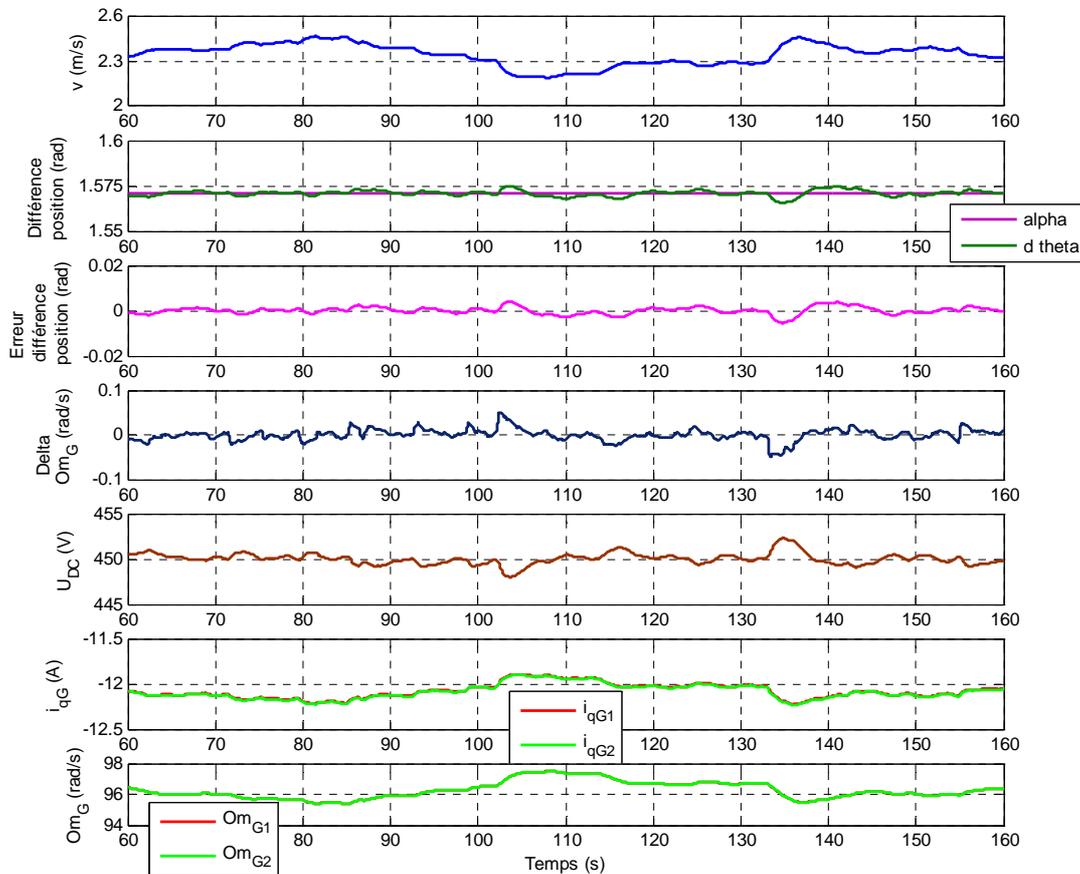


Figure 6.20. Réponse du système face à un profil de vitesse de l'eau variable

Ces résultats montrent que la synchronisation des colonnes hydroliennes qui se trouvent dans une tour bi-colonne peut se réaliser à l'aide de la solution de contrôle proposée ici également dans le cas d'un système fonctionnant en mode îloté. Si nécessaire pour une courte période de temps, la boucle de synchronisation peut aussi être déconnectée et les systèmes ne seront plus en relation maître – esclave mais fonctionneront de façon indépendante.

De même, le rôle maître – esclave pourrait être interchangeable en cas de nécessité immédiate avec un peu plus de complexité car il faudrait changer le contrôle du bus continu en temps réel. Alors, si la colonne maître qui contrôle la tension du bus continu commun tombe en panne, la colonne voisine (l'esclave) prend alors le relais en assurant le contrôle du bus continu commun (voir aussi l'annexe A6).

6.3. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la coordination des colonnes hydroliennes, plus précisément au fonctionnement synchronisé des générateurs hydroliens élémentaires, en mode de fonctionnement PQ ou Vf sur la zone 1.

La synchronisation se fait sans systèmes mécaniques à engrenages, elle est réalisée uniquement via le système de commande et pilotage des génératrices et uniquement par action sur la boucle de vitesse de rotation. Aucune liaison physique n'existe entre les colonnes pour réaliser cette synchronisation. En assurant le fonctionnement de deux colonnes hydroliennes à la même vitesse de rotation en sens opposé et avec un décalage de position angulaire égal à zéro, on garantit une tâche importante qui nous a été confiée par les concepteurs des colonnes hydroliennes HARVEST : on pourrait ainsi annuler les effets des efforts globaux qui s'exercent sur les colonnes.

Cette étude est très particulière et s'applique aux colonnes HARVEST composées de turbines Achard à axe vertical de rotation.

Conclusion générale

Conclusion générale

Cette étude s'inscrit dans le cadre du programme de recherche nommé HARVEST et est consacré à l'analyse du fonctionnement piloté du générateur hydrolien.

Les commandes et les pilotages implantés ont d'abord débuté par une étape intermédiaire de modélisation et simulation off line à l'aide du logiciel MATLAB/SIMULINK pour être ensuite testés sur le banc expérimental temps réel hybride du G2ELab. Les modules de simulation constituent des outils d'apprentissage et de tests pour la suite du programme de recherche HARVEST et pour les divers partenaires.

En ce qui concerne les tests expérimentaux, des compléments ont été apportés en aidant à la mise à jour continue de ce dispositif. Ceux-ci ont toutefois gardé une orientation commande et pilotage pour l'analyse des systèmes générateurs interfacés par une structure d'électronique de puissance.

Cette étude a proposé et montré la faisabilité d'une série de commandes et pilotages qu'on pourrait envisager pour un générateur hydrolien ; et ce, afin d'assurer son fonctionnement correct et sa possible insertion soit à un réseau électrique de puissance infinie (PQ) ou bien à un système îloté (charges ou microréseau local) (Vf). Une commutation entre ces deux modes a été réalisée pour illustrer la flexibilité du système. La possibilité de synchroniser deux générateurs hydroliens élémentaires a également été présentée.

Générateur hydrolien en mode PQ

Il a été illustré que le générateur hydrolien élémentaire peut assurer un fonctionnement en mode PQ en mode normal de fonctionnement ou en mode dégradé :

- En mode normal, le système fournit de façon contrôlée de la puissance active, optimale (en MPPT) ou pas (en référence de vitesse) et éventuellement de la puissance réactive.
- Il a été démontré que ce système peut faire face aux creux de tension sur le réseau et qu'il reste imperturbable face à une tension réseau polluée avec des harmoniques.
- Des tests expérimentaux valident les résultats de simulation numérique off line.

Générateur hydrolien en mode Vf

Le pilotage du système en mode Vf a montré que celui-ci peut assurer seul la continuité de la production (la ressource étant aussi continue) et le réglage des paramètres au point de connexion à la charge en mode normal de fonctionnement.

- L'équilibre demande – production est assuré.
- Les paramètres électriques fondamentaux au point de connexion sont régulés en permanence.

- Les résultats de simulation numérique off line sont validés par des tests expérimentaux en temps réel.

Commutation PQ – Vf -PQ

Le fait que le générateur hydrolien puisse fonctionner dans les deux modes valide quelque part l'intérêt qu'il peut présenter en tant que producteur d'énergie, dans les deux situations : dans le cadre d'un réseau à grande échelle mais aussi pour des petites productions locales dans des zones îlotées. Toutefois le besoin de commuter entre ces deux modes peut apparaître.

- La commutation entre les deux modes a été réalisée et validée expérimentalement en essai temps réel.

Coordination des générateurs hydroliens élémentaires

Le possible fonctionnement synchronisé de deux tours hydroliennes bi – colonne seulement par action au niveau électrique via le système de pilotage a été démontré.

- Aucune liaison physique n'existe pas entre les colonnes pour réaliser cette synchronisation.
- Les deux systèmes sont en relation maître – esclave.
- Le point clef de cette coordination est une boucle de contrôle de la différence de position angulaire des deux génératrices par action sur la boucle de vitesse de l'esclave.
- Les rôles "maître – esclave" sont tout à fait interchangeables en cas de défaillance d'une colonne hydrolienne ou du système électrique associé.
- Des essais expérimentaux temps réel valident les résultats de simulation numérique off line.
- Cette synchronisation peut se réaliser dans les deux cas de fonctionnement PQ ou Vf.

Cette étude a posé quelques briques de base dans l'axe commande – pilotage du générateur hydrolien HARVEST.

Néanmoins, sachant que l'on est au début des recherches sur les hydroliennes à axe de rotation vertical, de nombreuses perspectives s'ouvrent :

- En ce qui concerne le mode de fonctionnement PQ et en cas d'une augmentation trop élevée de la vitesse de l'eau, il faudra trouver pour les systèmes réels une solution plus avancée de contrôle pour limiter la puissance produite (autre que le changement du point de fonctionnement par action sur la vitesse de rotation).
- La situation de fonctionnement du générateur hydrolien en mode Vf a impliqué une approche de contrôle sensible au dimensionnement de la capacité du bus continu. Pour le futur, il faudra trouver une solution de contrôle plus robuste et plus largement applicable.
- En mode Vf de fonctionnement, on n'a pas étudié le mode dégradé, en présence d'une charge polluante. Cela reste à valider pour le futur.

- La possibilité d'introduire un système de stockage (comme les super capacités) pour donner plus de sûreté au fonctionnement en mode îloté doit être analysée.
- Des prototypes de démonstration verront le jour (en 2010 en canal et en 2013 en mer). Les pilotages testés dans le cadre de cette étude au niveau du laboratoire pourront être testés dans un milieu 100% réel. Le retour d'expérience pourra valider une partie de ce travail. De plus, les comportements vibratoires pourront être étudiés car des mesures d'observation seront à prévoir pour ces prototypes.
- D'autres structures d'électronique de puissance, plus simples côté système de redressement devront être testées pour le générateur hydrolien. Un compromis devra être trouvé entre le besoin de flexibilité au niveau EP, la commande et le coût (investissement du départ mais surtout maintenance ultérieure).
- Dans le cas d'une validation ultérieure des structures très simples de redresseur (comme un pont à diodes intégré à la machine), une solution de contrôle pour la synchronisation sans capteurs pourrait se prouver plus adaptée.
- Pour les générateurs hydroliens à concevoir en démonstrateur, il sera intéressant d'instrumenter le système afin de réunir le plus possibles d'observations afin d'alimenter le retour d'expérience, il faudra à cet effet trouver les bons paramètres à mesurer ainsi que la localisation des capteurs y inhérent.
- Les modes dégradés et la détection des défauts seront des points clefs pour le générateur hydrolien. La redondance de certaines informations apparaît comme nécessaire. Ces modes de fonctionnement en cas de défaillance devront être gérés au plus haut étage de contrôle, celui de la supervision de sorte que la réaction soit suffisamment rapide pour éviter que le système tombe en panne totale.
- Toute une série d'études plus poussées pourra être imaginée pour l'interaction générateur hydrolien – réseau et surtout dans l'optique du développement d'un parc hydrolien.
- A plus long terme, la faisabilité de l'extension de la synchronisation à plus d'une tour bi-colonne, c'est-à-dire par exemple à un parc constitué de "n" colonnes pourra être testée.

Références

Références

- [**ABO-08**] [En ligne] EDF soirée débat "Les hydroliennes où en est-on?", 23 septembre 2008.
- [**ACH-05**] J.L. Achard et T. Maître, "Turbomachine hydraulique", brevet d'invention, EP1718863, 18 août 2005.
- [**ACH-06**] J.L. Achard, D. Imbault, and T. Maître, "Dispositif de maintien d'une turbomachine hydraulique", brevet d'invention, EP 1856406, 17 août 2006.
- [**ACH-09**] J.L. Achard, D. Imbault, A. Tourabi, "Turbomachine à turbines hydrauliques à flux transverse à force globale de portance réduite", brevet d'invention, FR 2922606, 24 avril 2009.
- [**AHS-09**] [En ligne] <http://www.althydrosolutions.com/>
- [**AKH-03**] V. Akhmatov, "Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power", Ph.D. Thesis, Electric Power Engineering, Ørsted-DTU and Technical University of Denmark, Kgs. Lyngby, Denmark, April 2003.
- [**AME-07**] E. Amet, C. Pellone, T. Maître et J.L. Achard, "Lâcher tourbillonnaire à l'arrière des pales d'une turbine Darrieus", 18^{ème} Congrès Français de Mécanique, Grenoble 27-31 août 2007.
- [**AND-06**] M. Andreica, "Système aérogénérateur synchrone couplé au réseau – Réalisation d'un banc de test temps-réel", Master Recherche Grenoble INP, soutenu le 28 juin 2006.
- [**AND-08a**] M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, I. Exteberria-Otadui, I. Munteanu, "Micro-hydro water current turbine control for grid-connected or islanding operation," in: *Proceedings of the 39th IEEE Power Electronics Specialists Conference – PESC '08*, Rhodes Island, Greece, pp. 957-962, 2008.
- [**AND-08b**] M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, J. Guiraud, "Intégration d'une hydrolienne au réseau, MPPT et qualité d'énergie", *Revue des Energies Renouvelables (UNESCO)*, vol. 11, n°4, 2008, pp. 493-502 (en français).
- [**AND-08c**] M. Andreica, S. Bacha, A.I. Bratcu, J. Guiraud, I. Munteanu, D. Roye, "Système de contrôle d'une turbomachine à paire de turbines hydrauliques jumelles", demande de brevet d'invention FR N°8/55684, déposée le 22 août 2008.

- [AND-09a]** M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, I. Munteanu, A.I. Bratcu, J. Guiraud, "Stand-alone operation of cross-flow water turbines," *IEEE International Conference on Industrial Technology – ICIT '09*, Gippsland, Australia, February 10-13 2009, *CD ROM Proceedings*.
- [AND-09b]** M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, I. Munteanu, A.I. Bratcu, J. Guiraud, "Cross-flow Water Turbines Control Under Grid Disturbances", *IEEE International Conference on Power Technology (PowerTech09)*, Bucarest, Roumanie, 29 June – 2 July 2009, accepté.
- [AND-09c]** M. Andreica, S. Bacha, D. Roye, I. Munteanu, A.I. Bratcu, J. Guiraud, "Management and Control of Operating Regimes of Cross-flow Water Turbines", *under review* at IEEE Trans. on Energy Conversion. (*en cours d'examination*)
- [AND-09d]** M. Andreica, I. Munteanu, A.I. Bratcu, S. Bacha, D. Roye, J. Guiraud, "Synchronized Control of Cross-Flow Water Turbine Generation Systems", *under submission* at IEEE Trans. on Energy Conversion (*en cours de soumission*).
- [ANT-07]** S. Antheaume, "Simulation numérique macroscopique de turbines hydrauliques à axe de rotation vertical", Diplôme de Recherche Technologique, INPG, soutenu en juin 2007.
- [ANT-08]** S. Antheaume, T. Maître, et J.L. Achard, "Hydraulic Darrieus turbines efficiency for free fluid flow conditions versus power farms conditions," *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 2186-2198, 2008.
- [ARE-02]** ARENE "A new generation of digital real-time power system simulators", Documentation technique, Mars 2002.
- [AST-05]** K. J. Åström, and T. Häggglund, *PID Controllers : Theory, Design and Tuning – 2nd edition*. Instrument Society of America, 2005.
- [BAC-05]** S. Bacha, I. Etxeberria-Otadui, C. Gombert, "Exploitation des réseaux d'énergie électrique avec l'électronique de puissance", Editions Hermès, 2005.
- [BAL-07]** R. Balme, K. Le Saux, S.E. BenElghali, M.E.H. Benbouzid, J.F. Charpentier, F. Hauville, J.L. Drouen, "A Simulation Model for the Evaluation of the Electrical Power Potential Harnessed by a Marine Current Turbine in the Raz de Sein", *OCEANS 2007 - Europe* 18-21 June 2007, pp. 6.
- [BAS-08]** M. Basu, S.P. Das, G.K. Dubey, "Investigation on the performance of UPQC-Q for voltage sag mitigation and power quality improvement at a critical load point," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol.2, pp. 414 – 423, May 2008.

[BAT-96] P. E. Battaïoto, R. J. Mantz, and P. F. Puleston, "A wind turbine emulator based on a dual DSP processor system," *Control Engineering Practice*, vol. 4, pp. 1261-1266, 1996.

[BEN-09] [En ligne] <http://www.blueenergy.com/>

[BER-04] A. Bertani, C. Bossi, F. Fornari, S. Massucco, S. Spelta, F. Tivegna, "A microturbine generation system for grid connected and islanding operation," *Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES*, vol. 1, October 2004, pp. 360-365.

[BNE-07] S. E. Ben Elghali, R. Balme, K. Le Saux, M.E.H. Benbouzid, J. F. Charpentier, F. Hauville, "A Simulation Model for the Evaluation of the Electrical Power Potential Harnessed by a Marine Current Turbine", *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, vol. 32, Oct. 2007, pp. 786 -797.

[BNE-08] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid, T. Ahmed-Ali, J.F. Charpentier, F. Mekri, "High-Order Sliding Mode Control of DFIG-Based Marine Current Turbine", *34th Annual Conference of IEEE on Industrial Electronics, IECON 2008*, 10-13 Nov. 2008, pp. 1228-1233.

[BOS-01] B.K. Bose, *Modern Power Electronics and AC Drives*, Prentice - Hall: Englewood Cliffs, NJ, U.S.A., 2001.

[BRO-86] G. Brochier, P. Fraunié, C. Bégulier, I. Paraschivoiu. "Water channel experiments of dynamic stall on Darrieus wind turbines blades". *Journal of Propulsion*, 2(5) :445-449, Sept-Oct 1986.

[BUR-01] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi, *Wind energy handbook*. New-York: John Wiley & Sons, 2001.

[CAM-00] S.M. Camporeale, V. Magib, "Streamtube model for analysis of vertical axis variable pitch turbine for marine currents energy conversion", *Energy Conversion & Management*, vol. 41, 2000, pp. 1811-1827.

[CAR-08] R. Carbone, "A High Performance Rectifier for Electrical Power Generation from Marine Currents," in: *Proceedings of International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, pp 1155-1160, 2008.

[CHE-09] Po-Tai Cheng, Jhao-Ming Chen, Chia-Lung Ni, "Design of a State-Feedback Controller for Series Voltage-Sag Compensators," *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 45, pp. 260 – 267, Jan.-feb. 2009.

[CHI-06] M. Chinchilla, S. Arnaltes, J. C. Burgos, "Control of Permanent-Magnet Generators Applied to Variable-Speed Wind-Energy Systems Connected to the Grid", *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 21, March 2006, pp. 130 – 135.

[CID-02] J. Cidrás, A. E. Feijóo, and C. C. González, "Synchronization of asynchronous wind turbines," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, 2002, pp. 1162-1169.

[CMB-06] H. Camblong, I. Martinez de Alegria, M. Rodriguez, and G. Abad, "Experimental evaluation of wind turbines maximum power point tracking controllers," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, pp. 2846-2858, 2006.

[CRR-04] C. Carrillo, A.E. Feijóo, J. Cidrás, "Power Fluctuations in an Isolated Wind Plant", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.19, n°1, March 2004, pp. 217-221.

[DAR-25] G. J.M. Darrieus, "Turbine à axe de rotation transversal à la direction du courant", Brevet d'invention, 9 octobre 1925.

[DAT-03] R. Datta, V.T. Ranganathan, "A Method of Tracking the Peak Power Points for a Variable Speed Wind Energy Conversion System", *IEEE Trans. On Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, March 2003, pp. 163-168.

[DEL-07] N. Dellinger, D. Imbault, A. Tourabi "Caractérisation des efforts hydrodynamiques sur une maquette d'hydrolienne à axe vertical", 18^{ème} Congrès Français de Mécanique, Grenoble 27-31 août 2007, France.

[DEL-08] N. Dellinger, D. Imbault, A. Tourabi, "Hydrodynamic behaviour characterization of vertical axis water turbine scale model", *Proceedings XXII ICTAM 2008*, Adelaide, Australia.

[DIO-99] A. Diop, C. Nichita, J.J. Belhace, B. Dakyo, E. Ceanga, "Modelling Variable Pitch HAWT Characteristics for Real Time Wind Turbine Simulator", *Wind Energy Journal*, vol. 24, no. 3, pp. 203-221, 2000.

[DIO-00] A. D. Diop, C. Nichita, J. J. Belhache, B. Dakyo, and E. Ceangă, "Error evaluation for models of real time wind turbine simulators," *Wind Engineering Journal*, vol. 24, pp. 203-221, 2000.

[DOE-98] U.S. Departement of Energy, Sandia National Laboratories et American Wind Energy Association, "Vertical Axis Wind Turbines: The history of DOE Program", 1998.

[DSP-09] [En ligne] <http://www.dspace.fr>

[EBL-03] [En ligne] "Stingary Tidal Stream Generation Device –Phase 2", T/06/00218/00 Report, ©The Engineering Business Ltd 2003.

[EBL-09] [En ligne] http://www.engb.com/services_09a.php (Engineering Business Ltd)

[ECN-09] [En ligne] <http://www.ecole-navale.fr/-Mecanique-et-Energetique-en-.html>

[ECO-09] [En ligne] http://www.ecosources.info/dossiers/Eolienne_verticale_Darrieus

[ERE-00] M. Eremia, A. Germond, J. Trecat, "Réseau électriques", Ed Tehnica, Bucarest, 2000.

[ETX-03] I. Etxeberria-Otadui, "Sur les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique – application à la qualité de l'énergie", Thèse de Doctorat INP Grenoble, soutenue le 26 septembre 2003.

[ETX-06] I. Etxeberria-Otadui, A. López de Heredia, H. Gaztañaga, S. Bacha, R. Reyer, "A Single Synchronous Frame Hybrid (SSFH) Multi-Frequency Controller for Power Active Filters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1640-1648, 2006.

[FAR-05] J. Faria, E. Margato, M.J. Resende, "Self-excited induction generator for micro-hydro plants using water current turbines type," in: *Proceedings of the Telecommunication Conference – INTELEC*, pp. 107-112, 2005.

[FLO-09] [En ligne] <http://www.floridahydro.com>

[GAZ-06] H. Gaztañaga Arantzamendi, "Etude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée: application aux microréseaux", Thèse de Doctorat INP Grenoble, soutenue le 15 décembre 2006.

[GAZ-07] H. Gaztanaga, I. Etxeberria-Otadui, D. Ocnasu, S. Bacha, "Real-Time Analysis of the Transient Response Improvement of Fixed-Speed Wind Farms by Using a Reduced-Scale STATCOM Prototype", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, May 2007

[GCK-09] [En ligne] <http://www.gcktechnology.com/> et le rapport "Hydraulic Cross-Flow Turbines", A. Gorlov, octobre 2005.

[GOM-05] C. Gombert, "Simulation temps-réel des dispositifs d'électronique de puissance dédiés aux réseaux d'énergie électrique", Thèse de Doctorat INP Grenoble, soutenue le 29 septembre 2005.

[GOR-01] A. N. Gorban, A. M. Gorlov, V. M. Silantyev, "Limits of the turbine efficiency for free fluid flow," *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 123, pp. 311-317, 2001.

[GRD-98] Joël Guiraud, "Commandes Vectorielles de Machines Alternatives à Base de Processeur de Signal", Mémoire C.N.A.M Grenoble, 1998.

[GRO-08] M. Grousseau, "Ces énergies qui vont faire parler d'elles", Journal du CNRS n°226 Novembre 2008 ([En ligne] <http://www2.cnrs.fr/presse/journal/4119.htm>).

[GRV-95] A. M. Gorlov, "Unidirectional Helical Reaction Turbine Operable Under Reversible Fluid Flow for Power Systems", United States Patent - N° 5 451 137, 1995.

[GRV-97] A. M. Gorlov, "Helical Turbine Assembly Operable Under Multidirectional Fluid Flow for Power and Propulsion Systems", United States Patent - N° 5 642 984, 1997.

[GRV-98a] A. M. Gorlov, "Development of the Helical Reaction Hydraulic Turbine", Final Technical Report DOE/EE/15669-T1, 1998.

[GRV-98b] A. M. Gorlov, "Helical Turbines for the Gulf Stream : Conceptual Approach to Design of a Large-Scale Floating Power Farm", *Marine Technology*, vol. 35, n° 3, July 1998, pp. 175-182.

[GRV-99] A.M. Gorlov, H.L. Williams, "Two New Approaches to Generating Electricity Using Ocean Currents", *Hydro Review*, vol.18, n°4, July 1999, pp. 84-87.

[GUF-00] S. Guffon, "Modélisation et commandes à structure variable de filtres actifs de puissance", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), soutenue en 2000.

[GUI-05] L. Guittet, "Outils de prédimensionnement des hydroliennes Darrieus: Aspects expérimental et numérique", Diplôme de Recherche Technologique, INPG, soutenue le 21 juin 2005.

[GLL-00] X. Guillaud, J.P Hautier, M. Wulverick, F. Crespi, "Multiresonant corrector for active filter", IEEE Industry Applications Conference, Vol. 4, 8-12 Oct. 2000 pp. 2151 – 2155.

[GLL-07] X. Guillaud, P. Degobert, R. Teodorescu, "Use of resonant controller for grid-connected converters in case of large frequency fluctuations," in: *Proceedings of EPE 2007*, Aalborg, Denmark, pp. 1-8, 2007.

[HGN-09] [En ligne] <http://www.hydro-gen.fr>

[HIG-83] B. I. Higby (Horix Manufacturing Co., Pittsburgh, U.S.A.), "Method and apparatus for synchronization driving AC synchronous motors," U.S. Patent no. 4376913, March 15 1983.

[HHX-09] [En ligne] <http://www.hydrohelix.fr/>

[HLI-08] Hui Li, Zhe Chen, "Design Optimization and Evaluation of Different Wind Generator Systems", International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2008, pp. 2396-2401.

[HMS-09] [En ligne] <http://www.hammerfeststrom.com/>

[ICA-09] [En ligne] <http://www.ic.gc.ca/eic/site/rei-ier.nsf/fra/nz00145.html> (consulté en mai 2009)

[IPA-08] [En ligne] "Déclaration d'intention et appel à fédérer les efforts de développement des énergies marines en France", Dossier de Presse IPANEMA, Brest, 17 octobre 2008.

[JEO-08] S.-K. Jeong, S.-S. You, "Precise position synchronous control of multi-axis servo system," *Mechatronics Review*, vol. 18, pp. 129-140, April 2008.

[KHA-08] M.J. Khan, M.T. Iqbal, J.E. Quicoe, "River current energy conversion systems: Progress, prospects and challenges", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n°12, 2008, pp. 2177-2193.

[KOJ-04] H. M. Kojabadi, L. Chang, T. Boutot, "Development of a novel wind turbine simulator for wind energy conversion systems using an inverter-controlled induction motor," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 547-552, 2004.

[KOU-06] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, "Design of a Maximum Power Point Tracking System for Wind-Energy-Conversion Applications", *IEEE Trans. On Industrial Electronics*, vol. 53, no. 2, April 2006, pp. 486-494.

[LAV-05] N. Laverdure, "Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, soutenue publiquement le 9 décembre 2005.

[LEI-00] J.G. Leishman, "Principles of Helicopter Aerodynamics", Cambridge Aerospace Series, Cambridge University Press, 2000.

[LEO-01] W. Leonhard, *Control of Electrical Drives – 3rd edition*. Berlin: Springer, 2001.

[LEV-93] A. Levant, "Sliding order and sliding accuracy in sliding mode control," *International Journal of Control*, vol. 58, pp. 1247-1263, 1993.

[LEV-07] A. Levant, "Principles of 2-sliding mode design", *Automatica*, vol. 43, pp. 576-586, 2007.

[LIU-07] H. Liu, D. Li, Y. Luo, Z. Ma, "The Grid-connection Control System of the Tidal Current Power Station," in: *Proceedings of the 33rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society – IECON*, Taipei, Taiwan, pp 1293-1298, 2007.

[LOP-06a] A. Lopez de Heredia Bermeo, "Commandes avancées des systèmes dédiés à l'amélioration de la qualité de l'énergie: de la basse tension à la montée en tension", Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Grenoble INP, soutenue le 14 novembre 2006.

[LOP-06b] A. López de Heredia, H. Gaztañaga, I. Etxeberria-Otadui, S. Bacha, X. Guillaud, "Analysis of Multi-Resonant Current Control Structures and Tuning Methods," in: *Proceedings of the IEEE Industrial Electronics Conference – IECON '06*, pp. 2156-2161, 2006.

[MCC-81] W.J. McCroskey. "The phenomenon of dynamic stall". In NASA technical memorandum 81264, Mars 1981.

[MCT-09] [En ligne] <http://www.marineturbines.com>

[MEI-08] M. Meiler, O. Schmid, M. Schudy, E.P. Hofer, "Dynamic fuel cell stack model for real-time simulation based on system identification," *Journal of Power Sources*, vol. 176, pp. 523-528, 2008.

[MTX-08] A. Mentxaka Roa, T. Maître, E. Amet, C. Pellone, "Numerical modelling of the power characteristics for a cross flow Achard turbine equipped with a channeling device", *Transactions on Mechanics, Scientific Bulletin of the "Politechnica" University of Timisoara*, vol. 53(67), 2008.

[MUN-07] I. Munteanu, S. Bacha, A.I. Bratcu, J. Guiraud, D. Roye, "Conception systématique des simulateurs temps réel *hardware-in-the-loop* – Application aux systèmes de conversion éolienne", *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, Hermès-Lavoisier, ISSN 1269-6935, vol. 41, no. 9-10, 2007, pp. 1139-1164.

[MUN-08] I. Munteanu, A.I. Bratcu, N.-A. Cutululis, E. Ceanga "Optimal Control of Wind Energy Systems-Towards a Global Approach", Springer, ed. 2008, ISBN: 978-1-84800-079-7.

[MUN-09] I. Munteanu, A.I. Bratcu, E. Ceanga, "Wind Turbulence Used as Searching Signal for MPPT in Variable-speed Wind Energy Conversion Systems", *Renewable Energy*, ISSN 0960-1481, vol. 34, no. 1, January 2009, pp. 322-327.

[NAI-02] E. Nainemoutou, "Réalisation d'un couple programmable pour MCC avec le processeur de signal TMS320F240", mémoire C.N.A.M. Grenoble, soutenu en 2002.

[NIC-02] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, E. Ceanga, "Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE PE-074EC (05-2002), Vol. 17, No. 4, pp. 523-530, December 2002.

[NIC-06] C. Nichita, M. El Mokadem, B. Dakyo, "Wind turbine simulation procedures", *Wind Engineering Journal*, Vol. 30 issue 3, p. 187-200, 2006

[NIL-03] K. Nilsson, E. Segergren, M. Leijon, "Simulation of direct drive generators designed for underwater vertical axis turbines", *Proceedings of the fifth European wave energy conference, Cork, Ireland* (2003).

[OCL-09] [En ligne] <http://www.oceanlinx.com/>

[OCN-05] Dan Ocnasu, "Connexion à ARENE Temps-Réel du banc expérimental dédié à la génération éolienne", Master de Recherche, Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), Grenoble, soutenu en juin 2005.

[OCN-08] Dan Ocnasu, "Modélisation, commande et simulation temps-réel hybride des systèmes de génération non conventionnels", Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier (UJF), soutenue le 2 octobre 2008.

[OEN-09] [En ligne] <http://www.oceaneng.com/>

[OHY-09] [En ligne] <http://www.openhydro.com/>

[PAH-09] [En ligne] <http://www.pontediarchimede.com/>

[PAR-04] M. Park, and I.-K. Yu, "A Novel Real-Time Simulation Technique of Photovoltaic Generation Systems Using RTDS," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 1, pp. 164-169, 2004.

[PED-96] J. Pedlosky, "Ocean Circulation Theory", Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, 1996.

[PEN-09] [En ligne] <http://www.planete-energies.com/>

[POL-05] H. Polinder, B.C. Mecrow, A.G. Jack, P.G. Dickinson, M.A. Mueller, "Conventional and TFPM Linear Generators for Direct-Drive Wave Energy Conversion", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, no. 2, June 2005, pp. 260-267.

[PLO-04] C. Ploesteanu, "Etude hydrodynamique d'un type d'hydraulinne à axe vertical pour les courants marins" Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, décembre 2004.

[PWP-09] [En ligne] <http://www.pelamiswave.com/>

[ROY-08] – Cours Daniel Roye, "Modélisation des composantes et des systèmes", document pédagogique : cours 3^{ème} année ENSE³ (Grenoble), option SEM.

[RUS-05] L. Ruse, "Banc expérimental reproduisant le comportement d'une chaîne de production électrique de type éolien", Mémoire CNAM en Automatismes Industrielles, Grenoble CUEFA, avril 2005.

[RTL-09] [En ligne]

<http://www.rt-lab.net/francais/productsservices/softwarecomponents/rtlab/index.html>

[SAT-98] Y. Sato, T. Ishizuka, K. Nezu, T. Kataoka, "A New Control Strategy for Voltage Type PWM Rectifiers to Realize Zero Steady State Error in Input Current", *IEEE Trans. On Industrial Applications*, vol. 34, n°3, pp. 480-486, Mai-Juin 1998.

[SCH-07] A. Schönborn, M. Chantzidakis, "Development of a hydraulic control mechanism for cyclic pitch marine current turbines," *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 662-679, 2007.

[SEG-05] E. Segergren, "Direct Drive Generator for Renewable Power Conversion from Water Currents", Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations From the Faculty of Science and technology 100, University of Uppsala, 2005.

[SHI-00] M. Shiono, K. Suzuki, S. Kiho, "An experimental Study of the Characteristics of a Darrieus Turbine for Tidal Power Generation," *Electrical Engineering in Japan*, vol. 132, no. 3, pp. 38-47, 2000.

[SHM-01] I. Schiemenz, M. Stiebler, "Control of a permanent magnet synchronous generator used in a variable speed wind energy system," *Electric Machines and Drives Conference, IEMDC 2001*, pp. 872-877.

[SHO-97] SHOM (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine), Les Guides du SHOM – La marée, ISBN 2-11-088188-7.

[SHO-09] [En ligne] <http://www.shom.fr/>

[SMI-97] J. R. Smith, *Modern communications circuits*, 2nd ed., McGraw Hill, New-York, 1997

[SPE-09] [en ligne] <http://www.sperboy.com/>

[SRE-04] B. Srensen, " Renewable Energy: Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects", 3rd ed., Elsevier Science, 2004, ISBN 0-12-656150-8.

[SRV-06] [En ligne] "Searev", Dossier de presse de l'Ecole Centrale de Nantes et le CNRS, 16 juin 2006, Nantes.

[SST-09] [En ligne] <http://www.johnarmstrong1.pwp.blueyonder.co.uk>

[SUN-07] F.H. Sundermann, "Electricity Generating Apparatus from a flow of Water Such as Tide, River or Like", brevet d'invention WO 2007/009155 A1, publié le 25 janvier 2007.

[TEN-09] [En ligne] <http://tidalenergy.net.au/>

[TGL-09] [En ligne] <http://www.tidalgeneration.co.uk/>

[THO-07] K. Thomas, "Low Speed Energy Conversion from Marine Currents", Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations From the Faculty of Science and technology 383, University of Uppsala, 2007.

[TRU-04] D.J. Trudnowski, A. Gentile, J.M. Khan, E.M. Petritz, "Fixed-Step Wind Generator and Wind-Park Modeling for Transient Stability Studies", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, n°4, November 2004, pp. 1911-1917.

[TSC-09] [En ligne] <http://www.techno-science.net>

[VIL-06] D.M. Vilathgamuwa, H.M. Wijekoon, S.S. Choi, "A Novel Technique to Compensate Voltage Sags in Multiline Distribution System - The Interline Dynamic Voltage Restorer," IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 53, pp. 1603 – 1611, Oct. 2006.

[VRP-09] [En ligne] <http://verdantpower.com/>

[WAV-09] [En ligne] <http://www.wavegen.co.uk>

[WDR-09] [En ligne] <http://www.wavedragon.co.uk/home/>

[WEB-83] H. J. Weber, "Shaft position synchronization means for multiple synchronous induction motors patent," U.S. Patent no. 4405884, September 20, 1983.

[WIK-09a] [En ligne] http://fr.wikipedia.org/wiki/Fichier:Braine_le_Chateau,Belgium,moulin_banal.JPG

[WIK-09b] [En ligne] http://fr.wikipedia.org/wiki/Moulin_%C3%A0_mar%C3%A9e_du_Birlot

[XPC-09] [En ligne] <http://www.mathworks.fr/products/xpctarget/>

[ZAN-07] J. Zanette, D. Imbault, A. Tourabi, "Fluid-Structure interaction and design of water current turbines", Transactions on Mechanics, Scientific Bulletin of the "Politechnica" University of Timisoara, vol. 52(66), 2007.

[ZEN-05] J. Zeng, P. Degobert, D. Loriol, J.P. Hautier, "Robust design of the self-tuning resonant controller for AC current control systems", IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 14-17 December 2005, pp. 783 - 788

[ZHA-06] Y.Q. Zhan, S.S. Choi, D.M. Vilathgamuwa, "A voltage-sag compensation scheme based on the concept of power quality control center," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21, pp. 296 – 304, Jan. 2006.

[ZHO-08] T. Zhou, B. François, M. Lebbal, S. Lecoeuche, "Real-Time Emulation of a Hydrogen Production Process for Assessment of an Active Wind Energy Conversion System," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, (DOI: 10.1109/TIE.2008.2007048).

[ZOR-95] L.A.J. Zori, R.G. Rajagopalan, "Navier-Stockes Calculation of Rotor-Airframe Interaction in Forward Flight", Journal of the American Helicopter Society, n°40, April 1995.

Annexes

Annexe A1. Balance de mesures pour maquettes hydroliennes - aspects électriques

A1.1. Cahier des charges électrique

La commande et le pilotage du générateur électrique associé à la balance d'efforts pour les maquettes d'hydroliennes, représentent la partie centrale du cahier des charges électrique.

Dans ce contexte-là, les fonctions à remplir ont été :

- charger la maquette de turbine hydrolienne ;
- réguler la vitesse du générateur ;
- dissiper l'énergie convertie ;
- fournir des informations (mesures, acquisition de données).

Tout cela en respectant les qualités requises, c'est-à-dire :

- être adaptée aux caractéristiques de la maquette de turbine testée ;
- s'intégrer proprement à la structure mécanique de la balance d'efforts (Figure A1.1).

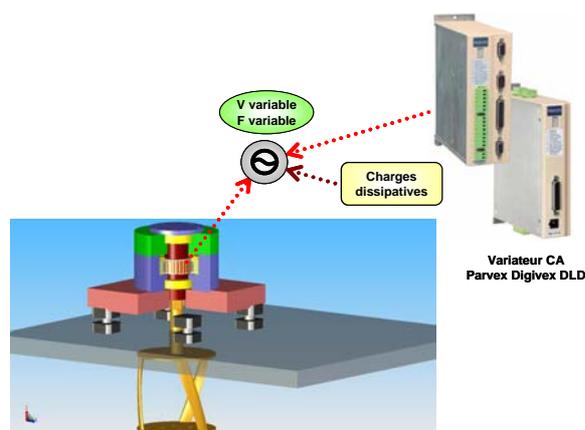


Figure A1.1. Schématique du montage mécanique de mesures

A1.2. Choix génératrice et régulation

A1.2.1 Choix génératrice

Deux choix de machine ont été envisagés tout au début : machine à courant continu à aimants et machine synchrone à aimants.

Les points positifs de la machine à courant continu sont la qualité du couple, la facilité de mise en œuvre et le coût total. En même temps, le rendement et surtout la disponibilité sont des points négatifs qui ont beaucoup joué sur la décision prise.

Le choix validé a été la machine synchrone à aimants, à cause d'un bon rendement, une disponibilité immédiate, une qualité du couple satisfaisante et des caractéristiques équivalentes à la machine à courant continu du fait d'un pilotage par l'électronique de puissance.

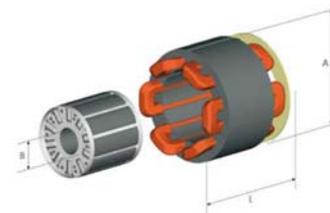
En même temps, un facteur décisif a été la mise en oeuvre en tenant compte de la construction mécanique de la balance.

Le coût total a été pourtant plus élevé que celui d'une machine à courant continu équivalente sans que cela soit rédhibitoire. En fait, les deux points les plus importants sont d'une part la facilité de l'intégration du point de vue géométrique et d'autre part la faible maintenance.

Le problème de la géométrie trouve racine dans les contraintes spécifiques au contexte de la balance d'efforts pour les maquettes hydroliennes. Il s'agit de la recherche d'une structure permettant une intégration complète de la génératrice dans un système mécanique qui peut être ainsi simplifié (Figure A1.2 et Figure A1.3). La modularité recherchée se justifie par le fait qu'il y a nécessité d'un double rotor pour la réalisation de la balance d'effort. Ainsi, la modularité de ce type de machine s'avère être comme bien intégrable dans la structure mécanique complexe de la balance d'effort.



Figure A1.2. Le «kit» de la machine synchrone choisie : servomoteur Parvex NK430 (source Parvex)



A=80mm ; B=20mm ; L=117mm ;

Figure A1.3. Les dimensions de la machine

Les données caractéristiques de la machine (en valeurs typiques pour des conditions d'utilisation standard) se trouvent dans le Tableau A1.1.

Vitesse nominale	[tr/min]	1700
Couple nominal	[Nm]	5.22
Courant nominal	[A]	2.69
Puissance nominale	[W]	930

Tableau A1.1. Caractéristiques de la machine

L'ordre de grandeur du couple estimé fourni par une maquette de turbine hydrolienne a aussi été un des facteurs importants à prendre en compte : une gamme de couple trop éloignée de celle de la maquette réelle aurait entraîné des erreurs de mesure et donc une possible source d'imprécision dans les boucles de commande.

A1.2.2 Régulation

Pour des raisons de commodité de mise en œuvre et de coût, la solution de l'ensemble machine et variateur a été préférée.

Le variateur est de type Parvex Digivex DLD, présentant un système de commande électronique en boîtier qui comprend une fonction d'alimentation (à 230V) et la fonction de contrôle du moteur. La machine synchrone sera munie d'un résolveur qui fournira l'information de la mesure de position et donc de la vitesse.

En ce qui concerne le contrôle, même si les mesures récupérées sont les trois courants triphasés, les grandeurs de contrôle sont les courants transformés dans un repère tournant (d et q – suivant la transformation de Park) ; le contrôle du couple exercé par le variateur est de type commande vectorielle, laquelle commande est réputée robuste. Ces courants transformés dans le repère tournant de Park, représentent des grandeurs continues plus faciles à contrôler que des grandeurs triphasées. Cette façon de traitement propre à la commande vectorielle des machines tournantes est une garantie de performance.

En plus, dans le cas de la balance d'efforts des maquettes de turbines hydroliennes, un intérêt supplémentaire de la commande vectorielle vient du fait qu'une des consignes de courant transformées est accessible et est de ce fait une image du couple électromagnétique de la machine synchrone, ce qui donne une mesure redondante à même de détecter des anomalies éventuelles des systèmes.

Le type de régulation choisi dans le cas des essais sur la balance d'effort sera une régulation de vitesse, compte tenu des protocoles d'essais estimés. Ce type de contrôle pourra aussi éventuellement prendre en compte l'influence des inerties, frottements et accélérations dans la dynamique du système.

Toute la partie choix des paramètres et réglage des paramètres de la boucle en régulation de vitesse a été fait à travers le logiciel PME MODULE DIGIVEX Little Drive fourni avec le variateur (Figure A1.4).

Les paramètres de personnalisation de l'ensemble moteur - variateur seront introduits à la mise en service, à l'aide d'un PC, sous Windows, par le logiciel PME.

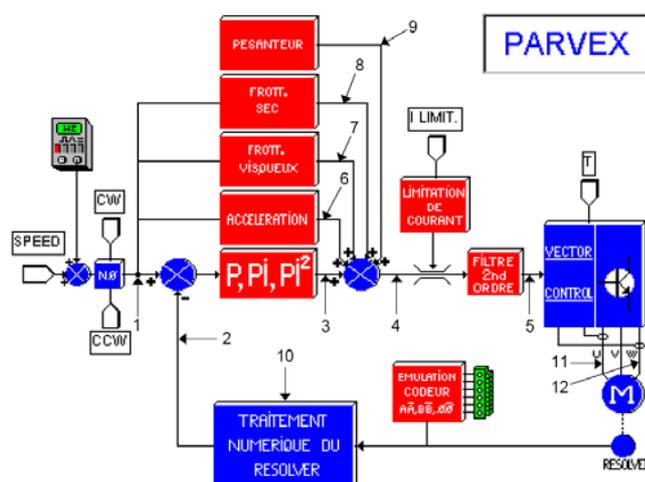


Figure A1.4 Variables internes accessibles (par le logiciel PME MODULE DIGIVEX Little Drive) (source ©Parvex)

Où les repères représentent : 1 - consigne d'entrée ; 2 - mesure vitesse ;
 3 - sortie correcteurs P, PI, PI²; 4 – sommation ; 5 - consigne courant ; 6 – accélération ; 7 - frottements visqueux ; 8 - frottements secs ; 9 – pesanteur ; 10 – position ; 11 - courant phase U ; 12 - courant phase W.

Tous ces repères représentent des variables mesurables auxquelles se rajoutent : température, tension du bus, courant actif, courant réactif, courant i_d , courant i_q , tension v_d , tension v_q , entrée auxiliaire, générateur BF, position – filtrée, vitesse – filtrée, charge thermique du module DLD, charge thermique du moteur, charge thermique de la récupération (celles-ci sont affectables aux deux sorties analogiques du variateur).

Le variateur normalement comporte aussi la fonction de freinage (Figure A1.5). Pendant les essais sur la balance d'efforts, le freinage ne sera pas possible en se basant seulement sur cette résistance de freinage interne du variateur. La puissance moyenne qui peut être dissipée en régime permanent est de l'ordre de 30W. De ce fait, compte tenu de la puissance estimée fournie par la maquette de turbine hydrolienne, une résistance externe a été introduite pour dissiper l'énergie. Cette résistance-là est dimensionnée pour dissiper en permanence la puissance convertie mais aussi en tenant compte de la durée d'essai qui est importante à cause du risque de chauffage de la résistance.

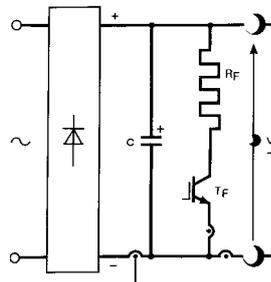


Figure A1.5. Système de freinage du variateur

Annexe A2. Paramètres turbine, colonne, machines et convertisseurs

Turbine Achard – A2R2 fabrication Aluminium

Rayon [m]	Hauteur [m]	Moment d'inertie [kg.m ²]	Masse [kg]
0.25	0.5	0.31	6.6

Colonne de Turbines Achard – fabrication Aluminium

Rayon [m]	Moment d'inertie [kg.m ²]	Masse [kg]
0.25	1.24	81.5

Moteur synchrone à aimants permanents – Type 1FT6084-8SK71-1TGO SIEMENS

Vitesse nominale [tr/min]		Tension nominale [V]		Couple nominal [Nm]		Courant nominal [A]		Nombre de paires de pôles
3000	6000	135	270	22	17	31	25.5	4

Moment d'inertie [kg.m ²]	Masse [kg]	Puissance nominale [kW]
48*10 ⁻⁴	25	~6.9

R _s [Ω]	L _d [H]	L _q [H]	φ _{fsd} [Wb]	f _v [Nm/rad/s]
173.77*10 ⁻³	0.8524*10 ⁻³	0.9515*10 ⁻³	0.1112	0.0085

Machine à courant continu – Type 1 GG5106-0EH10-3UV1 SIEMENS

Vitesse nominale [tr/min]	Tension nominale [V]	Courant nominal [A]	Puissance nominale [kW]
3470	310	24.8	~7.3

R _{mcc} [Ω]	L _{mcc} [H]	J _{MCC} [kg.m ²]
0.8	0.0037	0.02

Transmission mécanique banc expérimental

$$\text{Moment d'inertie total } J_b = J_{MCC} + J_{MS} + J_{accouplement} = 0.0275 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$$

Inertie de l'accouplement entre les deux machines $J_{\text{accouplement}} = 0.0027 \text{kg} \cdot \text{m}^2$

Frottements totaux estimés $D_b = 0.01 \text{Nm/rad/s}$

Onduleurs

Temps de garde des onduleurs = 0.00000325s

Fréquence de la MLI = 10kHz

Puissance onduleurs = 10kVA

Inductance de ligne côté réseau $L_f = 0.003 + 0.004 \text{H}$

Résistance de ligne côté réseau $R_f = 0.02857 + 0.0236 \Omega$

Condensateur bus continu $C_{DC} = 0.0022 \text{F}$

Résistance de charge $R_{DC} = 1000 \Omega$

Inductance de ligne côté machine = 0.00036H

Résistance de ligne côté machine = 0.01 Ω

Fréquence d'échantillonnage = 0.0001s

Amplificateur de puissance

Tension de sortie nominale (valeur efficace entre phase et neutre) : 180 V

Courant de sortie nominal par phase : 20A

Puissance nominale par phase : 2 kW

Bande passante : 30kHz (à -3dB).

Paramètres réseau

Tension réseau avant transformateur (au point de connexion du générateur hydrolien au réseau EDF) : 127V_{eff}, 50Hz

Résistance de dissipation bus continu

$$R_{DC_{dis}} = 40 \Omega$$

Paramètres électriques imposés au niveau de la charge

Tension au point de connexion de la charge : 127V_{crête}, 50Hz

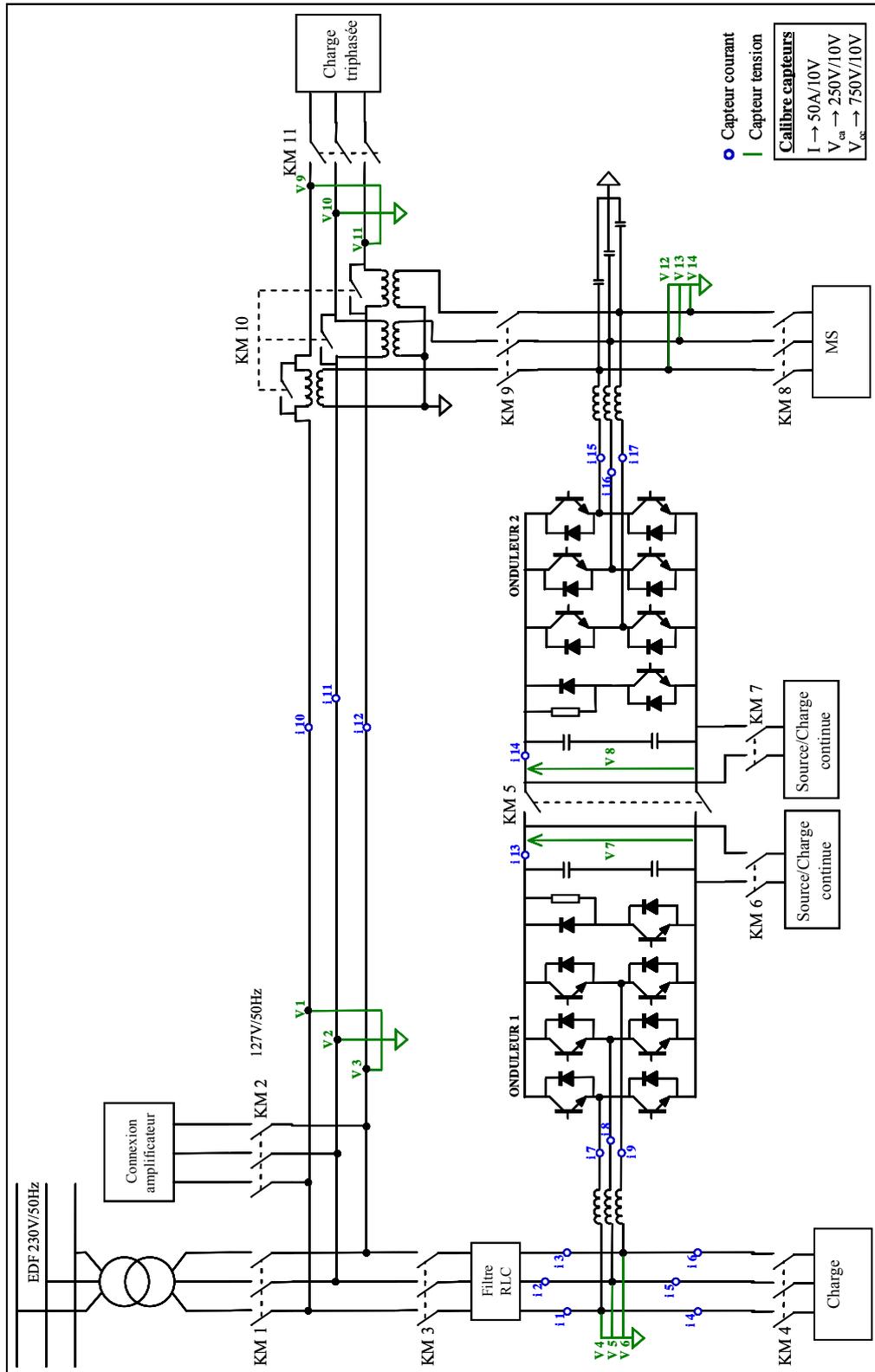
Résistance de charge (résistance triphasée variable de 4kW)

A 100% : $R_{ch} = 79 \Omega$

A 66% : $R_{ch} = 120 \Omega$

A 33% : $R_{ch} = 235 \Omega$

Annexe A3. Synoptique complet de la baie d'électronique de puissance



Annexe A4. Paramètres de contrôle

Paramètres émulation colonnes hydroliennes (chapitre 4 paragraphe 4.2.2.1)

$$m = 9$$

Correcteur linéaire :

$$K_c = 0.75$$

$$T_i = 0.5882s$$

Correcteur non linéaire :

$$\rho = 1/2$$

$$\alpha = 1.5$$

$$\lambda = 1$$

Paramètres correcteur de courant PI tournant (chapitre 5 paragraphe 5.2.2.1 (a) et annexe A5 paragraphe A5.2)

$$K_c = 10$$

$$T_i = 5e^{-3}s$$

Paramètres correcteur de courant PI résonant (chapitre 5 paragraphe 5.2.2.1 (b) et annexe A5 paragraphe A5.2)

$$k_p = 24.5$$

$$k_i = 1500$$

Paramètres correcteur de tension PI résonant (chapitre 5 paragraphe 5.2.2.2)

$$k_p = 0.01$$

$$k_i = 7$$

Paramètres correcteur de vitesse de rotation PI (chapitre 5 paragraphe 5.2.3)

$$k_p = 1.3$$

$$k_i = 2.5$$

Paramètres correcteur de tension continue I-P générant la consigne delta-vitesse (chapitre 5 paragraphe 5.2.4)

$$k_p = 0.15$$

$$T_i = 6.67s$$

Paramètres correcteur de tension continue PI générant la consigne i_{qres}^* (chapitre 5 paragraphe 5.2.5)

$$k_p = 0.13$$

$$k_i = 1$$

Paramètres correcteur de tension continue PI générant la consigne i_{qG}^* (annexe A5 paragraphe A5.2)

$$k_p = 0.2$$

$$k_i = 1.5$$

Paramètres MPPT (chapitre 5 paragraphe 5.2.6)

$$K_t = 1.3$$

$$T_e = 0.2s$$

Paramètres contrôleur décalage d'angle PID – mode PQ et Vf zone 1 (chapitre 6 paragraphe 6.2.1)

$$K_d = 1$$

$$K_o = 1$$

$$T_T = T_1 = 3s$$

$$T = 0.9s$$

$$T_2 = 1.71s$$

$$T_3 = 0.001s$$

$$K_c = 5.81$$

$$T_i = 4.71s$$

Paramètres contrôleur décalage d'angle PI² – mode Vf zone 2 (annexe A5 paragraphe A.5.5)

$$T_{i1} = 0.6647s$$

$$T_{i2} = 2.592s$$

$$K_c = 26$$

Annexe A5. Fonctionnement des générateurs hydroliens en mode Vf sur la zone 2 (en survitesse)

A5.1. Introduction

Le système étant entièrement interfacé par l'EP, on pourrait se permettre d'étudier et d'envisager le fonctionnement du système sur les deux zones, la zone 1 et la zone 2. Si les technologues de l'hydraulique recommandent la zone 1 (à gauche), nous ne voulons exclure le mode de fonctionnement en sur vitesse, c'est-à-dire en zone 2 ou à droite de la caractéristique.

Cette section a pour objectif de montrer comment on pourrait appréhender le fonctionnement du générateur hydrolien sur la zone 2 en mode Vf.

En gardant la même structure que pour les autres parties, on présentera d'abord la génération des consignes, pour le cas où celle-ci n'a pas déjà été présentée dans les chapitres précédents, ensuite le mode de fonctionnement général sera exposé pour finir avec la transition PQ – Vf zone 2 – PQ et la synchronisation des générateurs hydroliens et leurs possibles modes dégradés.

A5.2. Le contrôle de la tension du bus continu (Vf zone 2)

En fonctionnement en mode Vf sur la zone 2, quand le générateur hydrolien est connecté à un microréseau local ou à des charges, la consigne de courant pour la génératrice (i_{qG}^*) est donnée par le correcteur qui contrôle la tension au niveau du bus continu. Un correcteur de type PI a été utilisé pour le contrôle de la tension continue car il s'est révélé suffisamment robuste dans ce cas encore.

Le schéma bloc du système pour le calcul du correcteur est celui montré sur la Figure A5.1.

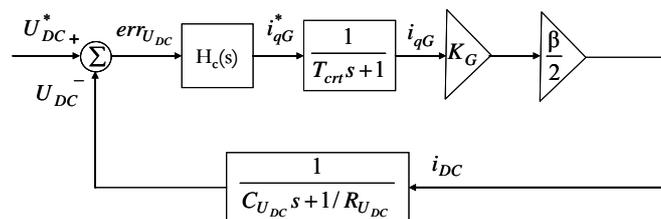


Figure A5.1. Le schéma bloc du système pour le contrôle de la tension du bus continu en mode Vf zone 2

On considère la constante de temps de la réalisation de la boucle de courant quasi instantanée, de ce fait on pourra la négliger dans le calcul de la fonction de transfert en boucle fermée. En ce qui concerne la dépendance entre i_{qG} et I_{DC} on considère une valeur moyenne constante pour la modulante β (dans le calcul, on l'a pris égale à 0.5).

L'expression de l'équation (5.12) pour le correcteur de type PI est celle utilisée. Ensuite la fonction de transfert en boucle fermée du correcteur de la tension du bus continu est calculée comme :

$$H_c(s) = \frac{\frac{k_p}{k_i} s + 1}{\frac{2 \cdot C_{U_{DC}}}{k_i K_G \beta} s^2 + \left(\frac{2}{R_{U_{DC}}} \cdot \frac{1}{K_i K_G \beta} + \frac{k_p}{k_i} \right) s + 1} \quad (\text{A5.1})$$

On fait un choix pour une réponse du type 2^{ème} ordre. Par identification, les paramètres du correcteur seront :

$$k_i = \frac{2 \cdot C_{U_{DC}}}{\beta K_G} \cdot \omega_0^2 \quad (\text{A5.2})$$

$$k_p = \left(2\zeta\omega_0 C_{U_{DC}} - \frac{1}{R_{U_{DC}}} \right) \cdot \frac{2}{K_G \beta}$$

où ω_0 désigne la bande passante et ζ le facteur d'amortissement de la réponse (sa dynamique) ; ce sont les deux degrés liberté du réglage. Les valeurs des paramètres sont indiquées dans l'annexe A4.

La Figure A5.2 montre la réponse du correcteur face à une variation de la référence (un saut de 100V de 400 à 500V), en simulation et en expérimental. L'erreur est proprement annulée alors que la mesure et la référence se confondent. A cause de l'échelle sur l'enregistrement de l'oscilloscope, on ne voit pas l'erreur qui a du se produire suite à l'échelon de tension. Toutefois, on peut remarquer sa faible amplitude sur la courbe de simulation.

Néanmoins, cette boucle de contrôle fonctionnera en mode normal à référence constante car la tension du bus continu doit être maintenue constante pour que le système générateur fonctionne proprement.

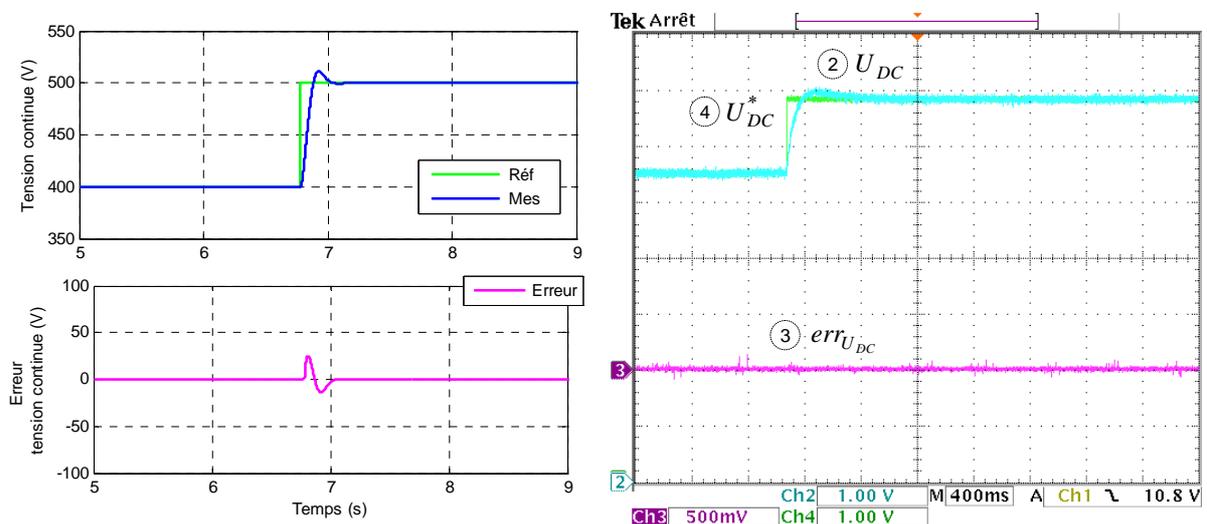


Figure A5.2. Réponse temporelle face à une variation de la référence en simulation à gauche et en expérimental à droite : U_{DC}^* et U_{DC} : 75V/div (le même zéro), $err_{U_{DC}}$: 37.5V/div

La façon dont le système répond face à une variation de la charge est aussi observée (Figure A5.3), en simulation et en expérimental. Un zoom est fait sur les courbes obtenues en simulation sur les zones cerclées. En expérimental, on peut observer que les transitoires sont aussi très limités (à peine 10V). L'erreur est vite et correctement annulée et la mesure est bien maintenue à la valeur de référence.

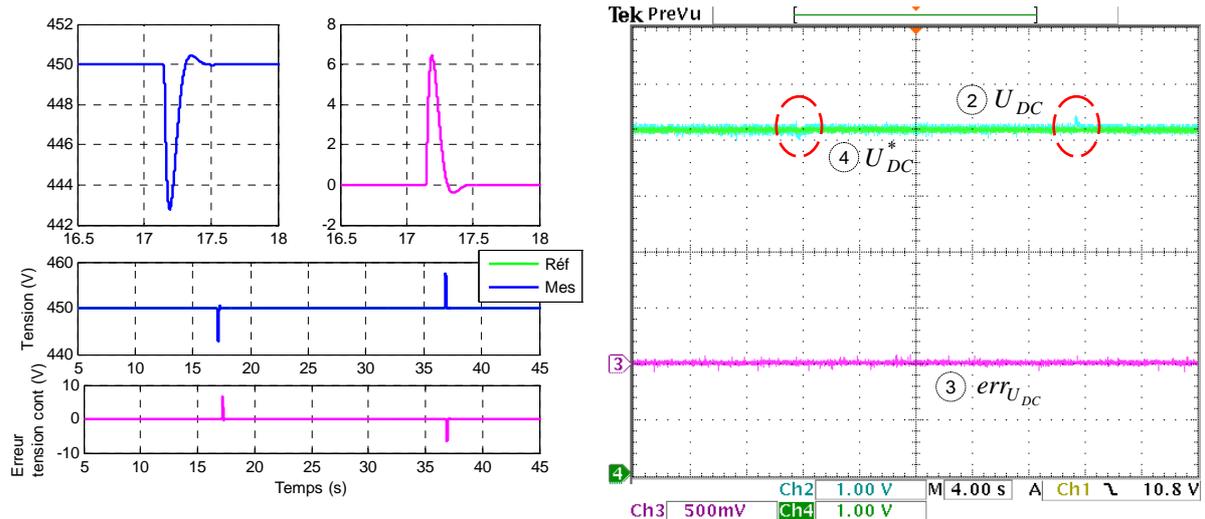


Figure A5.3. Réponse temporelle face à une variation de la valeur de la charge ($\pm 33\%$) en simulation à gauche et en expérimental à droite : U_{DC}^* et U_{DC} : 75V/div (le même zéro), $err_{U_{DC}}$: 37.5V/div

Dans le paragraphe 5.2.2.1 a), le correcteur de courant PI tournant est présenté ; on a montré dans le cas de la zone comment répond ce contrôleur suite à une variation de la charge. En fonctionnement sur la zone 2, la référence de courant pour le redresseur est donnée comme on l'a vu plus haut par le correcteur de la tension du bus continu. La Figure A5.4 montre cette réponse quand la charge varie de 5% à 10% en simulation et la Figure A5.5 présente le même essai mais en test expérimental.

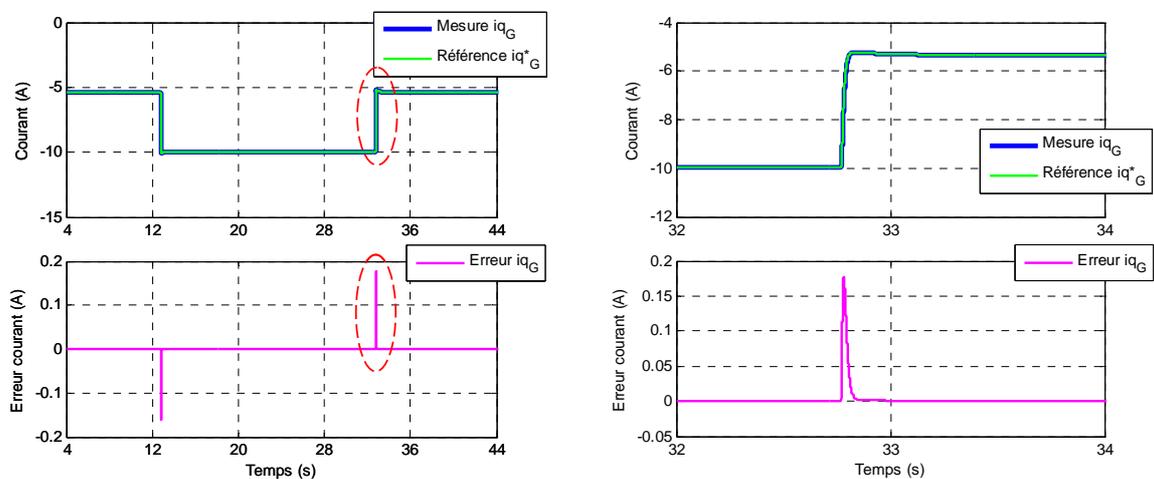


Figure A5.4. Réponse temporelle face à une variation de $\pm 33\%$ de la charge en simulation

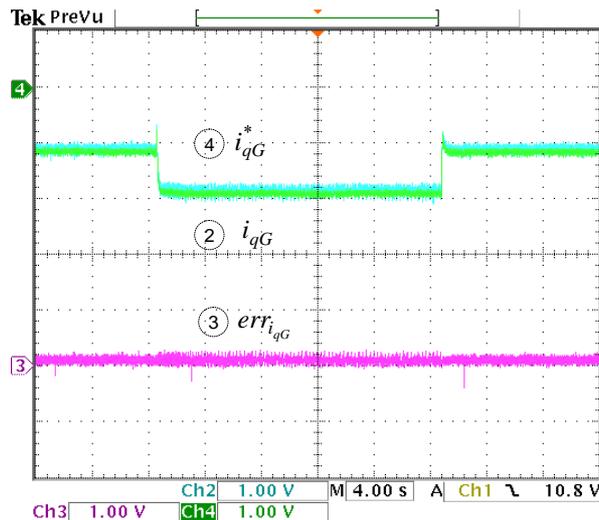


Figure A5.5. Réponse temporelle face à une variation de $\pm 33\%$ de la charge, en essai expérimental : i_{qG}^* et i_{qG} 5A/div (le même zéro), $err_{i_{qG}}$ 5A/div

Autant en simulation qu'en expérimental, l'erreur est rapidement annulée dans les deux situations de test et les références sont bien suivies par les mesures. Toutefois, on observe que, suite à l'échelle de mesure qu'on a pu avoir sur l'enregistrement d'oscilloscope, l'amplitude de dépassement de l'erreur ne s'observe pas (à part un bruit que l'on attribue à la mesure).

A5.3. Mode de fonctionnement îloté sur la zone 2 (Vf sur la zone 2)

La Figure A5.6 montre le schéma synoptique des contrôles utilisés pour le mode îloté de fonctionnement sur la zone 2 [AND-09a]. Là encore, pour tous les tests réalisés dans ce cas, le système est considéré connecté à une charge purement résistive.

Comme dans le cas du fonctionnement en Vf sur la zone 1, l'onduleur côté charge a une seule tâche : assurer le contrôle de l'amplitude et de la fréquence de la tension au point de connexion.

Le système redresseur est responsable du contrôle de la tension du bus continu et du contrôle des courants de la génératrice, étant muni que de deux étages de contrôle.

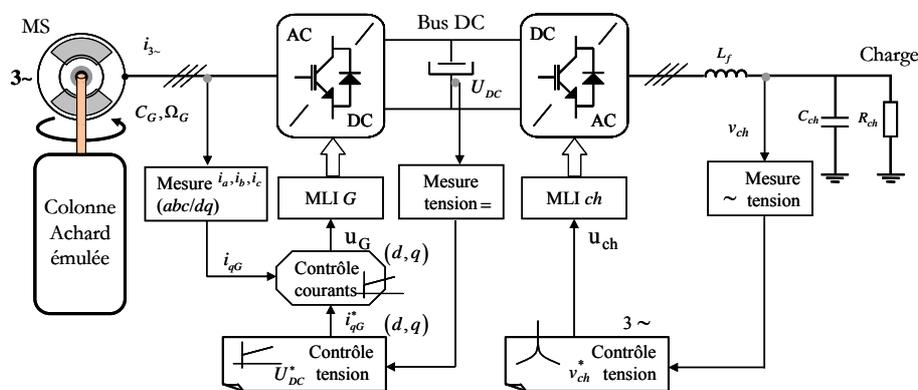


Figure A5.6. Synoptique de commande en mode îloté (Vf) de fonctionnement sur la zone 2

Afin de valider ce mode de fonctionnement, quelques résultats sont présentés par la suite dans ce paragraphe.

Un profil de la vitesse de l'eau variable est d'abord considéré pour observer l'évolution des variables clef du générateur hydrolien. La Figure A5.7 et la Figure A5.8 montre ces grandeurs en simulation. Ultérieurement, l'évolution de ces mêmes variables est présentée en test expérimental sur la Figure A5.9 et la Figure A5.10. La charge est considérée constante pour cet essai.

Le comportement de la tension du bus continu est encore une fois un point important, cette boucle de régulation doit bien fonctionner quelque soit le scénario. On remarque que dans les deux cas la tâche est bien accomplie même si des petits secousses sont perçues (notons que les courbes sont zoomées). Le couple de la colonne hydrolienne, la vitesse de rotation et le courant de la génératrice suivent le profil imposé. La tension aux bornes de la charge garde bien sa valeur constante. Le courant absorbé par la charge ne bouge pas car la charge ne varie pas. L'équilibre production – demande se réalise aux pertes près comme on peut l'observer sur les courbes des puissances ici représentées. Pour rappel, en simulation, les pertes n'ont pas été modélisées.

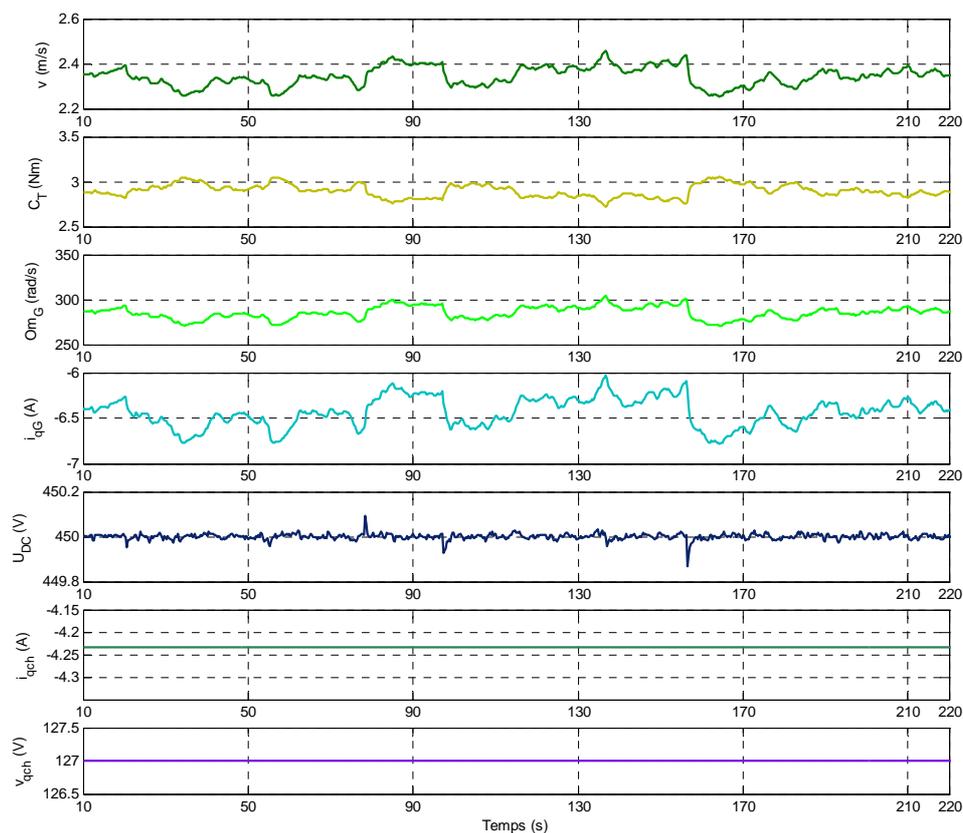


Figure A5.7. Evolution des variables sous un profil de vitesse de l'eau variable – en simulation

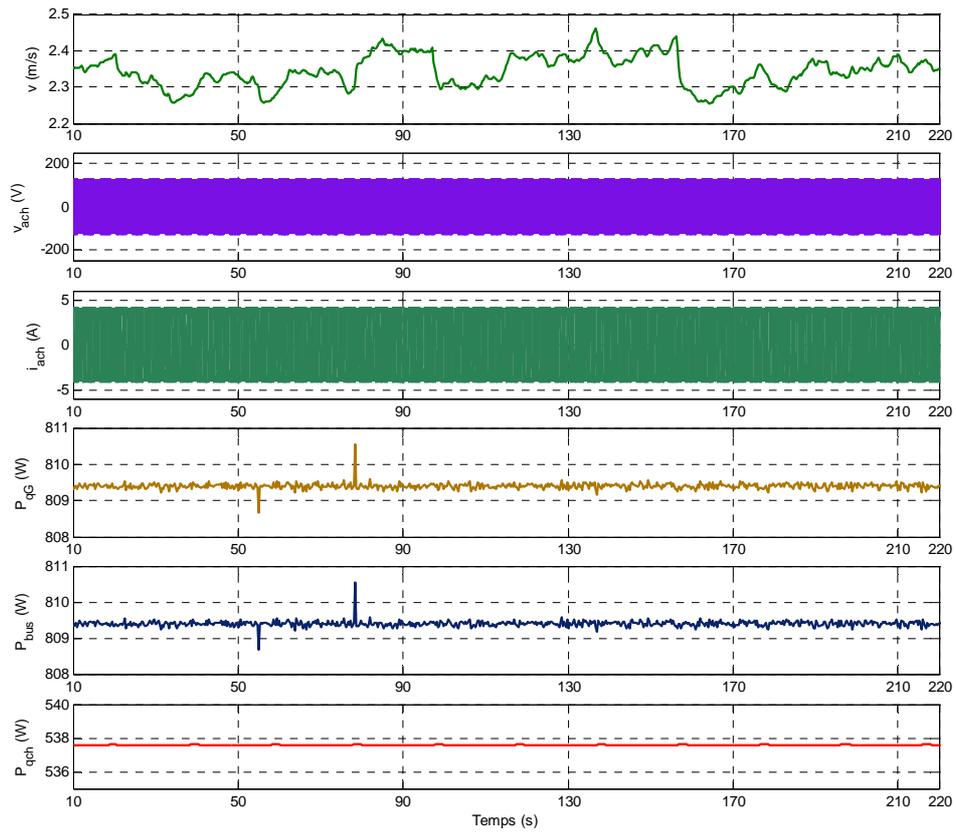


Figure A5.8. Evolution des variables sous un profil de vitesse de l'eau variable – en simulation

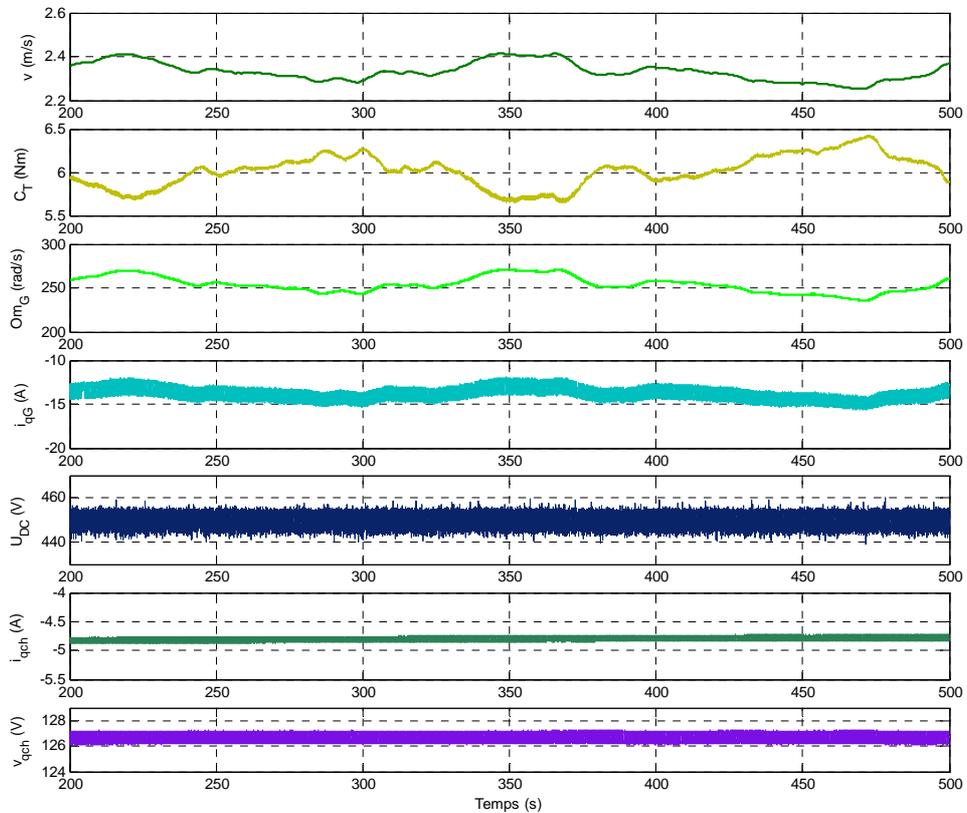


Figure A5.9. Evolution des variables sous un profil de vitesse de l'eau variable – en expérimental

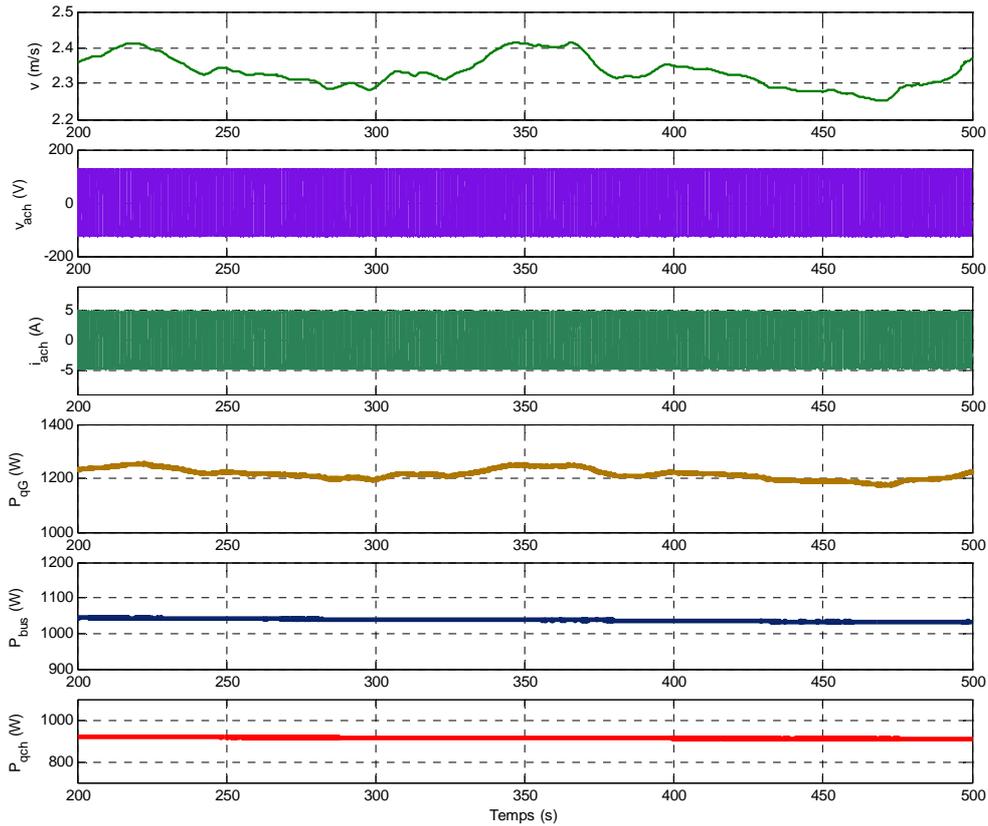
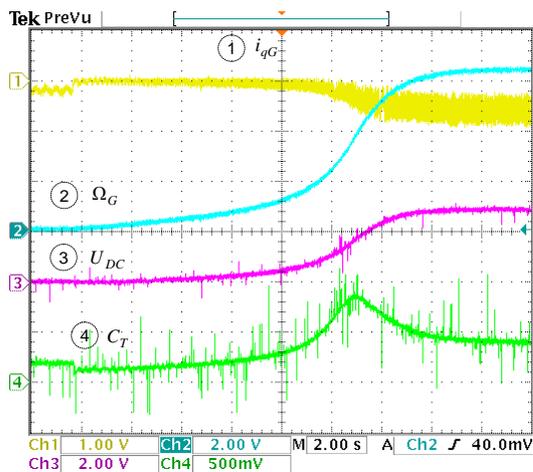
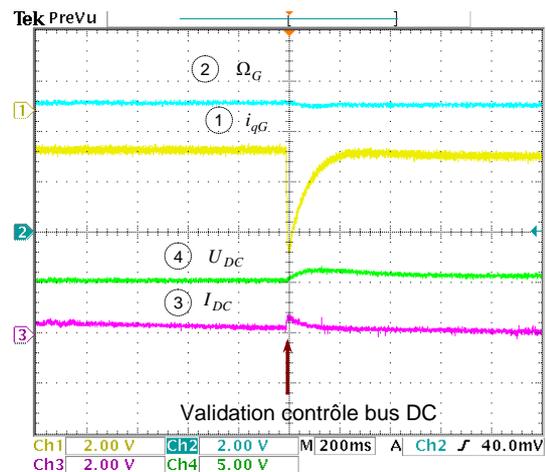


Figure A5.10. Evolution des variables sous un profil de vitesse de l'eau variable – en expérimental

On se trouve en mode îloté, le réseau de puissance infinie n'est pas présent pour qu'on puisse puiser de l'énergie. De ce fait au démarrage, en expérimental, et puisque on se trouve sur la zone 2, on laisse la vitesse augmenter, ce qui crée un surplus d'énergie qui charge le bus continu (Figure A5.11). Le contrôle de la tension continue peut à ce moment être validé (Figure A5.12). Cela est réalisé pour illustration manuellement mais ensuite la séquence se réalise à chaque fois automatiquement, le système de supervision générale le gère.

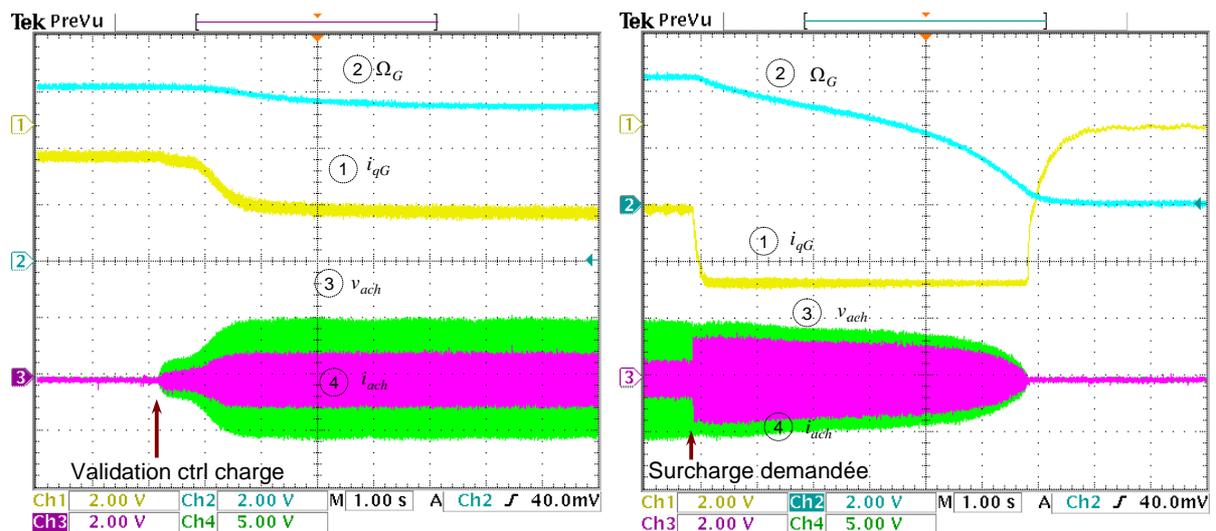
Figure A5.11. Charge bus continu : Ω_G : 100rad/s/div,
 U_{DC} : 150V/div, i_{qG} : 5A/div, C_T : 4.5Nm/divFigure A5.12. Validation contrôle bus DC : U_{DC} :
375V/div, I_{DC} : 10A/V (le même zéro), Ω_G : 100rad/s
/div, i_{qG} : 10A/div

La Figure A5.13 montre la validation du contrôle de la tension aux bornes de la charge. Cette séquence est automatisée en fonctionnement normal. Toutes ces séquences de validation se réalisent rapidement, n'ayant pas de dispositif prévu sur le bus continu qui puisse recevoir de l'énergie, il faut assurer l'alimentation de la charge en transférant l'énergie produite.

Important dans le cas des essais expérimentaux, sur la Figure A5.14 le comportement suite à une demande de surcharge est illustré. Celui-là est un cas où l'équilibre consommation ne peut plus se réaliser, de ce fait le système surchargé s'arrête sans s'emballer.

Néanmoins, pour le futur il faudra trouver une solution pour faire face à ce type de situation, par exemple à l'aide d'un système de stockage. Ici on n'a pas eu de stockage, aucune source additionnelle d'énergie.

Pour répondre promptement aux différentes demandes de la charge, le point de fonctionnement sera modifié. Cela est réalisé via le contrôle du bus continu. Le transfert d'énergie se gère dans ce cas du côté du système de redressement. Tout repose sur la commande donnée par ce contrôleur, ainsi en demandant un certain niveau de courant, il va automatiquement demander un autre point de fonctionnement correspondant aux besoins de la charge.



v_{ach} : 125V/div, i_{ach} : 10A/div (le même zéro), Ω_G : 100rad/s/div, i_{qG} : 10A/div.

Figure A5.13. Validation contrôle tension charge

Figure A5.14. Surcharge demandée

Quelques résultats sont présentés par la suite pour illustrer le comportement du générateur hydrolien face aux variations de $\pm 33\%$ de la charge. Sur les figures suivantes, les courbes sont extraites de la simulation (à gauche) et des tests expérimentaux (à droite).

La Figure A5.15 montre les réponses suite à la modification de la demande de la charge (de 66% à 100% et retour), du courant de la génératrice, de la vitesse de rotation et de la tension et du courant aux bornes de la charge. Un zoom est réalisé quand la demande diminue sur la Figure A5.16 et à l'augmentation de la charge sur la Figure A5.17. Bien en phase avec la tension, le courant absorbé par la charge reste en phase à 50Hz avec la tension contrôlée.

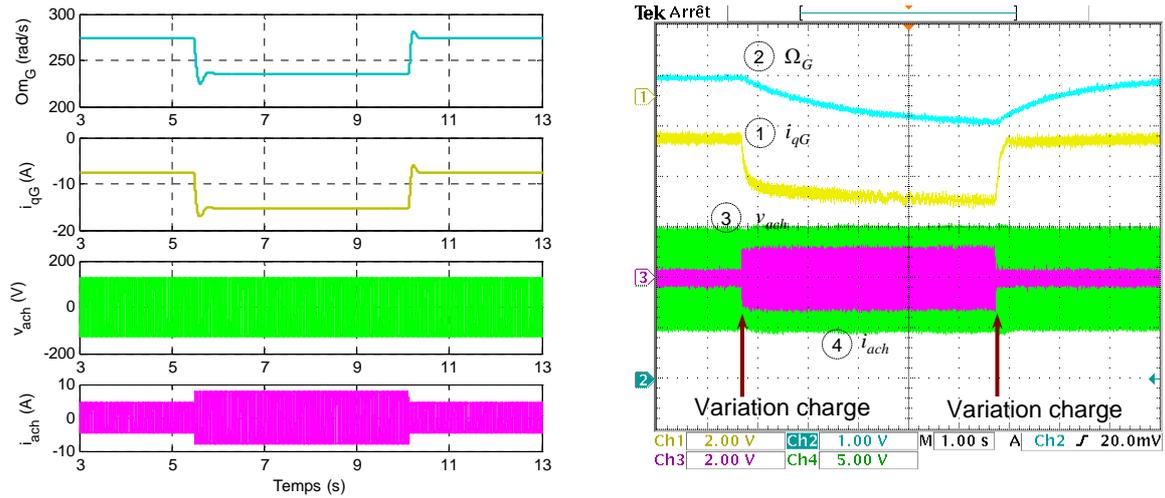


Figure A5.15. Variation de la charge, en simulation à gauche et en expérimental à droite : v_{ach} : 125V/div, i_{ach} : 10A/div (le même zéro), Ω_G : 50rad/s/div, i_{qG} : 10A/div.

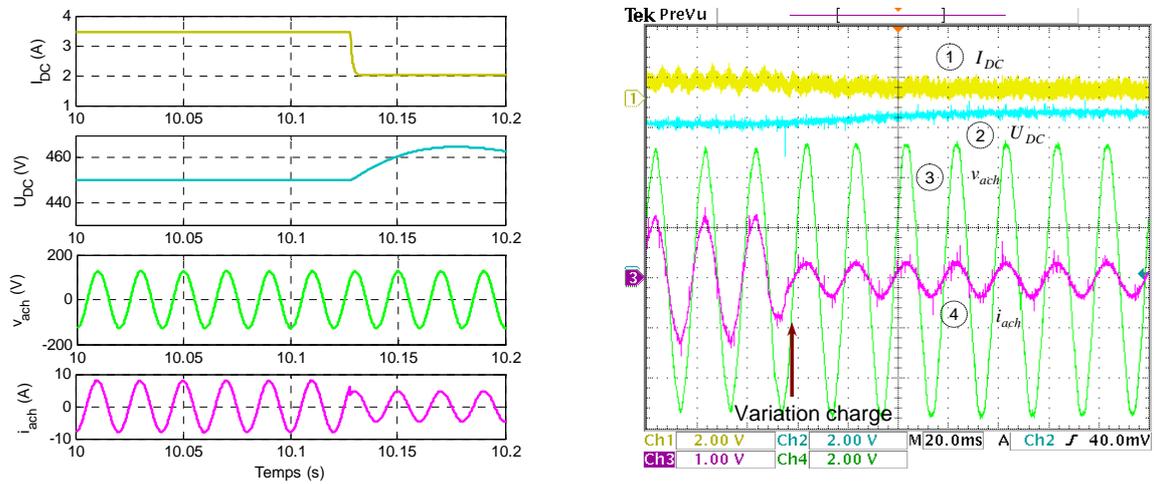


Figure A5.16. Zoom lorsque la charge diminue ; en simulation à gauche et en expérimental à droite : v_{ach} : 125V/div, i_{ach} : 10A/div, U_{DC} : 175V/div (le même zéro), I_{DC} : 10A/div.

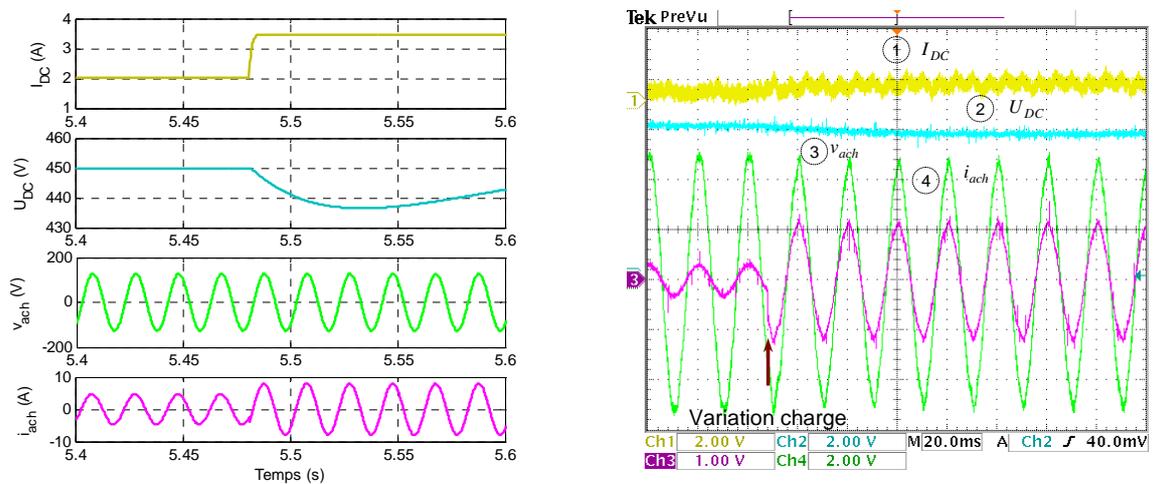


Figure A5.17. Zoom lorsque la charge augmente ; en simulation à gauche et en expérimental à droite : v_{ach} : 125V/div, i_{ach} : 10A/div, U_{DC} : 175V/div, (le même zéro), I_{DC} : 10A/div.

Enfin, la Figure A5.18 montre que l'équilibre demande – production est bien respecté. Les puissances le long de la chaîne de production restent sensiblement égales (aux pertes près).

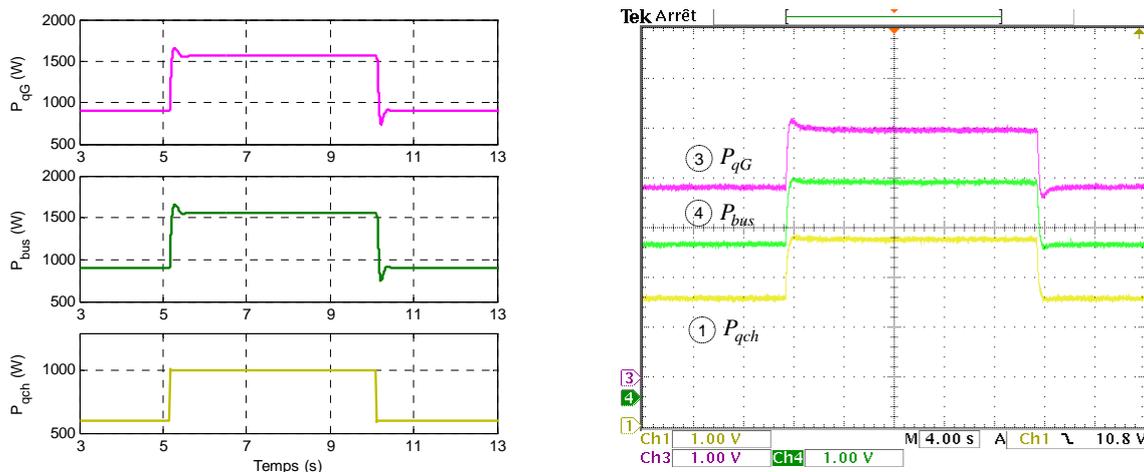


Figure A5.18. Bilan équilibre production – consommation P_{qG} , P_{bus} , P_{qch} : 500W/div

Remarquons au final que le fonctionnement en mode Vf engendre des comportements différents du générateur hydrolien suivant la zone, 1 ou 2. En zone 2, le système paraît plus stable, les transitoires sont moins importants. Toutefois, on ne contrôle pas la vitesse de rotation dans ce cas donc la situation est plus délicate car on ne gère pas directement le point de fonctionnement, tout dépend de l'équilibre réalisable au niveau continu. En zone 1, on peut avoir une action sur les deux grandeurs, leur contrôle d'ailleurs est fait en boucles imbriquées.

A5.4. Transition mode PQ – mode Vf sur la zone 2

Se basant sur le même principe que la commutation PQ – Vf zone 1 – PQ, une commutation PQ – Vf zone 2 peut aussi être envisagée. Le schéma synoptique de commande pour cette transition est présenté sur la Figure A5.19 [AND-09c].

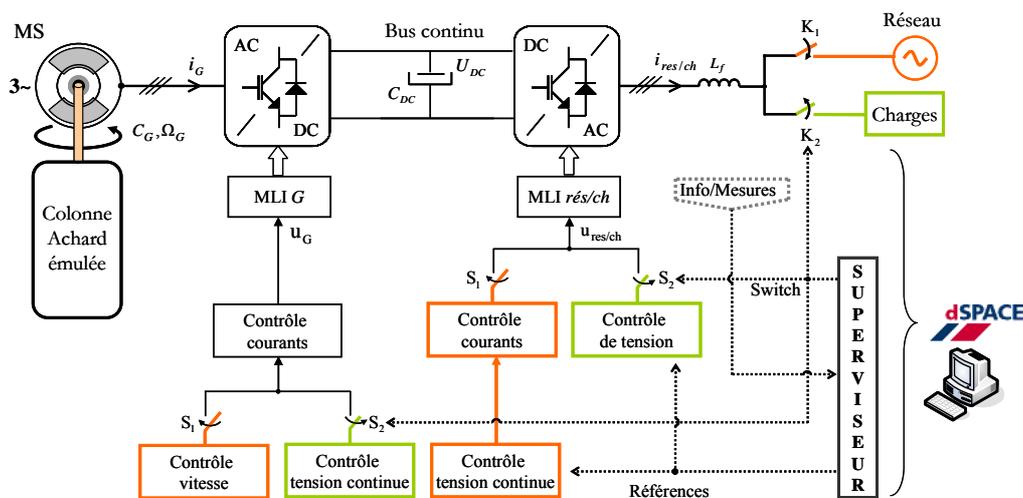


Figure A5.19. Schéma synoptique de commande et la commutation des lois de commande et pilotage pour la transition PQ – Vf zone 2 – PQ

Notons que dans ce cas les valeurs des pondérations τ_1 et τ_2 ne seront pas les mêmes que dans le cas de la transition PQ – Vf zone 1 – PQ (voir le paragraphe 5.5) puisque les dynamiques du système différemment contrôlé ne sont pas les mêmes.

Les figures suivantes montrent l'évolution des grandeurs qui nous intéressent d'avantage, quand la commutation PQ – Vf zone 2 – PQ est réalisée. Des courbes en simulation et validées expérimentalement sont présentées pour chaque capture. Pour la Figure A5.20 jusqu'à la Figure A5.25 l'algorithme de MPPT n'est pas en route, en mode PQ le générateur fonctionne à un point autre que le point optimal.

Sur la Figure A5.20, une vue globale des variables côté réseau et de la tension du bus continu est présentée. On remarque l'annulation de la tension et du courant réseau et leurs transitions assez douces pendant la commutation. L'évolution de la fonction de commutation de l'onduleur côté réseau et la tension du bus continu sont aussi visualisées. Des images zoomées des ces transitoires sont montrées sur la Figure A5.21 et la Figure A5.22. L'influence des retards introduits pour la commutation peut ainsi être observée.

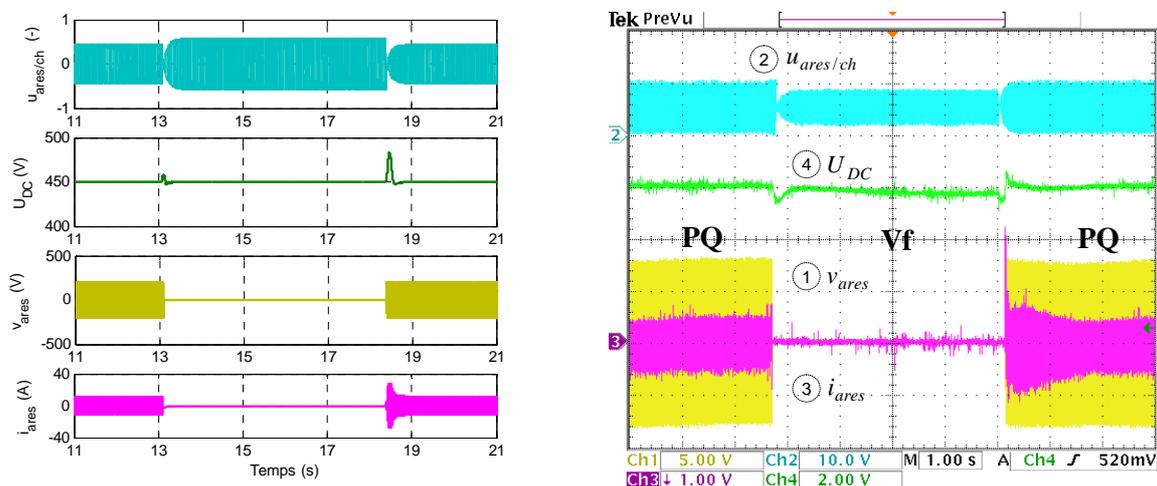


Figure A5.20. Transition PQ – Vf – PQ ; évolution variables côté réseau : U_{DC} : 150V/div, v_{ares} : 125V/div, i_{ares} : 5A/div (le même zéro), $u_{ares/ch}$: 1/div.

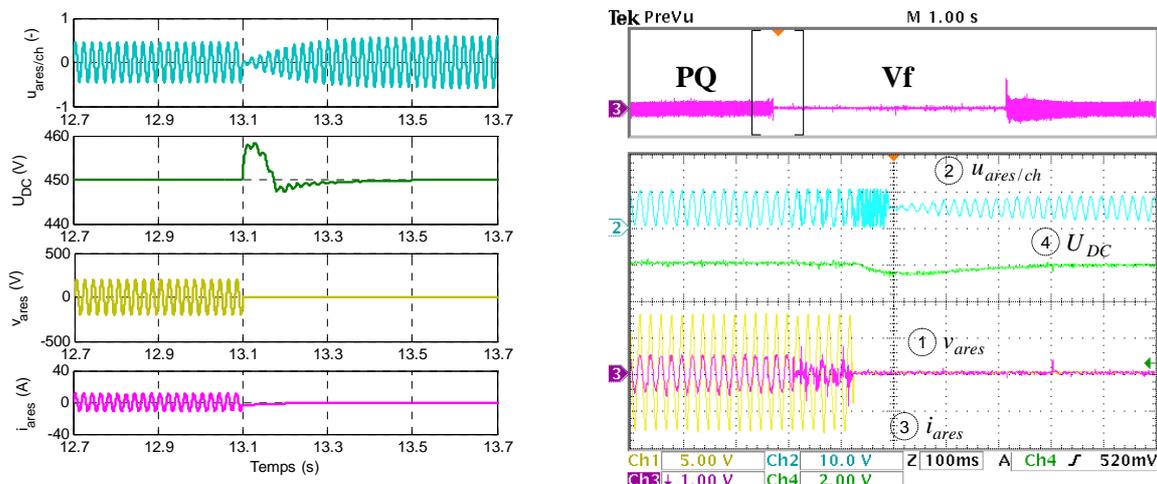


Figure A5.21. Zoom transition PQ - Vf ; évolution variables côté réseau : U_{DC} : 150V/div, v_{ares} : 125V/div, i_{ares} : 5A/div (le même zéro), $u_{ares/ch}$: 1/div.

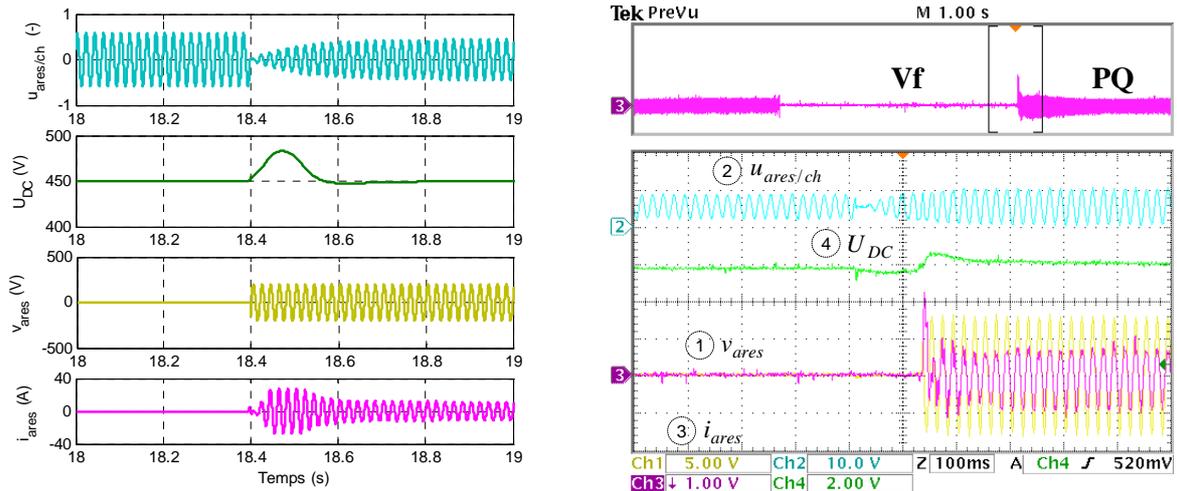


Figure A5.22. Zoom transition Vf - PQ ; évolution variables côté réseau : U_{DC} : 150V/div, v_{ares} : 125V/div, i_{ares} : 5A/div (le même zéro), $u_{ares/ch}$: 1/div.

La Figure A5.23 montre l'évolution des grandeurs côté génératrice, de la tension et du courant aux bornes de la charge pendant la même transition. Cette fois, on observe que les variables ne transitent pas de la même façon de PQ à Vf et de Vf à PQ. Notamment, les pics transitoires sur le courant sont à remarquer. Notons que sur les courbes en simulation, on ne se retrouve pas à un point de fonctionnement identique qu'en expérimental. Le courant et la tension de la charge présentent quelques pointes, toutefois pas très significatives pendant la période de transition.

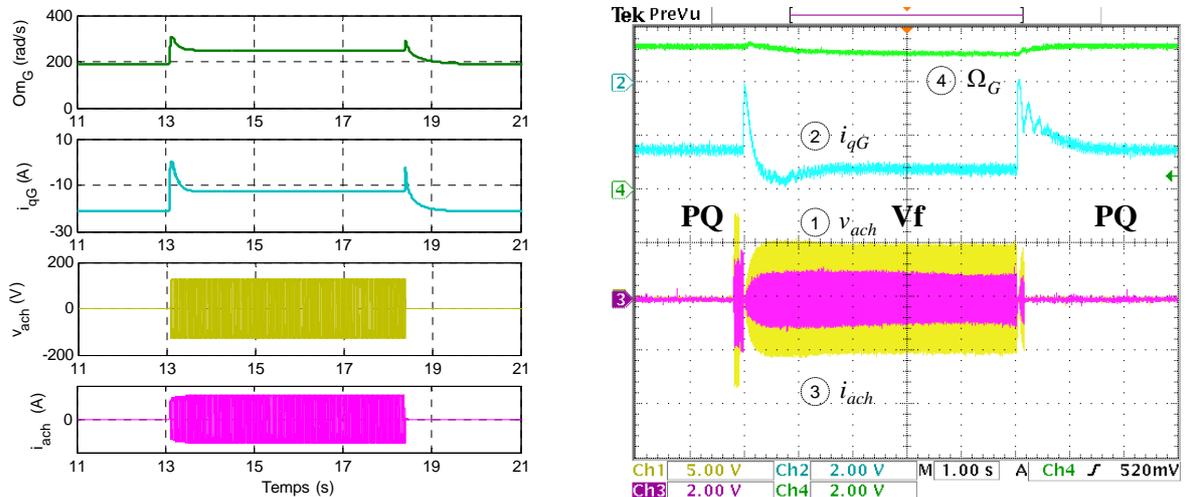


Figure A5.23. Transition PQ – Vf – PQ ; évolution variables côté génératrice : v_{ach} : 125V/div, i_{ach} : 10A/div (le même zéro), Ω_G 100rad/s/div, i_{qG} : 10A/div.

La Figure A5.24 et la Figure A5.25 présentent des vues zoomées de la transition PQ – Vf et Vf – PQ respectivement. Conformément aux explications de la Figure 5.79 (paragraphe 5.5), la période transitoire est plus grande de PQ à Vf.

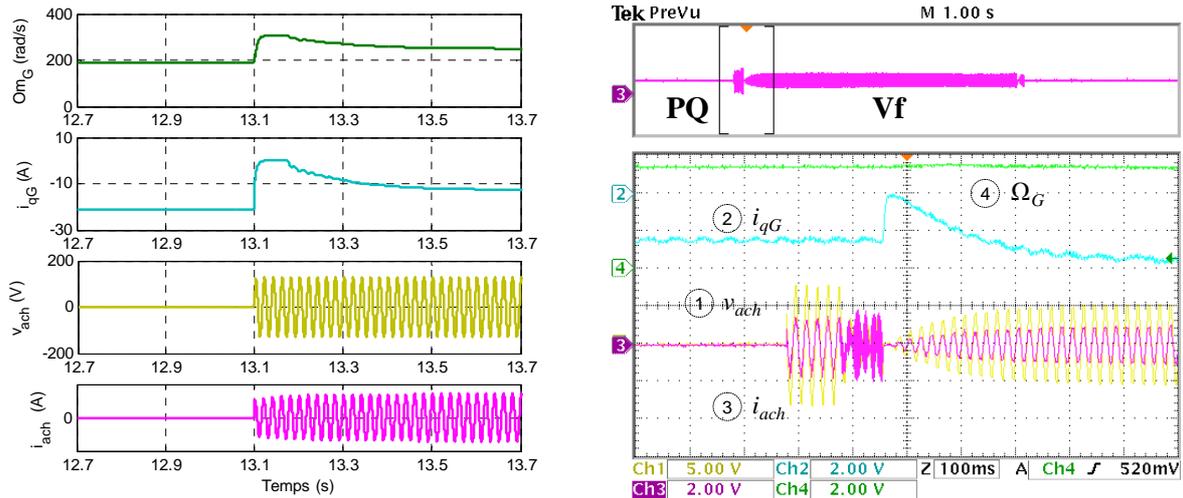


Figure A5.24. Zoom transition PQ – Vf ; évolution variables côté génératrice : v_{ach} : 125V/div, i_{ach} : 10A/div (le même zéro), Ω_G 100rad/s/div, i_{qG} : 10A/div.

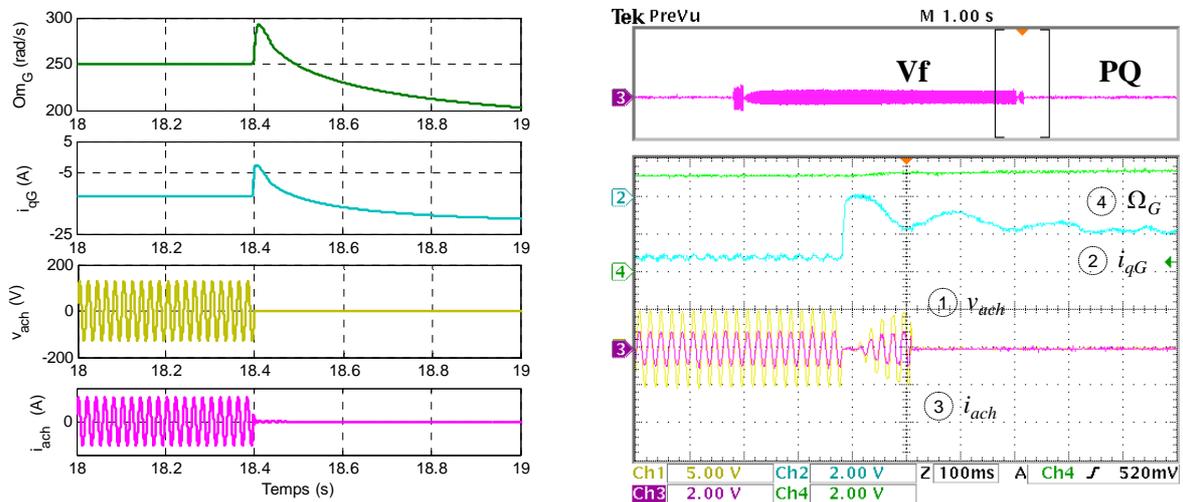


Figure A5.25. Zoom transition Vf – PQ ; évolution variables côté génératrice : Ω_G 100rad/s/div, i_{qG} : 10A/div, v_{ach} : 125V/div, i_{ach} : 10A/div

La Figure A5.26 (en simulation) et la Figure A5.27 (en essai expérimental) montrent que le point de fonctionnement à partir duquel la commutation est réalisée n'est pas une condition pour que la transition entre les deux modes de fonctionnement soit douce.

Les transitions Vf zone 2 – PQ en MPPT et PQ en MPPT – Vf zone 2 sont ici représentées. On observe une nette similarité entre les courbes obtenues en simulation et celle capturée suite à l'essai expérimental. En mode PQ, le système fonctionne au point optimal comme l'indique l'évolution du coefficient de puissance et de la vitesse spécifique. Le bruit de recherche du point optimal peut s'observer sur l'évolution du courant et celle de la vitesse de rotation. Les tours hydroliennes doivent fonctionner à un niveau de vitesse de rotation vers les 200 rad/s pour fournir un maximum de puissance. Comme en Vf, la charge est moins importante que ce maximum et puisque on fonctionne sur la zone 2, la vitesse de rotation sera plus grande en Vf zone 2 qu'en PQ en MPPT.

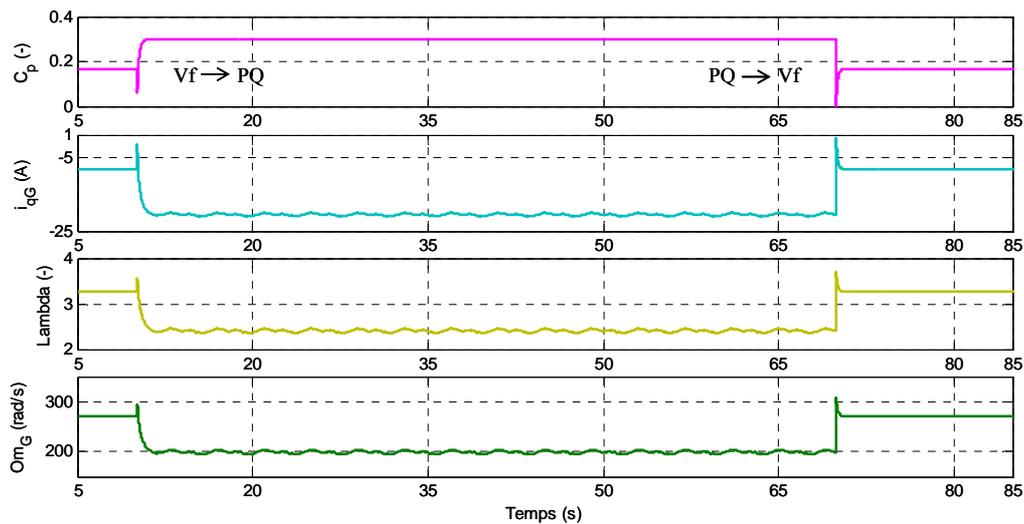
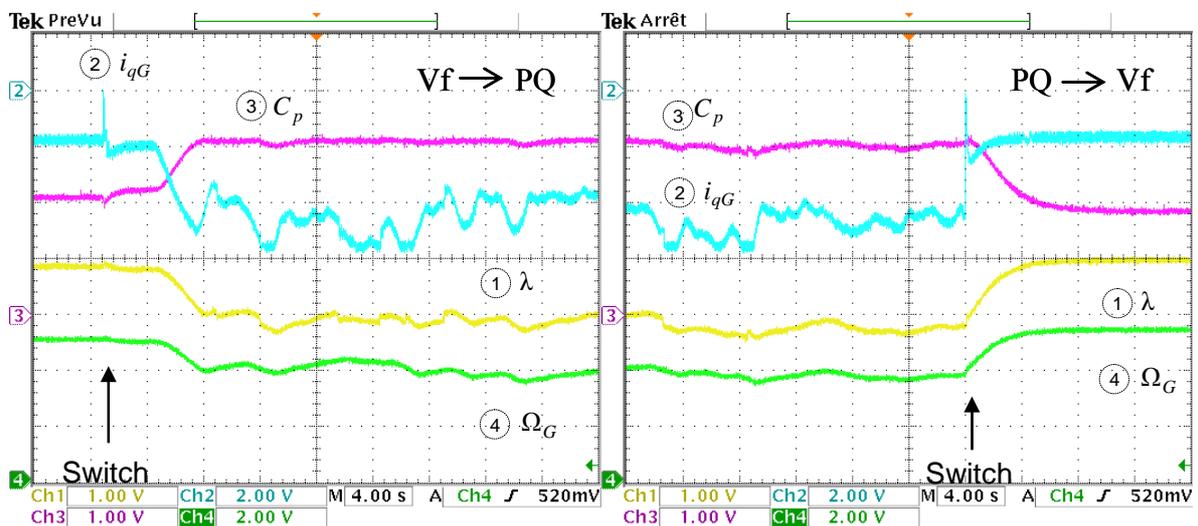


Figure A5.26. Transition Vf – PQ en MPPT – Vf ; évolution des variables en simulation

Figure A5.27. Transition Vf – PQ en MPPT – Vf ; évolution des variables en essai expérimental : λ : 1/div, Ω_G 100rad/s/div (le même zéro), i_{qG} : 10A/div, C_p 0.1/div

A5.5. Synchronisation des générateurs hydroliens fonctionnant en mode Vf sur la zone 2

Le principe de la synchronisation des colonnes hydroliennes est celui décrit dans le début du paragraphe 6.1.

Ce qui change radicalement dans ce cas est la façon de réaliser le contrôle du décalage d'angle. Les systèmes générateurs hydroliens élémentaires fonctionnant en mode Vf sur la zone 2, sont pilotés comme montré dans le paragraphe A5.3. Ainsi, ils ne sont pas munis des boucles de contrôle de la vitesse de rotation. Il fallait alors trouver un autre moyen d'action pour ramener les deux colonnes au même point de fonctionnement en vitesse et qu'elles restent synchronisées avec un décalage de position angulaire imposé.

On considère dans ce cas que les deux générateurs hydroliens élémentaires sont équipés de chaînes individuelles de conversion AC – DC – AC comme montré sur la Figure A5.28.

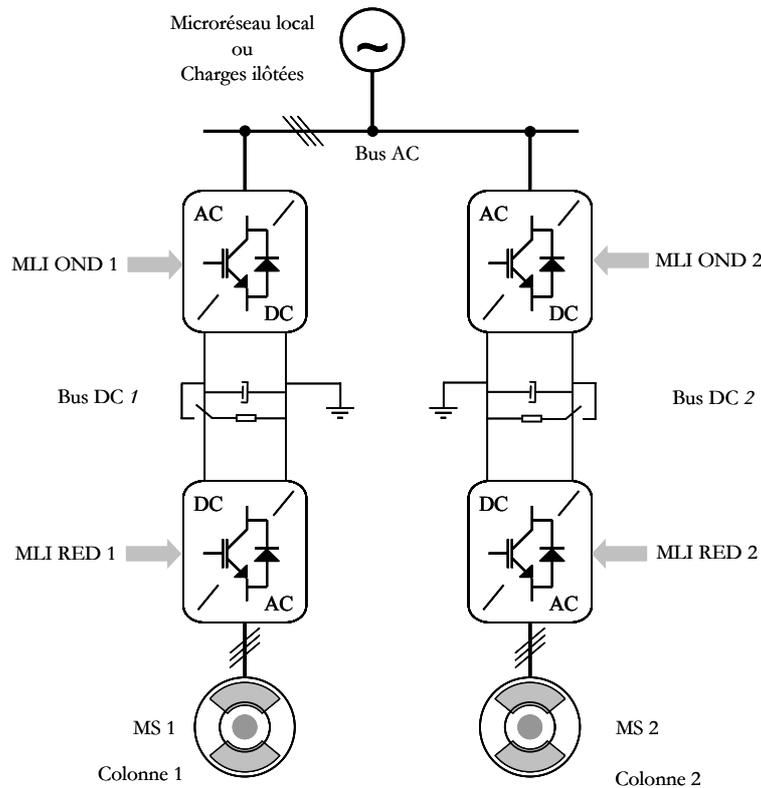


Figure A5.28. L'architecture des générateurs hydroliens choisie pour le test dans le cas de la synchronisation en mode Vf sur la zone 2

De ce fait, chaque système hydrolien sera muni d'une boucle de contrôle de la tension de son bus continu. Pour faciliter le discours on garde pour le maître l'indice 1 et pour l'esclave l'indice 2. Les pilotages appliqués aux étages redresseurs sont schématiquement représentés sur la Figure A5.29. Cette fois, les deux générateurs hydroliens se trouveront à un point de fonctionnement qui correspond aux demandes de la charge. L'équilibre énergétique devra toujours être respecté. Cela se réalise via le contrôle de la tension continue, U_{DC1} pour le maître et U_{DC2} pour l'esclave. L'action de la boucle de contrôle du décalage de position se traduit dans une commande ΔU_{DC2} qui se rajoutera à la référence du bus continu du maître pour donner la référence du bus continu de l'esclave.

Notons que cette démarche implique l'acceptabilité d'un fonctionnement de l'esclave à un niveau du bus continu légèrement différent du maître, toutefois, comme on le verra par la suite la tension ne montera pas plus que 470V par rapport aux 450V du niveau du bus continu du maître, qui ne sera pas altéré.

En ce qui concerne le détecteur de décalage d'angle, les mêmes considérations que celles faites dans le paragraphe 6.1.1 restent valables, de ce fait la façon de calculer l'erreur de position est :

$$\varepsilon_{\theta} = \sin \theta_1 \cos \theta_2 - \sin \theta_2 \cos \theta_1 \quad (\text{A5.3})$$

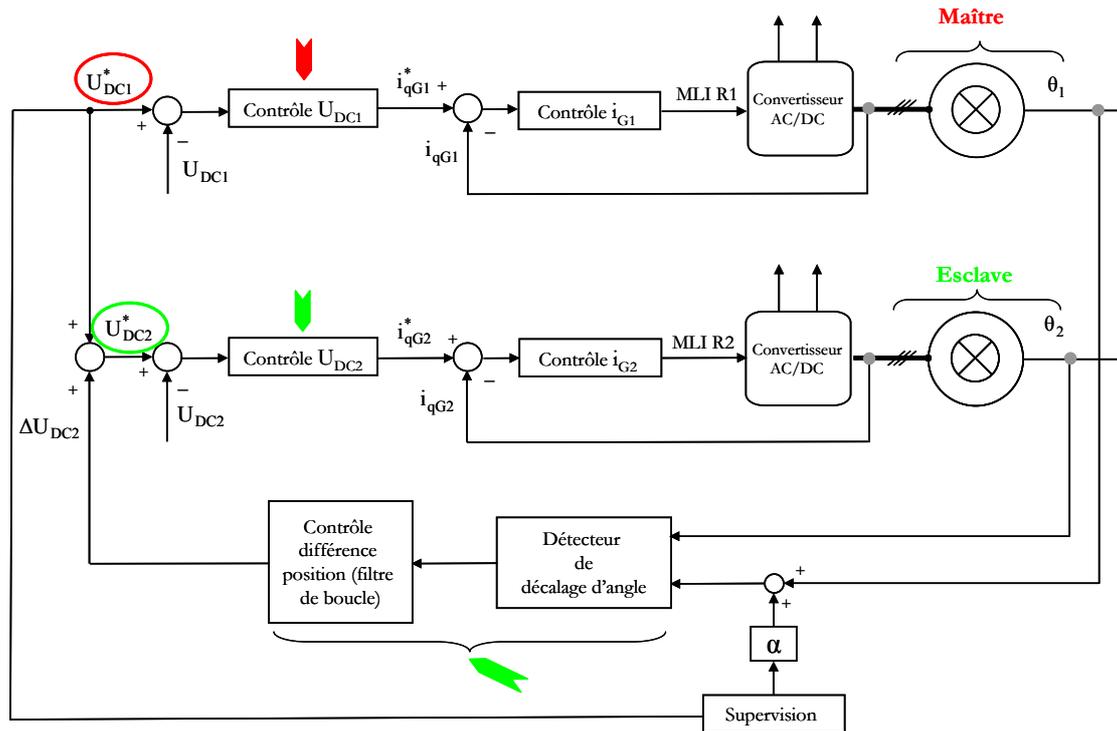


Figure A5.29. Les pilotages appliqués aux onduleurs côté générateurs en fonctionnement en mode Vf sur la zone 2

En revanche, la façon de calculer le contrôleur de différence de position angulaire sera totalement différente et se basera sur le schéma bloc de la Figure A5.30. Sur ce schéma, la constante $K = 0.5$ prend en compte une valeur moyenne de la modulante β_{qRED2} . Puisque les dynamiques de courants et de cette modulantes sont assez rapides, on considère qu'une valeur moyenne constante est acceptable comme hypothèse. K_G est la constante de couple de la génératrice, tandis que J est le moment d'inertie et D une estimation des frottements visqueux au niveau de l'esclave. C est la capacité du bus continu.

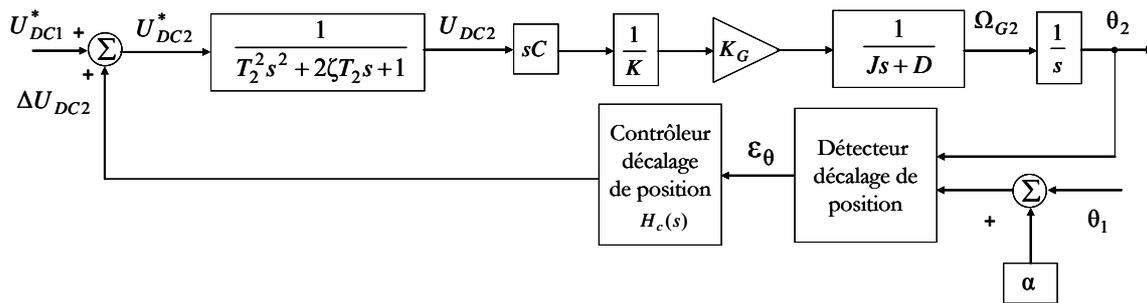


Figure A5.30. Schéma bloc pour le calcul du contrôleur de position quand les générateurs hydroliens sont en mode Vf de fonctionnement sur la zone 2

Pour cause de sa robustesse intrinsèque et étant bien approprié à cette application particulière, le choix d'un contrôleur PI² (proportionnel - intégrateur - intégrateur) a été fait, de ce fait on peut écrire :

$$H_c(s) \equiv \frac{K_c(T's+1)(T''s+1)}{T_i^2 s^2} = K_c \left(1 + \frac{1}{T_{i1}s} + \frac{1}{T_{i2}s^2} \right) \quad (A5.4)$$

K_c , T_{i1} et T_{i2} sont les paramètres de réglage pour ce contrôleur, ils se calculent comme suit :

$$\begin{aligned}
 T' &= J / D \\
 T'' &= 2T_\omega \zeta_\omega \\
 T_{i2}^2 &= 2T_\omega \zeta_\omega \cdot \frac{J}{D} \\
 K_c &= \frac{2JK\zeta_\omega}{T_\omega CK_G} \\
 T_{i1} &= \frac{2T_\omega \zeta_\omega J}{J + 2D\zeta_\omega T_\omega}
 \end{aligned} \tag{A5.5}$$

Ainsi la fonction de transfert en boucle fermée du contrôleur de différence de position angulaire, $H_c(s)$, se calcule comme :

$$H_c(s) = \frac{K_c CK_G (T''s + 1)}{KDT_{i2}^2 s^2 + K_c CK_G T''s + K_c CK_T} = \frac{(T''s + 1)}{T_\omega^2 s^2 + T''s + 1} \tag{A5.6}$$

Des choix pour l'amortissement $\zeta_\omega = 0.85$ et la constante de temps de coupure $T_\omega = 0.5$ ont été faites dans ce cas de façon à avoir une réponse du système souhaité assez robuste et réactive et non pas forcément très rapide. Les valeurs numériques des autres paramètres de réglage se trouvent dans l'annexe A4.

Ce principe de synchronisation est l'étage de contrôle qui se trouve au-dessus de la boucle de contrôle de la tension du bus continu. Ainsi, on peut l'appliquer dans le cas où les systèmes générateurs hydroliens sont munis de chaîne de conversion électrique AC – DC – AC individuelle.

Toutefois, cette solution peut présenter certaines faiblesses si un dimensionnement correct n'est pas fait au niveau du bus continu qui doit avoir assez d'inertie (grâce à sa capacité totale) pour pouvoir faire face aux différents transitoires qui apparaîtront.

Par la suite, on va présenter quelques résultats pour illustrer le fonctionnement de cette boucle de synchronisation. Comme dans le cas du fonctionnement en mode Vf sur la zone 1, seulement des simulations ont été réalisées dans ce cas car la configuration actuelle du banc d'essai temps réel ne permet pas le test d'une telle configuration (au niveau de l'EP).

Dans le but de tester la robustesse du contrôle implanté pour réaliser la synchronisation, des variations de cet angle de décalage ont été faites.

La Figure A5.31 montre l'évolution des grandeurs qui nous intéressent ici, suite à une variation du décalage d'angle imposé entre les deux colonnes hydroliennes, faite de 0 à $\pi/2$ radians. On a considéré dans ce cas la vitesse de l'eau constante (à 2.3m/s).

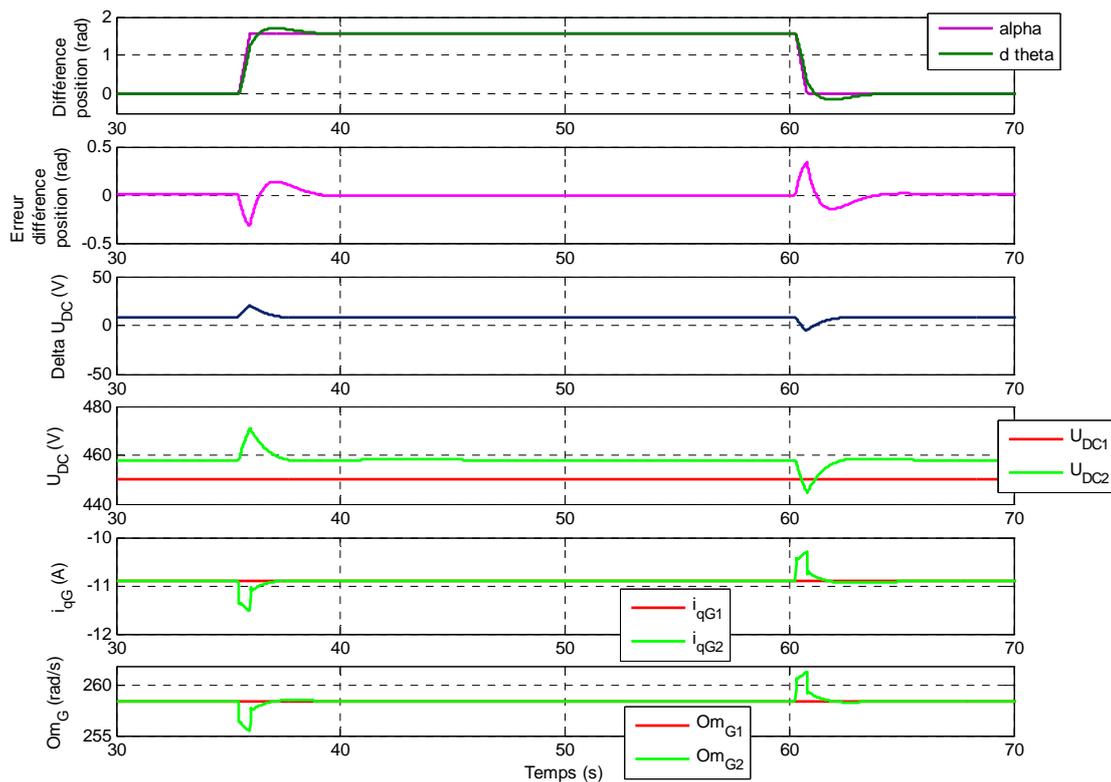
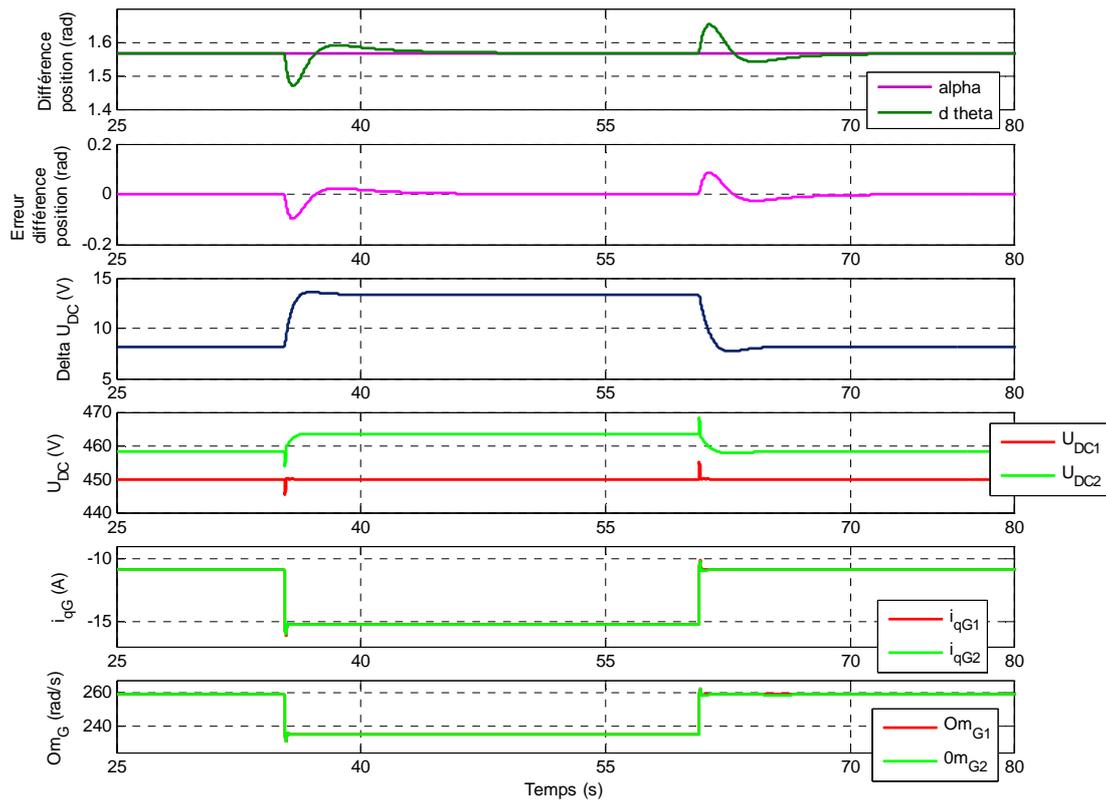


Figure A5.31. Réponse du système face à une variation imposée pour la différence d'angle de décalage

Le maître et l'esclave fonctionnent au même point de fonctionnement, comme le montre les courbes des vitesses et des courants des génératrices. Encore une fois, pour limiter les efforts de tous les contrôles, la variation de α est imposée en rampe. Une variation négative de l'erreur signifie que l'esclave est en avance par rapport au maître ($\theta_2 > \theta_1$), une valeur positive correspond à la situation inverse. En conséquence, si ε_θ est négative, l'esclave doit être ralenti pour que l'erreur s'annule. On observe ce comportement sur l'évolution des courants et des vitesses des génératrices. L'erreur est annulée en ~ 5 s.

En ce qui concerne les tensions des bus continus, on remarque que le maître garde bien son niveau de référence de 450V et ne sent aucune perturbation. Cependant, à cause de la commande ΔU_{DC} donnée par le contrôleur de différence de position, le niveau du bus continu de esclave monte à ~ 458 V. Cela fait que, plus d'énergie est demandée à l'esclave sur cette période transitoire afin de maintenir le même point de fonctionnement par rapport au maître et que les deux colonnes hydroliennes restent bien en synchronisation.

Puisque on est en mode Vf, une variation de la demande de la charge est une perturbation qui peut arriver couramment et à laquelle la boucle de synchronisation doit correctement répondre. La Figure A5.32 montre la réponse dynamique du système face à une variation de $\pm 33\%$ de la charge. La première variation est une augmentation de 33% de la charge, on voit que les deux systèmes freinent pour aller vers un point de fonctionnement plus haut en niveau de puissance (on est sur la zone 2). Sur l'évolution de l'erreur, on voit que cette fois l'esclave est freiné, la commande ΔU_{DC2} va aussi dans le sens du freinage pour aller chercher de l'énergie. Quand la charge diminue, la situation inverse se produit.

Figure A5.32. Réponse du système face à une variation de la valeur de la charge de $\pm 33\%$

Néanmoins, Il apparaît une courte désynchronisation (pour $\sim 10s$) avec une erreur de $\sim 0.1rad$ d'amplitude (faible). Cela peut être dû au fait que la variation de charge à été faite en échelon. Dans un système réel, une telle variation se produit moins brutalement.

Les tensions des bus continus ressentent aussi des transitoires légèrement plus sévères, même celle du système maître, U_{DC1} , chose qu'on pourrait compenser si la capacité du bus continu était considérée plus grande (ici on a gardé les mêmes paramètres pour tous les essais) ou avec un système de stockage comme les super capacités pour les périodes de transition. De cette façon, une sécurité de plus pourrait être accordé au système fonctionnant en mode îloté dans cette configuration. La tension continue de l'esclave monte cette fois à $\sim 463V$ pour assurer le niveau nécessaire d'énergie.

Sur la Figure A5.33, la réponse des variables du système est présentée pour le cas d'une variation brutale de la vitesse d'eau réalisée en échelon filtré de $2.3m/s$ à $2m/s$. Cette fois, le décalage d'angle est maintenu constant et pour illustration, on a préféré la valeur $\pi/2$ radians.

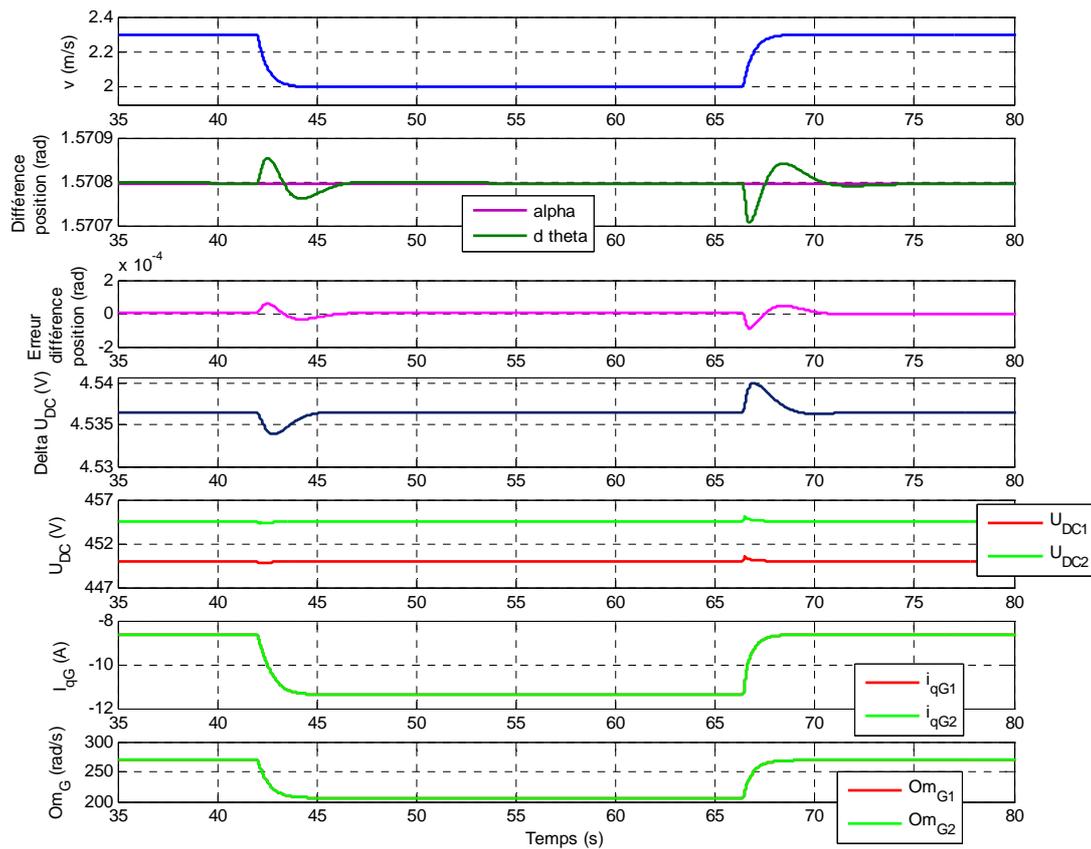


Figure A5.33. Réponse du système face à une variation de la vitesse d'eau en échelon filtré

En analysant ces évolutions, on constate que le maître et l'esclave réagissent à la perturbation en modifiant leur point de fonctionnement, cependant la différence de position angulaire reste la même. On observe l'action du contrôleur qui annule l'erreur de différence de position. Les dynamiques sont cette fois plus lentes et l'erreur est annulée en ~ 15 s. Le contrôleur de la différence de position agit en donnant une commande ΔU_{DC2} qui se rajoute à la vitesse de l'esclave.

En revanche, cette fois, même si la vitesse d'eau diminue, on observe que les systèmes freinent pour assurer le même niveau de puissance que pour une vitesse d'eau plus forte. Toutefois, quand la vitesse de l'eau diminue, l'esclave freine par rapport au maître et vice versa quand la vitesse de l'eau augmente.

Enfin, la réponse du système face à un profil de vitesse de l'eau variable (avec une moyenne de 2.3m/s) est analysée sur une période de 90s. On a préféré dans ce cas maintenir à valeur constante la différence d'angle, $\alpha = \pi/2$ afin d'observer comment celle-ci est influencée par les variations dynamiques de la vitesse d'eau. Chaque fois que la vitesse de l'eau a une tendance descendante, le maître et l'esclave freinent aussi pour fournir plus de puissance afin de maintenir le niveau demandé par la charge. Les variations dynamiques de l'eau se ressentent sur toutes les évolutions y compris sur celle des tensions des bus continus, U_{DC1} et U_{DC2} . Néanmoins, ces variations restent de faible amplitude et ne perturbent pas le fonctionnement général du système synchronisé. L'erreur de la boucle de synchronisation varie elle aussi légèrement autour de zéro.

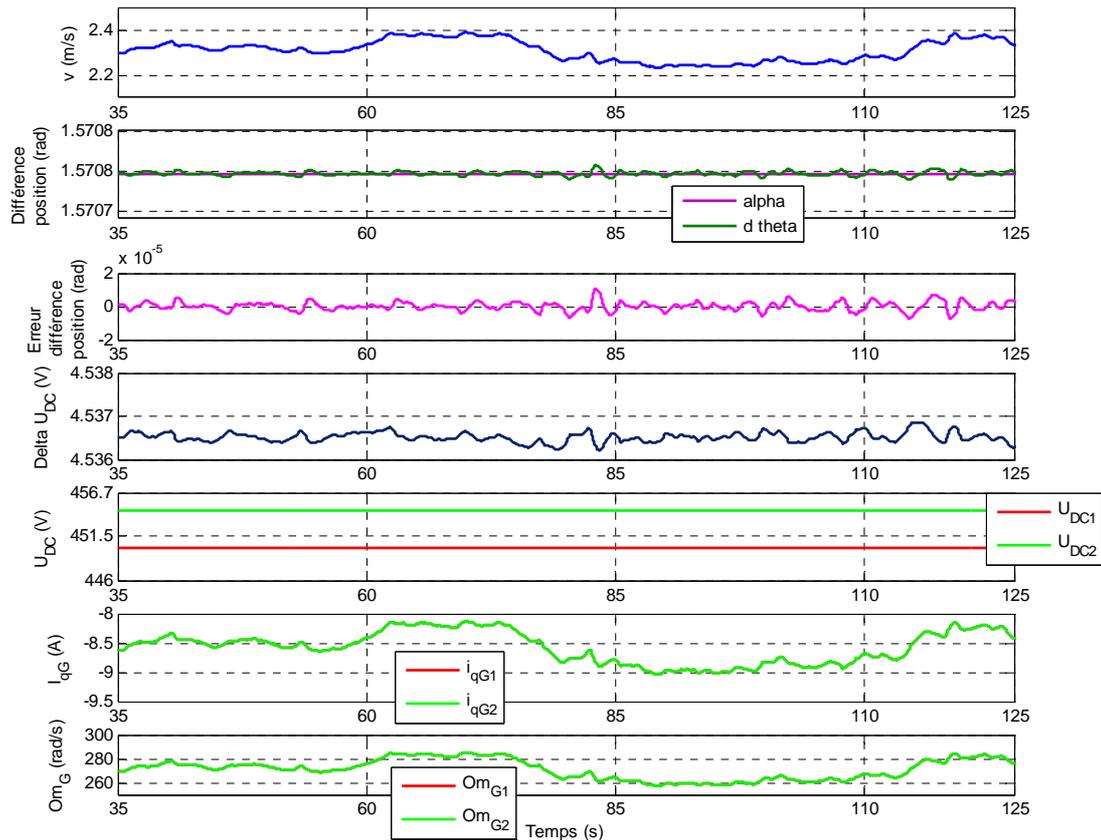


Figure A5.34. Réponse du système face à un profil de vitesse d'eau variable

Ces résultats suggèrent que la synchronisation des colonnes hydroliennes qui se trouvent dans une structure bi - colonne peut se réaliser à l'aide de la solution de contrôle proposée ici même dans le cas d'un système en mode de fonctionnement Vf sur la zone 2.

A5.6. Conclusion

Cette partie annexe a présenté comment le générateur hydrolien pourrait fonctionner aussi sur la zone 2 en mode Vf, étant donné qu'il est entièrement interfacé par une structure d'électronique de puissance.

Son mode de fonctionnement normal en mode Vf sur la zone 2 a été amplement présenté avec des résultats de simulation validés ensuite par des essais expérimentaux en temps réel.

La possible transition PQ – Vf zone 2 – PQ est aussi présentée, d'abord en simulation et ensuite en essai expérimental.

Dans ce cas de fonctionnement, on pourrait également réaliser la synchronisation des générateurs hydroliens élémentaires, par action sur la référence de la tension du bus continu.

Annexe A6. Généralisation de la synchronisation à un ensemble quelconque de colonnes

Le chapitre 6 a montré comment on peut synchroniser deux générateurs hydroliens fonctionnant dans une structure bi-colonne.

Suivant les tailles imaginées pour les turbines et surtout en fonction des contraintes hydrodynamiques et de mécanique de solides, ce principe pourrait aussi, dans le futur, s'appliquer à un parc hydrolien. On pourrait ainsi assurer le fonctionnement synchronisé et supervisé de plusieurs colonnes hydroliennes qui forment un agencement de n colonnes hydroliennes. Dans le cadre d'un parc hydrolien, les colonnes peuvent être agencées dans différentes configurations géométriques, trois exemples sont montrés sur la Figure A6.1. Les colonnes hydroliennes peuvent être immergées dans un fleuve ou dans un milieu marin.

A6.1. Coordination de plusieurs colonnes hydroliennes

La gestion du fonctionnement synchronisé des tours hydroliennes pourrait être réalisée à l'aide du système superviseur qui génère les relations angulaires mutuelles entre les colonnes de façon adaptée à la géométrie de l'agencement, au type d'écoulement (laminaire, turbulent...) ou à la distribution de courant d'eau.

L'objectif sera de toujours assurer une production optimisée de l'énergie électrique fournie par les tours hydroliennes quand le système de génération électrique est connecté à un réseau de puissance infinie (en mode de fonctionnement PQ) ou d'assurer l'alimentation correcte de charges ilôtées ou de microréseaux locaux (en mode de fonctionnement Vf).

La relation angulaire mutuelle entre deux colonnes voisines doit être régulée. La référence de différence de position angulaire est donnée soit par une colonne unique qui sera maître pour toutes les autres, soit par la colonne immédiatement voisine.

La synchronisation s'effectue sans utiliser de dispositifs mécaniques comme les engrenages ou les transmissions mécaniques mais en assurant électriquement l'équilibrage des forces et efforts qui agissent sur les colonnes hydroliennes tel qu'on a montré qu'il est possible d'agir.

Ainsi, suivant le mode de fonctionnement, le contrôle du décalage de position angulaire sera assuré par des boucles de contrôle à un troisième niveau de pilotage du système dans sa totalité.

Certes, cela sera plus simple à réaliser et configurer dans le cas d'un parc hydrolien fluvial de petite échelle ou la construction des machines spécifiques ne serait pas nécessaire et si on peut adopter des structures d'EP suffisamment flexibles.

Reste encore à prouver pour le futur comment on pourrait appliquer cette synchronisation pour des structures d'EP plus simples (au niveau de l'étage redresseur) et dans la situation où il s'avérera nécessaire d'imaginer des machines synchrones spécifiques.

De même, dans la situation où les génératrices se trouvent totalement immergées, à part la redondance des capteurs de position et de vitesse de rotation, il faudra trouver d'autres possibilités peut-être plus robustes pour avoir une information sur la position angulaire (par exemple des capteurs intégrés à la machine). Ces réflexions seront à faire pour la conception d'un parc hydrolien et qui devront tenir compte de la complexité du contexte hydrolien.

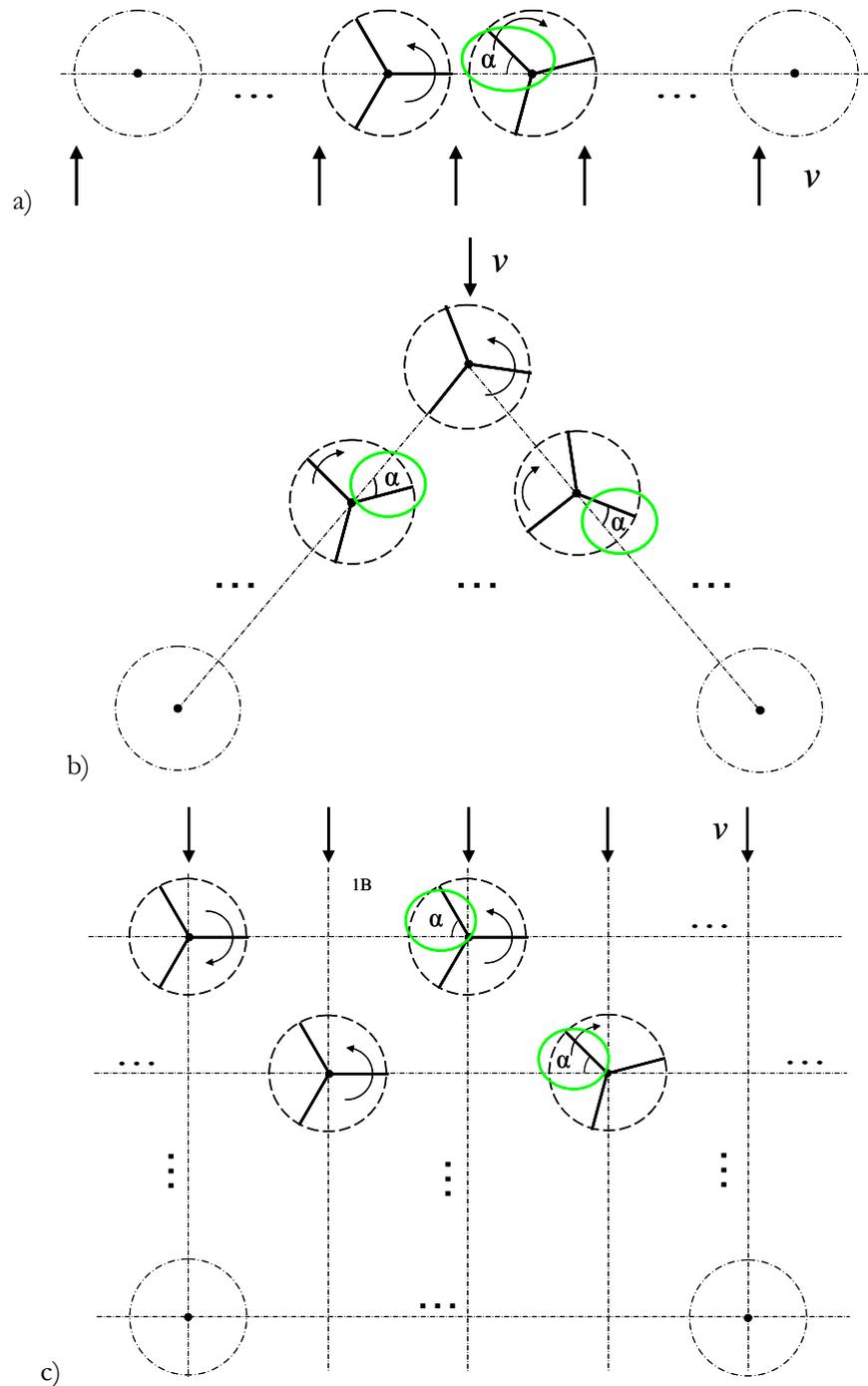


Figure A6.1. Exemples d'agencements possibles pour un parc hydrolien (en vue de dessus des colonnes) composé de générateurs hydroliens élémentaires

En ce qui concerne l'architecture au niveau de l'EP, elle pourra être imaginée comme celles présentées sur les figures 6.8 et 6.17 du chapitre 6. Il faudra toutefois penser au rajout d'un système de stockage au niveau des bus continu pour assurer la stabilité et la sûreté du fonctionnement dans tous les cas et aussi à une façon d'optimiser le nombre de convertisseurs statiques utilisés.

A6.2. Gestion des modes dégradés

Toutes les structures de commande et pilotage telles qu'elles ont été présentées auparavant doivent aussi garantir un fonctionnement en mode dégradé des systèmes hydroliens quand ils sont en fonctionnement en mode PQ ou en Vf sur la zone 1.

Ainsi, il faudra assurer le meilleur fonctionnement possible lors de défaillances partielles ou temporaires d'un élément d'une colonne, d'une colonne hydrolienne ou d'un ensemble de structures bi – colonnes ou mono – colonnes. Cela se réalisera au niveau du système superviseur qui va pouvoir déconnecter et reconnecter ou commuter certaines boucles de pilotage et commande.

La Figure A6.2, la Figure A6.3 et la Figure A6.4 présentent trois situations possibles pour les modes dégradés quand les systèmes hydroliens sont munis de boucles de contrôle de la vitesse de rotation.

Le cas de figure présenté sur la Figure A6.2 correspond à la situation où les générateurs hydroliens sont synchronisés deux par deux (comme dans la structure bi – colonne). Dans chaque paire, le premier (le maître) sert de référence pour le deuxième (l'esclave). Si le système maître tombe en panne (0), alors l'esclave prend le relais et fonctionne tout seul en MPPT ou en référence de vitesse (1) suivant le mode de fonctionnement.

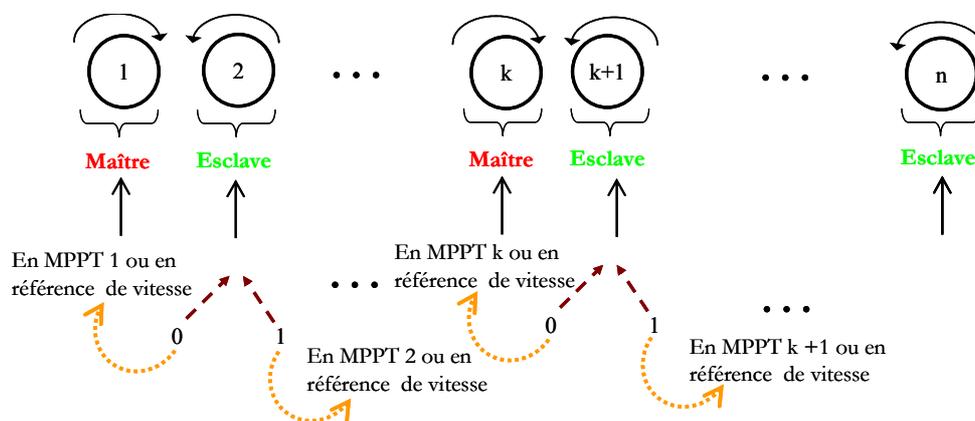


Figure A6.2. Générateurs hydroliens synchronisés deux par deux

Un autre cas pourrait être imaginé comme présenté sur la Figure A6.3. Cette fois, les générateurs hydroliens ne seront pas couplés deux par deux mais pourront avoir un seul maître pour toutes les colonnes de l'agencement. Dans ce cas, si le maître tombe en panne, le générateur hydrolien voisin prend le relais et devient maître pour les autres. Le nouveau maître fonctionnera en MPPT ou en référence de vitesse suivant le mode de fonctionnement. Il va falloir que, même dans ce cas, les colonnes hydroliennes gardent leurs relations angulaires mutuelles de façon que les efforts hydrodynamiques qui s'exercent sur les

colonnes soient annulés comme dans le fonctionnement en paires maître - esclave deux par deux. S'impose alors une veille particulière sur la valeur que le décalage α prendra et si les conditions de fonctionnement correct sont remplies.

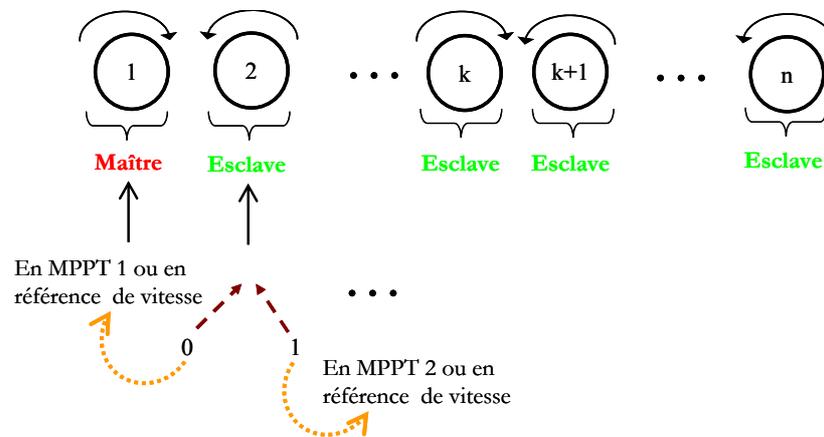


Figure A6.3. Générateurs hydroliens dans une structure avec un seul maître

Sur la Figure A6.4, une autre façon d'imaginer les relations mutuelles entre les générateurs hydroliens élémentaires est illustrée. On présume dans ce cas que la structure des générateurs hydroliens élémentaires est organisée de sorte que toute colonne puisse être le maître de la suivante et l'esclave de la précédente. Si l'une des colonnes tombe en défaillance (par exemple la colonne k) alors la voisine ($k+1$) reprend son autonomie et continuera à servir de maître pour la colonne suivant ($k+2$).

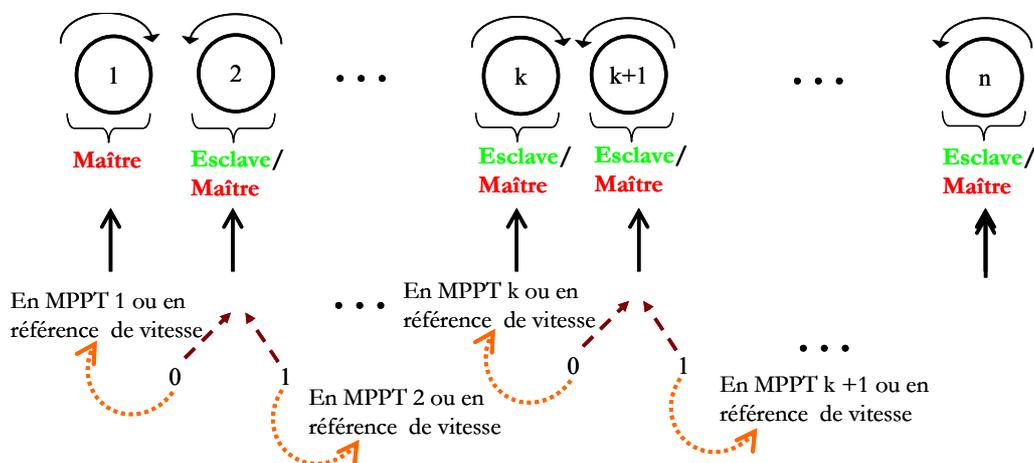


Figure A6.4. Générateurs hydroliens en relation permanente mutuelle maître – esclave

Par ailleurs, si les systèmes hydroliens fonctionnent en mode Vf sur la zone 1, alors le maître est aussi en charge (via son étage onduleur de connexion) de la régulation de l'amplitude et de la fréquence au point de connexion (les systèmes sont connectés au niveau d'un bus AC). Cette tâche passera à l'esclave qui prend le relais en cas de défaillance. Cela s'applique dans les trois situations présentées plus haut.

Toutefois, les générateurs hydroliens peuvent aussi fonctionner en mode Vf sur la zone 1, sans système de stockage présent au niveau du bus continu et non munis d'architectures AC – DC – AC

individuelles mais étant connectés à un bus continu commun (donc avec un étage DC – AC commun). Dans ce cas, un générateur hydrolien contrôle la tension au niveau du bus continu commun via son système de redressement et les autres générateurs hydroliens fournissent de manière synchronisée le reste d'énergie nécessaire à ce bus.

Le mode dégradé général dans ce cas pourrait être imaginé comme illustré sur la Figure A6.5. Si la colonne maître (k) qui contrôle la tension du bus continu commun tombe en panne, alors la colonne voisine k+1 ou k-1 prend le relais en assurant le contrôle du bus continu commun et les autres colonnes la suivront par exemple en régulation de vitesse aux points de fonctionnement correspondant à la position angulaire imposée entre les colonnes, de sorte que le reste d'énergie nécessaire au bus continu soit fourni.

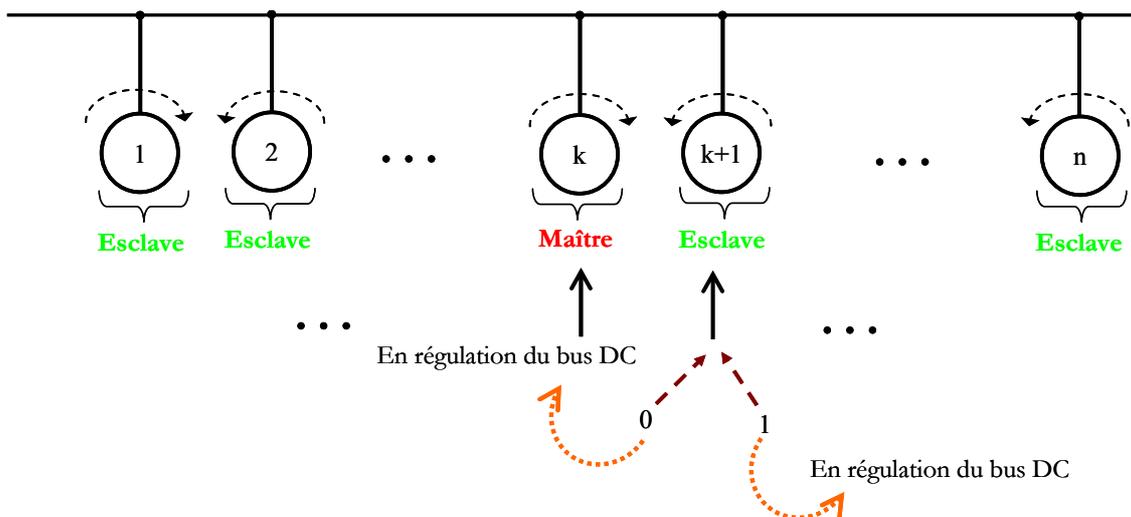


Figure A6.5. Générateurs hydroliens connectés à un même bus continu en mode dégradé

A6.3. Conclusion

Toutes ces variantes pour le fonctionnement en structure de par et surtout les modes dégradés devront faire leur preuve suite à des tests réalisés d'abord en prototypes à échelle réduite. On voit plutôt ces solutions fiables pour des colonnes hydroliennes fonctionnant dans un milieu fluvial et dans un deuxième temps en milieu marin, puisque le milieu marin impose des conditions beaucoup plus sévères à tout point de vue et surtout une plus grande échelle de puissance. Dans ce cas, il va falloir faire des choix entre un dimensionnement des colonnes et de leur structure de maintien, la présence ou pas de carénages, conception ou choix de la génératrice, fonctionnement optimisé des colonnes suivant les architectures d'EP et des dispositifs de pilotage et les connexions aux récepteurs. D'autres facteurs importants existeront certainement, ici on a listé seulement quelques-uns.

On a souhaité mentionner qu'on pourrait imaginer des générateurs hydroliens agencés dans une structure plus complexe et pilotés de la manière expliquée dans cette étude.

