



HAL
open science

Etude du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable

Stefan Breban

► **To cite this version:**

Stefan Breban. Etude du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable. Sciences de l'ingénieur [physics]. Arts et Métiers ParisTech, 2008. Français. NNT : 2008ENAM0033 . pastel-00005062

HAL Id: pastel-00005062

<https://pastel.hal.science/pastel-00005062v1>

Submitted on 25 May 2009

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.



Ecole doctorale n° 432 : Sciences des Métiers de l'Ingénieur

THÈSE

pour obtenir le grade de

Docteur

de

l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers

Spécialité "Génie Electrique"

*présentée et soutenue publiquement
par*

Ștefan BREBAN

le 12 Décembre 2008

**ETUDE DU SYSTÈME DE CONVERSION
ELECTROMÉCANIQUE D'UNE MICROCENTRALE
HYDROÉLECTRIQUE À VITESSE VARIABLE**

Co-directeur de thèse : Benoît ROBYNS

Co-directeur de thèse : Mircea M. RĂDULESCU

Jury :

M. Radu MUNTEANU, Professeur, UT Cluj-Napoca, Roumanie Président
M. Eric MONMASSON, Professeur, U Cergy-Pontoise, France Rapporteur
M. Ion BOLDEA, Professeur, UP Timisoara, Roumanie Rapporteur
M. Benoît ROBYNS, Professeur, HEI Lille, France Examineur
M. Mircea M. RĂDULESCU, Professeur, l'UT Cluj-Napoca, Roumanie Examineur
M. Christophe SAUDEMONT, Maître de Conférences, HEI Lille, France Examineur

À ma famille,

À Ancuța

Remerciements

Le travail de recherche présenté dans cette thèse de doctorat a été effectué à l'Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI) de Lille, dans le Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L2EP) de Lille et à l'Université Technique de Cluj-Napoca (UTC-N), Roumanie, au sein du Groupe 'Machines Electriques Spéciales et Traction Electrique Légère (SEMLET)'.

J'exprime mes sincères remerciements à tous ceux qui y ont contribué, directement ou indirectement, pendant les trois années de thèse.

Je tiens spécialement à remercier Messieurs les *Professeurs Mircea M. Rădulescu* et *Benoît Robyns*, les 'parents spirituels' de cette thèse de doctorat en cotutelle. Leurs encouragements, conseils et critiques m'ont aidé beaucoup. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde reconnaissance.

Je remercie également Monsieur le *Professeur Jean-Paul Hautier*, Directeur Général de l'ENSAM, pour l'autorisation du déroulement de cette thèse en cotutelle.

Mes remerciements vont aussi à *Aymeric Ansel*, enseignant chercheur à HEI, mon co-encadrant pendant la première année de doctorat. Son aide au début de la thèse a été décisive.

Pour l'intérêt qu'ils ont bien voulu porter à ce travail, en acceptant d'être les rapporteurs de cette thèse et de siéger dans mon jury de thèse, je tiens à exprimer tous mes remerciements à Messieurs *Ion Boldea*, Professeur à l'Université 'Politehnica' de Timisoara, Roumanie, *Eric Monmasson*, Professeur à l'Université de Cergy-Pontoise, France, *Radu Munteanu*, Recteur de l'UTC-N et *Radu Ciupa*, Doyen de la Faculté d'Ingénierie Electrique, UTC-N.

Mes remerciements vont également à Messieurs *Christophe Saudemont*, *Mehdi Nasser*, *Arnaud Davigny*, enseignants chercheurs à HEI et *François Gionco*, technicien de laboratoire à HEI, pour leur amabilité et pour l'ambiance encourageante et reconfortée.

Je n'oublie pas *Vincent Courtecuisse*, *Arnaud Vergnol*, *He Zhang*, doctorants et très bons amis avec qui j'ai passé des moments mémorables au L2EP - HEI.

J'exprime aussi ma reconnaissance envers tous les membres de la Chaire de Machines Electriques, Marketing et Management de l'UTC-N. Plus particulièrement, je remercie mes collègues du Groupe 'Machines Electriques Spéciales et Traction Electrique Légère (SEMLET)': *Tiberiu*, *Ioana*, *Carmen*, *Ciprian* et *Karola*, pour l'atmosphère plaisante dans laquelle se sont déroulées ces dernières années.

Mes remerciements s'adressent aussi à *Dr.-Ing. Gabriel Cimuca*, le précurseur de ma thèse. C'est Gabriel qui a lissé mon chemin pour obtenir le poste de doctorant en cotutelle.

Je remercie également Messieurs *Viorel Trifa* et *Calin Rusu*, Professeurs à la Faculté d'Ingénierie Electrique, UTC-N, qui ont évalué mes rapports de stages de doctorat.

Enfin, je remercie mes parents pour tout qu'ils ont fait pour moi. Leur soutenance morale et matérielle m'a permis d'atteindre tous les buts de ma vie. Ma gratitude envers eux est incommensurable.

Une grande reconnaissance pour *Ancuța Buzura* ma chère copine, toujours près de moi et toujours compatissante.

Sommaire

Introduction générale	9
------------------------------------	----------

Chapitre 1

Introduction.....	11
1.1. Présentation du contexte	12
1.2. Situation de l'hydroélectricité en Roumanie	14
1.3. Microcentrale hydroélectrique	16
1.3.1. Définition	16
1.3.2. Application.....	17
1.3.3. Classification.....	17
1.3.4. Les éléments d'une microcentrale hydroélectrique	18
1.4. Turbines à action.....	23
1.4.1. Principe de fonctionnement	23
1.4.2. Turbine Pelton.....	24
1.4.3. Turbine Crossflow	26
1.5. Turbines à réaction	27
1.5.1. Principe de fonctionnement	27
1.5.2. Turbine Francis	29
1.5.3. Turbines hélice et Kaplan	31
1.6. Sélection d'un ou plusieurs types de turbines	33
1.7. Les typologies actuelles des groupes de conversion électromécanique dans la structure d'une microcentrale hydroélectrique	35
1.7.1. Génératrice synchrone en débit sur charges isolées ou sur réseau interconnecté (débit hydraulique réglable)	35
1.7.2. Génératrice asynchrone en débit sur charges isolées ou sur réseau interconnecté (débit hydraulique réglable)	36
1.7.3. Génératrice synchrone ou asynchrone en débit sur charges isolées ou sur réseau (cas d'un débit hydraulique non réglable)	36
1.8. Système de conversion électromécanique proposé dans la structure d'une microcentrale hydroélectrique	37
1.9. Références	38

Chapitre 2

Modélisation et simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable.....	41
2.1 Introduction dans la modélisation des machines électriques de la structure d'une microcentrale hydroélectrique	42
2.1.1 Axes des repères classiques	42
2.1.2 Axes des repères dq	43
2.1.3 Axes des repères $\alpha\beta$	44

2.2 Modélisation du système de conversion électromécanique de la structure d'une microcentrale hydroélectrique	45
2.2.1. Turbine hydraulique.....	45
2.2.2. Ligne d'arbre.....	46
2.2.3. Machine synchrone à aimants permanents (MSAP).....	47
2.2.4. Convertisseurs électroniques de puissance	47
2.2.5. Circuit de bus continu	48
2.2.6. Machine asynchrone à double alimentation (MADA).....	49
2.3. Modélisation et simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique fonctionnant sur charge isolée	50
2.3.1. Modélisation	50
2.3.2. Résultats de simulation	52
2.4. Modélisation et simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique fonctionnant sur réseau	57
2.4.1. Modélisation	57
2.4.2. Résultats de simulation	58
2.5. Contrôle direct de puissance (CDP)	62
2.5.1. Présentation et modélisation	62
2.5.2. Résultats de simulation	66
2.6. Détection d'ilotage	70
2.6.1. Généralités	70
2.6.2. Résultats de simulation	71
2.7. Conclusions	76
2.8. Références	77

Chapitre 3

Banc d'essais et résultats expérimentaux sur le système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable	79
3.1. Description du banc d'essais	80
3.2. Composants du banc d'essais	82
3.2.1. Emulateur de turbine hydraulique.....	82
3.2.2. Machine synchrone à aimants permanents (MSAP).....	83
3.2.3. Machine asynchrone à double alimentation (MADA).....	83
3.2.4. Connexion sur réseau ou sur charge isolée	83
3.3. Compatibilité électromagnétique	83
3.4. Résultats expérimentaux du fonctionnement sur charge isolée	84
3.5. Résultats expérimentaux du fonctionnement sur réseau	92
3.6. Résultats expérimentaux du fonctionnement sous CDP	96
3.7. Résultats expérimentaux concernant la détection d'ilotage	99
3.8. Conclusions	107
3.9. Références	107

Chapitre 4

Etude du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique associée avec une centrale éolienne	109
4.1. Problématique des sources d'énergie décentralisées	110
4.2. Fonctionnement de l'ensemble hybride de production d'énergie électrique connecté aux charges isolées	110
4.2.1. Résultats des simulations	112
4.2.2. Résultats expérimentaux	116
4.3. Fonctionnement de l'ensemble hybride de production d'énergie électrique connecté au réseau	122
4.3.1. Résultats des simulations	122
4.3.2. Résultats expérimentaux	126
4.4. Conclusions.....	129
4.5. Références	130

Chapitre 5

Etude expérimentale de l'association d'un ensemble hybride microcentrale hydroélectrique / centrale éolienne avec un dispositif de stockage d'énergie par supercondensateurs.....	131
5.1. Introduction sur les supercondensateurs.....	132
5.2. Etude expérimentale de l'association d'un ensemble hybride micro hydro/ éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs	134
5.2.1. Résultats expérimentaux sur charges isolées	135
5.2.2. Résultats expérimentaux sur réseau	142
<i>Première stratégie de supervision</i>	<i>142</i>
<i>Deuxième stratégie de supervision</i>	<i>148</i>
<i>Troisième stratégie de supervision</i>	<i>154</i>
5.5. Conclusions.....	160
5.6. Références	161

Conclusion générale	163
----------------------------------	------------

Annexes	165
----------------------	------------

Annexe 1 – Données de catalogue pour la machine synchrone à aimants permanents (MSAP).....	166
Annexe 2 – Données de catalogue pour le dispositif de stockage par supercondensateurs.....	169
Annexe 3 – Développement des superviseurs à logique floue	175

Curriculum Vitae.....	182
Publications.....	183

Introduction générale

L'étude présentée dans cette thèse concerne les sources d'énergie renouvelable et, plus particulièrement, les microcentrales hydroélectriques à vitesse variable. Celles-ci représentent une voie de développement majeur pour atteindre l'objectif de l'Union Européenne : 20% de la consommation énergétique totale, à l'horizon 2020, seront des énergies renouvelables.

Les applications visées par la micro hydraulique sont l'alimentation des sites isolés, non électrifiés, ainsi que la fourniture d'appoint au réseau interconnecté, notamment par l'association avec d'autres sources d'énergie renouvelable (comme, par exemple, l'éolien).

Les systèmes de conversion électromécanique utilisés couramment dans les microcentrales hydroélectriques reposent sur les machines synchrones à rotor bobiné ou les machines asynchrones à cage, qui possèdent une configuration simple, mais qui peuvent assurer un fonctionnement efficace seulement à l'aide des dispositifs de contrôle mécanique ou électrique.

Le système de conversion électromécanique, proposé dans cette thèse, utilise une machine asynchrone à double alimentation (MADA), pilotée par le rotor. La MADA est accouplée sur le même arbre avec une machine synchrone à aimants permanents (MSAP), débitant sur le circuit rotorique de la MADA. Deux convertisseurs à MLI, réversibles, en mode *'back-to-back'*, réalisent l'interface électrique entre les deux machines. La MSAP, ainsi que les convertisseurs ne sont dimensionnés que pour la puissance de glissement de la MADA, c'est-à-dire 20 à 25 % de sa puissance nominale, ce qui limite le coût du système. Par ailleurs, les aimants permanents permettent de se dispenser d'une source auxiliaire lors de la phase de démarrage du système électromécanique. L'objectif général de cette thèse est l'étude, par simulations dynamiques et expérimentations sur un banc d'essais de laboratoire, du fonctionnement de ce système de conversion électromécanique d'une micro hydrocentrale connectée sur réseau ou sur charge isolée. En outre, ce système électromécanique doit répondre aux nécessités d'association de la microcentrale hydroélectrique avec une centrale éolienne et un dispositif de stockage d'énergie.

Dans le premier chapitre, on va présenter brièvement le contexte actuel sur le marché de l'électricité, la situation de l'hydroélectricité en Roumanie et la classification des composants essentiels des microcentrales hydroélectriques. Ensuite, les typologies actuelles des systèmes de conversion électromécanique d'une micro hydrocentrale seront décrites, parmi lesquelles le système électromécanique proposé dans cette thèse.

Le deuxième chapitre s'occupera de la modélisation et de la simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique connectée sur charge isolée, respectivement sur réseau. Une nouvelle technique de contrôle, dénommée 'contrôle direct de puissance' (CDP) sera introduite et simulée. La détection de la perte du réseau (détection d'îlotage) sera aussi étudiée à l'aide des simulations.

Dans le troisième chapitre, on va présenter les résultats expérimentaux sur le système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique, permettant de valider les simulations du chapitre précédent. D'abord, une description du banc d'essais utilisé sera faite, suivie par les expérimentations du fonctionnement sur charge isolée (équilibrée et déséquilibrée) et sur réseau, en utilisant le contrôle vectoriel et le CDP. La détection d'îlotage, à l'aide des méthodes passives au niveau de la tension et de la fréquence, sera aussi validée expérimentalement.

Le chapitre 4 portera sur le fonctionnement du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable associée avec une éolienne à vitesse fixe dans un ensemble hybride de production d'énergie électrique. La connexion de cet ensemble hybride aux charges isolées, ainsi que sur le réseau, sera validée à l'aide de simulations et de tests expérimentaux.

Dans le cinquième chapitre, on va associer un dispositif de stockage d'énergie par supercondensateurs à l'ensemble hybride microcentrale hydroélectrique/centrale éolienne présenté dans le chapitre 4. Après une introduction sur les supercondensateurs, la connexion aux charges isolées de l'ensemble hybride micro hydro/ éolien associé au dispositif de stockage par supercondensateurs sera testé expérimentalement. Pour la connexion sur réseau, trois stratégies de supervision, utilisant la logique floue, seront expérimentées.

La thèse finira par une conclusion générale réunissant les conclusions de tous les chapitres précédents. On va relever aussi les contributions originales et les perspectives du travail de recherche de la thèse.

Chapitre 1

Introduction

Résumé - Ce chapitre présente le contexte actuel sur le marché de l'électricité, une brève incursion sur la situation de l'hydroélectricité en Roumanie, et aussi la classification et les composants essentiels des microcentrales hydroélectriques. A la fin, sont présentées les typologies actuelles des groupes de conversion électromécanique dans la structure d'une microcentrale hydroélectrique, parmi lesquelles la solution proposée dans cette thèse.

1.1. Présentation du contexte

Le contexte actuel de dérégulation de l'électricité, les interrogations et les inquiétudes concernant les conséquences environnementales de la production d'énergie électrique au moyen de combustibles fossiles ou radioactifs a déclenché depuis quelques années un véritable enthousiasme en faveur de l'utilisation des énergies renouvelables, comme en témoignent les nombreux articles de recherche et de presse grand public qui paraissent régulièrement. L'hydroélectricité, qui existe depuis le début du vingtième siècle, représente à elle seule plus de 94 % de la production électrique mondiale à base d'énergies renouvelables [1], [2]. On distingue la "grande hydraulique" (86%), terme regroupant les aménagements hydroélectriques de forte puissance - au delà dizaine de MW - de la "petite hydraulique" (8,3%) regroupant les centrales de puissance inférieure. Cette deuxième catégorie d'aménagements est elle-même généralement subdivisée en petites, mini et micro centrales [2], [3]. Cette dernière distinction est à nouveau réalisée suivant le critère de la puissance et elle varie à la fois suivant les pays et les auteurs. Néanmoins, on peut considérer d'après [3], qu'en France toute centrale hydraulique de puissance inférieure à 5 MW peut être appelée micro centrale, et, entre 5 et 10MW, petite centrale, le terme de mini centrale n'étant alors pas usité. Cette dernière dénomination est d'usage notamment aux Etats-Unis pour des puissances comprises entre 100 kW et 1 MW. Le terme de pico centrale est également évoqué pour des puissances inférieures à 100 kW [3] mais il est a priori usité moins couramment. On note, par conséquent, qu'il n'y a pas réellement de consensus sur les termes et que les frontières entre les différentes gammes de petite hydroélectricité sont floues. Ces disparités s'étendent même à la frontière entre petite et grande hydraulique dont la valeur peut varier de 10 MW, seuil cité précédemment et désormais relativement admis notamment en France et plus généralement en Europe, à 25 MW au Canada ou encore 30MW aux Etats-Unis.

Le développement des équipements dans le cadre de la grande hydraulique est désormais fortement limité en raison de la rareté des sites disponibles, des conséquences pour l'intégrité du paysage, pour la qualité de l'eau ainsi que pour la faune subaquatique que peuvent engendrer de telles installations[3].

En revanche, la petite hydraulique possède un fort potentiel de développement et on prévoit qu'elle tiendra une place importante dans la production électrique future par énergies renouvelables, les applications visées étant l'alimentation de sites isolés, non électrifiés, ainsi que la fourniture d'appoint au réseau interconnecté [1], [3], [4]. Les petits aménagements hydroélectriques cumulent de nombreux avantages qui en font des sources de revenus financiers particulièrement rentables pour les producteurs indépendants, avantages dont nous reprenons les plus significatifs ci-dessous:

Il est aisé de trouver un site potentiel d'installation pour une petite centrale, cette dernière ne nécessitant que peu d'infrastructures et n'ayant pas ou peu d'exigences quant à la chute du cours d'eau dont elle turbine le débit. La taille modeste des installations affecte peu l'esthétisme du paysage et des aménagements spécifiques permettent d'épargner les poissons.

De nombreuses centrales ont d'ores et déjà été construites au cours du vingtième siècle mais elles ont souvent été abandonnées dans les années 50 parce que jugées trop vétustes et trop peu compétitives par rapport à leurs homologues de grandes tailles et à certaines centrales thermiques [5]. Des installations ont alors fait l'objet d'une

reconversion, notamment en moulin à grain. Etant donné le regain d'intérêt pour la production dispersée d'électricité, il s'avère intéressant, car relativement peu onéreux, de les rénover.

Il est possible d'adjoindre des turbines hydrauliques à des installations destinées à une toute autre application. Ceci s'avère judicieux par exemple dans le cas de stations de traitement des eaux usées dont on doit abaisser le niveau de pression préalablement à leur traitement. Le turbinage de l'eau, en lieu et place d'un détendeur ("brise charge"), permet de mettre à profit l'énergie qui auparavant était perdue et ceci, à des coûts relativement bas, la centrale hydroélectrique utilisant les infrastructures et les canalisations de l'équipement initial [3], [6]. Cette solution technique, valable pour tout système hydraulique dont on doit dissiper une partie de l'énergie, est appliquée, entre autres structures, sur le réseau d'eau potable et dans des centrales de dessalement de l'eau de mer pour des puissances de quelques dizaines à quelques centaines de kilowatts.

Des petites centrales d'un genre nouveau, appelées 'hydrauliques' en référence aux turbines éoliennes pour le vent, apparaissent sur le marché [7]. Ce sont des équipements d'une puissance unitaire de quelques dizaines de kilowatts, prêts à installer, et constitués de roues à aubes, montées sur des flotteurs, entraînant un alternateur synchrone. Ces hydrauliques ne nécessitent aucune infrastructure particulière hormis des points d'ancrage et elles sont par conséquent particulièrement adaptées pour l'électrification de villages situés dans des pays défavorisés. Les hydrauliques qui ont été présentées ci-dessus ne sont pas à confondre avec les turbines installées dans les fonds marins et qui portent le même nom.

La petite hydraulique représente plus de 37000MW installés de par le Monde avec une croissance du parc estimée à 18000 MW d'ici à 2010, soit une augmentation de l'ordre de 48 %. En Europe, un "Réseau Thématique de la Petite Hydraulique", financé par l'Union Européenne et encadré par l'association "European Small Hydropower Association" (ESHA), a pour objectif de réaliser un état des lieux des besoins de la Recherche et du Marché dans ce domaine d'activité. Cette association, à l'aide de l'indicateur Euroserv'ER, a comptabilisé 13679 petits aménagements hydroélectriques en Europe en 2001 pour une puissance installée supérieure à 10300 MW contribuant ainsi à hauteur de 1,7% à la production d'électricité, toutes énergies confondues, et à hauteur d'environ 10% de la production hydroélectrique [5]. Toujours selon l'ESHA, le potentiel de croissance européen serait de l'ordre de 6000 MW dont plus de 4800 MW de nouvelles installations et 1200 MW (soit 20 %) d'anciennes centrales à réhabiliter. Néanmoins, le parc de petite hydroélectricité évolue relativement lentement en raison des procédures administratives et de l'opposition de la population à la construction de nouvelles centrales. Ainsi, en 2003, la puissance installée en Europe n'atteint que 10700 MW soit une progression de seulement 4 % en deux ans. Il est à noter que l'ESHA émet des réserves face à ces données chiffrées en raison de carences concernant la réactualisation de ces informations par les comptabilités nationales.

Les considérations ci-dessus démontrent que la petite hydroélectricité a et aura un rôle significatif dans le développement des sources à énergies renouvelables soit pour la fourniture de sites isolés comme des zones rurales reculées, des chalets de montagne ou des villages de pays ayant un réseau électrique peu étendu, soit comme production d'appoint, rapidement mobilisable, dans les réseaux interconnectés.

1.2. Situation de l'hydroélectricité en Roumanie

Le potentiel hydroélectrique en Roumanie est très grand. Selon Fig. 1.1, on peut remarquer que le potentiel hydraulique exploitable à partir des grandes centrales (puissance installée, $P_i > 10$ MW) peut être doublé. En comparaison, les microcentrales avec une puissance installée inférieure à 10 MW ont un potentiel de dix fois la puissance installée actuellement. Une comparaison édificatrice est celle entre le potentiel hydroélectrique en Suisse et en Roumanie. Les deux pays ont presque le même potentiel de conversion d'énergie hydro des rivières en énergie électrique, mais si en Suisse ce potentiel est exploité en pourcentage de 85%, en Roumanie la valorisation est seulement d'environ 40% [8].

Le potentiel hydroélectrique (techniquement et économiquement exploitable) de la Roumanie est distribué comme dans le Tableau 1.1:

Tableau 1.1 Le potentiel hydroélectrique de la Roumanie

<i>Classification</i>	<i>Puissance installée</i>	<i>Puissance produite</i>
Le potentiel des rivières intérieures	10.960 MW	25.000 GWh/ année
Le potentiel du Danube	2. 880 MW	11.500 GWh/ année
Le potentiel micro hydro	1.160 MW	3500 GWh/ année
Total	15.000 MW	40.000 GWh/ année

Comme montré dans Fig. 1.1, la puissance installée actuellement dans les centrales hydroélectrique est de 6100 MW. Ayant l'intérêt pour le développement de ce secteur de production d'électricité, écologique et pas dangereux en exploitation, la puissance installée peut être augmentée beaucoup plus. La charte hydrologique de la Roumanie (Fig. 1.2) démontre que les possibilités de développement dans toutes les régions sont réelles et désirables.

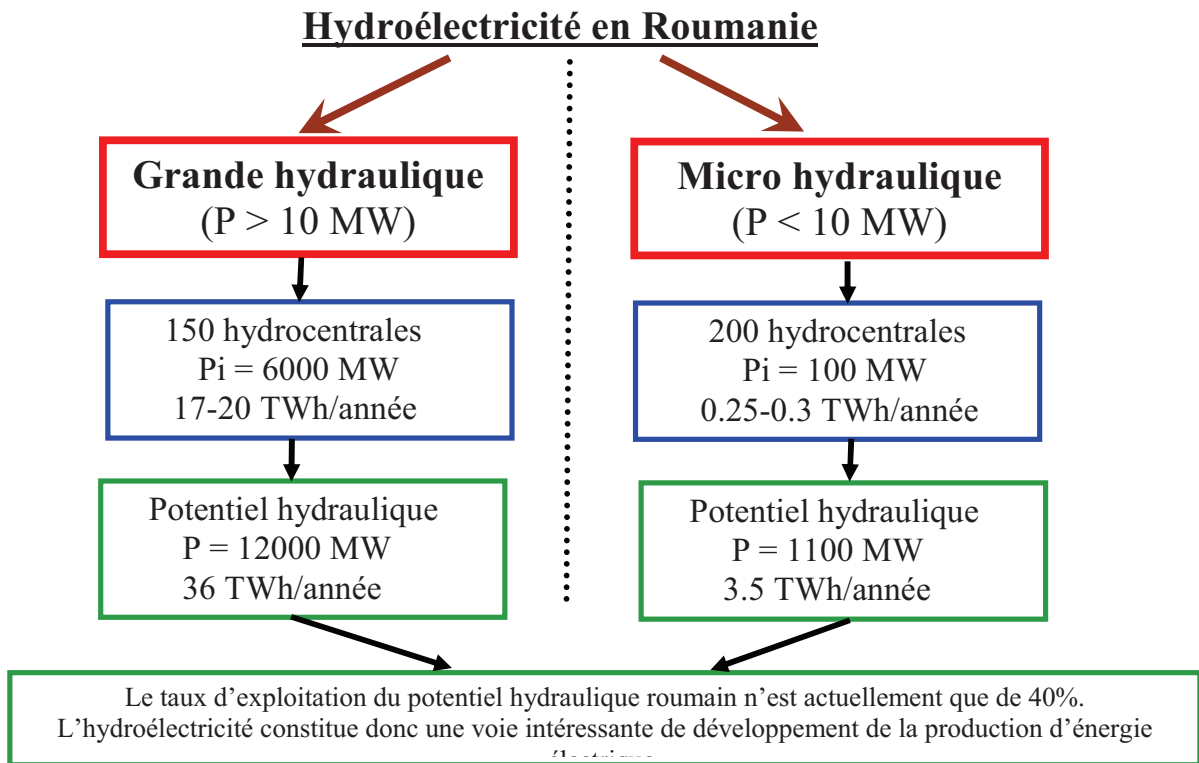


Fig. 1.1. Structure de la production hydroélectrique en Roumanie

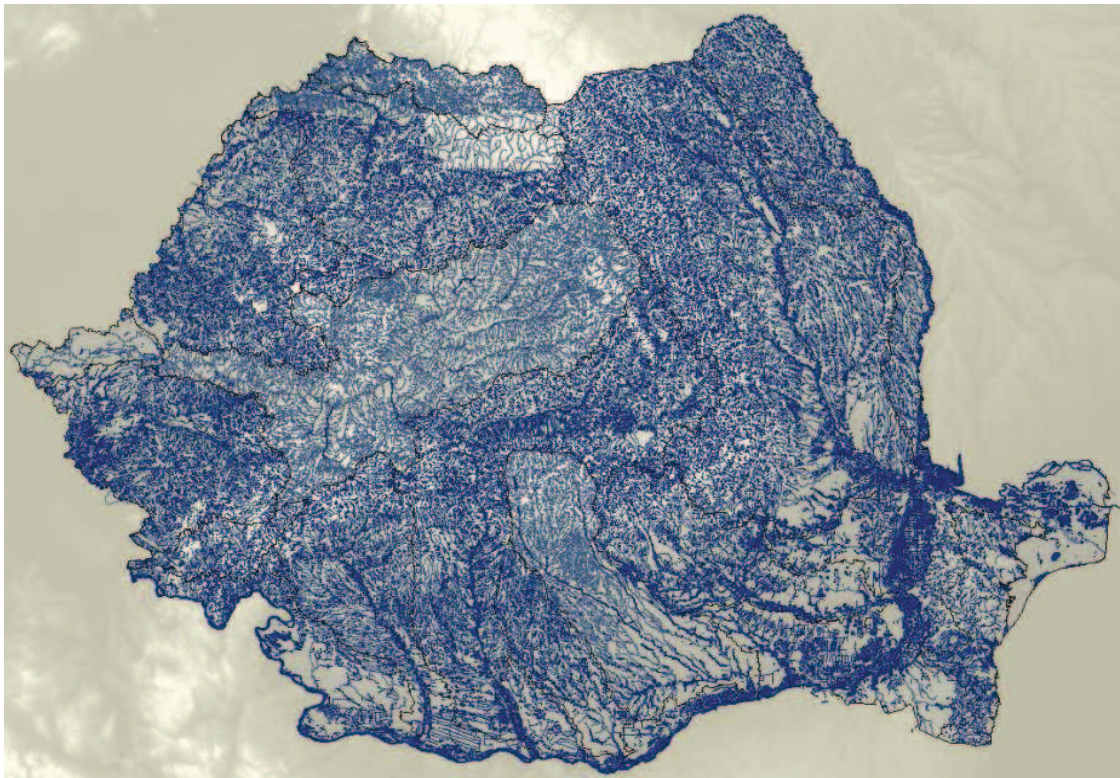


Fig. 1.2. Charte hydrologique de la Roumanie

Dans le Tableau 1.2, on peut voir la production d'électricité en Roumanie pour l'année 2005 [9]. Cette année, avec beaucoup de précipitation a permis une production grande au niveau des hydrocentrales. La plus grande partie de la production reste toujours tributaire des centrales thermiques ayant comme combustible charbon, pétrole ou gaz. La puissance venant de la centrale nucléaire permet de couvrir approximativement 9 - 10 % de la production électrique totale. Le secteur des centrales éoliennes et photovoltaïques est très peu développé.

Tableau 1.2 La production d'énergie électrique en Roumanie pour l'année 2005

<i>Centrales</i>	<i>Production (TWh)</i>	<i>Production (%)</i>
Thermiques	33.65	56.6
Grandes Hydrocentrales	19.9	34
Petites Hydrocentrales	0.3	
Nucléaire	5,5	9.3
Eolienne, Solaires	0.05	0.01

1.3. Microcentrale hydroélectrique

1.3.1. Définition

Une petite centrale hydraulique (microcentrale) est une installation de production d'énergie basée sur l'utilisation de la force hydraulique et dont la puissance est inférieure à 300 kW.

L'énergie hydraulique peut provenir:

- d'un fleuve ou d'une rivière;
- d'une source;
- d'un réseau d'approvisionnement en eau potable;
- d'un réseau d'évacuation d'eaux usées ou de drainages;
- de procédés industriels dans lesquels la pression d'un liquide est détruite dans un organe de réglage, vanne ou autre.

La production d'énergie par une centrale hydraulique – qu'elle soit grande ou petite – est fonction du débit de l'eau et de la hauteur de chute (différence de pression) à disposition.

Les débits des microcentrales peuvent représenter quelques litres ou plusieurs mètres cubes à la seconde. A partir de deux mètres, une chute avec un débit suffisant est considérée comme exploitable. Par ailleurs, des hauteurs de 500 mètres (pression 50bars) ou plus peuvent produire une quantité intéressante d'énergie, même si le débit est faible (5 l/sec).

1.3.2. Application

L'importance des microcentrales apparaît donc surtout au niveau régional:

- pour de nombreuses communes, fabriques ou moulins, elles constituent une source d'énergie d'appoint avantageuse;
- elles peuvent être intégrées dans des projets à usages multiples et en améliorer la couverture des frais par la production d'énergie. Par exemple: dans le cadre du renouvellement d'une adduction d'eau potable, lors de la construction d'ouvrages de prévention des inondations ou destinés à faciliter la migration des poissons;
- leur construction, rénovation et entretien représentent un potentiel de travail pour les entreprises locales;
- elles augmentent la sécurité d'approvisionnement de certaines entreprises comme les moulins à farine qui peuvent ainsi fonctionner même en cas de panne de réseau;
- elles constituent une alternative avantageuse à de longues lignes électriques pour alimenter des habitations, fermes, hôtels ou cabanes isolées en région de montagne;
- elles tirent parti du potentiel de force hydraulique sans nuire à l'environnement;
- de par leur petite taille et leur simplicité, elles ont une fonction didactique puisqu'elles permettent à nombre de visiteurs de prendre conscience des problèmes pratiques de la production d'énergie.

1.3.3. Classification

La classification s'effectue en fonction de la manière dont l'eau est captée et conduite à la turbine, de l'emplacement de cette dernière et de la hauteur de chute ou dénivellation exploitée.

On distingue deux classes principales de petites centrales [10]:

a) Installations à basse pression le long d'un cours d'eau ou sur un canal de dérivation. L'ouvrage le plus important est le barrage, ou prise d'eau, le plus souvent construit en béton. Sa fonction est de détourner le débit nécessaire directement vers la turbine ou dans un canal de dérivation tout en laissant passer les crues. La centrale est soit intégrée directement dans le barrage, soit placée à l'extrémité d'un canal.

Il n'y a en règle générale pas de conduite forcée, ou celle-ci reste très courte. Les chutes se situent entre 2 et 20 mètres et la pression dans la turbine est faible (0,2 à 2 bars).

b) Installations à moyenne et haute pression sur des cours d'eau, des sources de montagne, des réseaux d'eau potable et dans des circuits hydrauliques industriels. Aux composants mentionnés pour la première catégorie s'ajoute une conduite forcée entre la prise d'eau, ou l'extrémité du canal de dérivation, et la centrale. La conduite est l'ouvrage le plus important de ce type de petite centrale. La Fig. 1.3 montre les parties les plus importantes d'une centrale à haute pression sur un canal de dérivation.

Dans leur principe, les petites centrales se distinguent peu des grandes installations. La différence se situe avant tout au niveau de la simplicité de conception et d'exploitation. En effet, les petites centrales doivent non seulement être peu coûteuses à

la construction, mais doivent aussi pouvoir fonctionner automatiquement sans personnel permanent et avec un minimum de surveillance et d'entretien. En règle générale elles sont exploitées au fil de l'eau, sans réservoir d'accumulation, éléments trop coûteux pour de petites installations. Lorsqu'il y a stockage temporaire par le biais d'un étang ou d'un réservoir, celui-ci sert tout au plus à produire de l'énergie de pointe durant quelques heures de la journée.



Fig. 1.3. Vue d'ensemble d'une centrale à haute pression sur canal de dérivation [10]

1.3.4. Les éléments d'une microcentrale hydroélectrique

1) La prise d'eau

La prise d'eau a pour fonction de dériver par temps sec comme en période de crue le débit nécessaire pour alimenter la ou les turbines. Pour les microcentrales, deux prises d'eau sont usuelles:

- la prise latérale, avec ou sans retenue d'eau;
- la prise tyrolienne (dite prise inversée).

Les **prises latérales** alimentent les canaux de dérivation des petites centrales d'entreprises artisanales telles que moulins, scieries ou usines textiles et ateliers mécaniques. Un choix judicieux de l'emplacement de la prise d'eau (en général à l'extérieur d'un coude de la rivière) permet d'éviter que de grandes quantités de graviers et sédiments, charriés par la rivière durant les crues, ne soient entraînés dans le canal. Habituellement, une prise latérale est combinée avec un barrage fixe ou mobile qui assure une certaine retenue d'eau en amont pour prélever le débit désiré mais qui sera conçu pour laisser passer graviers et sédiments avec les crues. Les barrages fixes sont plus sûrs et meilleur marché, mais ils provoquent une élévation du niveau d'eau amont par grands débits, avec risque d'inondations. Ils seront donc équipés, selon les nécessités de la topographie, de vannes de décharge qui s'ouvriront en cas de crue pour maintenir le niveau amont à une hauteur acceptable. Jusqu'à présent, les barrages mobiles étaient réalisés en construction métallique avec des vannes et clapets de déversement. De nos jours, ils sont remplacés de plus en plus par des déversoirs gonflables en caoutchouc, constitués par un boudin souple placé dans le lit de la rivière et rempli plus ou moins avec de l'eau selon le niveau amont désiré. En cas de crue, il est dégonflé et s'aplatit sur le lit de la rivière pour laisser le libre passage à l'eau. Cette technique évite le recours à des composants mécaniques coûteux à la construction comme à l'entretien.

La **prise tyrolienne** ou inversée a fait ses preuves sur des rivières et torrents à forte pente et à débits très variables. L'eau captée tombe à travers une grille à barreaux ou en tôle perforée placée directement dans le lit de la rivière. Les graviers et débris transportés par les crues glissent sur la grille, qui ne laisse passer que l'eau et les sédiments fins.

2) Le dessableur

L'eau déviée par la prise dans le canal de dérivation transporte avec elle des matières en suspension (boues) et des sédiments (sable, gravier) qui doivent être éliminés dans un **dessableur**. Sans cela, ces matériaux se déposeront dans le canal qu'il faudra nettoyer périodiquement à grands frais. Ils provoqueront également une usure rapide de la turbine et des vannes qui devront être réparés ou remplacés prématurément. Le dessableur est un bassin plus large que le canal et dans lequel la vitesse de l'eau est suffisamment ralentie pour que les particules solides s'y déposent. Les sédiments seront évacués périodiquement à la rivière par vidange et rinçage du bassin. Dans certains types de dessableurs le nettoyage s'effectue automatiquement en continu pendant les crues à l'aide d'un astucieux système de purge.

3) Grilles et dégrillage

Le **dégrilleur** d'une petite centrale a pour fonction d'empêcher que les débris flottants (avant tout les feuilles et les branches) ne parviennent à la turbine et ne la colmatent. Le triage des déchets, compostables, matières incinérables et déchets spéciaux peut représenter une charge importante pour le propriétaire de la petite centrale. Le nettoyage des rivières par l'intermédiaire des installations de dégrillage des petites

centrales est aussi bénéfique pour la collectivité que pour la centrale elle-même. Certains concepteurs de petites centrales ont développé des solutions simples pour résoudre le problème du dégrillage: une prise tyrolienne placée dans le canal et associée à une tôle perforée horizontale (en lieu et place d'une grille à barreaux) permet le passage de l'eau, tout en la filtrant. Lorsque l'amoncellement de feuilles et autres débris sur la grille devient trop important, celle-ci sera rincée en utilisant la totalité du débit du canal, ce qui est réalisé en coupant l'eau vers la turbine durant un court instant. Ce système autonettoyant n'est cependant utilisable que pour les turbines à moyenne et haute pression, pour lesquelles une légère perte de chute ne porte pas à conséquence.

4) Turbines

Issues des roues à eau, les turbines modernes ont été développées à partir de conceptions élaborées au 19^e siècle, mais encore valables aujourd'hui. Pour une petite centrale déterminée, le type de turbine adéquat sera choisi en fonction de la hauteur de chute et du débit du site. Pour des chutes de 30 m à 500 m, ou plus, la *turbine Pelton* est la plus couramment utilisée. Elle est équipée d'une roue à augets qui sont frappés par un ou plusieurs jets d'eau à grande vitesse. Par déviation dans les augets, l'eau transmet sa force à la roue. Le débit, et en conséquence la puissance de la turbine, est réglé en variant l'ouverture de l'injecteur qui produit le jet avec un pointeau mobile.

La turbine la plus répandue dans les anciennes installations à faible chute est sans conteste la *turbine Francis*. En fonction de la puissance, elle est installée pour des chutes comprises entre 3 mètres (installation en chambre d'eau ouverte) et plus de 100 mètres (turbines à bêche spirale d'un aspect similaire à celui d'une pompe centrifuge). Contrairement à celle de la Pelton, la roue de cette turbine, dite turbine à réaction, est complètement immergée dans l'eau. Cette roue est constituée d'une série d'aubages profilés qui forment des canaux au travers desquels l'eau est accélérée et déviée. La régulation du débit est réalisée par des pales mobiles placées sur la circonférence de la roue. Elles portent le nom d'aubes directrices. Etant donné sa construction compliquée, qui implique un prix d'achat élevé, ce type de turbine n'est que rarement installé dans des petites centrales récentes.

La *turbine Kaplan* est une autre forme de turbine à réaction, dont la roue est entièrement immergée dans l'eau. Sa roue est une hélice, comparable à celle d'un bateau. Le débit est réglé le plus souvent en changeant l'orientation des pales de la roue, éventuellement par l'ajustement parallèle d'aubes directrices similaires à celle de la turbine Francis pour en améliorer encore le rendement. Ce type de turbine trouve son application dans des petites centrales à basse chute (de 2 à 20 m) et grand débit (1 m³/s ou plus), où elle remplace le plus souvent d'anciennes turbines Francis. Elle peut être montée dans une chambre d'eau ouverte, mais le plus souvent elle est intégrée directement dans une conduite; elle est alors désignée sous le nom de turbine bulbe ou turbine S.

La *turbine à flux traversant* se distingue en particulier par sa robustesse, la simplicité de sa construction et de faibles exigences du point de vue surveillance et entretien. Son rendement est cependant légèrement inférieur à celui des autres types de turbines. Elle est formée d'une roue à aube de forme cylindrique, traversée à angle droit par un jet d'eau de section rectangulaire; le débit est réglé par une aube rotative. Son

domaine d'utilisation se situe entre celui des turbines Kaplan et Pelton, pour des chutes faibles à moyennes, où elle remplace la turbine Francis.

La *pompe inversée* est une pompe standard qui est utilisée comme turbine en changeant la direction de l'écoulement (l'eau entre côté pression et sort côté aspiration) ainsi que le sens de rotation. Elle fonctionne comme une turbine à réaction de type Francis mais avec un débit fixe. Peu onéreuse et rapidement installée, elle ne nécessite aucun système de réglage. Ce type de machine trouve une application essentiellement là où le débit peut être maintenu constant sur une certaine durée, en particulier comme turbine de récupération dans des réseaux d'eau potable, dans des installations industrielles (par exemple pétrochimie) et pour turbiner des débits de restitution au pied de barrages.

5) Générateurs

Le choix du générateur et du système de régulation dépend en premier lieu du mode de fonctionnement de la microcentrale: en parallèle avec le réseau de distribution électrique ou en régime isolé.

En parallèle, l'installation injecte du courant électrique dans le réseau de distribution local, alors qu'en mode isolé, la microcentrale n'alimente qu'un seul utilisateur (alpage, hôtel ou cabane de montagne). Une combinaison des deux formules est possible, bien que plus complexe et plus onéreuse.

Pour le fonctionnement en parallèle les microcentrales de puissance inférieure à 300kW et ne fonctionnant qu'en parallèle sont essentiellement équipées de générateurs asynchrones. La tension et la fréquence sont dictées par le réseau de distribution et sont constantes.

Pour le fonctionnement en régime isolé, ou îlot, le groupe turbine générateur doit avoir la capacité de maintenir par lui-même une tension et une fréquence constantes. La puissance produite par le générateur doit être identique à celle consommée par les utilisateurs. Si tel n'est pas le cas, fréquence et tension se modifient, ce qui peut provoquer des dommages aussi bien aux appareils consommateurs (moteurs, lampes, électronique), qu'aux installations de production. Les microcentrales en régime isolé sont dans leur grande majorité équipées de générateurs synchrones, machines qui peuvent alimenter tout type d'appareils consommateurs. La tension est maintenue constante par un régulateur électronique intégré au générateur. La fréquence est fixée par la vitesse de la turbine, dont le réglage est également assuré, de nos jours, presque exclusivement par voie électronique ou électromécanique [11].

Dans la Fig. 1.4 sont présentées les composants et le profil d'une microcentrale hydraulique.

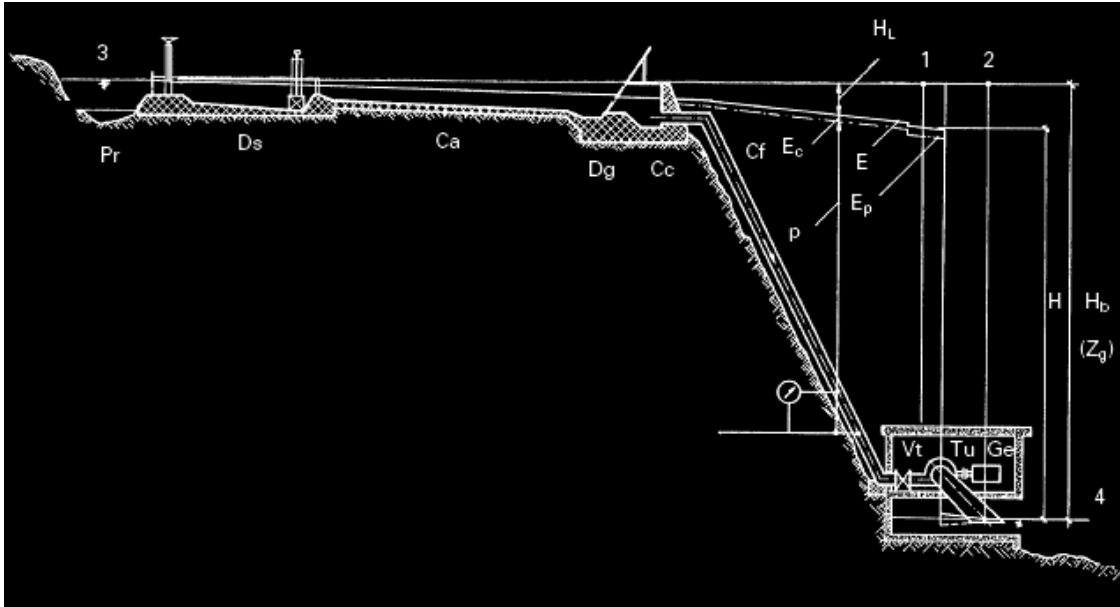


Fig. 1.4. Composants et profil au long d'une microcentrale hydraulique [11]

- Pr : prise d'eau
- Ds: dessableur
- Ca: canal / conduite d'amenée
- Dg: dégrilleur
- Cc: chambre de mise en charge
- Cf: conduite forcée
- Vt: vanne turbine
- Tu: turbine
- Ge: générateur

- 1 : point de référence amont de la turbine
- 2 : point de référence aval de la turbine
- 3 : point de référence amont de l'aménagement
- 4 : point de référence aval de l'aménagement
- E: ligne d'énergie
- E_c : énergie cinétique (J / kg)
- E_p : énergie de pression (J / kg)
- p: pression (lue sur un manomètre et représentée par la hauteur manométrique $p/\rho g$ en (m) de colonne d'eau).
- H_b : chute brute
- H: chute nette

La chute brute est la différence d'altitude entre le niveau à la prise d'eau (point de référence 3) et le niveau à l'aval de la centrale (point de référence 4). Elle est souvent appelée hauteur géodésique Z_g .

La chute nette représente l'énergie hydraulique à disposition de la turbine. Elle est égale à la chute brute moins les pertes de charge H_L entre la prise d'eau et le point de référence amont de la turbine 1 d'une part, et le point de référence aval de la turbine 2 et le niveau aval de la sortie de la centrale d'autre part.

Les pertes de charge correspondent à l'énergie nécessaire pour faire passer l'eau à travers grilles et vannes et vaincre le frottement contre les parois du canal d'amenée et de la conduite forcée.

1.4. Turbines à action

1.4.1. Principe de fonctionnement

Un jet libre agit sur des augets ou des aubes profilées placées sur la périphérie d'une roue (action). Ce jet exerce une force sur l'auget en mouvement de rotation, qui est transformée en couple et puissance mécanique sur l'arbre de la turbine. La turbine à action est caractérisée par le fait que l'énergie à disposition de l'aubage est entièrement sous forme d'énergie cinétique. L'échange d'énergie entre l'eau et l'aubage a lieu à pression constante, généralement la pression atmosphérique. La roue de la turbine est dénuyée et tourne dans l'air. La Fig. 1.5 présente schématiquement une turbine à action et ses paramètres de fonctionnement [11].

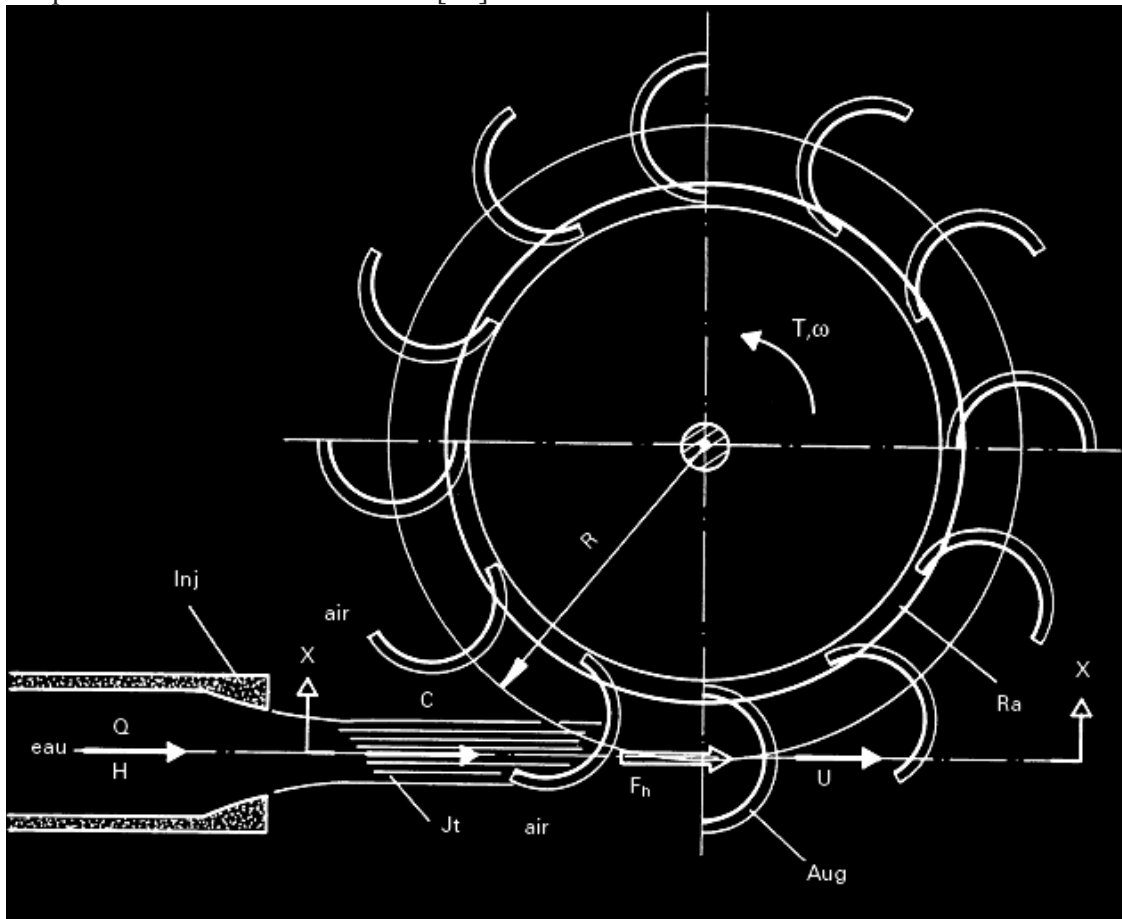


Fig. 1.5. Schéma d'une turbine à action avec ses paramètres de fonctionnement

Composants :

Inj:	injecteur
Jt :	jet d'eau
Ra:	roue de la turbine
Aug:	auget ou aube profilée

Paramètres :

Q:	débit (m ³ / s)
H:	chute nette (m)
E = gH:	énergie massique nette (J / kg)
$C \approx (2gH)^{1/2}$	vitesse de l'eau du jet (m / s)
R:	rayon de la roue tangent au jet (m)
U = wR:	vitesse périphérique de la roue à l'auget (m / s)
Fh:	force hydrodynamique du jet sur l'auget (N)
T = R · Fh :	couple sur l'arbre (Nm)
w:	vitesse de rotation (rad / s)

1.4.2. Turbine Pelton

La turbine Pelton est constituée par une roue à augets qui est mise en mouvement par un jet d'eau provenant d'un injecteur. Les augets sont profilés pour obtenir un rendement maximum tout en permettant à l'eau de s'échapper sur les côtés de la roue. Ils comportent une échancrure qui assure une pénétration progressive optimale du jet dans l'auget. L'injecteur est conçu pour produire un jet cylindrique aussi homogène que possible avec un minimum de dispersion.

Une turbine Pelton peut être équipée de plusieurs injecteurs, jusqu'à 6. Le débit est réglable à l'aide d'un pointeau mobile à l'intérieur de l'injecteur, qui est déplacé par un servomoteur hydraulique ou électrique. Ce pointeau est asservi à la régulation de la turbine. La turbine Pelton comporte aussi dans la majorité des cas un déflecteur qui se place rapidement entre l'injecteur et la roue pour dévier le jet, ceci pour éviter l'emballement de la turbine en cas de déclenchement brusque de la génératrice. Ce déflecteur est souvent manoeuvré par un ressort ou un contrepoids qui permet sa mise en action sans nécessiter de source d'énergie extérieure.

Ces différents organes sont placés dans un bâti, ou bêche posée sur le canal de fuite de la turbine. Etant donné que la roue de la turbine tourne dans l'air, les joints d'arbre n'ont pas à être étanches à la pression, mais doivent simplement éviter que l'eau ne sorte de la bêche. Ils sont constitués par des disques qui centrifugent les gouttelettes d'eau infiltrées dans un boîtier relié à la sortie de la turbine.

La figure 1.6 présente les composants principaux d'une turbine Pelton horizontale à un jet. En vue de diminuer le nombre de pièces mécaniques, la roue Pelton peut être fixée directement en bout d'arbre de la génératrice (turbine monobloc). La turbine Pelton a pour avantages un très bon rendement sur toute la plage des débits, ainsi que sa simplicité mécanique [11].

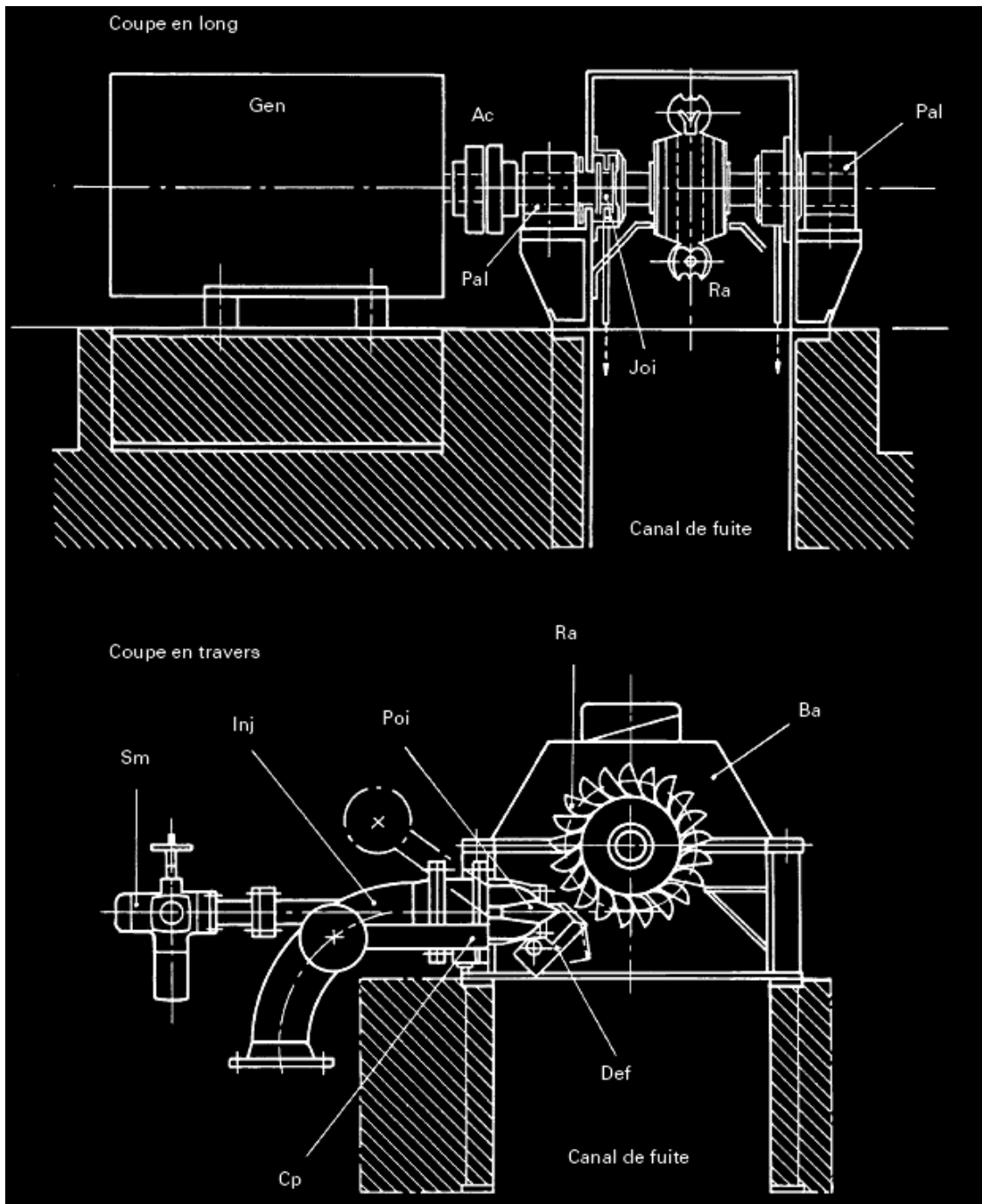


Fig. 1.6. Turbine Pelton à axe horizontal à un jet

- | | | | |
|-------|-------------------------|------|---------------------------------|
| Ra: | roue à augets | Sm: | servomoteur du pointeau |
| Ba: | bâche/ bâti | Joi: | joint d'arbre |
| Inj: | injecteur | Pal: | palier turbine |
| Poi : | pointeau mobile | Ac: | accouplement turbine-générateur |
| Def: | défecteur | Gen: | générateur |
| Cp: | contrepois du défecteur | | |

1.4.3. Turbine Crossflow

La turbine Crossflow, appelée aussi turbine à flux traversant, est une machine à action qui a ceci de particulier que l'eau traverse deux fois la roue. De construction simple, elle est constituée de trois parties principales (Fig. 1.7) :

- un injecteur de section rectangulaire et dont le débit est réglé à l'aide d'une aube profilée rotative, similaire à une vanne papillon. Afin d'assurer un arrêt de la turbine sans énergie d'appoint, la fermeture est souvent réalisée à l'aide d'un contrepoids, et l'ouverture par un vérin hydraulique ;
- une roue en forme de tambour, dotée d'aubes cylindriques profilées ;
- un bâti enveloppant la roue et sur lequel sont fixés les paliers de la turbine.

La Fig. 1.7 montre les composants principaux de la machine. La turbine, roue et injecteur, est souvent divisée en 2 secteurs, de largeur $1/3$ et $2/3$ respectivement et qui peuvent être mis en fonction séparément ou ensemble. Avec ce système, il est possible d'obtenir un rendement satisfaisant sur toute la plage des débits .

La turbine Crossflow est de construction simple, ce qui a conduit à sa popularité dans les pays en voie de développement. La roue, traversée deux fois par l'eau, est autonettoyante : les débris bloqués sur l'aubage à l'entrée de la roue sont chassés par l'eau qui en sort. En contrepartie, le rendement maximum de ce type de turbine est moyen et reste compris, pour une machine de bonne qualité, entre 80 et 83%. La vitesse de rotation est généralement basse ce qui fait qu'un multiplicateur à engrenages ou à courroie doit être intercalé entre turbine et générateur.

Cette machine peut être aussi source de bruit et de vibrations générés par le choc périodique de l'eau sur les aubes cylindriques de la roue qui sont relativement élastiques (lames d'acier). Lorsque la turbine Crossflow travaille sous de faibles chutes et avec un niveau aval variable, elle peut être équipée d'un aspirateur qui permet de récupérer entre la moitié et les trois quarts de la hauteur d'aspiration. Pour ce faire, le bâti de la turbine est doté d'une soupape d'admission d'air pré-réglée pour maintenir la dépression nécessaire à la sortie de la roue [11].

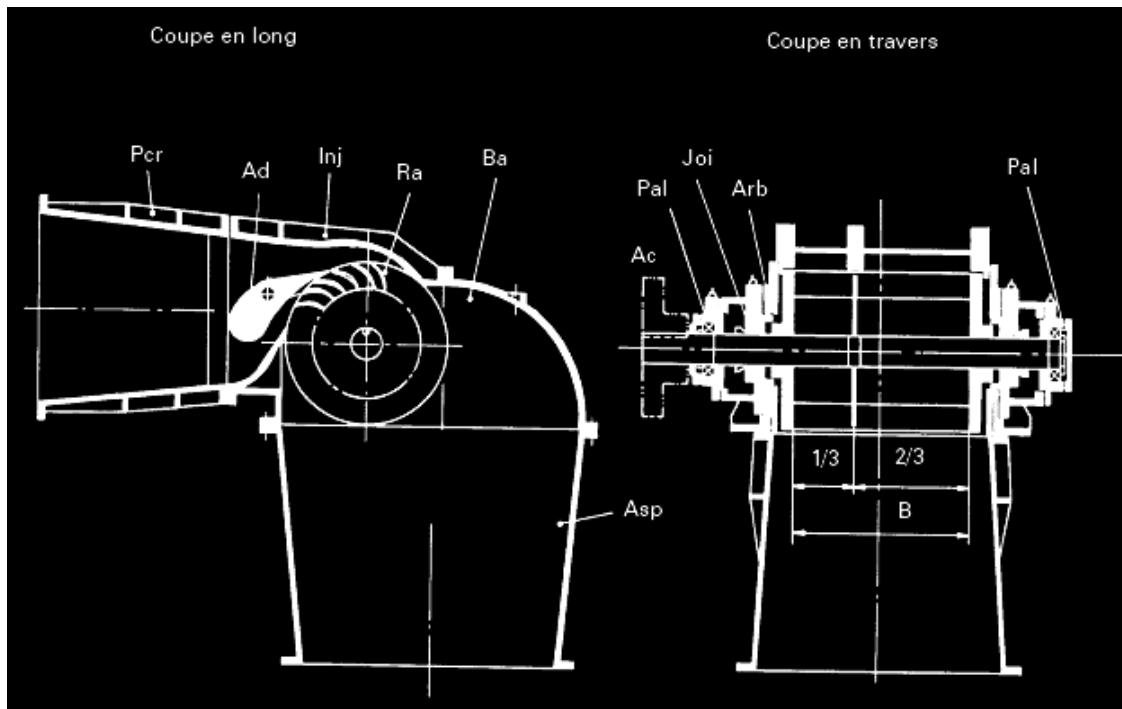


Fig. 1.7. Composants d'une turbine Crossflow

- Pcr : tubulure de raccordement turbine-conduite
- Ad : volet rotatif de l'injecteur
- Inj : injecteur
- Ra: roue à aubes
- Ba: bâti
- Asp: aspirateur
- Ac: accouplement d'arbre avec multiplicateur ou générateur
- Pal : palier
- Joi : joint d'arbre
- Arb: arbre de la turbine

1.5. Turbines à réaction

1.5.1. Principe de fonctionnement

Une turbine à réaction est une machine fermée (noyée) qui utilise à la fois la vitesse de l'eau (énergie cinétique) et une différence de pression. Deux principes sont à la base de son fonctionnement :

- la création d'un tourbillon au moyen d'une bêche spirale, d'aubages directeurs, ou les deux à la fois ;

- la récupération du mouvement circulaire du tourbillon par les aubages d'une roue en rotation qui dévient les filets d'eau pour leur donner une direction parallèle à l'axe de rotation.

Ces aubages se comportent comme une aile d'avion : l'écoulement de l'eau provoque sur le profil de l'aube une force hydrodynamique qui induit un couple sur l'arbre de la turbine. Comme pour une aile d'avion, la force portante résulte d'une différence de pression entre les deux faces du profil.

La Fig. 1.8 présente une image schématique d'une turbine à réaction [11].

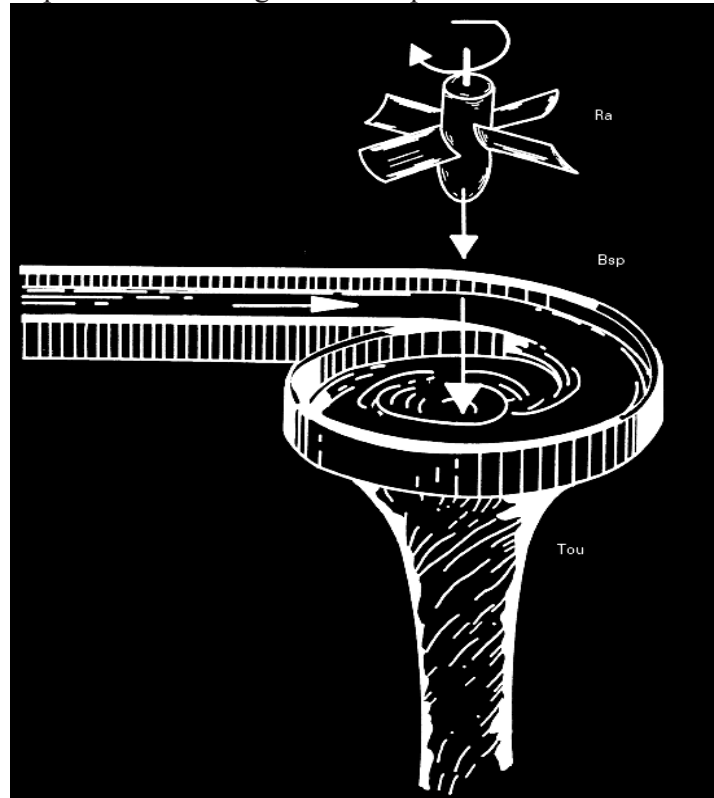


Fig. 1.8. Image schématique d'une turbine à réaction

Bsp: canal à tourbillon figurant la bache spirale

Ra: roue à palettes figurant la roue à aubes de la turbine, placée dans le tourbillon d'eau Tou

L'équation fondamentale d'une turbine à réaction est l'équation d'Euler, qui définit la relation entre les vitesses à l'entrée et à la sortie de l'aubage et l'énergie massique à disposition :

$$E = gH = U_1 C_{u1} - U_2 C_{u2} \text{ (J / kg)}$$

avec :

$U_1 = \omega R_1$ vitesse périphérique de l'aubage à l'entrée de la roue (entrée du filet d'eau), dite vitesse d'entraînement ;

C_{u1} composante périphérique de la vitesse absolue C de l'eau à l'entrée de la roue (tourbillon d'entrée) ;

$U_2 = \omega R_2$	vitesse de l'aubage à la sortie de la roue, dite vitesse d'entraînement ;
C_{u2}	composante périphérique de la vitesse absolue C de l'eau à la sortie de la roue (tourbillon de sortie) ;
$U_1 C_{u1}$	définit l'énergie du tourbillon d'entrée créé par la bêche spirale et / ou les aubages directeurs ;
$U_2 C_{u2}$	définit l'énergie tourbillonnaire perdue à la sortie de la turbine. Au point de fonctionnement optimum de la turbine, cette énergie est nulle (pas de tourbillon après la roue) ;
C	est la vitesse absolue de l'eau dans la machine.

1.5.2. Turbine Francis

Les composants principaux d'une turbine Francis sont montrés sur la Fig. 1.9 pour une machine sans bêche spirale, installée dans une chambre d'eau ouverte. Ce cas se présente fréquemment dans des microcentrales anciennes.

La partie fixe de la turbine comprend l'anneau d'entretoises, destiné à recevoir le distributeur et le support du palier de la turbine, et qui est lui-même directement posé sur l'aspirateur scellé dans la dalle en béton.

Le distributeur, qui sert à régler le débit, est constitué par une série d'aubes rotatives, entraînées par des biellettes liées à l'anneau de vannage. Celui-ci est mis en rotation par la tige de commande du distributeur qui l'entraîne par deux tirants.

La tige de commande peut être manoeuvrée à la main (anciennes installations) ou par un moteur hydraulique ou électrique (installations automatiques). La roue de la turbine est placée à l'intérieur du distributeur. L'arbre qui la relie à la génératrice ou à un multiplicateur de vitesse est guidé par le palier principal de la turbine [11].

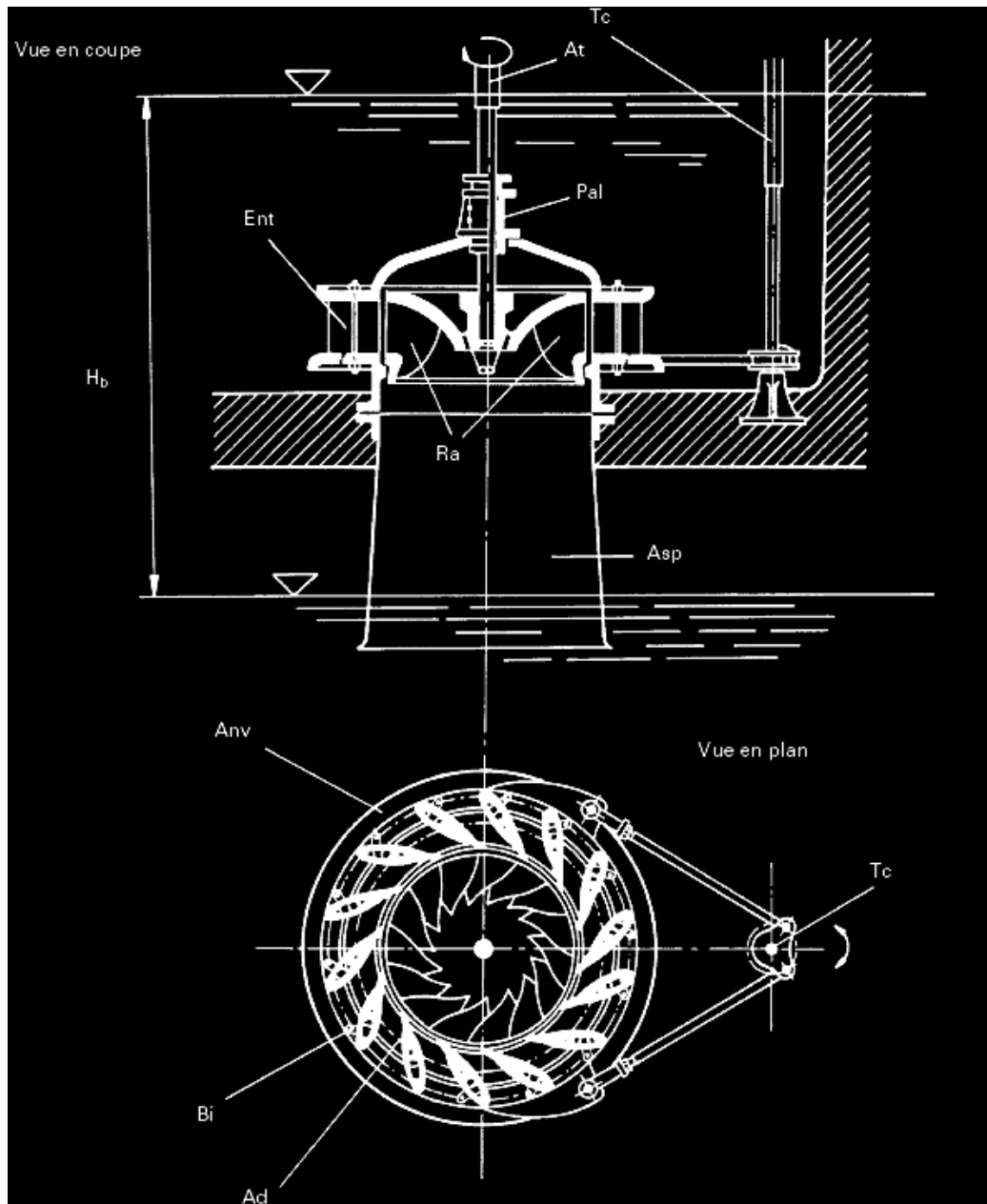


Fig. 1.9. Composants principaux d'une turbine Francis

- Ent : anneau d'entretoises
- Ad: aube mobile du distributeur
- Bi : biellette d'entraînement de l'aube du distributeur
- Anv: anneau de vannage
- Tc: tige de commande du distributeur
- Ra: roue à aube
- Asp: aspirateur
- Pal: palier principal
- At: arbre turbine

1.5.3. Turbines hélice et Kaplan

Les turbines hélice et Kaplan sont les plus appropriées pour le turbinage des faibles chutes. Elles se particularisent par leur roue qui est similaire à une hélice de bateau, et dont les pales sont fixes (turbine hélice) ou réglables en marche (turbine Kaplan).

Ces machines sont classées en fonction de :

1) leurs possibilités de réglage, selon les exigences du site :

- I. turbine hélice à pales et distributeur fixes : pour des débits constants, puissance fixe;
- II. turbine hélice à pales fixes et distributeur mobile : pour des débits élevés et peu variables;
- III. turbine Kaplan à pales variables et distributeur fixe : permet de turbiner à bon rendement des débits variant entre 30 et 100%;
- IV. turbine Kaplan à pales et distributeur réglables : adaptée pour des débits très variables, entre 15 et 100 %. Il s'agit de la machine la plus compliquée avec ses deux possibilités de régulation qui doivent être accordées ensemble pour donner les résultats voulus : pour chaque position de pale, le distributeur doit être calé sur l'angle qui donne le meilleur rendement total.

En pratique, le signal de la régulation commande l'un des deux organes (par exemple la roue) et le second est asservi au premier selon une loi de corrélation qui donne automatiquement la position optimale, par une came ou une programmation électronique.

2) le type d'écoulement

- I. la roue d'une turbine Kaplan peut être placée dans un distributeur classique, comme sur une turbine Francis. L'écoulement est radial dans le distributeur, puis axial à travers la roue. La turbine est placée soit dans une bêche spirale, soit dans une chambre d'eau, comme la turbine Francis de la Fig. 1.9.
- II. le distributeur peut être conique, ou axial, et l'écoulement subit ainsi un minimum de changement de direction. C'est le type de machine qui est représentée sur la Fig. 1.10, qui en présente les composants principaux. Cette disposition permet d'obtenir une construction très compacte : la turbine peut être intégrée dans une conduite, ce qui simplifie le génie civil. D'où la variété des dispositions possibles [11] :
 - turbine dans conduite en siphon ;
 - turbine en S dans conduite (amont ou aval);
 - turbine bulbe ;
 - turbine immergée monobloc.

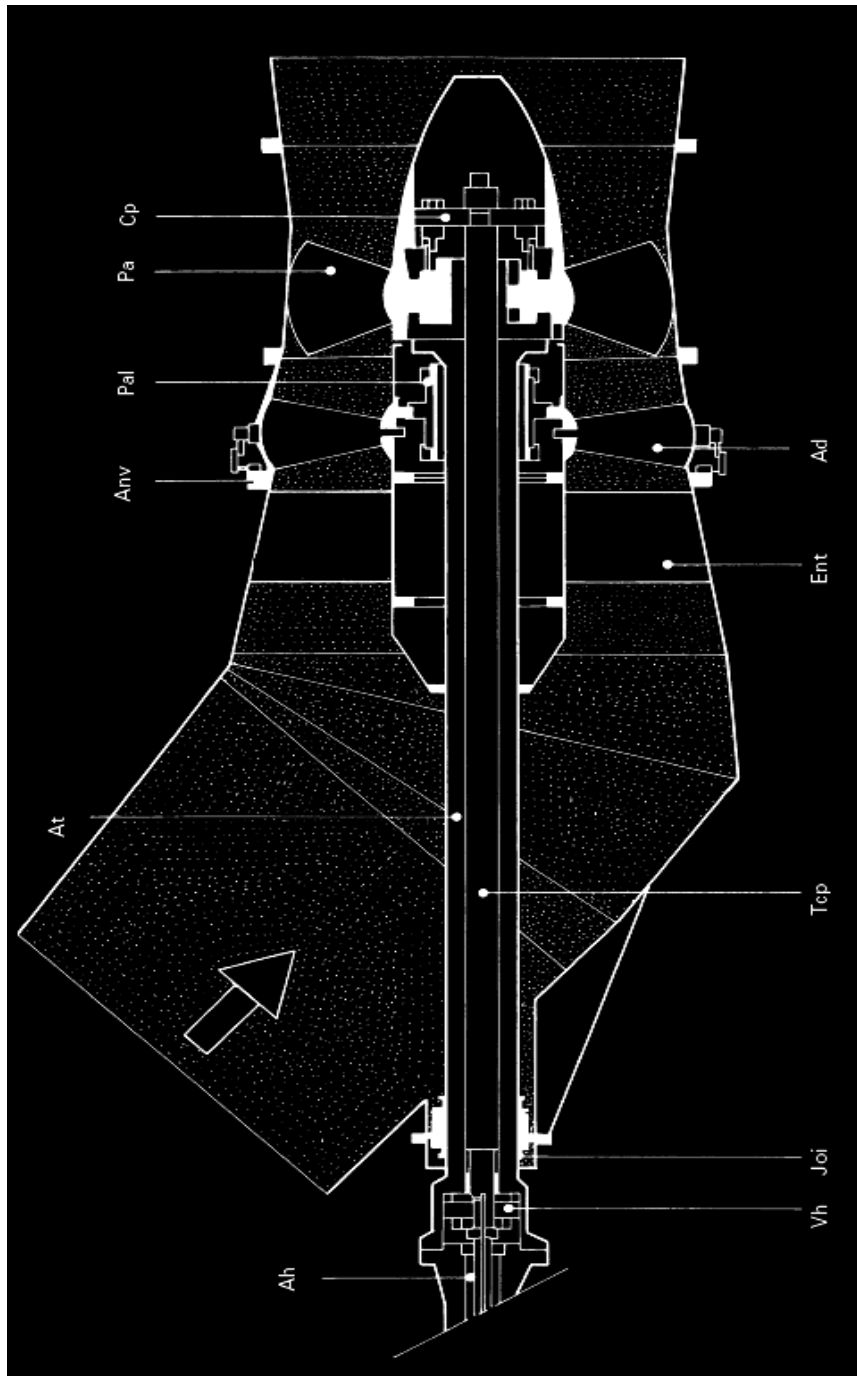


Fig. 1.10. Composants principaux d'une turbine Kaplan

- | | | | |
|------|---------------------------------------|-------|------------------------|
| Ah: | alimentation huile | Ent: | entretoises |
| Vh: | vérin de commande de la roue | Anv: | anneau de vannage |
| Joi: | joint d'arbre | Ad: | aubage du distributeur |
| Tcp: | tige de commande des pales de la roue | Pal : | palier |
| At : | arbre turbine | Pa: | pale mobile de la roue |
| Cp: | commande des pales de la roue | | |

1.6. Sélection d'un ou plusieurs types de turbines

La sélection d'un type de turbine va être fonction non seulement de la chute nette et du débit, mais aussi des données spécifiques au site sur lequel la machine sera installée.

La chute nette peut varier :

- en fonction du débit (pertes de charge) ;
- en fonction des conditions hydrologiques extrêmes (par exemple élévation du niveau aval en cas de crue) ;
- en fonction du concept de l'aménagement (hauteur de chute variable dans un réservoir d'accumulation par exemple).

Il est donc utile d'établir le plus exactement possible les conditions d'exploitation, en gardant en mémoire qu'une turbine à réaction, de type Francis ou Kaplan, s'adapte mieux à des fortes variations de chute relative qu'une turbine à action, Pelton ou Crossflow.

Dans la Fig. 1.11 on présente le domaine d'utilisation des différents types de turbines (chutes nettes, débits, puissances) en fonction de chute nette et débit d'eau [11].

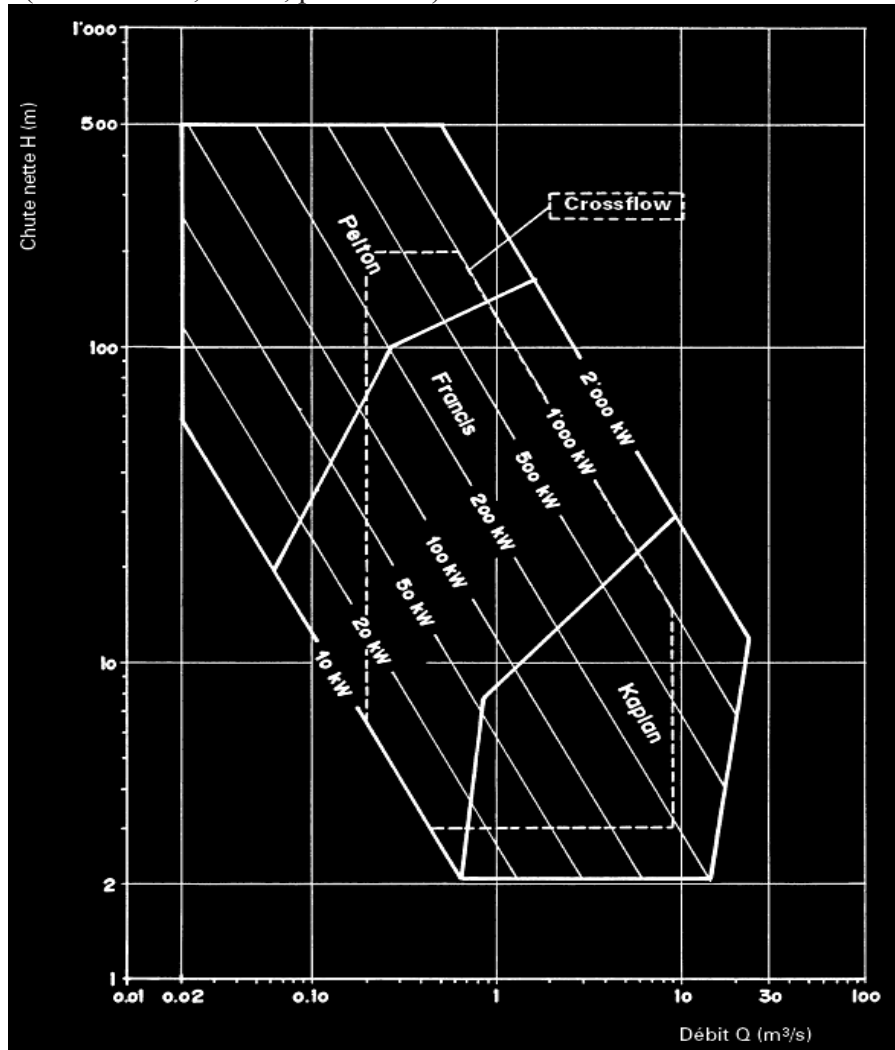


Fig. 1.11. Domaine d'utilisation des différents types de turbines

Le débit à disposition et sa variation annuelle va également influencer le choix de la turbine :

– *débit constant* (eau excédentaire en permanence) turbine à ouverture fixe, par exemple pompe inversée, turbine hélice à pales fixes, Pelton à injecteur fixe ;

– *débit peu variable*, la turbine fonctionne peu d'heures par année à faible charge. Dans ce cas, une turbine Francis ou une turbine Kaplan à distributeur fixe, avec un excellent rendement au débit nominal et défavorable en dessous de 40 % de ce débit, peuvent présenter un meilleur bilan économique que par exemple une turbine Crossflow, moins chère, mais avec un moins bon rendement de pointe ;

– *débit très variable*, la turbine fonctionne souvent à faible débit. Dans ce cas, une turbine Crossflow peut être plus favorable qu'une turbine Francis, malgré son rendement maximum inférieur. Une turbine Pelton à jets multiples est supérieure à une turbine Francis, une turbine Kaplan à double réglage meilleure que des machines à simple réglage de prix inférieur. Dans certains cas, l'installation de deux turbines peut constituer la solution énergétiquement et économiquement la plus favorable (2 turbines accouplées à un générateur ou 2 groupes indépendants). La forme des courbes de rendement, ainsi que les valeurs maximum indiquées à la Fig. 1.12 permettent une comparaison entre les divers types de turbines [11].

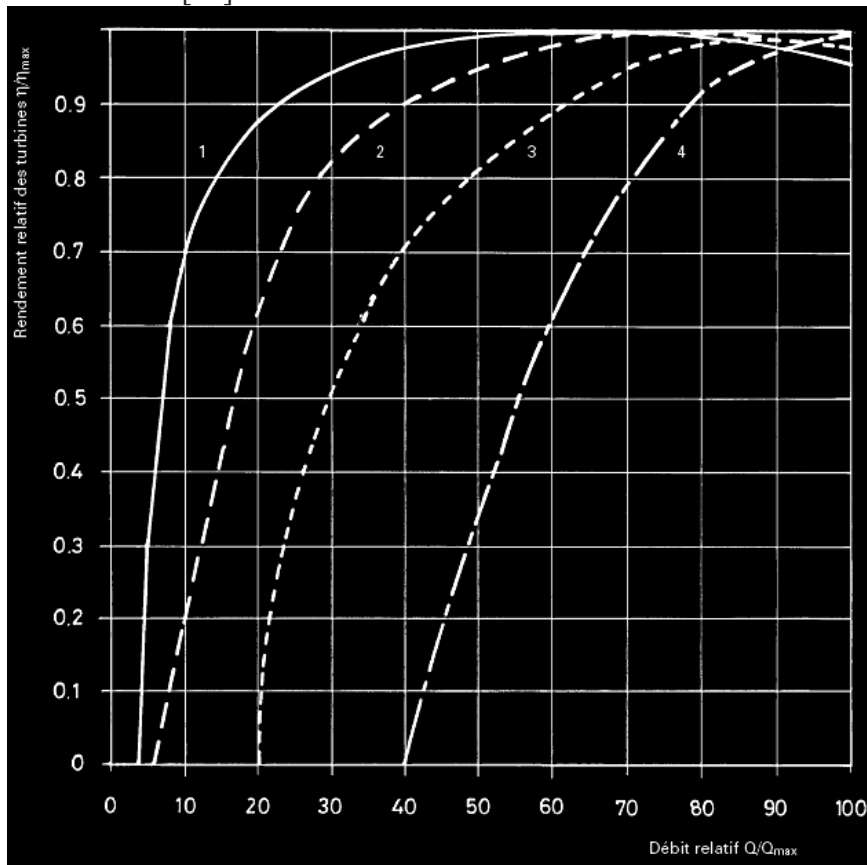


Fig. 1.12. Forme des courbes de rendement de différentes turbines pour des débits variables

Courbe 1 :	Turbine Pelton $\eta_{\max} = 84 - 90\%$ Turbine Crossflow à 2 cellules $\eta_{\max} = 78 - 84\%$
Courbe 2 :	Turbine Kaplan $\eta_{\max} = 84 - 90\%$
Courbe 3 :	Turbine Francis $\eta_{\max} = 84 - 90\%$ Turbine Crossflow à 1 cellule $\eta_{\max} = 78 - 84\%$
Courbe 4 :	Pompe inversée $\eta_{\max} = 75 - 90\%$

1.7. Les typologies actuelles des groupes de conversion électromécanique dans la structure d'une microcentrale hydroélectrique

Les groupes de conversion électromécanique utilisés couramment dans les microcentrales hydroélectriques sont équipés avec des machines synchrones à rotor bobiné ou avec machines asynchrones à cage. Nous allons citer trois cas courants avec débit sur charge isolée ou sur réseau. Ces systèmes électromécaniques ont une configuration simple et peuvent assurer un fonctionnement efficace seulement à l'aide de dispositifs de contrôle mécanique ou électrique.

1.7.1. Génératrice synchrone en débit sur charges isolées ou sur réseau interconnecté (débit hydraulique réglable)

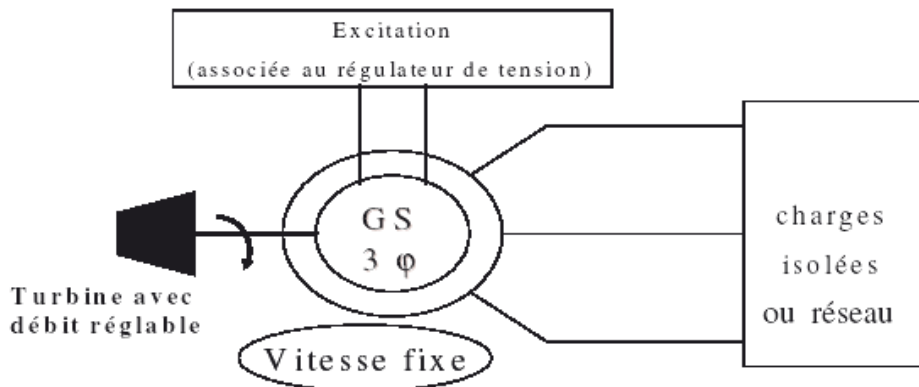


Figure 1.13. Génératrice synchrone en débit sur charges isolées ou réseau

Si on débite sur des charges isolées, la vitesse doit être toujours fixe, le réglage de la fréquence est obtenu à l'aide de celui du débit de l'eau, lequel permettant d'assurer l'équilibre production – consommation (régulation de vitesse), tandis que le réglage de la tension se fait à l'aide du courant d'excitation réglé lui-même par le régulateur de tension. Pour le fonctionnement en débit sur réseau, on s'attache au réglage de P et Q. Le réglage de la puissance active est obtenu à l'aide de celui du débit où l'on cherche normalement à produire le maximum en fonction de la puissance hydraulique disponible, tandis que le

réglage de la puissance réactive se fait à l'aide du courant d'excitation en fonction de valeurs imposées par le gestionnaire du réseau de distribution [12].

1.7.2. Génératrice asynchrone en débit sur charges isolées ou sur réseau interconnecté (débit hydraulique réglable)

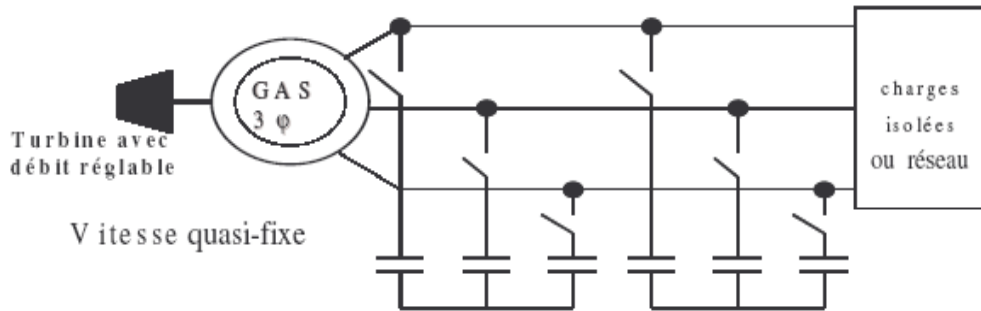


Fig. 1.14. Génératrice asynchrone en débit sur charges isolées ou réseau

Fonctionnant sur charges isolées, même sur réseau, la vitesse étant légèrement variable, le réglage de la fréquence est obtenu à l'aide de celui du débit. Le réglage de la tension se fait à l'aide de plusieurs batteries de condensateurs pouvant ou non être couplées en fonction du niveau de tension (de la composante réactive de l'impédance de charge). Deux batteries permettent de maintenir la tension au niveau requis à $\pm 10\%$ [12], [13]. Pour le fonctionnement en débit sur réseau on prend le même principe de réglage de P et Q. Le réglage de la puissance active est obtenu à l'aide de celui du débit où l'on cherche à obtenir la production maximale en fonction de la puissance hydraulique disponible. Le réglage de la puissance réactive est quant à lui très limité.

1.7.3. Génératrice synchrone ou asynchrone en débit sur charges isolées ou sur réseau (cas d'un débit hydraulique non réglable)

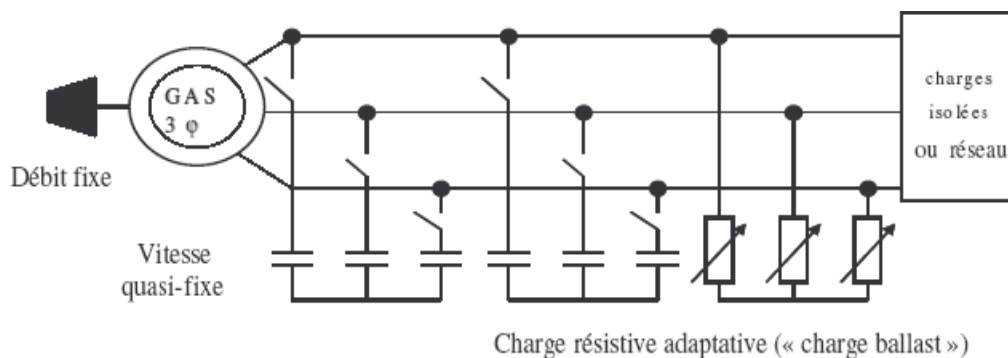


Fig. 1.15. Génératrice asynchrone en débit sur charges isolées ou réseau (débit fixe)

Si le débit de l'eau est non réglable, la charge ballast varie en fonction de la puissance active absorbée par les consommateurs afin de maintenir la tension et la fréquence constantes. Pour le fonctionnement connecté au réseau on utilise le même principe de réglage de Q, la charge ballast étant inutile.

Les structures détaillées ci-dessus sont des groupes électromécaniques que l'on peut qualifier de solutions classiques tournant à vitesse fixe ou quasi fixe et ne faisant pas intervenir de convertisseurs statiques de l'électronique de puissance. La tendance actuelle est de développer de plus en plus des systèmes à vitesse variable dont les performances ainsi que les possibilités de contrôle sont significativement améliorées [12].

1.8. Système de conversion électromécanique proposé dans la structure d'une microcentrale hydroélectrique

Plusieurs solutions sont envisageables à ce niveau [13]. La première d'entre elles, qui apparaît immédiatement lorsque l'on étudie ce problème, est de recréer une structure semblable à celle qui est mise en oeuvre dans les grandes centrales hydrauliques, à savoir un alternateur synchrone à rotor bobiné directement connecté au réseau. Dans ce cas, nous le rappelons, la vitesse de la turbine est maintenue constante par action sur le débit hydraulique. Comme nous souhaitons alimenter un site isolé, il est nécessaire que la génératrice électrique soit autonome, notamment en ce qui concerne la phase de démarrage. Par conséquent, nous devrions utiliser une machine synchrone à aimants permanents, machine dont le coût augmente très rapidement avec la puissance. Par ailleurs, nous souhaitons travailler à vitesse variable, ceci, dans un premier temps, pour nous affranchir des différents réglages hydromécaniques tels que la variation de débit, le réglage de l'orientation des aubes directrices ou de celle des pales principales pour les turbines Kaplan. Dans un deuxième temps, la variation de vitesse permettra d'optimiser le point de fonctionnement de la turbine pour un débit sur un réseau puissant afin d'extraire le maximum de puissance de la micro centrale. Dans ces deux cas, le contrôle du système est alors entièrement reporté sur un ou plusieurs convertisseurs de puissance qui doivent permettre de transiter la puissance nominale de l'aménagement, ce qui représente à nouveau un coût important.

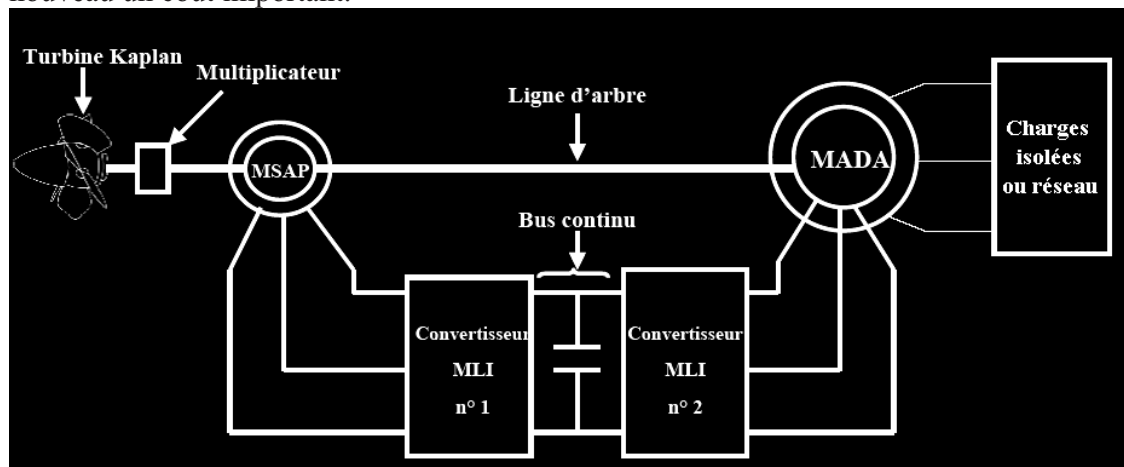


Fig. 1.16. La structure de la microcentrale hydroélectrique proposée

Afin de pallier à ces inconvénients, nous considérons une structure, représentée dans Fig.1.16, mettant en oeuvre une machine asynchrone à double alimentation (MADA) pilotée par le rotor. Ce type de machine se développe également pour les aérogénérateurs et est pressentie dans le domaine de l'aéronautique [14]. La puissance rotorique peut être extraite du réseau ou injectée dans celui-ci.

En vue d'assurer l'autonomie du système, la machine asynchrone est magnétisée (comme l'inspire la structure étudiée dans [14] et développée pour l'alimentation des réseaux de bord d'avions) par une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) accouplée sur le même arbre et débitant sur son rotor. Deux convertisseurs à MLI réversibles en mode 'back-to-back' réalisent l'interface électrique entre les deux machines. La MSAP ainsi que les convertisseurs ne sont, en conséquence, dimensionnés que pour la puissance de glissement de la MADA, soit 20 à 25 % de sa puissance nominale, ce qui limite le coût de l'installation. Par ailleurs, les aimants permanents permettent de se dispenser d'une source auxiliaire lors de la phase de démarrage du groupe.

Néanmoins, l'inconvénient majeur de cette configuration réside dans la nécessité de maintenance du système bagues-balais.

1.9. Références

[1] G. Hemery, J. Coulon, Centrales hydroélectriques et apport de la vitesse variable, *Revue de l'Electricité et de l'Electronique*, pp.46-52, Décembre 1999.

[2] C. Dragu, T. Sels, R. Belmans, Small hydro power – State of the art and applications, *Proc. International Conference on Power Generation and Sustainable Development*, Liège, Belgium, 2001, pp. 265-270.

[3] L'eau : de l'énergie en cascade, *Revue Systèmes Solaires*, No.152, Année 2002, pp.12-22.

[4] N. Jenkins, R. Alan, P. Crosley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded generation*, The Institution of Electrical Engineers, London, UK, 2000.

[5] ESHA Newsletter Septembre 2001, www.esha.be.

[6] Eau potable et...énergétique!, *Revue Systèmes Solaires*, No.152, Année 2002, pp.24-27.

[7] www.rutenhydro.com.

[8] T. Oprea, D. Dobrescu, M. Teleanu, Finanțarea proiectelor hidroenergetice prin parteneriatul public-privat - un viitor in hidro, *Tehnologiile Energiei – Producerea, Transportul și Distribuția Energiei Electrice și Termice*, No. 2, 2005, pp. 2-10.

[9] Institutul Național de Statistică, *Raport asupra resurselor si consumurilor energetice anuale 1992-2005*, www.insse.ro.

[10] *Petites centrales hydrauliques – Rapport du programme d'action énergies renouvelable en Suisse (PACER)*, ISBN 3-905232-20-0.

[11] *Petites centrales hydrauliques – Turbines hydrauliques – Rapport du programme d'action énergies renouvelable en Suisse (PACER)*, ISBN 3-905232-55-3.

[12] *Petites centrales hydrauliques – Générateurs et installations électriques – Rapport du programme d'action énergies renouvelable en Suisse (PACER)*, ISBN 3-905232-55-3.

[13] A. Ansel, B. Robyns, Production décentralisée d'électricité au moyen d'une micro centrale hydraulique au fil de l'eau, *Revue 3EI*, décembre 2004, pp. 46-57.

[14] F. Khatounian, *et al.*, Control of a doubly-fed induction generator for aircraft application, *Records of IEEE IECON 2003*, Roanoke, USA, 2003, pp. 2709-2714.

Chapitre 2

Modélisation et simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable

Résumé - Ce chapitre s'occupe de la modélisation et de la simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique. La modélisation et la simulation du fonctionnement sur charge isolée, respectivement sur réseau, sont traitées, ainsi qu'une nouvelle technique de contrôle, dénommée 'contrôle direct de puissance' (CDP), est présentée. La détection de la perte du réseau est aussi étudiée à l'aide des simulations.

2.1 Introduction dans la modélisation des machines électriques de la structure d'une microcentrale hydroélectrique

Les modèles les plus utilisés des machines électriques à courant alternatif triphasé de la structure d'une microcentrale hydroélectrique sont basés sur la transformation de Park, qui rapporte les équations électriques du stator et du rotor à un système cartésien d'axes, dq [1] – [3], [14].

2.1.1 Axes des repères classiques

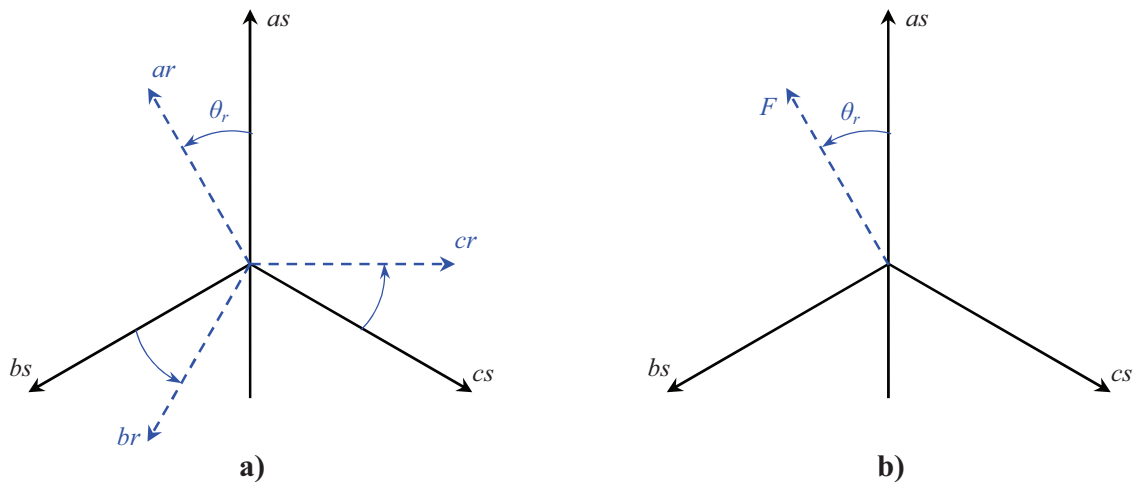


Fig. 2.1 Axes des repères classiques

a) machine asynchrone

b) machine synchrone à aimants permanents

Dans le repère classique il y a trois axes (as, bs, cs) orientés suivant les axes des trois enroulements statoriques de la machine. D'habitude, l'axe as est considéré comme référence pour les transformations ultérieures. Comme les stators des machines asynchrones et synchrones sont pareils, les repères statoriques pour les deux types de machine sont identiques. Quant aux rotors, on a toujours trois axes (ar, br, cr – correspondant aux trois enroulements rotoriques) pour la machine asynchrone (MA), mais un seul axe (F – correspondant à la direction de l'aimantation) pour la machine synchrone à aimants permanents (MSAP). L'angle θ_r donne la position du rotor par rapport au stator.

2.1.2 Axes des repères dq

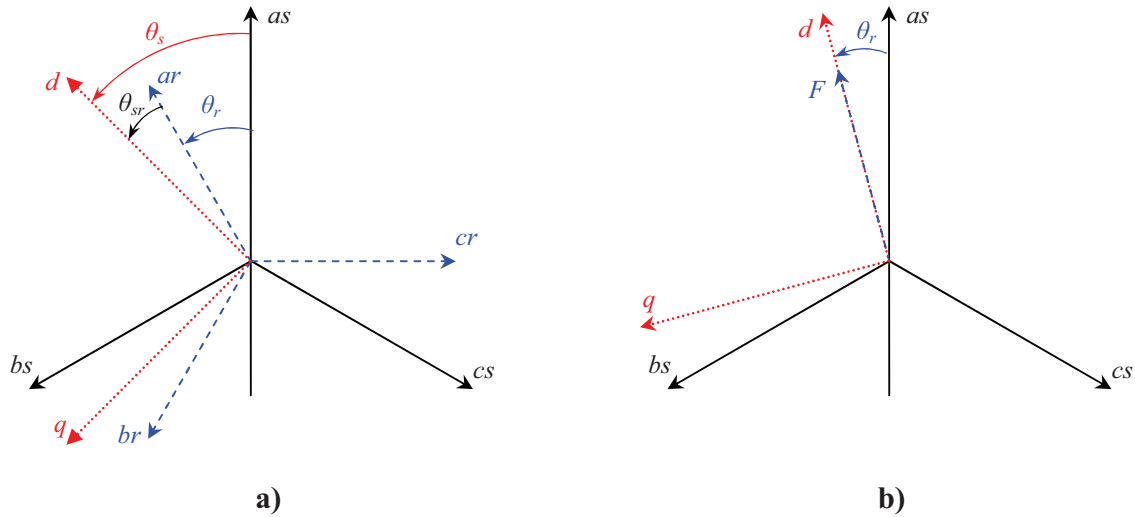


Fig. 2.2 Axes des repères dq
 a) machine asynchrone
 b) machine synchrone à aimants permanents

Les trois enroulements du stator peuvent être remplacés par deux enroulements fictifs à $\pi/2$ dans l'espace et alimentés par des courants à $\pi/2$ dans le temps. Les deux enroulements virtuels sont disposés sur les axes d et q .

Dans le cas de la MA (Fig. 2.2.a), les trois enroulements rotoriques peuvent aussi être remplacés par deux enroulements fictifs disposés sur le même repère dq . Ayant toujours l'axe as comme référence, on définit les angles θ_r , θ_s et θ_{sr} comme dans la Fig. 2.2.a.

Dans le cas de la MSAP (Fig. 2.2.b), l'axe d est orienté suivant le rotor, c'est-à-dire suivant la direction de magnétisation des aimants permanents.

Pour passer du système triphasé, abc , au système biphasé, dq , (ou à l'envers) il faut utiliser la transformation de Park:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_h \end{bmatrix} = [P] \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = [P]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_h \end{bmatrix}, \quad (2.1)$$

- où:
- x_a, x_b, x_c sont les valeurs instantanées des grandeurs triphasées;
 - x_d, x_q sont les valeurs instantanées des grandeurs biphasées;
 - x_h est la composante homopolaire;
 - $[P]$ est la matrice directe de Park;
 - $[P]^{-1}$ est la matrice inverse de Park.
- Les matrices de Park sont données ensuite:

$$[P] = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}, \quad (2.2.a)$$

$$[P]^{-1} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}, \quad (2.2.b)$$

où θ est l'angle entre l'axe d et l'axe de référence dans le système triphasé (as pour les grandeurs du stator et ar pour les grandeurs du rotor).

Le système dq sera utilisé dans le contrôle vectoriel des machines électriques à courant alternatif triphasé. Dans le système dq , les grandeurs électriques sont de type continu, ce qui donne la possibilité de faire un contrôle similaire à celui des machines à courant continu.

La transformation de Park conserve l'amplitude de grandeurs, mais pas la puissance, ni le couple ; pour les obtenir il faut multiplier par le coefficient $3/2$.

2.1.3 Axes des repères $\alpha\beta$

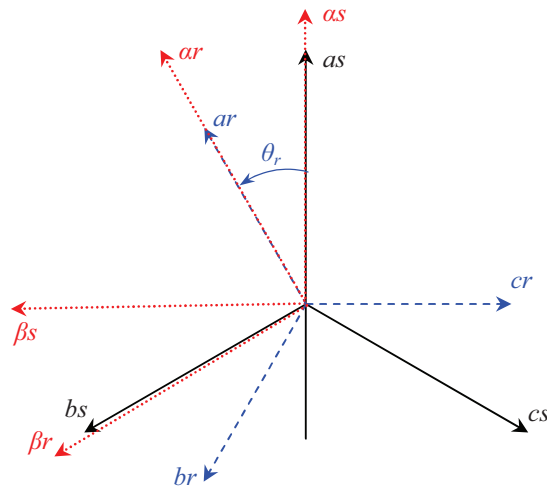


Fig. 2.3 Axes des repères $\alpha\beta$

Les matrices de Concordia sont présentées ci-dessous :

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}, \quad (2.3.a)$$

$$[C]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}. \quad (2.3.b)$$

La transformation de Concordia est utilisée pour faire le passage entre un système triphasé, abc , du stator ou du rotor, et un système biphasé fictif correspondant, $\alpha\beta$. Fig. 2.3 montre les deux systèmes d'axes et on voit que l'axe de la phase a est superposé sur l'axe α . En introduisant (2.3) dans (2.1), on obtient la transformation de Concordia:

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_h \end{bmatrix} = [C] \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = [C]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_h \end{bmatrix}. \quad (2.4)$$

Les relations (2.4) seront utilisées dans le *contrôle direct de puissance*. Dans le système $\alpha\beta$, on a toujours des grandeurs électriques alternatives, mais les équations de la machine électrique à c.a. triphasé sont fortement simplifiées.

La transformation de Concordia, qui est normée, conserve la puissance, mais pas les amplitudes des grandeurs.

2.2 Modélisation du système de conversion électromécanique de la structure d'une microcentrale hydroélectrique

2.2.1. Turbine hydraulique

Le modèle de turbine hydraulique qu'on a adopté est un modèle simple, qui ne prend pas en compte certains paramètres, tels que l'inertie et la compressibilité de l'eau, ainsi que l'élasticité de la conduite d'amenée à la turbine. Des modèles plus précis sont développés dans [4]. On suppose que le débit de l'eau est constant et que l'orientation des aubes directrices et des pales de la turbine est fixe. Dans cette hypothèse, la turbine Kaplan est dénommée 'turbine hélice'. Sa caractéristique couple-vitesse est pratiquement linéaire, comme représentée à la Fig. 2.4 où T représente le couple délivré par la turbine et Ω , la vitesse de rotation; ces deux quantités étant considérées en sortie du multiplicateur [5].

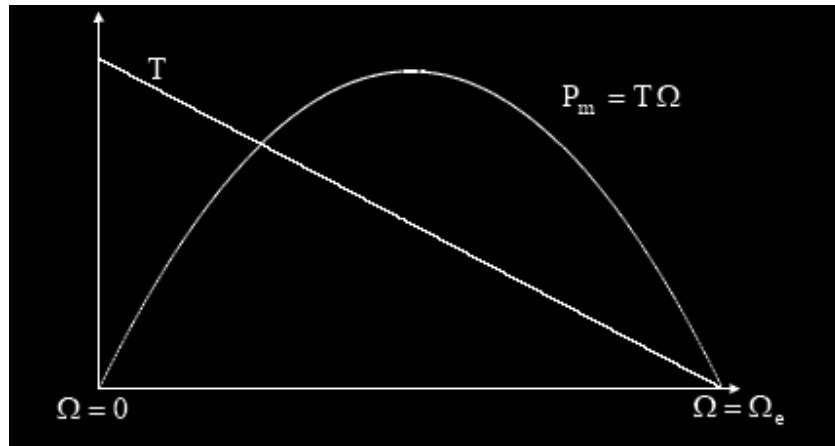


Fig. 2.4 Caractéristique couple - vitesse et puissance - vitesse d'une turbine hydraulique fonctionnant à débit constant

L'allure de cette caractéristique, commune à toutes les catégories existantes de turbines hydrauliques, permet d'en déduire que la puissance mécanique fournie, notée P_m , est de forme parabolique (Fig. 2.4). On distingue, par ailleurs, la vitesse d'emballement de la turbine Ω_e , correspondant à un fonctionnement pour lequel le débit est non nul, mais aucune charge n'est connectée à la génératrice, de sorte que le couple est nul. L'équation de la caractéristique couple-vitesse de la turbine, sous débit et chute nominales, est donnée par [5]:

$$T_{turb} = T_n \left(1.8 - \frac{\Omega}{\Omega_n} \right) \quad (2.5)$$

L'indice n fait référence aux grandeurs nominales.

La vitesse d'emballement est donnée en fonction du coefficient α :

$$\Omega_e = \alpha \Omega_n \quad (2.6)$$

avec $\alpha > 1$. Cette vitesse correspond au fonctionnement lorsque aucune charge n'est connectée à la génératrice de sorte que le couple résistant est faible. Dans le cas de la turbine Kaplan [5], α est compris entre:

- a) 1,8 et 2,2 pour les pales et distributeur fixes ;
- b) 2,4 et 2,8 pour les pales réglables et distributeur fixe ;
- c) 2,4 et 3,2 pour pales et distributeur réglables.

2.2.2. Ligne d'arbre

La vitesse du groupe électromécanique est déterminée par l'ensemble des couples (en valeurs algébriques) appliqués sur l'arbre à partir de l'équation fondamentale de la dynamique :

$$J \frac{d\Omega}{dt} = T_{turb} - T_{MSAP} - T_{MADA} \quad (2.7)$$

T_{MSAP} et T_{MADA} sont les couples, respectivement, de la machine synchrone à aimants permanents et de la machine asynchrone à double alimentation (MADA). Les signes des T_{MSAP} et T_{MADA} seront déterminés par le point de fonctionnement considéré compte tenu de la convention choisie au préalable concernant l'orientation du transfert de puissances.

2.2.3. Machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

L'induit de la MSAP est relié, via les convertisseurs de puissance, au rotor de la MADA. La machine synchrone joue donc à la fois le rôle d'excitatrice de la machine principale, la rendant ainsi autonome, et celui de régulateur de la tension du bus continu, représenté par un condensateur à la Fig. 1.16. En conséquence, il est possible de ne dimensionner cette machine que pour la puissance de glissement de la MADA. On considère dans la plupart des articles traitant la MADA, que cette dernière puissance est inférieure à 25 % de la puissance nominale de l'installation. La MSAP est modélisée par la méthode de Park, dans un référentiel lié au champ tournant, conduisant aux équations classiques suivantes :

$$v_{dms} = R_{ms} i_{dms} + L_d \frac{di_{dms}}{dt} - \omega_{ms} L_q i_{qms} \quad (2.8)$$

$$v_{qms} = R_{ms} i_{qms} + L_q \frac{di_{qms}}{dt} + \omega_{ms} (L_d i_{dms} + \Phi_f) \quad (2.9)$$

Dans ces équations, l'indice ms est relatif à la MSAP. v_{dms} et v_{qms} sont les composantes de Park des tensions statoriques de la machine, tensions de pulsation ω_{ms} , i_{dms} et i_{qms} représentant ses courants statoriques. R_{ms} , L_d et L_q modélisent, respectivement, la résistance d'enroulement, l'inductance d'axe direct et l'inductance d'axe en quadrature de la MSAP. La quantité Φ_f désigne quant à elle le flux d'excitation engendré par les aimants permanents. Nous constatons que les termes $\omega_{ms} L_q i_{qms}$ et $\omega_{ms} (L_d i_{dms} + \Phi_f)$ sont des forces électromotrices mettant en évidence un couplage entre les axes d et q . On peut alors introduire les notations :

$$e_{dms} = \omega_{ms} L_q i_{qms} , \quad (2.10)$$

$$e_{qms} = \omega_{ms} (L_d i_{dms} + \Phi_f) . \quad (2.11)$$

2.2.4. Convertisseurs électroniques de puissance

Pour réduire le temps de simulation on a adopté un modèle continu équivalent des convertisseurs de puissance [6], qui permet de retenir dans l'analyse du système de conversion électromécanique uniquement les composantes utiles des signaux électriques.

Ce modèle permet également d'aborder plus facilement le problème de la commande. Pour expliciter le principe du modèle continu équivalent, on prend l'exemple d'un onduleur représenté schématiquement dans Fig. 2.5. Le modèle de ce convertisseur est alors décrit, dans le référentiel de Park, par les équations suivantes [6] :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \frac{U}{2} \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$i = \frac{3}{4} \begin{bmatrix} m_d & m_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}. \quad (2.13)$$

v_d et v_q sont les composantes de Park des tensions v_a , v_b et v_c en sortie de l'onduleur. De même, i_d et i_q sont les composantes de Park des courants i_a , i_b et i_c . m_d et m_q sont les fonctions de connexion continues, prenant des valeurs comprises entre [- 1 ; + 1].

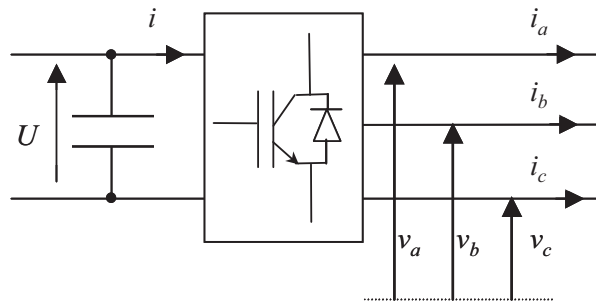


Fig. 2.5. Représentation schématique de l'onduleur

2.2.5. Circuit de bus continu

Le bus continu est modélisé par un condensateur (Fig. 2.6) de sorte que l'on peut écrire :

$$C \frac{dU}{dt} = -i_1 - i_2 \quad (2.14)$$

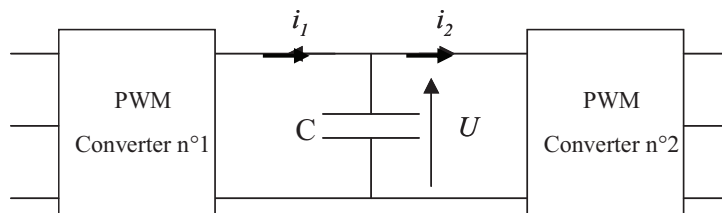


Fig. 2.6. Bus continu

2.2.6. Machine asynchrone à double alimentation (MADA)

La MADA doit être capable d'alimenter une charge isolée triphasée ou envoyer des puissances actives ou réactives sur un réseau puissant. Dans le premier cas, la valeur efficace et la fréquence de la tension statorique de la MADA doivent être bien régulées au niveau des paramètres nominaux de la charge. Dans le deuxième cas, si la microcentrale est connectée au réseau, les puissances active et réactive envoyées sur réseau sont régulées.

Cette machine est également modélisée dans le référentiel de Park, les axes d et q étant solidaires du champ tournant. Dans ces conditions, les équations de la machine (2.15) - (2.18) font intervenir directement la pulsation des grandeurs statoriques ω_s et celle des grandeurs rotoriques $\omega_r = \omega_s - p_{MADA}\Omega$.

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\Phi_{sd}}{dt} - \omega_s \Phi_{sq} \quad (2.15)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\Phi_{sq}}{dt} + \omega_s \Phi_{sd} \quad (2.16)$$

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\Phi_{rd}}{dt} - (\omega_s - p_{MADA}\Omega)\Phi_{rq} \quad (2.17)$$

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\Phi_{rq}}{dt} + (\omega_s - p_{MADA}\Omega)\Phi_{rd} \quad (2.18)$$

Dans ces équations, R_s et R_r modélisent la résistance des enroulements, respectivement, statoriques et rotoriques. v_{sd} et v_{sq} désignent les tensions statoriques respectivement d'axe direct et en quadrature alors que v_{rd} et v_{rq} font référence aux tensions rotoriques. i_{sd} , i_{sq} , i_{rd} et i_{rq} représentent les composantes des courants, respectivement, du stator et du rotor. De même, Φ_{sd} , Φ_{sq} , Φ_{rd} et Φ_{rq} désignent les composantes de flux, qui s'expriment, en fonction des inductances de la machine, par les équations :

$$\Phi_{sd} = L_s i_{sd} + M i_{rd} \quad (2.19)$$

$$\Phi_{sq} = L_s i_{sq} + M i_{rq} \quad (2.20)$$

$$\Phi_{rd} = L_r i_{rd} + M i_{sd} \quad (2.21)$$

$$\Phi_{rq} = L_r i_{rq} + M i_{sq} \quad (2.22)$$

L_s , L_r et M représentent les inductances cycliques, respectivement, statorique, rotorique et mutuelle.

2.3. Modélisation et simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique fonctionnant sur charge isolée

2.3.1. Modélisation

A partir des équations (2.21) et (2.22), on peut écrire :

$$i_{rd} = \frac{1}{L_r} (\Phi_{rd} - M i_{sd}) \quad (2.23)$$

$$i_{rq} = \frac{1}{L_r} (\Phi_{rq} - M i_{sq}) \quad (2.24)$$

conduisant aux nouvelles expressions pour Φ_{sd} et Φ_{sq} :

$$\Phi_{sd} = \sigma L_s i_{sd} + \frac{M}{L_r} \Phi_{rd} \quad (2.25)$$

$$\Phi_{sq} = \sigma L_s i_{sq} + \frac{M}{L_r} \Phi_{rq} \quad (2.26)$$

ou $\sigma = 1 - M^2/L_s L_r$ désigne le coefficient de dispersion de la MADA.

Les equations (2.15) et (2.16) deviennent :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \sigma L_s \frac{di_{sd}}{dt} + \left[\frac{M}{L_r} \frac{d\Phi_{rd}}{dt} - \omega_s \Phi_{sq} \right] \quad (2.27)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \sigma L_s \frac{di_{sq}}{dt} + \left[\frac{M}{L_r} \frac{d\Phi_{rq}}{dt} + \omega_s \Phi_{sd} \right] \quad (2.28)$$

et les tensions électromotrices e_{sd} et e_{sq} s'écrivent:

$$e_{sd} = \frac{M}{L_r} \frac{d\Phi_{rd}}{dt} - \omega_s \Phi_{sq} \quad (2.29)$$

$$e_{sq} = \frac{M}{L_r} \frac{d\Phi_{rq}}{dt} + \omega_s \Phi_{sd} . \quad (2.30)$$

Alors, les équations (2.27) et (2.28) deviennent :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \sigma L_s \frac{di_{sd}}{dt} + e_{sd} \quad (2.31)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \sigma L_s \frac{di_{sq}}{dt} + e_{sq}. \quad (2.32)$$

Considérant que le régime permanent est atteint, (2.31) et (2.32) s'écrivent :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + e_{sd} \quad \text{avec} \quad e_{sd} = -\omega_s \Phi_{sq} \quad (2.33)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + e_{sq} \quad \text{avec} \quad e_{sq} = \omega_s \Phi_{sd}. \quad (2.34)$$

Comme la MADA est contrôlée par le rotor, les t.é.m. statoriques sont exprimées avec l'aide de grandeurs rotoriques. Considérant les équations (2.25), (2.26), (2.29) et (2.30), on peut écrire :

$$e_{sd} = \frac{M}{L_r} \frac{d\Phi_{rd}}{dt} - \omega_s \frac{M}{L_r} \left(\Phi_{rq} + \sigma \frac{L_s L_r}{M} i_{sq} \right) \quad (2.35)$$

$$e_{sq} = \frac{M}{L_r} \frac{d\Phi_{rq}}{dt} + \omega_s \frac{M}{L_r} \left(\Phi_{rd} + \sigma \frac{L_s L_r}{M} i_{sd} \right). \quad (2.36)$$

Les quatre relations (2.33)-(2.36) montrent la possibilité de contrôler les tensions statoriques v_{sd} et v_{sq} , en régulant le flux rotorique.

La fréquence des tensions statoriques doit être maintenue, quelle que soit la charge, à la valeur nominale de 50 Hz. Pour une MADA, la fréquence au stator f_s est liée à la fréquence rotorique f_r et à la vitesse de rotation Ω par la relation :

$$f_r = \left| f_s - \frac{p_{MADA} \Omega}{2\pi} \right| \quad (2.37)$$

Le schéma de réglage est présenté dans Fig. 2.7.

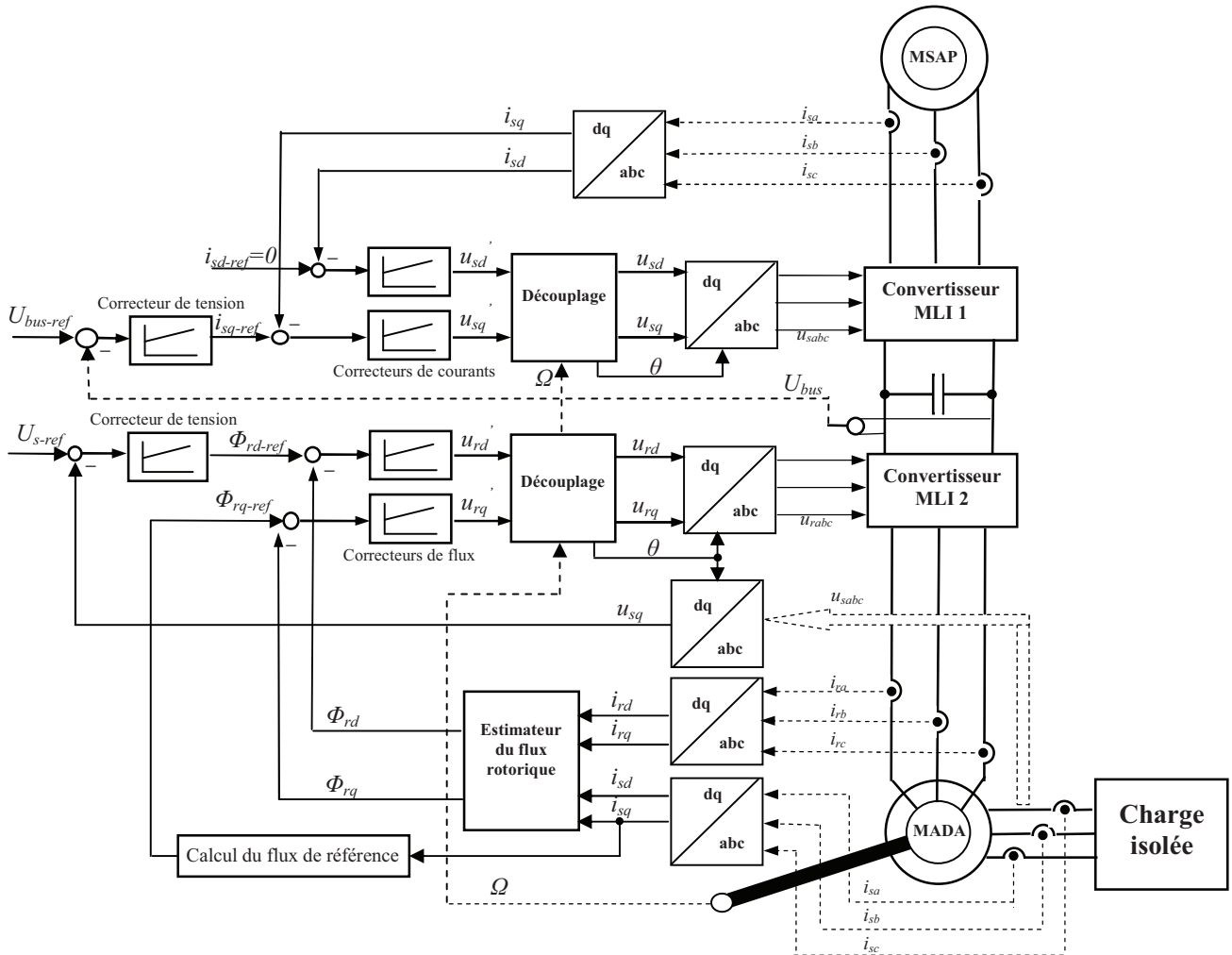


Fig. 2.7. Schéma de réglage du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique fonctionnant sur charge isolée

2.3.2. Résultats de simulation

La simulation du système de conversion électromécanique de 3 kW qu'on trouve sur le banc d'essais a été effectuée sous Matlab-Simulink. La turbine est supposée soumise à un débit hydraulique constant (Fig. 2.8). En ce qui concerne la commande de la MADA, le flux de référence imposé est ce qui permet, à vide, d'obtenir la tension nominale. Cette tension a une valeur de référence de 130 V.

La procédure suivie dans la simulation est:

- à $t = 0$ s, le système fonctionne à vide ;
- à $t = 2$ s, la microcentrale débite sur une charge, qui absorbe une puissance active de $P = -650$ W et une puissance réactive de $Q = -40$ Var ;
- à $t = 4$ s, la charge est augmentée jusqu' à $P = -1$ kW, $Q = -150$ Var ;

à $t = 6$ s, la microcentrale débite sur une charge isolée qui consomme une puissance active de $P = -1.5$ kW et une puissance réactive de $Q = -0.4$ kVar.

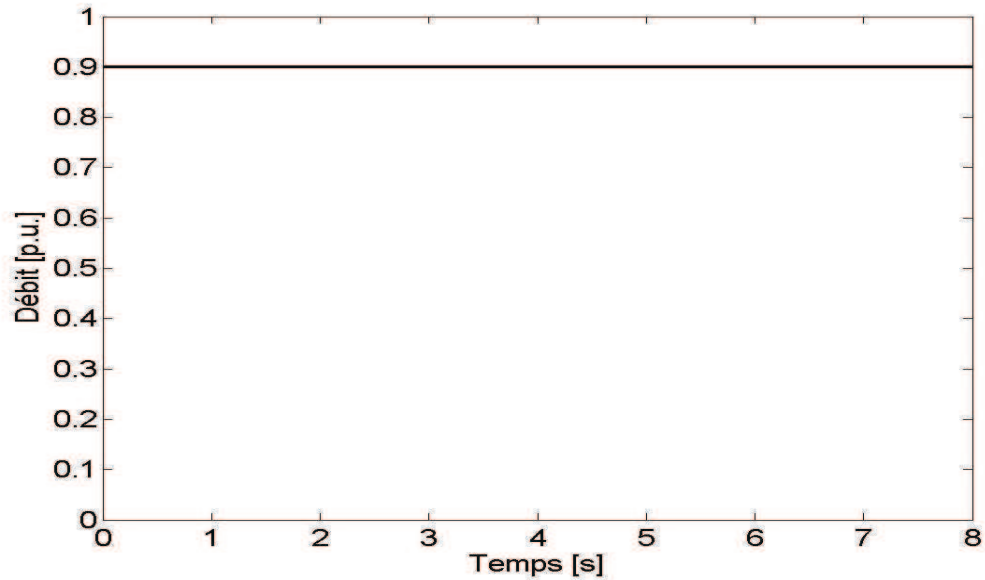


Fig. 2.8. Débit de l'eau

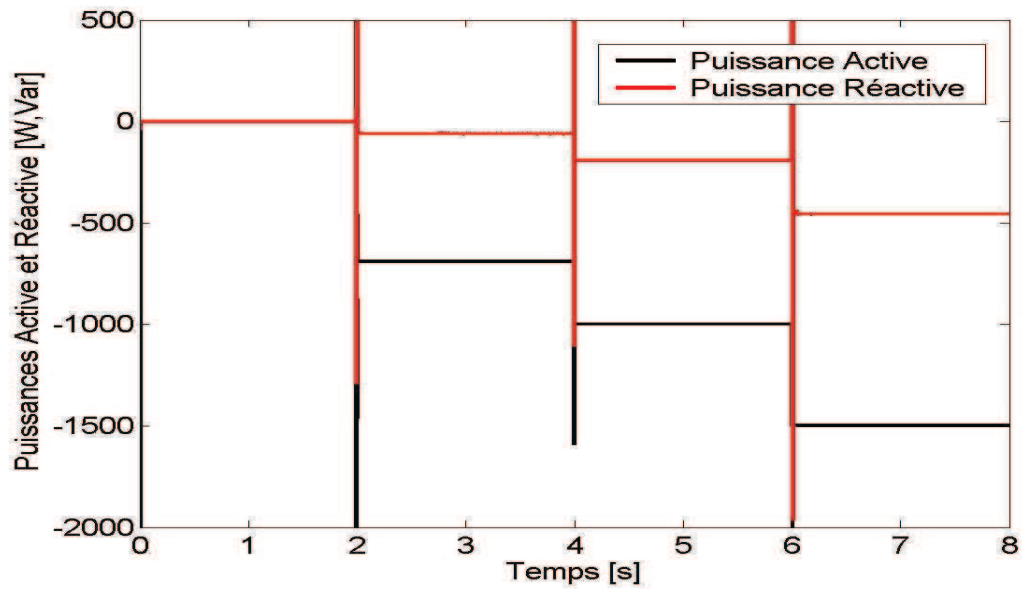


Fig. 2.9. Puissances active et réactive absorbées par la charge

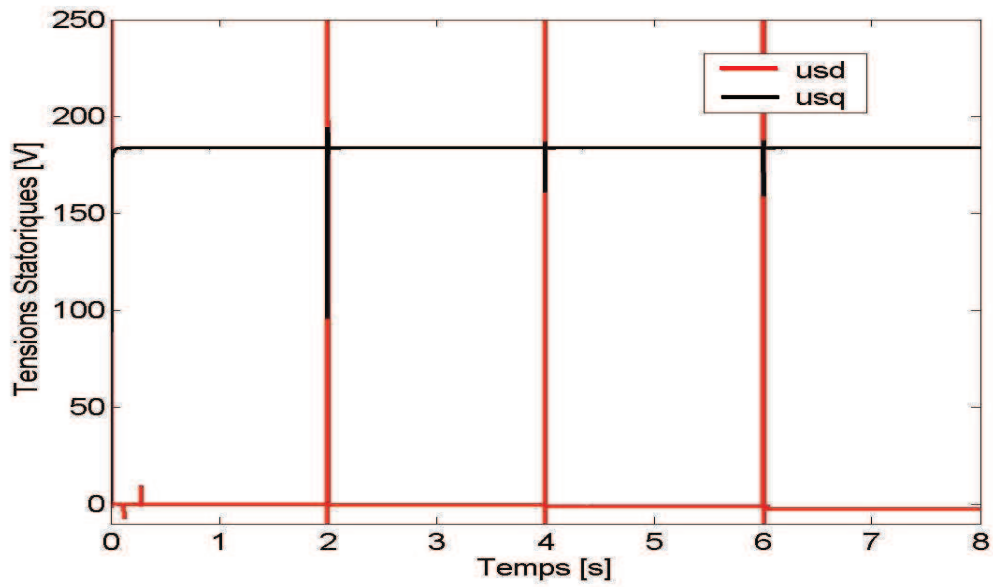


Fig. 2.10. Composantes biphasées de la tension statorique de la MADA

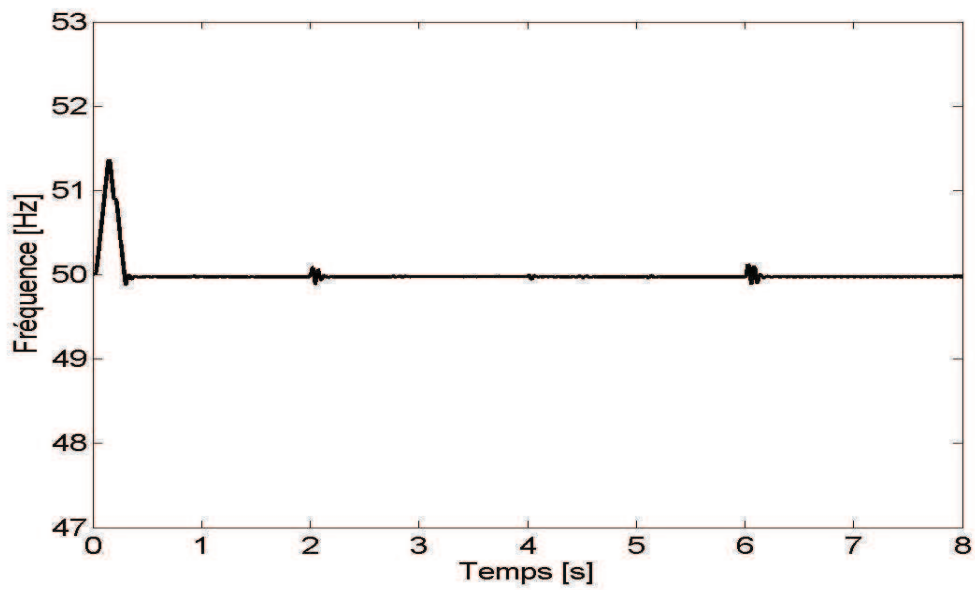


Fig. 2.11. Fréquence de la tension statorique de la MADA

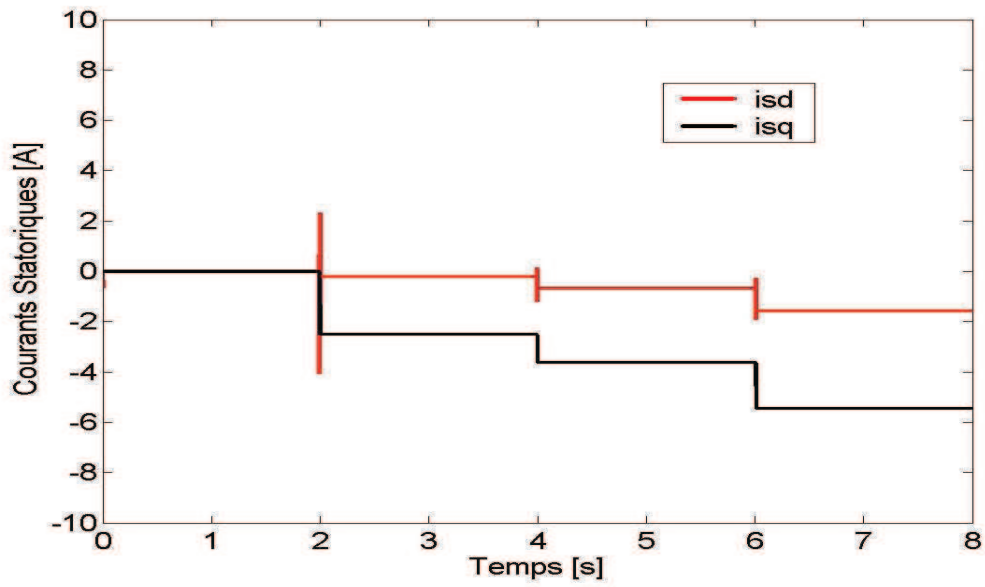


Fig. 2.12. Composantes biphasées des courants statoriques de la MADA

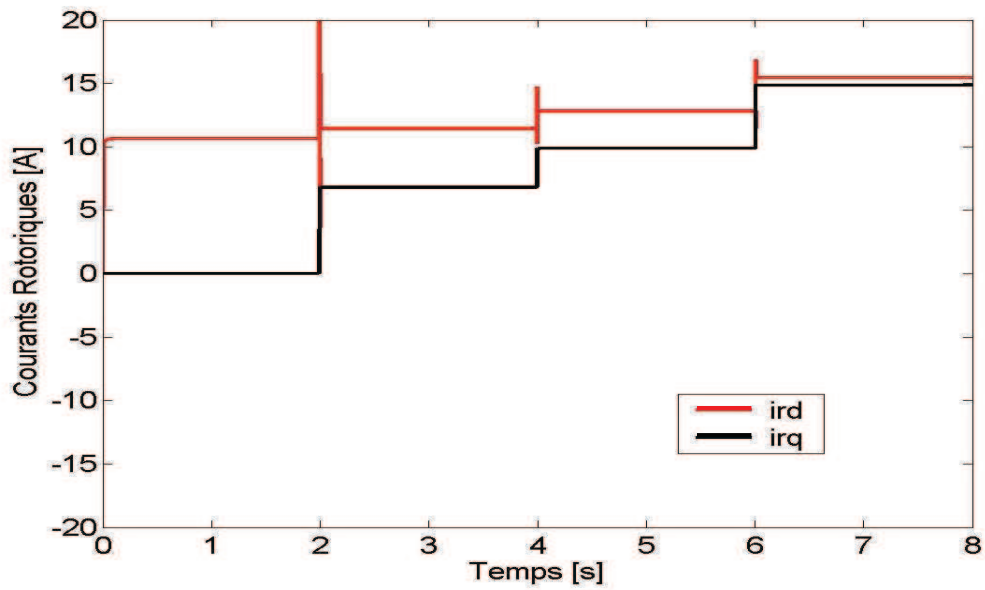


Fig. 2.13. Composantes biphasées des courants rotoriques de la MADA

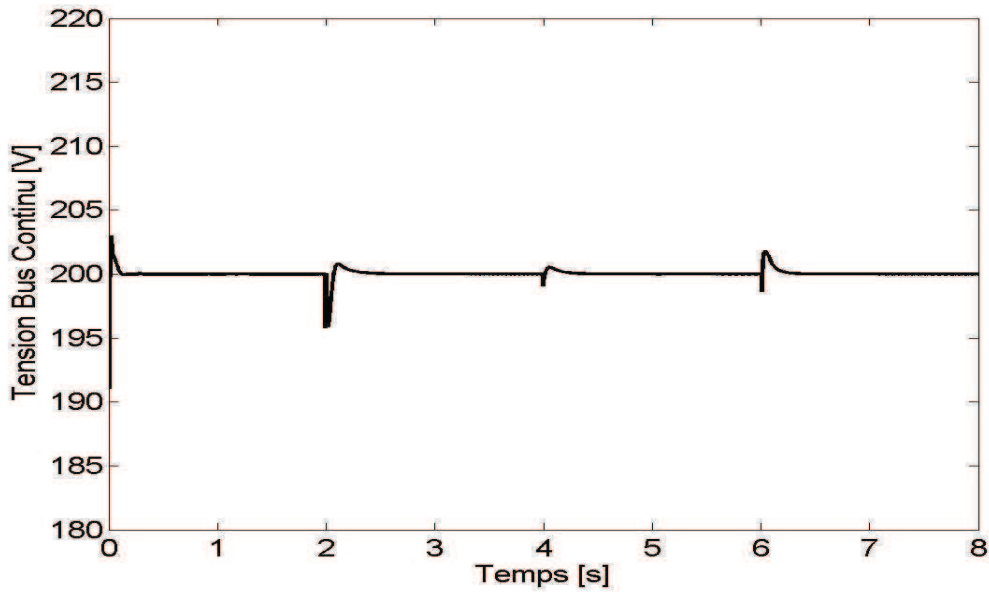


Fig. 2.14. Tension du bus continu

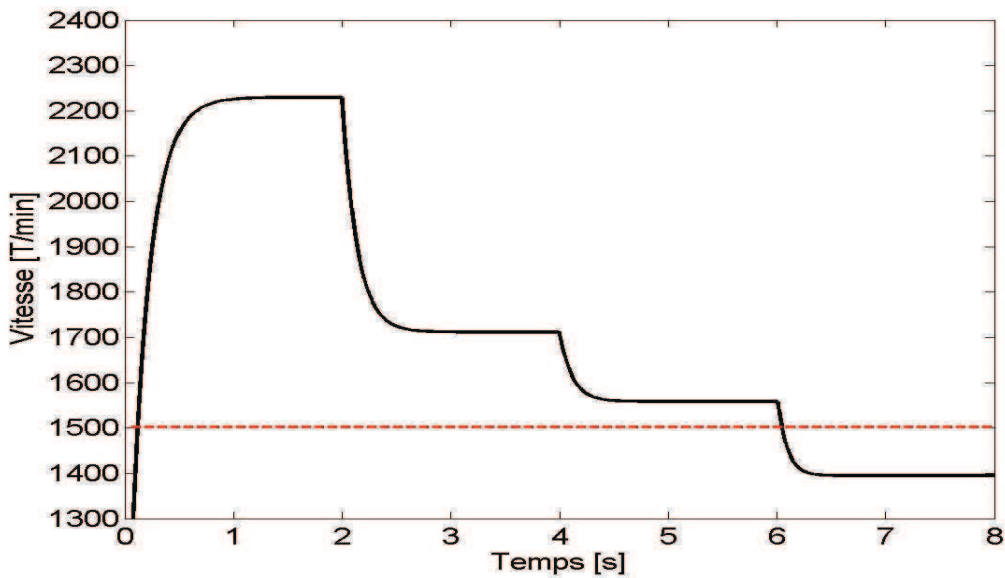


Fig. 2.15. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Les simulations confirment la capacité du système de conversion électromécanique de fonctionner à vitesse variable en hypersynchronisme et aussi en hyposynchronisme, comme démontré dans la Fig. 2.15. Cela permet d'utiliser toute la plage des vitesses de la caractéristique mécanique de la turbine. Donc, on peut obtenir le point de fonctionnement optimum à n'importe quelle vitesse. Fig. 2.10, représentant les tensions statoriques v_{sd} et v_{sq} , montre que, malgré l'évolution du point de fonctionnement, la tension v_{sd} reste pratiquement nulle et que la tension v_{sq} est bien maintenue à sa valeur

nominale, soit $130\sqrt{2}$. La fréquence est bien régulée autour de 50 Hz (Fig. 2.11.). Figs. 2.12 et 2.13 montrent l'évolution des composantes dq des courants statoriques et rotoriques de la MADA. Au niveau du couplage entre les deux convertisseurs, la tension du bus continu est bien régulée à 200 V.

2.4. Modélisation et simulation du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique fonctionnant sur réseau

2.4.1. Modélisation

Dans le cas d'une connexion de la microcentrale hydroélectrique à un réseau puissant, et en considérant que le régime permanent est atteint, les relations (2.15), (2.16) deviennent :

$$v_{sd} \approx -\omega_s \Phi_{sq} \quad (2.38)$$

$$v_{sq} \approx \omega_s \Phi_{sd} \quad (2.39)$$

Pour une telle configuration, il est nécessaire d'introduire dans le modèle de la MADA les expressions de la puissance active P_s et de la puissance réactive Q_s :

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}) \quad (2.40)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}) \quad (2.41)$$

On a choisi d'orienter le flux statorique après l'axe d, donc on peut écrire avec l'aide des relations (2.26) et (2.38) :

$$\Phi_{sq} = 0 \quad (2.42)$$

$$i_{sq} = -\frac{M}{\sigma L_s L_r} \Phi_{rq} \quad (2.43)$$

$$v_{sd} \approx 0 \quad (2.44)$$

$$v_{sq} \approx V_s \sqrt{2}, \quad (2.45)$$

où V_s est la valeur efficace de la tension statorique.

Ces équations permettent de trouver les expressions des puissances P_s et Q_s en fonction du flux rotorique :

$$P_s = -\frac{3}{\sqrt{2}} \frac{M V_s}{\sigma L_s L_r} \Phi_{rq} \quad (2.46)$$

$$Q_s = -\frac{3}{\sqrt{2}} \frac{M V_s}{\sigma L_s L_r} \Phi_{rd} + \frac{3 V_s^2}{\sigma L_s \omega} \quad (2.47)$$

Le schéma de réglage du système fonctionnant sur réseau est présenté dans Fig. 2.16.

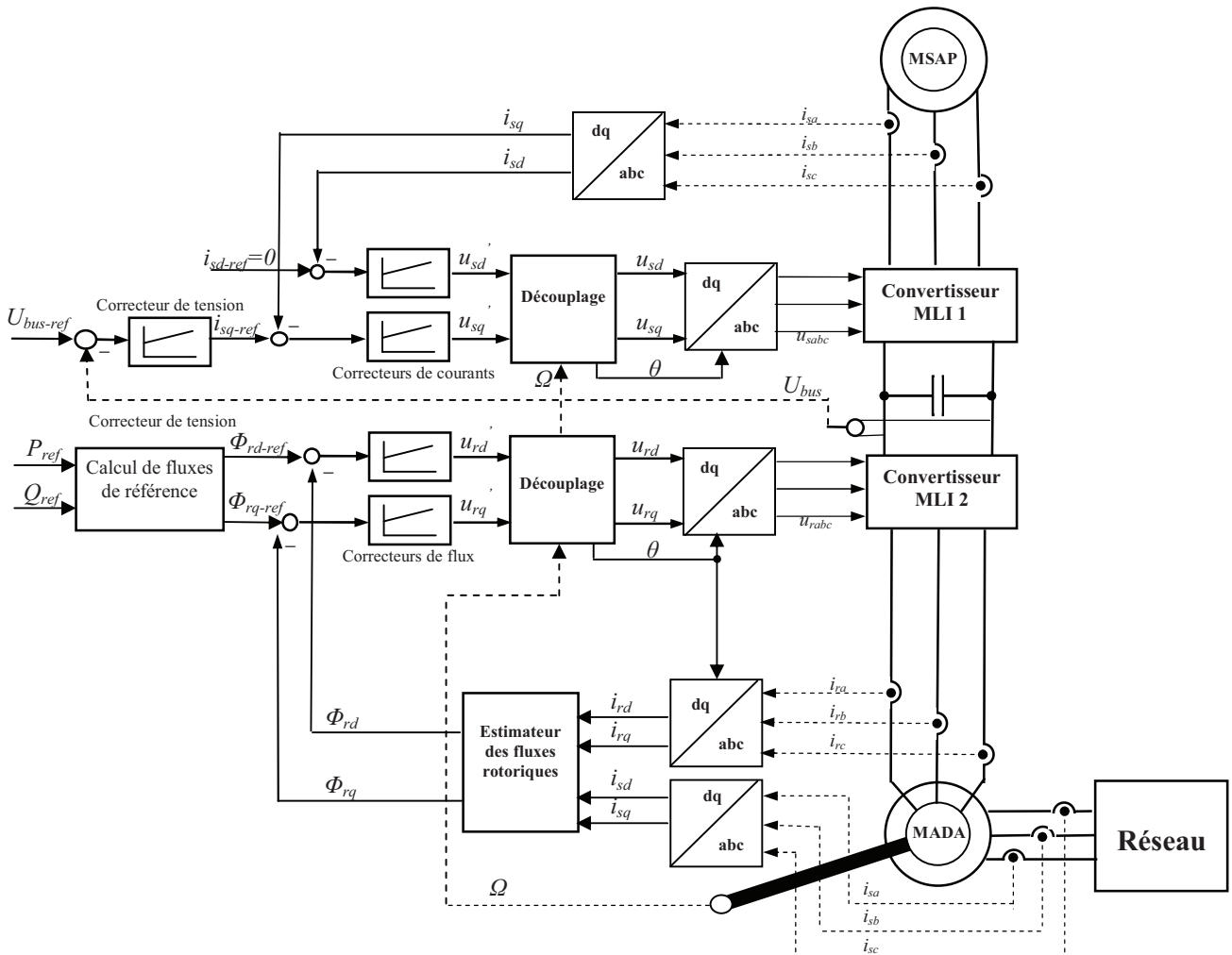


Fig. 2.16. Schéma de réglage du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique fonctionnant sur réseau

2.4.2. Résultats de simulation

La simulation du système de 3 kW présent sur le banc d'essais a été réalisée sous Matlab-Simulink. Le démarrage du groupe turbine-MSAP-MADA est réalisé à vide. D'un point de vue simulation, cela revient à connecter une impédance très élevée au stator de la MADA. En ce qui concerne la commande de la machine asynchrone, les flux de référence imposés sont ceux qui permettent, à vide, d'obtenir la tension nominale. Le système démarre. La valeur efficace de la tension composée du réseau est mesurée à 130 V tension simple.

La procédure suivie dans la simulation est:
à $t = 0$ s, le système fonctionne à vide ;

à $t = 1$ s, on connecte la microcentrale au réseau, les consignes de puissances étant $P_{sref} = 0$ kW et $Q_{sref} = 0$ Var ;
 à $t = 2$ s, les consignes de puissances sont : $P_{sref} = -1$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar ;
 à $t = 4$ s, les consignes de puissances deviennent : $P_{sref} = -1.5$ kW et $Q_{sref} = 0.5$ kVar ;
 à $t = 6$ s, les consignes de puissances imposés sont : $P_{sref} = -1$ kW et $Q_{sref} = -1$ kVar ;
 à $t = 8$ s : les puissances de référence sont : $P_{sref} = -1.5$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar.
 Le débit hydraulique reste fixe à une valeur de 0.9 p.u. (Fig. 2.17).

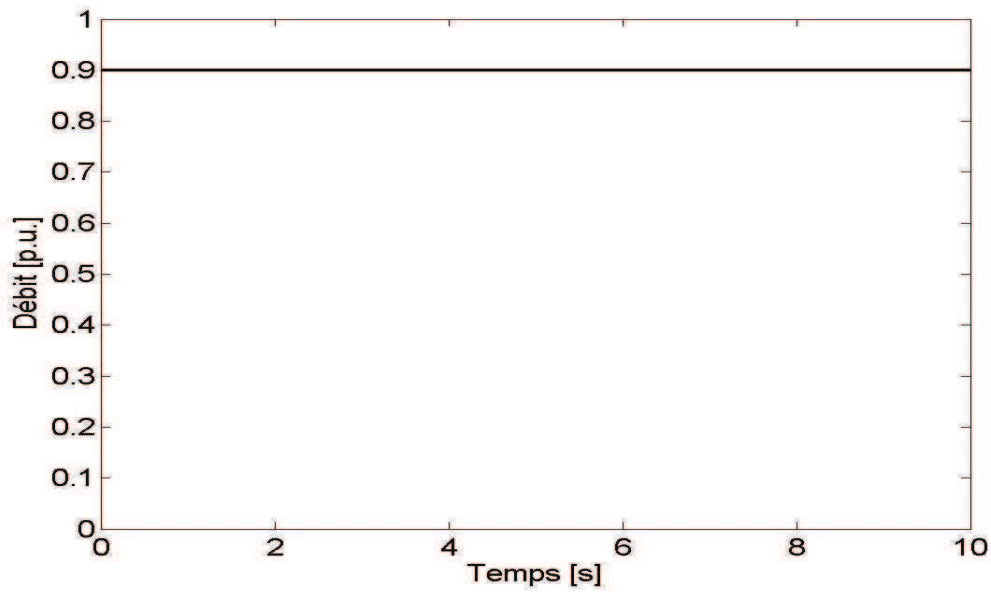


Fig. 2.17. Débit de l'eau

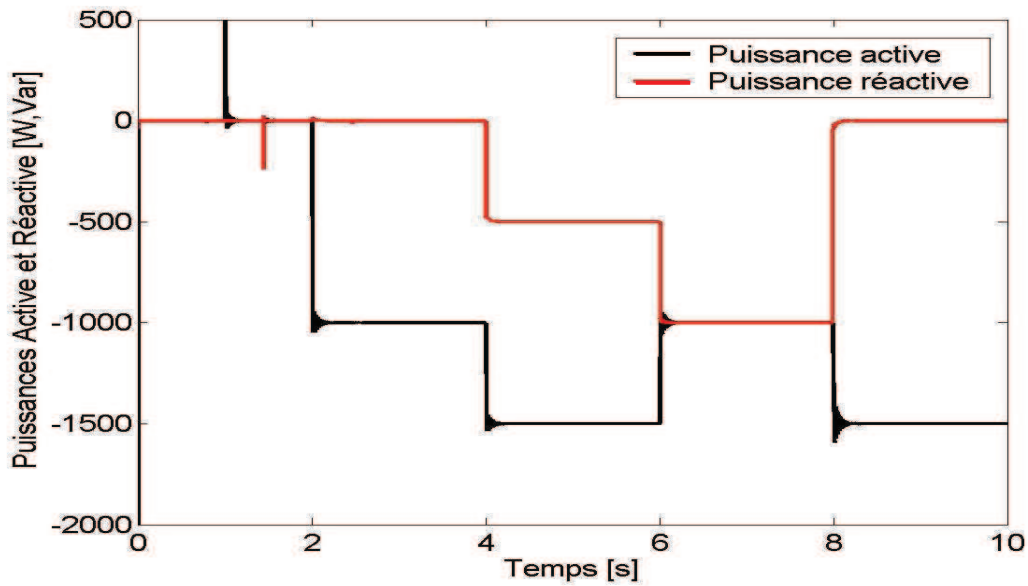


Fig. 2.18. Puissances active et réactive débitées sur réseau

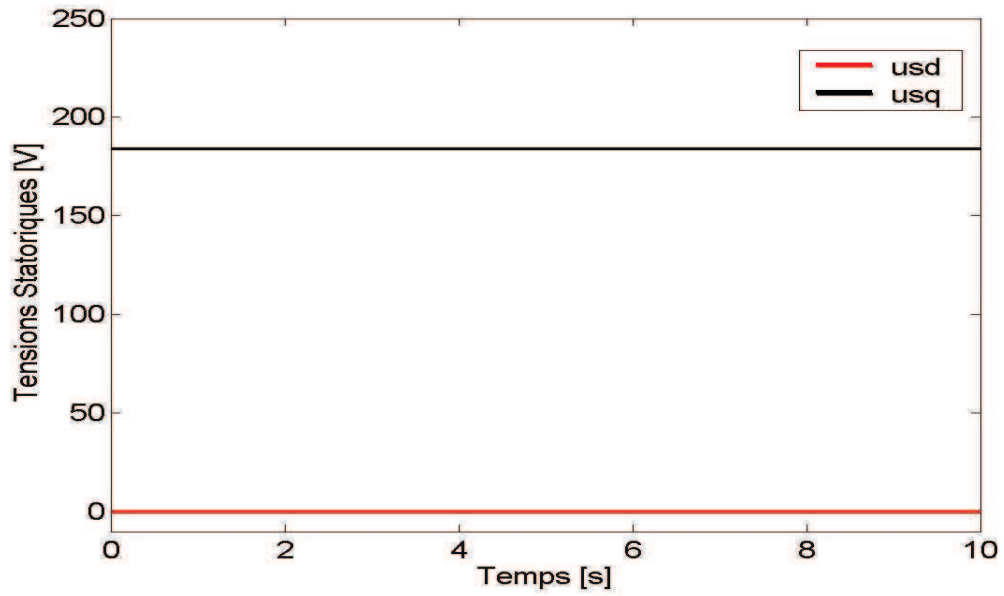


Fig. 2.19. Composantes biphasées de la tension statorique de la MADA

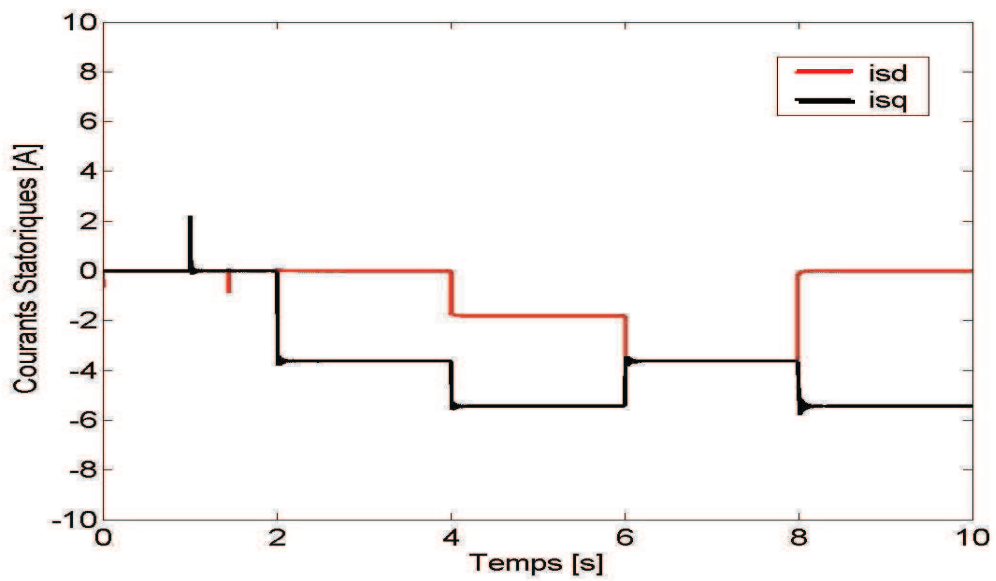


Fig. 2.20. Composantes biphasées des courants statoriques de la MADA

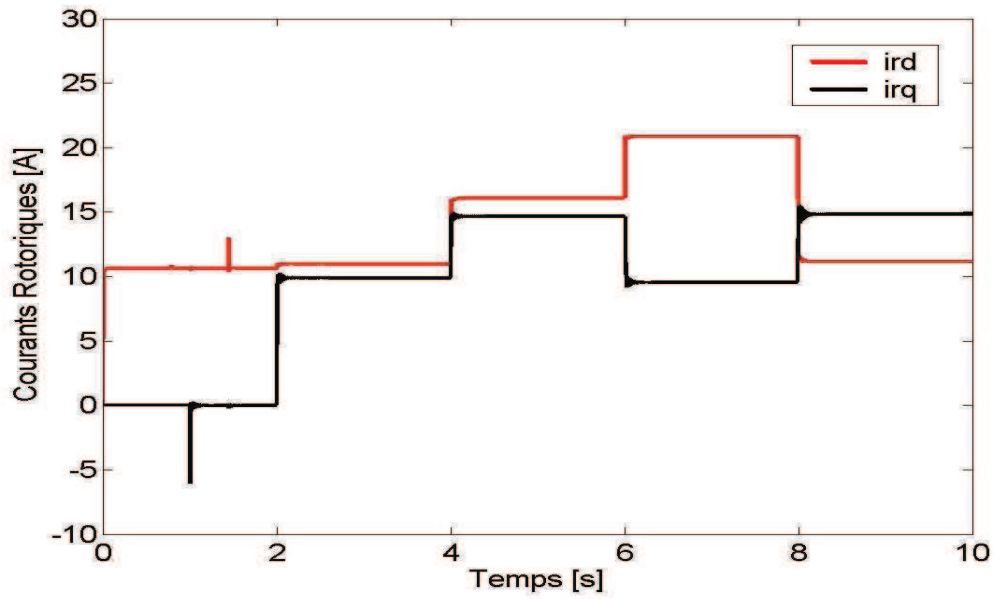


Fig. 2.21. Composantes biphasées des courants rotoriques de la MADA

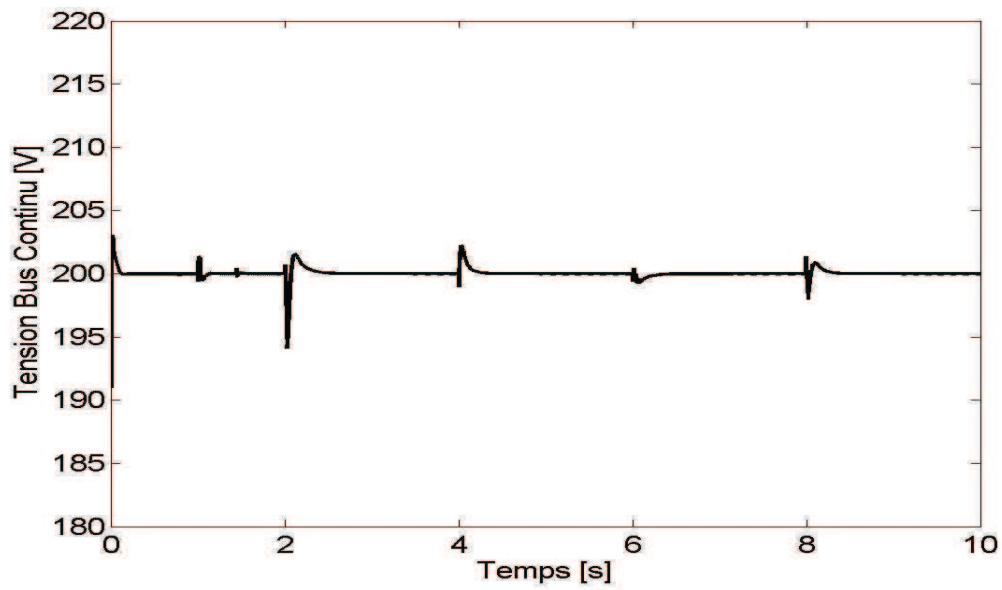


Fig. 2.22. Tension du bus continu

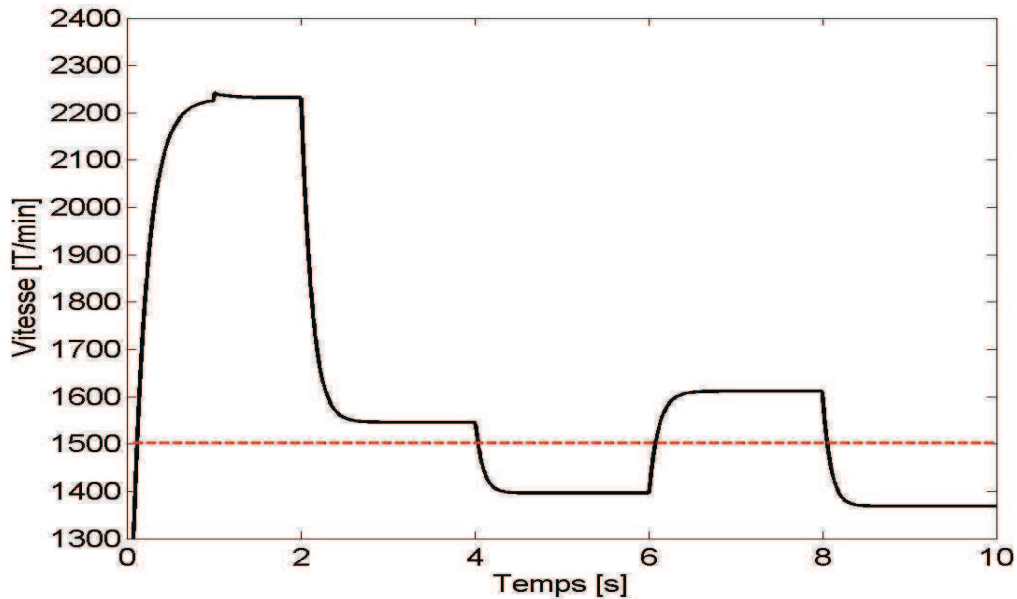


Fig. 2.23. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Comme pour le fonctionnement sur charge isolée, les simulations confirment la capacité du système de conversion électromécanique de fonctionner à vitesse variable en hypersynchronisme et aussi en hyposynchronisme (Fig. 2.23). Les consignes des puissances sont changées en modifiant le point de fonctionnement de la turbine. Fig. 2.19 représente les tensions statoriques v_{sd} et v_{sq} imposées par le réseau. Figs. 2.20 et 2.21 montrent l'évolution des composantes dq des courants statoriques et rotoriques de la MADA. Au niveau du couplage entre les deux convertisseurs, la tension du bus continu est bien régulée à 200 V, les perturbations étant visibles au moment du changement de consigne des puissances et, implicitement, du changement de point de fonctionnement.

2.5. Contrôle direct de puissance (CDP)

2.5.1. Présentation et modélisation

Le principe du *contrôle direct de puissance* (CDP) a été développé après le contrôle direct de couple (CDC) proposé par Takahashi [8] et Depenbrock [9]. Concernant la stratégie du CDC, le flux et le couple sont contrôlés à l'aide des régulateurs à hystérésis. La technique du CDP propose de contrôler directement la puissance active et la puissance réactive, en faisant l'analogie avec le CDC. Ces stratégies de contrôle sont plus simples et plus robustes que le contrôle vectoriel à cause de la moindre dépendance de paramètres de la MADA. Seulement la valeur de la résistance statorique est nécessaire pour calculer la valeur et la position du flux statorique. CDP et CDC pour les machines asynchrones sont basés sur la sélection d'un vecteur de

tension de telle manière que les erreurs entre les grandeurs mesurées et de référence sont réduites et maintenues entre les limites des bandes d'hystérésis.

Le CDP pour MADA est basé sur la sélection des vecteurs de tension rotorique. Le référentiel tourne solidairement avec le rotor de la MADA [10]. Les puissances active et réactive sont contrôlées par deux régulateurs à hystérésis, les valeurs mesurées des puissances étant estimées à partir de relations :

$$P_{mes} = v_{s\alpha} \cdot i_{s\alpha} + v_{s\beta} \cdot i_{s\beta} \quad (2.48)$$

$$Q_{mes} = v_{s\beta} \cdot i_{s\alpha} - v_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} \quad (2.49)$$

avec $v_{s\alpha}$, $v_{s\beta}$ les tensions statoriques et $i_{s\alpha}$, $i_{s\beta}$ les courants statoriques dans le référentiel $\alpha\beta$ fixé en stator.

Pour sélectionner le vecteur de tension rotorique optimum, il faut connaître la position relative du flux statorique dans les six sextants (Fig. 2.24).

Un onduleur triphasé peut produire huit combinaisons différentes, comme suit: $V_0(0\ 0\ 0)$, $V_1(1\ 0\ 0)$, $V_2(1\ 1\ 0)$, $V_3(0\ 1\ 0)$, $V_4(0\ 1\ 1)$, $V_5(0\ 0\ 1)$, $V_6(1\ 0\ 1)$, $V_7(1\ 1\ 1)$. Les huit combinaisons engendrent huit vecteurs de tension qui peuvent être appliqués aux bornes rotoriques de la MADA. Il y a six vecteurs actifs et deux vecteurs nuls. Les positions spatiales (dans le plan $\alpha\beta$) des vecteurs actifs de tensions sont montrées dans la (Fig.2.24).

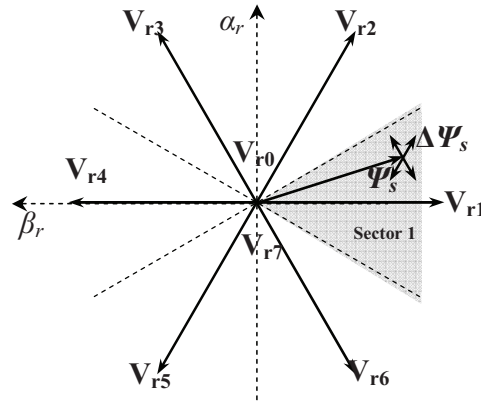


Fig. 2.24. Les variations du flux statorique dans le Secteur 1

Les composants du flux statorique $\Psi_{s\alpha}$, $\Psi_{s\beta}$ et la valeur du flux sont calculés à l'aide des relations suivantes, où r_s désigne la résistance statorique:

$$\Psi_{s\alpha} = \int (v_{s\alpha} - r_s i_{s\alpha}) dt \quad (2.50)$$

$$\Psi_{s\beta} = \int (v_{s\beta} - r_s i_{s\beta}) dt \quad (2.51)$$

$$\Psi_s = \sqrt{\Psi_{s\alpha}^2 + \Psi_{s\beta}^2} \quad (2.52)$$

La MADA étant pilotée par le rotor, les vecteurs de tension rotorique appliqués tournent avec la vitesse de glissement par rapport au stator. Donc, il faut exprimer les composants de flux statorique dans le référentiel $\alpha_r\beta_r$:

$$\begin{bmatrix} \psi_{s\alpha}^r \\ \psi_{s\beta}^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta_r & -\cos \theta_r \\ \cos \theta_r & \sin \theta_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \psi_{s\alpha}^s \\ \psi_{s\beta}^s \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

Tableau 2.1 Détermination du secteur d'appartenance

Secteur	$\Psi_{s\alpha}^r$	$\Psi_{s\beta}^r$
1	> 0	$-\frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r < \psi_{s\beta}^r < \frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r$
2	> 0	$\psi_{s\beta}^r > \frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r$
3	< 0	$\psi_{s\beta}^r > \frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r$
4	< 0	$-\frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r < \psi_{s\beta}^r < \frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r$
5	< 0	$\psi_{s\beta}^r < -\frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r$
6	> 0	$\psi_{s\beta}^r < -\frac{\sqrt{3}}{2}\psi_s^r$

Dans le Tableau 2.1 on a présenté la solution pour déterminer l'appartenance du flux statorique à un des six secteurs.

Comme déjà précisé, on utilise des régulateurs à hystérésis pour contrôler les puissances active et réactive (Fig. 2.25). Les régulateurs analogiques ont un désavantage notable : la fréquence d'échantillonnage est variable. Mais, ce problème peut être éliminé, si on utilise des régulateurs discrets. Par cela, les variations des puissances ne sont pas maintenues exactement dans la bande d'hystérésis, mais on fonctionne à temps d'échantillonnage fixe.

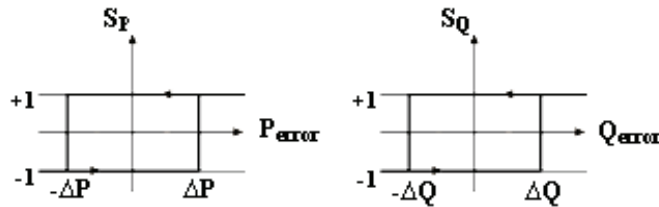


Fig. 2.25. Régulateurs à hystérésis

Table 2.2 Sélection des vecteurs de tension rotorique

Secteur S _Q S _P		1	2	3	4	5	6
		+1	V _{r5}	V _{r6}	V _{r1}	V _{r2}	V _{r3}
-1	V _{r3}	V _{r4}	V _{r5}	V _{r6}	V _{r1}	V _{r2}	
+1	V _{r6}	V _{r1}	V _{r2}	V _{r3}	V _{r4}	V _{r5}	
-1	V _{r2}	V _{r3}	V _{r4}	V _{r5}	V _{r6}	V _{r1}	

Dans cette application, on a choisi d'utiliser seulement les vecteurs actifs de tension pour des raisons de simplicité. L'utilisation des vecteurs zéro peut compliquer la stratégie de contrôle à cause du comportement différent de la MADA entre hypersynchronisme et hyposynchronisme.

Le Tableau 2.2 exprime la sélection des vecteurs de tension rotorique en correspondance avec l'état des régulateurs à hystérésis (1 ou -1).

Sachant la valeur de tension du bus continu, on peut écrire les expressions des tensions rotoriques :

$$v_a = \frac{V_{bc}}{3} (2 S_a - S_b - S_c) \tag{9}$$

$$v_b = \frac{V_{bc}}{3} (-S_a + 2 S_b - S_c) \tag{10}$$

$$v_c = \frac{V_{bc}}{3} (-S_a - S_b + 2 S_c) \tag{11}$$

La Fig. 2.26 présente la structure de contrôle détaillée.

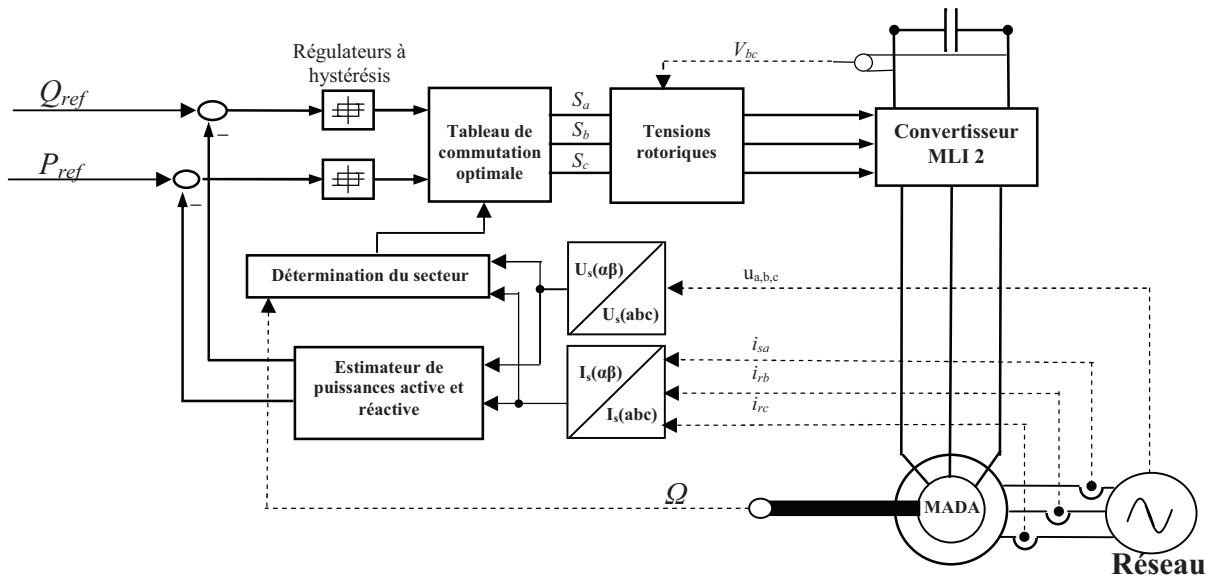


Fig. 2.26. Schéma du CDP pour la MADA

2.5.2. Résultats de simulation

La simulation est effectuée en correspondance avec la simulation sur réseau, qui utilise le modèle de contrôle vectoriel. La valeur efficace de la tension composée du réseau est toujours 130 V (Fig. 2.29). Le débit hydraulique est fixé à une valeur de 0.9 p.u. Le temps d'échantillonnage utilisé dans la simulation est 20 kHz. La valeur de référence pour la tension du bus continu est 100 V. Un temps d'échantillonnage maximisé et une tension du bus continu minimisée peuvent réduire les oscillations de la puissance débitée sur réseau [15].

La procédure suivie dans la simulation est :

à $t = 0$ s, le système est connecté sur réseau avec les consignes des puissances $P_{sref} = 1$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar ;

à $t = 2$ s, les consignes de puissances suivantes sont appliquées : $P_{sref} = -1.5$ kW et $Q_{sref} = -0.5$ kVar ;

à $t = 4$ s, les consignes de puissances deviennent : $P_{sref} = -1$ kW et $Q_{sref} = -1$ kVar ;

à $t = 6$ s, les consignes de puissances sont changées : $P_{sref} = -1.5$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar.

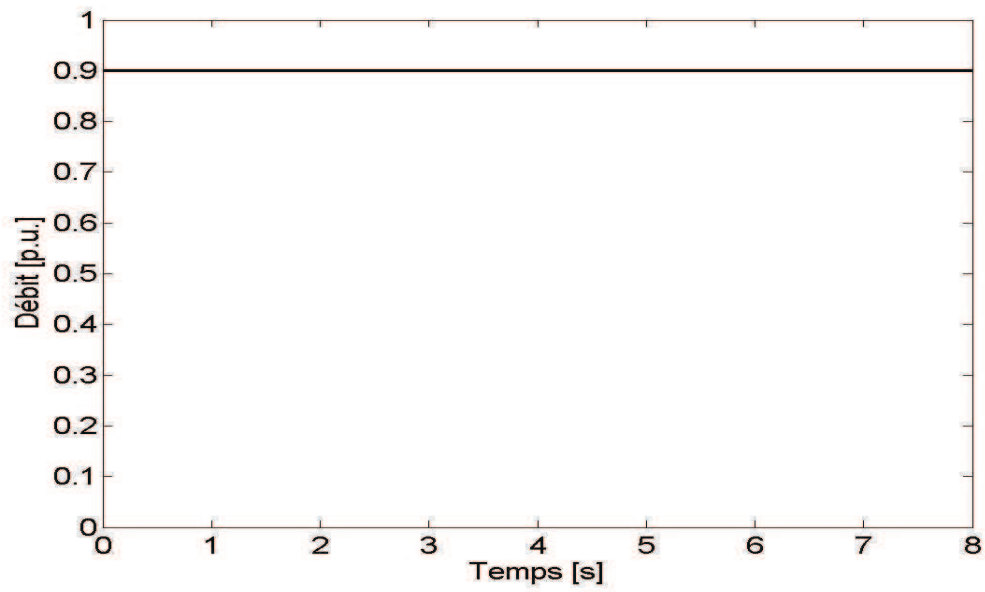


Fig. 2.27. Débit de l'eau

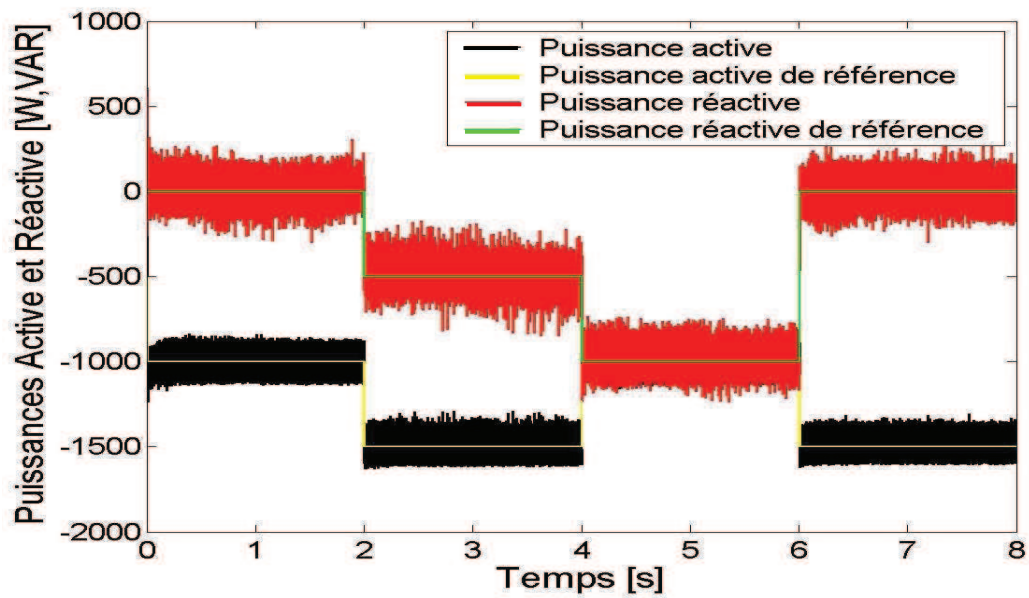


Fig. 2.28. Puissances active et réactive débitées sur réseau

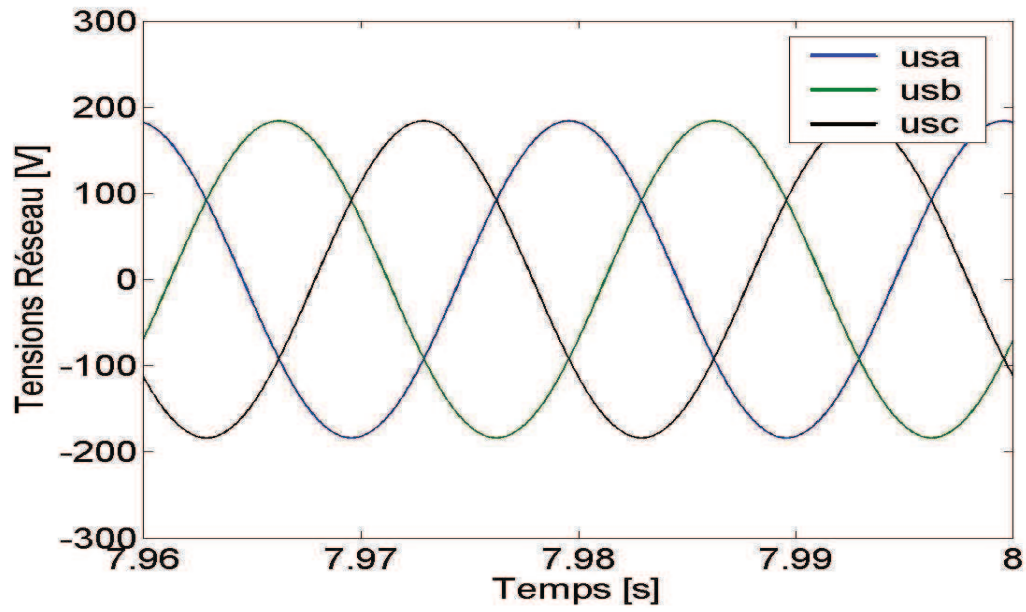


Fig. 2.29. Tensions triphasées statoriques de la MADA

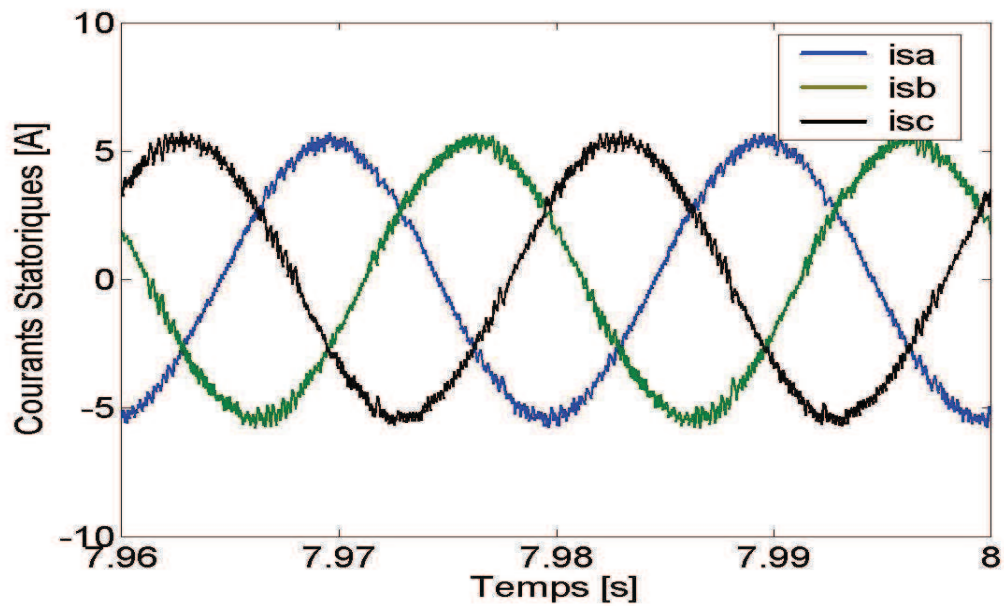


Fig. 2.30. Courants triphasés statoriques de la MADA

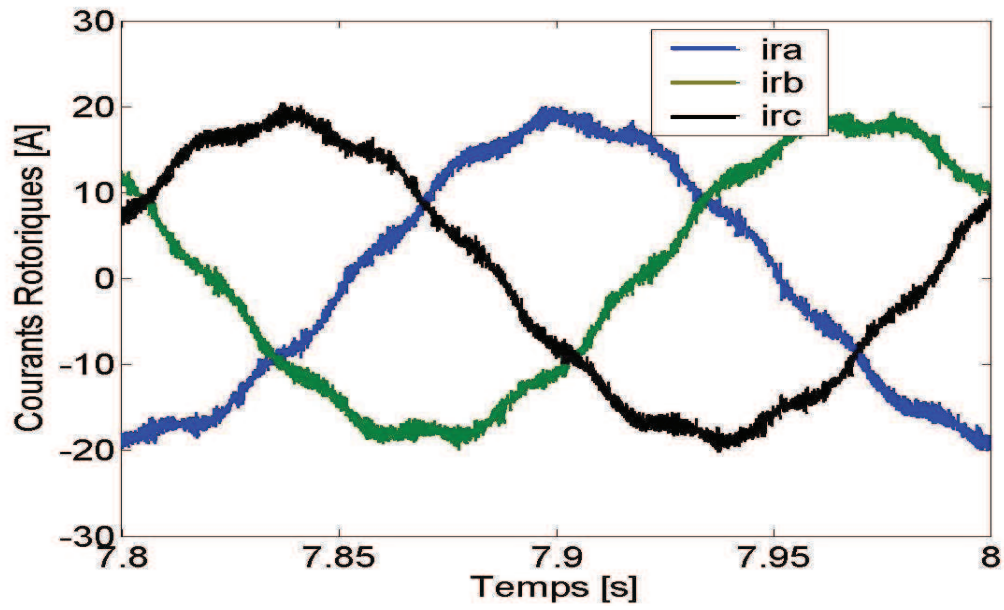


Fig. 2.31. Courants triphasés rotoriques de la MADA

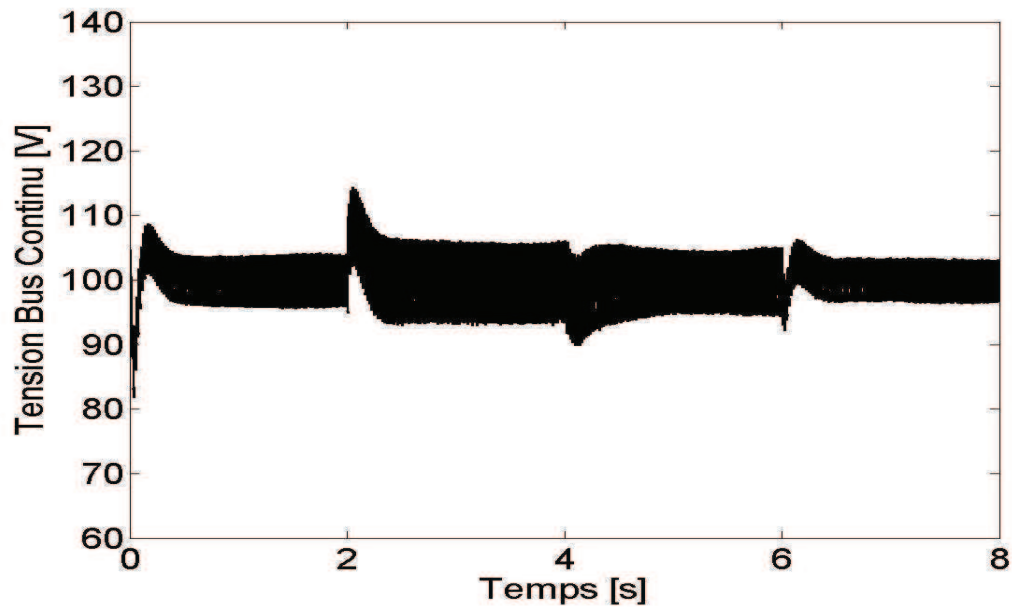


Fig. 2.32. Tension du bus continu

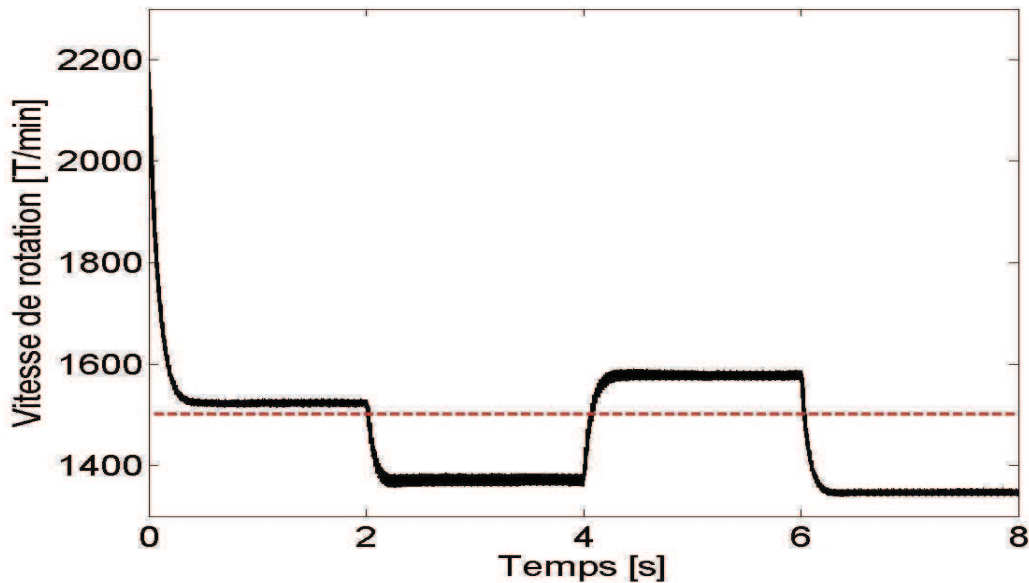


Fig. 2.33. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Les vecteurs des tensions appliqués au rotor de la MADA permettent de maintenir les puissances autour des valeurs de référence. Les oscillations sont provoquées par la commutation des vecteurs appliqués. Ces oscillations sont visibles aussi au niveau de la vitesse de rotation (Fig. 2.33). Fig. 2.29 présente les tensions statoriques v_a , v_b et v_c imposées par le réseau. Figs. 2.30 et 2.31 montrent l'évolution des composantes dq des courants statoriques et rotoriques de la MADA. Au niveau du couplage entre les deux convertisseurs, la tension du bus continu est bien régulée à 100 V, les perturbations étant déterminées par les commutations et les changements de consigne des puissances.

2.6. Détection d'îlotage

2.6.1. Généralités

Un générateur décentralisé, qui se retrouve déconnecté du réseau principal et qui continue à alimenter des charges, forme un îlot avec ces charges. On parle alors de *l'îlotage*. Celui-ci peut être intentionnel ou accidentel. En effet, lors d'une opération de maintenance sur le réseau électrique, la coupure du réseau peut entraîner l'îlotage des générateurs. Etant donné que la perte du réseau est volontaire, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel intervenant.

L'îlotage non intentionnel, lié à une coupure accidentelle du réseau, est d'un plus grand intérêt. Des risques différents en découlent: dégradation des équipements électriques en cas de dérives de tension et de fréquence importantes, problèmes de déphasage entre réseau et générateur décentralisé lors du ré-enclenchement après un défaut (par exemple, ré-enclenchement hors phase), problèmes de sécurité pour le public

et le personnel de maintenance (ligne toujours sous tension). Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté

De nombreuses techniques ont été proposées dans ce but [11]-[13]. Leur fonctionnement est basé sur les caractéristiques suivantes : fréquence, amplitude ou phase de la tension au point de raccordement au réseau du générateur décentralisé.

a) Les **méthodes passives** consistent à surveiller les paramètres liés à la tension au point de raccordement au réseau. Ces paramètres sont : amplitude, fréquence ou phase. Il existe trois méthodes passives : la protection à seuil de tension et de fréquence, la détection d'harmoniques de tension et la détection du saut de vecteur.

b) Les **méthodes actives** reposent sur une variation provoquée. Elles sont dans la majorité des cas associées à une méthode passive pour assurer la déconnexion de la source de production décentralisée d'énergie.

Il y a trois paramètres qu'il est possible de faire varier :

- l'amplitude du courant ;
- la fréquence du courant ;
- la phase du courant.

La variation de l'un de ces paramètres a pour but de déstabiliser l'îlot, qui vient de se créer, afin qu'une méthode passive puisse détecter la situation d'îlotage.

c) L'utilisation de **moyens de communication** sur les lignes de puissance est une autre possibilité de détecter une situation d'îlotage. C'est également un moyen de résoudre les nombreux problèmes pouvant survenir au niveau de la source de production décentralisée d'énergie. Ce type de système envoie un signal de faible énergie au long des lignes du réseau. Il est composé d'un transmetteur et d'un récepteur. Le système envoie un signal via le transmetteur. Le récepteur, installé du côté client (c'est-à-dire du côté de la charge), détectera la présence ou l'absence de ce signal. Lorsqu'il y a une coupure réseau, ce signal disparaît. Le système reçoit l'ordre de cesser toute opération.

2.6.2. Résultats de simulation

On a choisi les méthodes passives de détection de la variation d'amplitude et de fréquence de la tension. La procédure de simulation est:

à $t = 0$ s, le système fonctionne à vide ;

à $t = 1$ s, on connecte la microcentrale à un réseau puissant, les consignes de puissances étant $P_{sref} = 0$ kW, $Q_{sref} = 0$ Var ;

à $t = 2$ s, les consignes de puissances sont changées : $P_{sref} = -1$ kW, $Q_{sref} = 0$ Var ;

à $t = 3$ s, la perte du réseau a été détectée à l'aide des méthodes passives; maintenant la microcentrale débite sur une charge isolée ayant $P = 650$ W et $Q = 50$ Var.

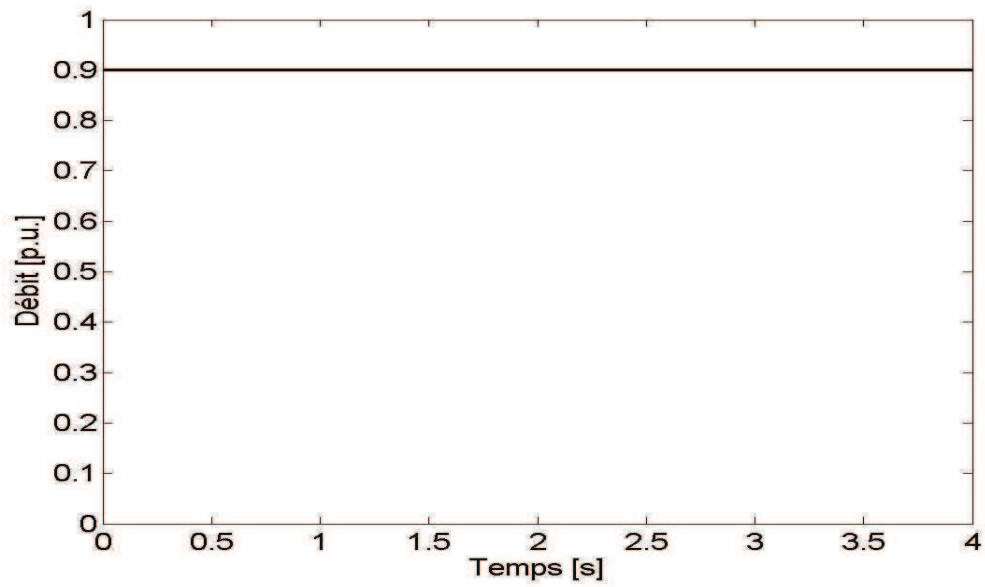


Fig. 2.34. Débit de l'eau

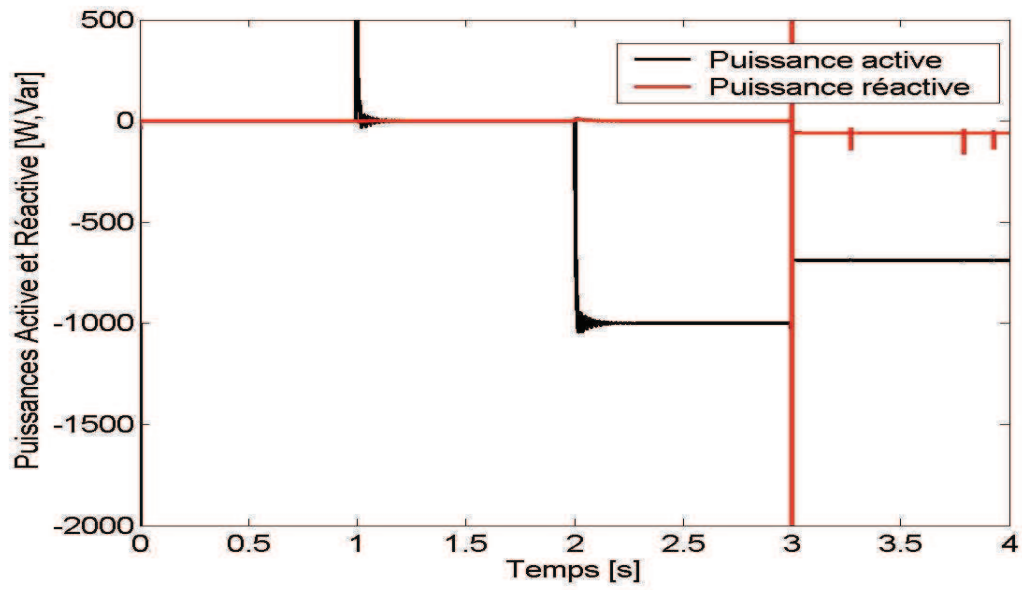


Fig. 2.35. Puissances active et réactive

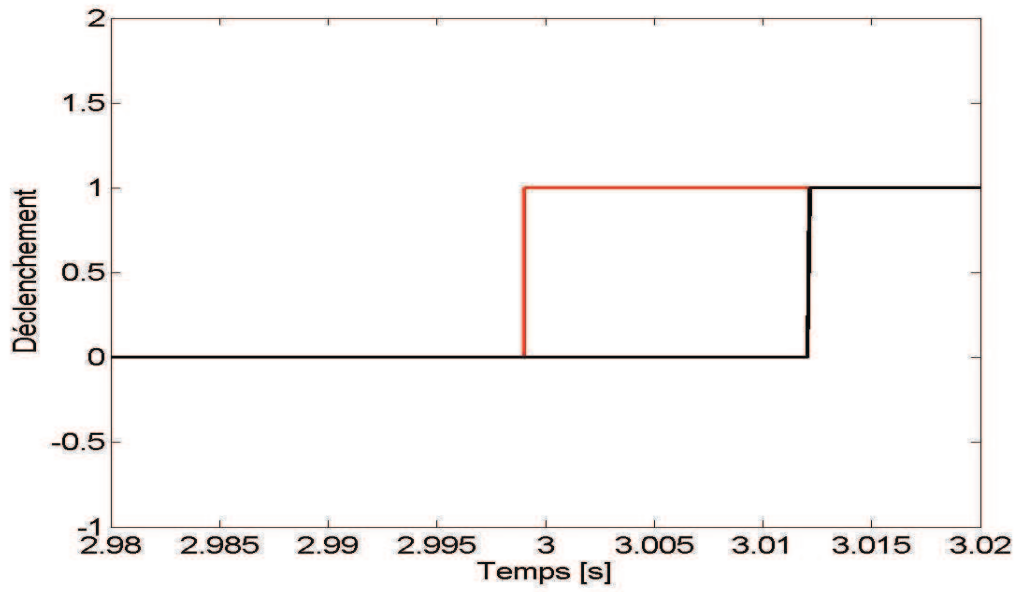


Fig. 2.36. Détection d'îlotage au niveau de tension (rouge) et de fréquence (noir)

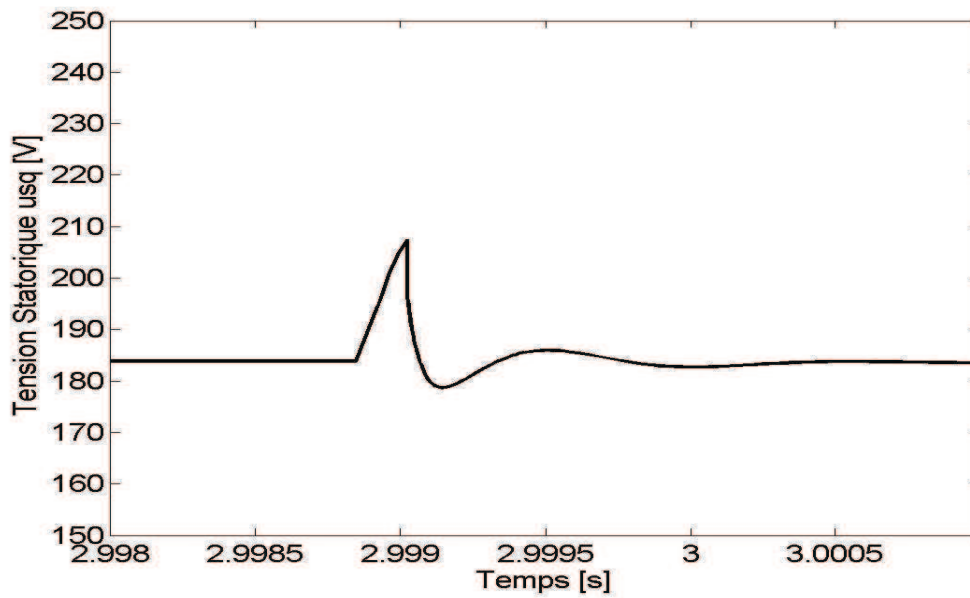


Fig. 2.37. Evolution de la tension statorique

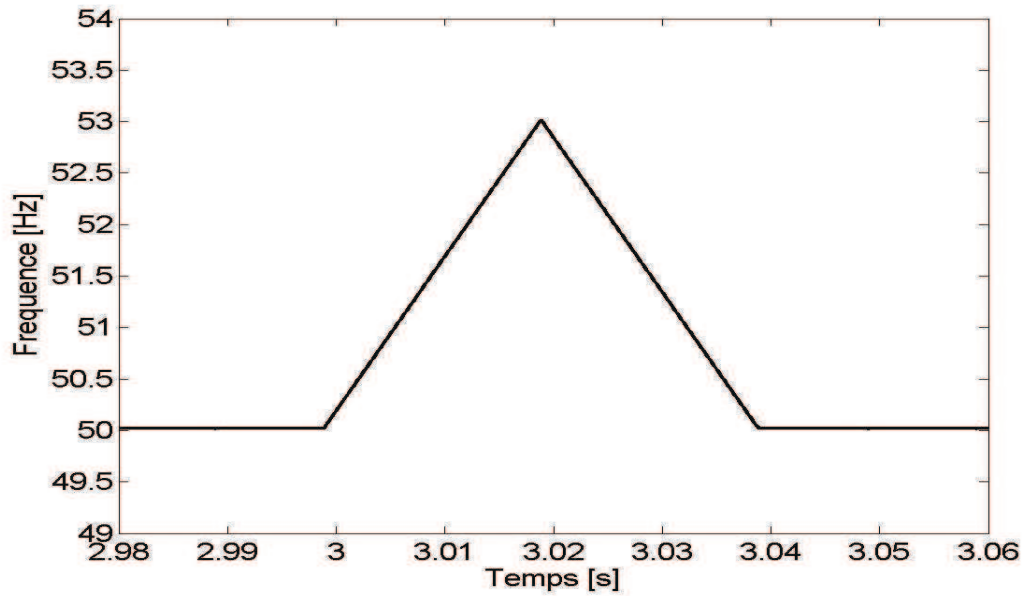


Fig. 2.38. Evolution de la fréquence

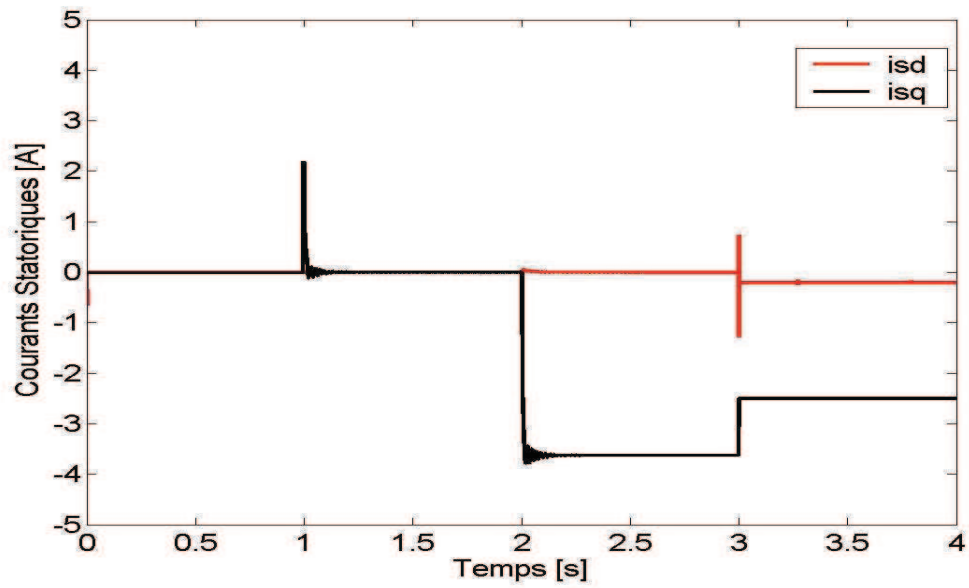


Fig. 2.39. Composantes biphasées des courants statoriques de la MADA

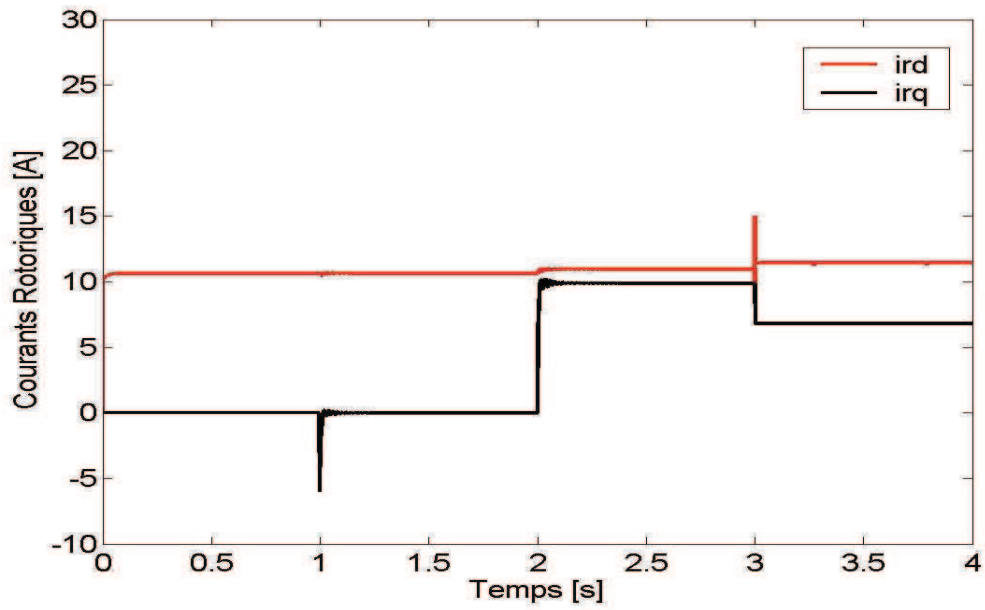


Fig. 2.40. Composantes biphasées des courants rotoriques de la MADA

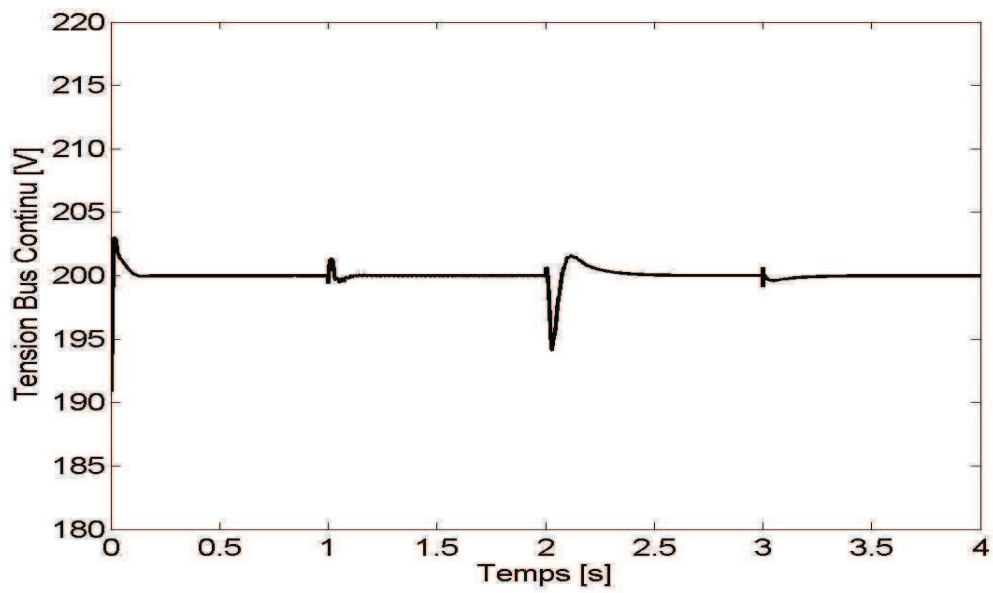


Fig. 2.41. Tension du bus continu

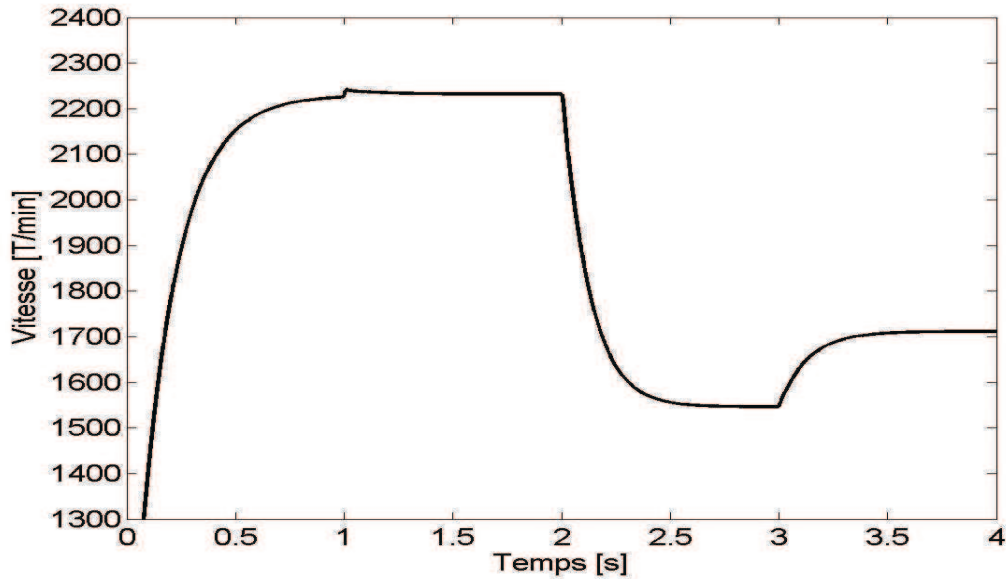


Fig. 2.42. Vitesse de rotation d'arbre

Les résultats de simulation démontrent qu'on puisse détecter l'îlotage en utilisant les méthodes passives implémentées. La microcentrale hydroélectrique peut se déconnecter automatiquement du réseau et peut continuer à alimenter des charges isolées.

Pour distinguer un défaut transitoire d'un défaut permanent du réseau, on peut introduire un délai plus important entre la détection du défaut et le débranchement effectif de la microcentrale, en respectant toujours les limites de la microcentrale.

2.7. Conclusions

Une stratégie unitaire de contrôle vectoriel du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique fonctionnant sur charge isolée, respectivement sur réseau, a été validée par simulations dynamiques. La stratégie du CDP a été aussi modélisée et simulée. Celle-ci a comme avantages la simplicité et le temps de calcul réduit, mais les fluctuations des puissances sont plus importantes que dans le cas du contrôle vectoriel.

Le problème de l'îlotage a été succinctement présenté, ainsi que les résultats de simulation permettant de valider deux techniques passives de détection d'îlotage dans le cas d'une microcentrale hydroélectrique : la variation d'amplitude de tension et la variation de fréquence.

2.8. Références

- [1] G. Grellet, G. Clerc, *Actionneurs électriques*, Editions Eyrolles, Paris, France, 1997.
- [2] A. Kelemen, M. Imecs, *Sisteme de reglare cu orientare după câmp ale mașinilor de curent alternativ*, Editura Academiei R.S.R., București, 1987.
- [3] I. Boldea, S. A. Nasar, *Induction machines handbook*, CRC Press, Boca Raton, USA, 2002.
- [4] P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, New York, USA, 1994.
- [5] *Petites centrales hydrauliques – Turbines hydrauliques*, Rapport du Programme d'Action Energies Renouvelables en Suisse (PACER), ISBN 3-905232-54-5.
- [6] B. Robyns, M. Nasser, F. Berthereau, F. Labrique, Equivalent continuous model of a variable-speed wind generator, *Electromotion*, vol.8, n°4, 2001, pp.202-208.
- [7] A. Ansel, B. Robyns, Modelling and simulation of an autonomous variable-speed micro hydropower station, *Mathematics and Computers in Simulation*, vol.71, n° 4-6, 2006, pp.320-332.
- [8] I. Takahashi, T. Noguchi, A new quick response and high-efficiency control strategy of an induction motor, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 22, No. 5, 1986, pp. 820-827.
- [9] M. Depenbrock, Direct self-control of inverter-fed induction machines, *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 3, No. 5, 1985, pp.420-429.
- [10] L. Xu, Ph. Cartwright, Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 21, No. 3, 2006, pp. 750-758.
- [11] M. Ropp *et al.*, Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 15, No. 3, 2000, pp. 290-296
- [12] H. Beltran *et al.*, Review of the islanding phenomenon problem for connection of renewable energy systems, *Proc. International Conference on Renewable Energy and Power Quality – ICREPQ 2006*, CD-ROM.
- [13] P.Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen, Review of islanding detection methods for distributed generation, *Proc. 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies – DRPT 2008*, pp. 2743 - 2748
- [14] B. Robyns, B. François, P. Degobert, J-P. Hautier, *Commande vectorielle de la machine asynchrone. Désensibilisation et optimisation par la logique floue*, Technip, Paris, France, 2007.
- [15] S. Breban, M.M. Radulescu, B. Robyns, Application of direct controls to a variable-speed small hydro energy conversion system, *Proc. 9th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems – ELECTRIMACS 2008*, Québec, Canada, CD-ROM

Chapitre 3

Banc d'essais et résultats expérimentaux sur le système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable

Résumé - On présente les résultats expérimentaux sur le système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique, permettant de valider les simulations du chapitre précédent. D'abord, une description du banc d'essais utilisé est donnée, suivie ensuite par les expérimentations du fonctionnement sur charge isolée (équilibrée et déséquilibrée) et sur réseau, en utilisant le contrôle vectoriel et le CDP. La détection d'ilotage, à l'aide des méthodes passives au niveau de la tension et de la fréquence, est aussi validée expérimentalement.

3.1. Description du banc d'essais

Dans la période de déroulement de cette thèse de doctorat, une partie importante du temps a été dépensée pour créer la plateforme expérimentale destinée à l'étude du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable. Cette plateforme, dont le schéma bloc est présenté dans Fig. 3.1, comporte trois parties:

- l'émulateur de turbine hydraulique ;
- le système électromécanique comprenant, essentiellement, la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) et la machine asynchrone à double alimentation (MADA);
- le réseau ou la charge isolée.

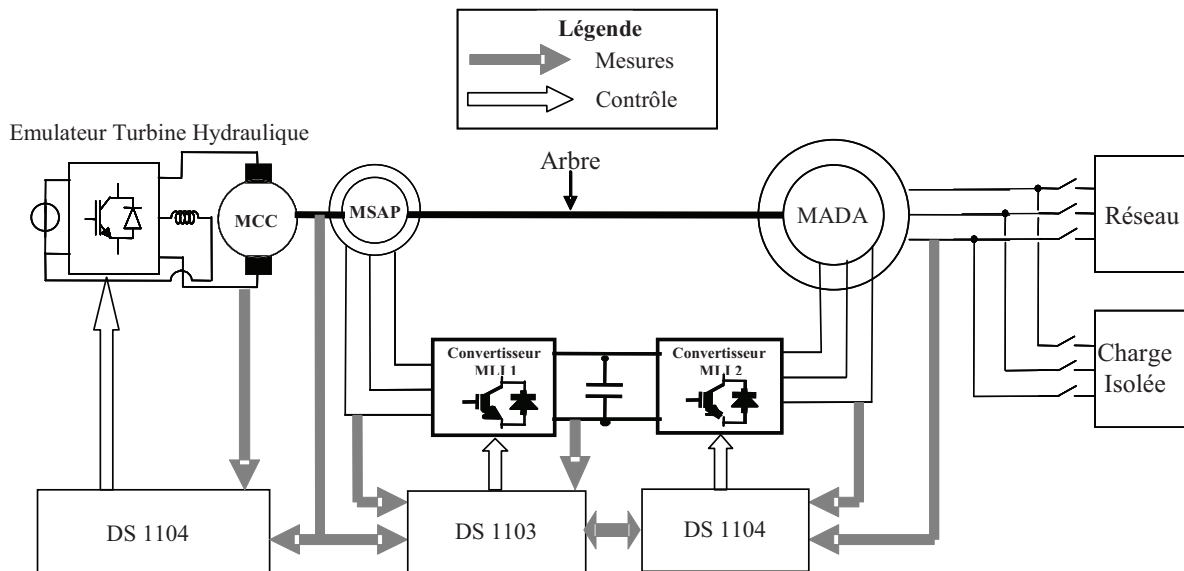


Fig. 3.1. Schéma bloc de la plateforme expérimentale réalisée

Tous les convertisseurs électroniques de puissance sont fabriqués par SEMIKRON et construits autour des modules IGBT SKM 50 GB 123 D (1200 V / 50 A).

Le banc d'essais est contrôlé par trois cartes dSPACE intégrées dans trois ordinateurs PC:

- Une carte DS 1103 contenant un microprocesseur Motorola PowerPC 604e (400 MHz) et un DSP de Texas Instruments TMS 320F240 (20 MHz).
- Deux cartes DS 1104 contenant un microprocesseur Motorola PowerPC 603e (250 MHz) et un DSP de Texas Instruments TMS 320F240 (20 MHz).

Les liaisons entre les cartes dSPACE et les convertisseurs électroniques de puissance sont réalisées par quatre interfaces dont le rôle est d'adapter les niveaux de tension. Les cartes dSPACE utilisent des tensions dans le domaine ± 5 V, tandis que les circuits de commande des convertisseurs travaillent dans le domaine ± 15 V.

Les interfaces, et les boîtes de mesure aussi, sont réalisées sur un modèle unique, offrant ainsi un aspect modulaire du banc d'essais.

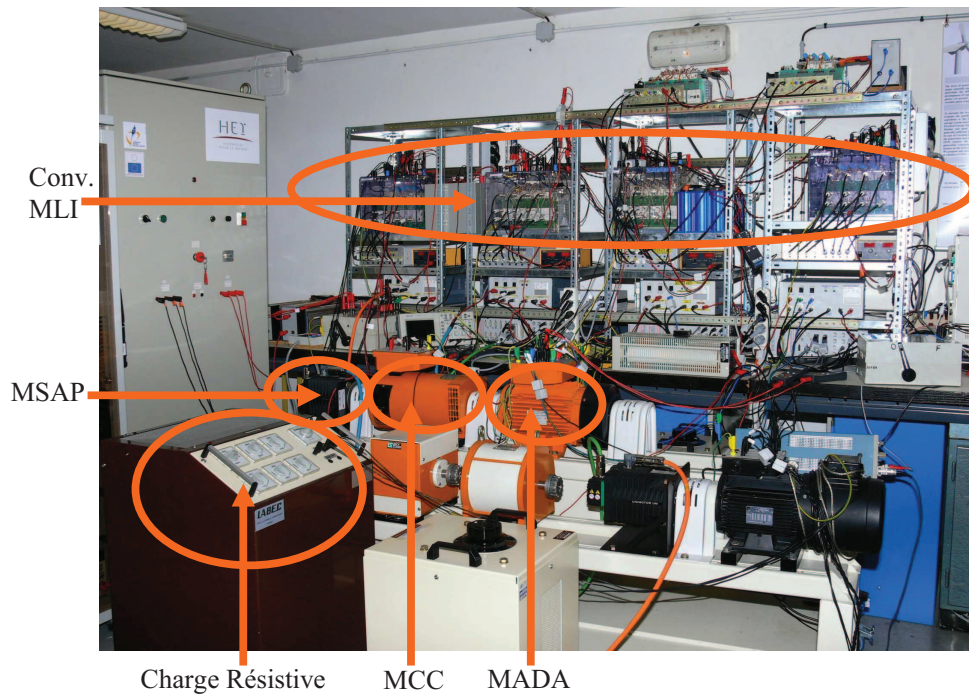


Fig. 3.2. Photo du banc d'essais réalisé

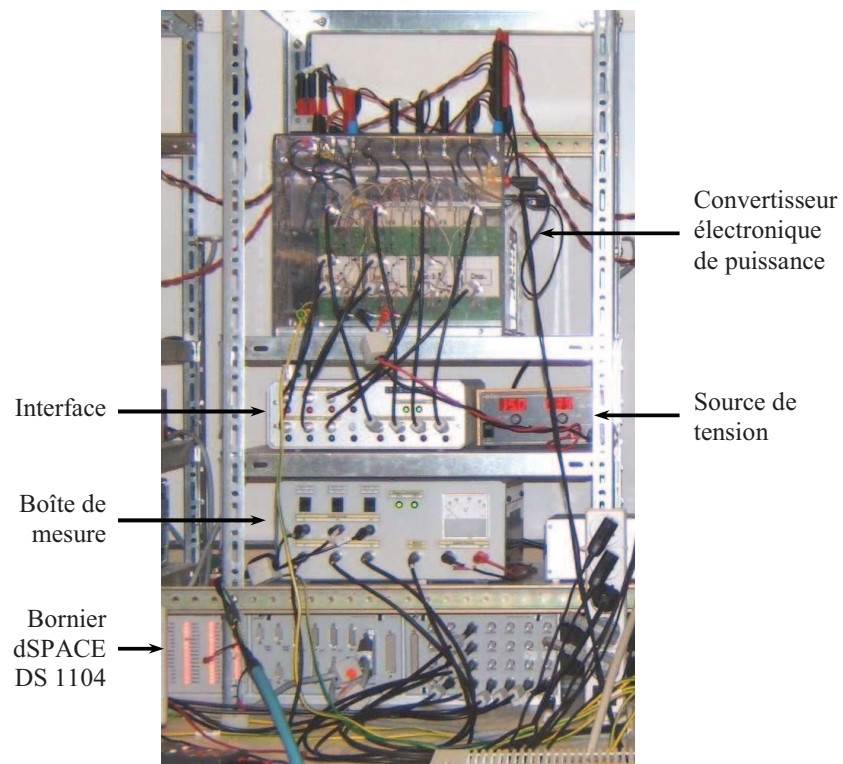


Fig. 3.3. Détail sur un des quatre modules du banc d'essais

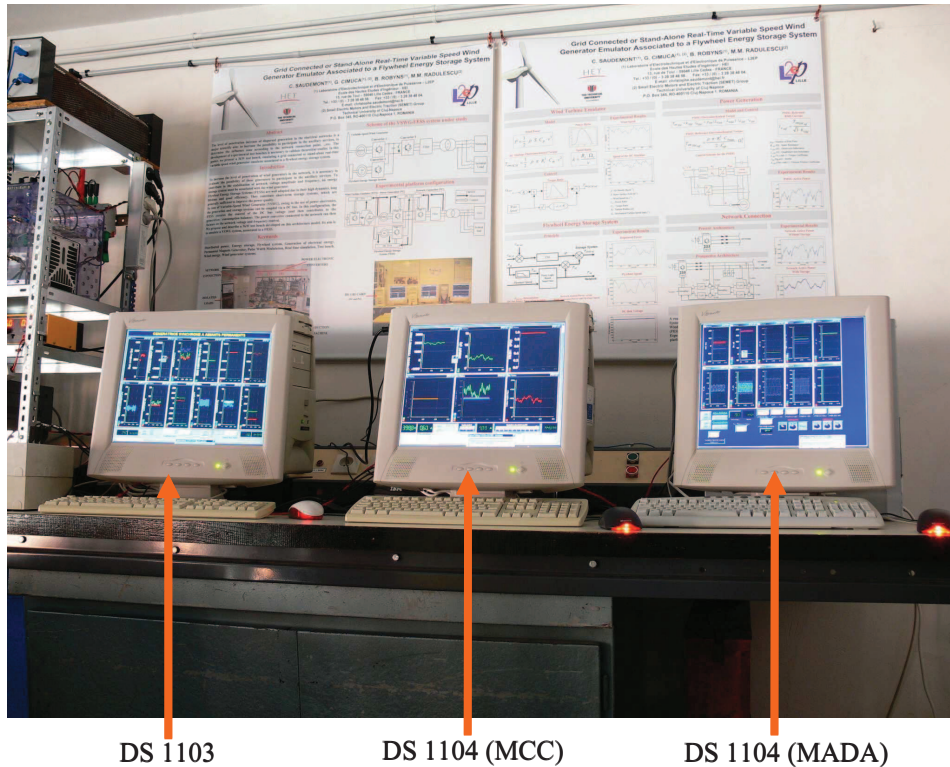


Fig. 3.4. Photo des trois ordinateurs PC intégrant les cartes dSPACE

La plateforme expérimentale a été réalisée dans le Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L2EP) de Lille, dans les bâtiments de l'Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI) de Lille, France, où l'auteur de cette thèse a effectué six stages de doctorat en cotutelle. La construction du banc d'essais a commencé au printemps 2001 et plusieurs équipes d'étudiants en projet de fin d'étude, ainsi que plusieurs doctorants, ont participé à son développement [1], [2].

3.2. Composants du banc d'essais

3.2.1. Emulateur de turbine hydraulique

Cet émulateur est une machine à courant continu (MCC) de 3 kW, 1500 rpm, alimentée par un convertisseur à MLI : l'induit de la machine, par deux bras du convertisseur (hacheur quatre quadrants) et l'excitation, en série avec une résistance. La commande de cet ensemble est assurée par une carte DS 1104. Une interface de commande est placée entre cette carte et les drivers des IGBT, afin d'adapter les signaux présentés ou reçus des organes de commande (ordre de commutation et signaux d'erreur) et de réaliser de façon matérielle les ordres complémentaires de commutation des interrupteurs. Une interface de mesure composée d'un capteur de tension et de trois

capteurs de courant LEMTM permet les relevés nécessaires à la commande de la MCC. Enfin, une mesure de vitesse est réalisée grâce à un codeur incrémental implanté sur la MSAP, connecté à un port dédié sur la carte DS 1104.

3.2.2. Machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

La MSAP (2,83 kW / 3000 rpm) comporte trois paires de pôles. Elle est entraînée mécaniquement par la MCC (émulant la turbine hydraulique) et connectée à travers un Convertisseur MLI 1 au bus de tension continue de 200 V (constitué de condensateurs associés en série et en parallèle, offrant une capacité équivalente de 2200 μ F et une tension maximale de 800 V). Le convertisseur MLI est commandé par une carte DS 1103. Un codeur incrémental est nécessaire pour mesurer la vitesse de la MSAP. Celui-ci est directement connecté à un slot dédié de la carte DS 1103. Autres détails sur la MSAP du banc d'essais sont donnés dans l'Annexe A.1.

3.2.3. Machine asynchrone à double alimentation (MADA)

La MADA (2,83 kW / 3000 rpm) a deux paires de pôles. Elle est entraînée mécaniquement par la MCC (émulant la turbine hydraulique) et pilotée par son rotor à l'aide du Convertisseur MLI 2, qui est connecté au bus de tension continue de 200 V. Comme les trois machines : MCC, MSAP et MADA sont reliés sur le même arbre, la vitesse captée par le codeur incrémental de la MSAP est utilisée pour la commande des trois machines. Pour mesurer les courants statoriques et aussi rotoriques, on a utilisé seulement deux capteurs au lieu de trois, parce que les enroulements sont disposés en étoile.

3.2.4. Connexion sur réseau ou sur charge isolée

Le stator de la MADA est connecté au réseau de laboratoire (130 V Ligne Sèche) pour les testes quand la microcentrale doit débiter sur le réseau. Pour la connexion sur charges isolées on a une charge résistive variable en échelles et aussi une charge inductive variable en échelles.

3.3. Compatibilité électromagnétique

Dû à la complexité du banc d'essai, des sévères problèmes de compatibilité électromagnétique sont apparus. Pour résoudre ces problèmes, trois voies ont été considérées :

- Réarrangement des boîtes et des câbles ;
- Mise à la même masse de toutes les étagères et les boîtes ;
- Placement des ferrites sur certains câbles [2] pour réduire l'effet perturbateur d'une manière satisfaisante (Fig. 3.5).

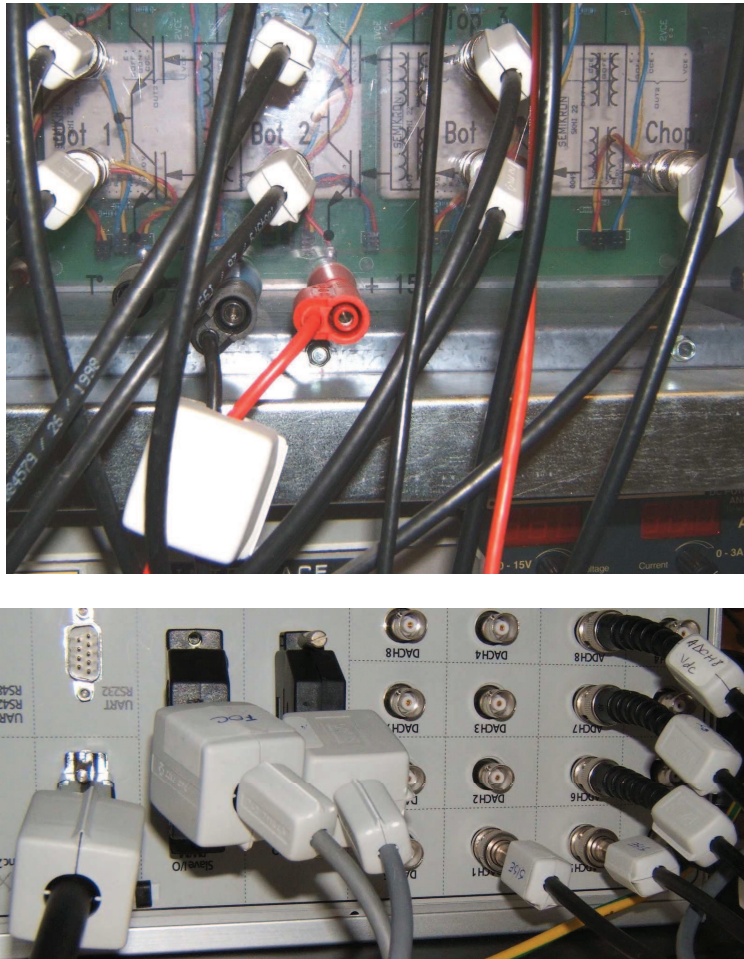


Fig. 3.5. Quelques exemples de placement des ferrites

3.4. Résultats expérimentaux du fonctionnement sur charge isolée

Les expérimentations sont réalisées sur le banc d'essais présenté ci-dessus. La turbine est supposée soumise à un débit hydraulique constant (Fig. 3.6). En ce qui concerne la commande de la MADA, les flux de référence imposés sont ceux qui permettent, à vide, d'obtenir la tension nominale. Cette tension a une valeur de référence de 130 V. Dans les essais on a utilisé une charge résistive et une charge inductive (les deux, variables en échelle). Ces charges sont couplées et découplées afin que le système fonctionne sur une plage étendue de vitesses [3], [4], [5].

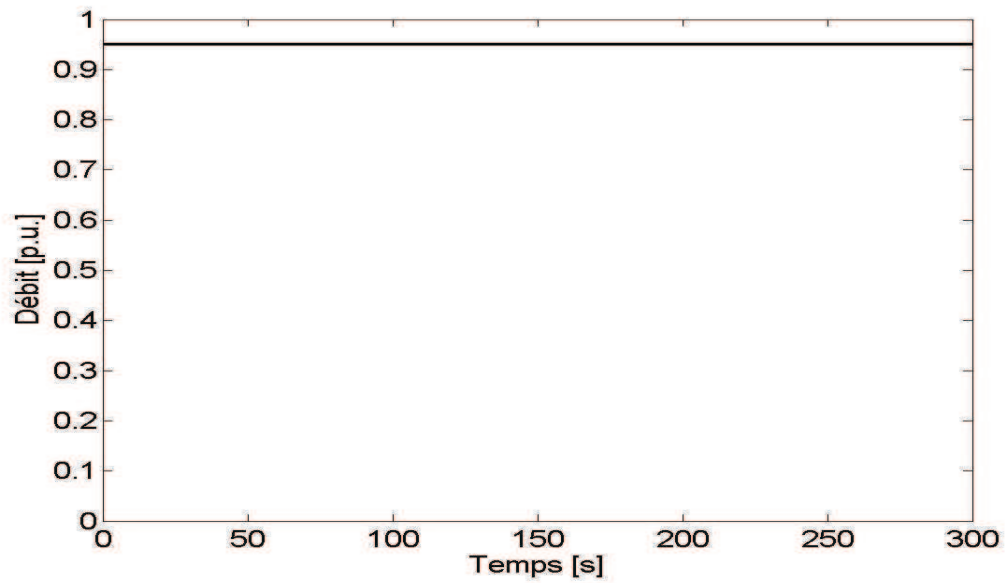


Fig. 3.6. Débit de l'eau

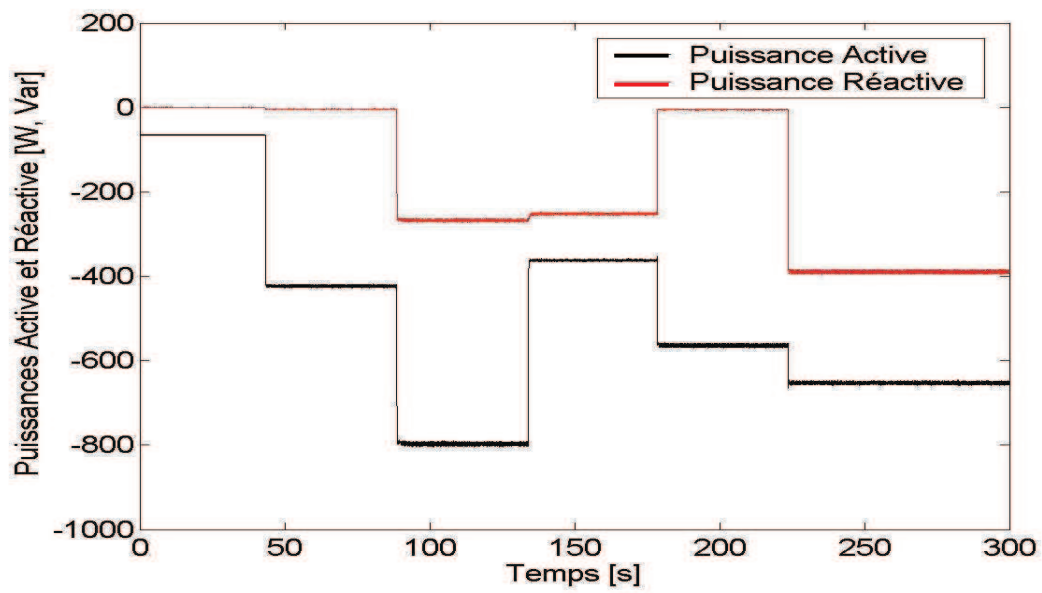


Fig. 3.7. Puissances active et réactive absorbées par la charge

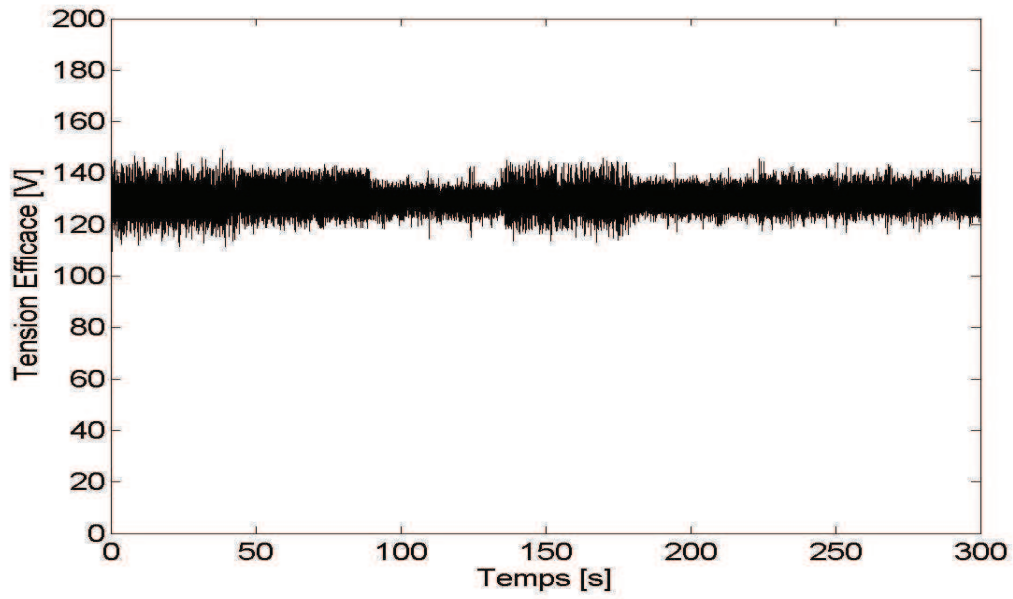


Fig. 3.8. Tension efficace statorique de la MADA

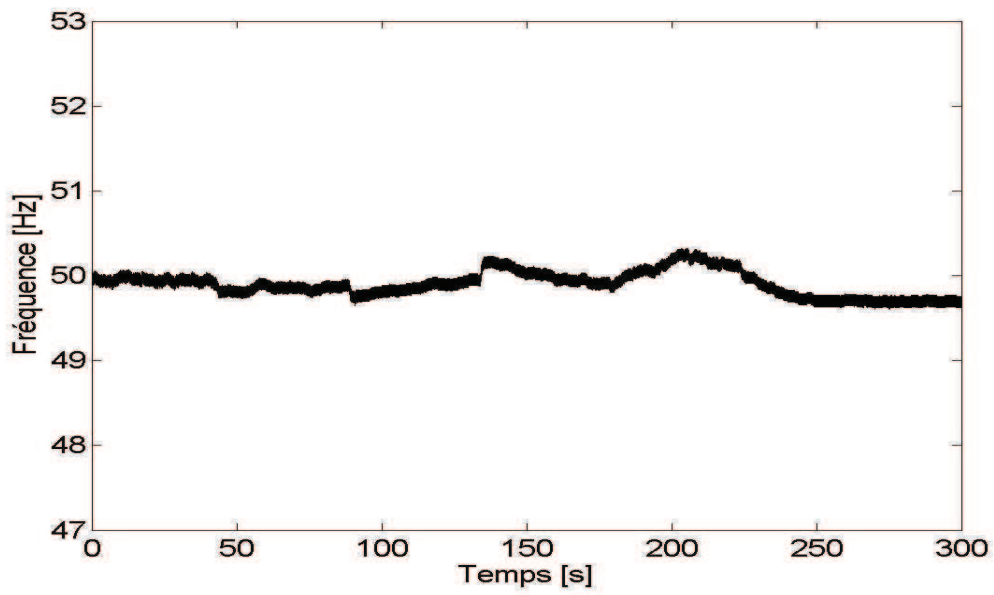


Fig. 3.9. Fréquence de la tension statorique de la MADA

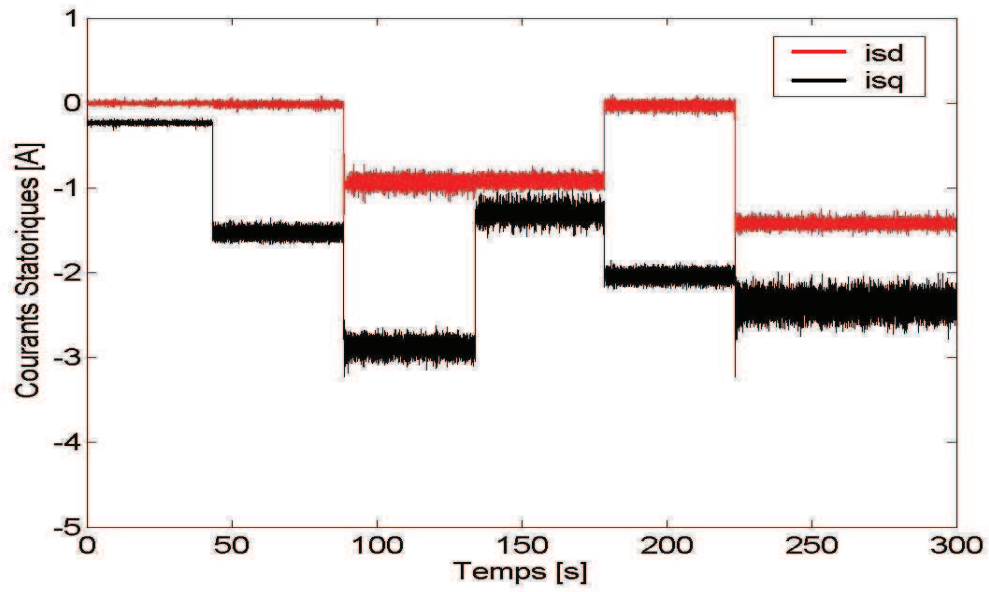


Fig. 3.10. Composantes biphasées des courants statoriques de la MADA

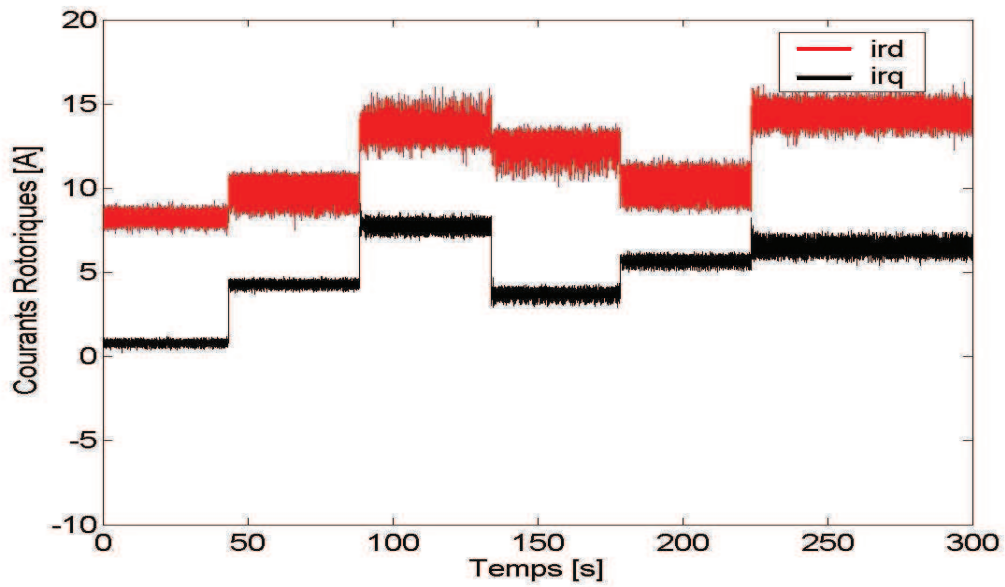


Fig. 3.11. Composantes biphasées des courants rotoriques de la MADA

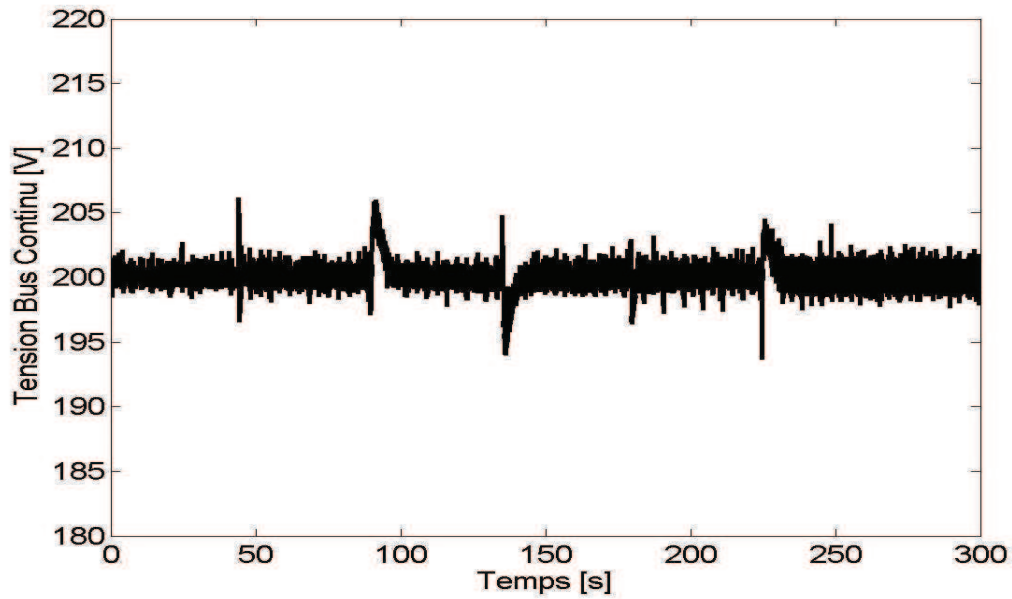


Fig. 3.12. Tension du bus continu

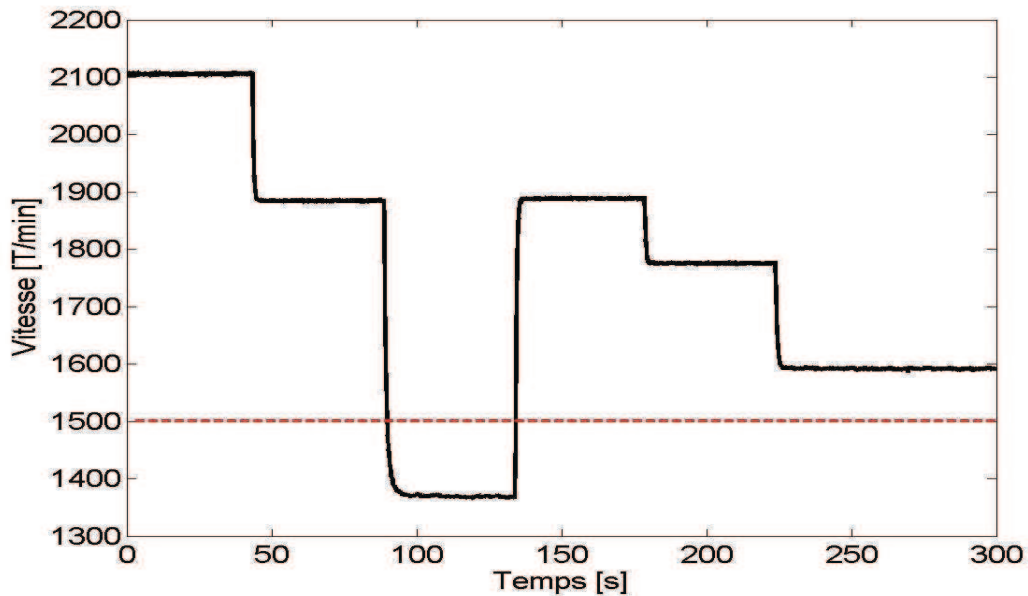


Fig. 3.13. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Les résultats expérimentaux confirment la capacité du système de conversion électromécanique de fonctionner à vitesse variable en hypersynchronisme et aussi en hyposynchronisme, comme démontré dans Fig. 3.13. Cela permet d'utiliser toute la plage de vitesses de la caractéristique mécanique de la turbine. Fig. 2.10, représentant la tension statorique efficace, montre que, malgré l'évolution du point de fonctionnement, la microcentrale peut maintenir la tension des charges à une valeur constante, dans ce cas

130 V. La fréquence est bien régulée autour de 50 Hz (Fig. 3.9.). Figs. 3.10 et 3.11 montrent l'évolution des composants dq des courants statoriques et rotoriques de la MADA. Au niveau du couplage entre les deux convertisseurs, la tension du bus continu est bien régulée à 200 V (Fig. 3.12.).

On a effectué quelques essais expérimentaux sur charge isolée déséquilibrée (par la connexion d'une charge résistive entre deux phases du système triphasé). Les résultats sont affichés sur un temps de 10 s pour mieux voir les variables du système.

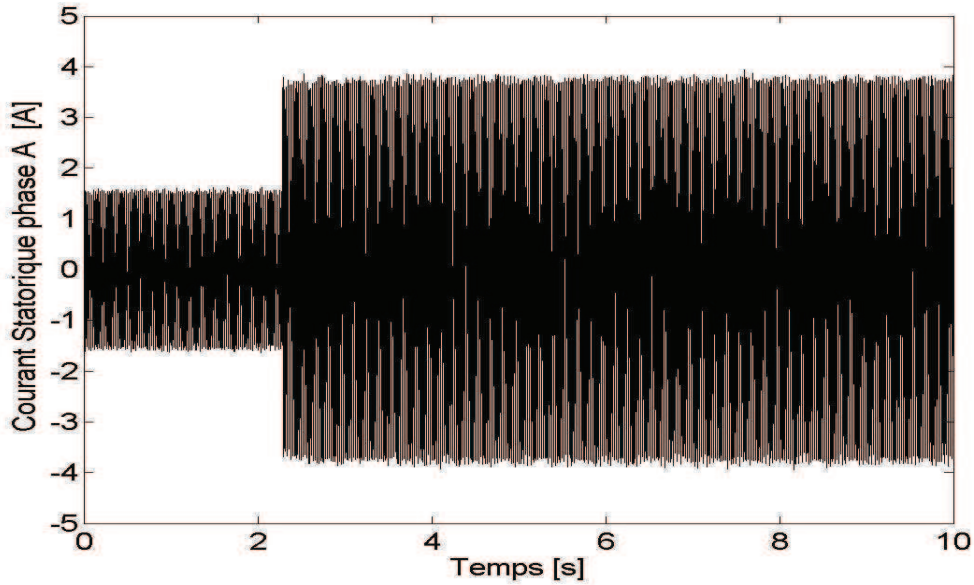


Fig. 3.14. Courant statorique sinusoïdal (phase A) de la MADA

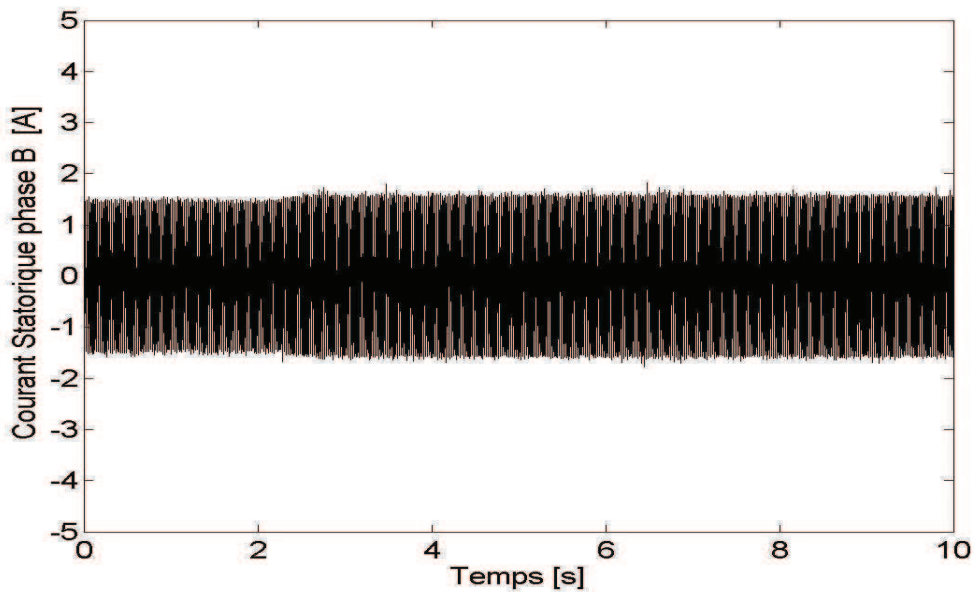


Fig. 3.15. Courant statorique sinusoïdal (phase B) de la MADA

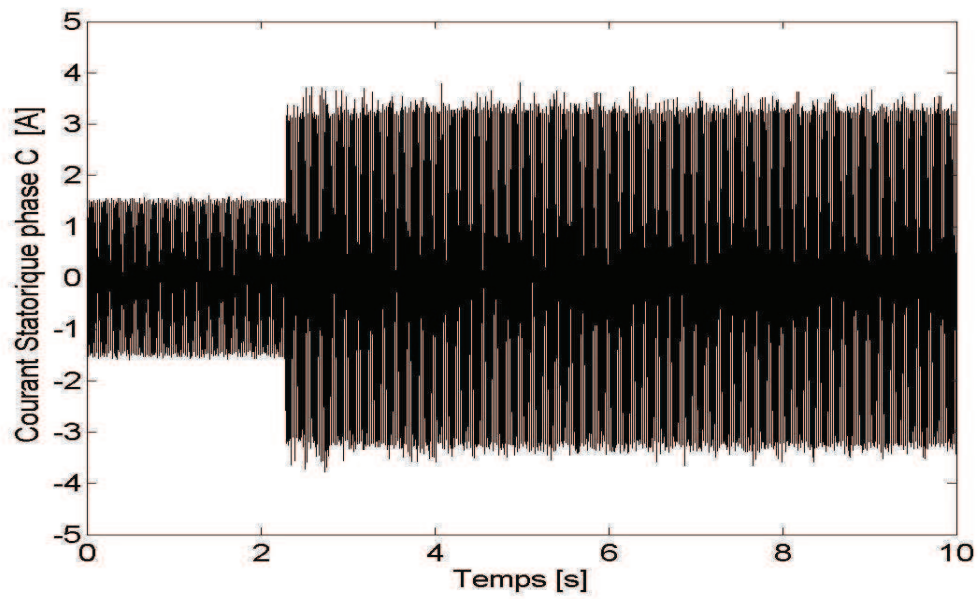


Fig. 3.16. Courant statorique sinusoïdal (phase C) de la MADA

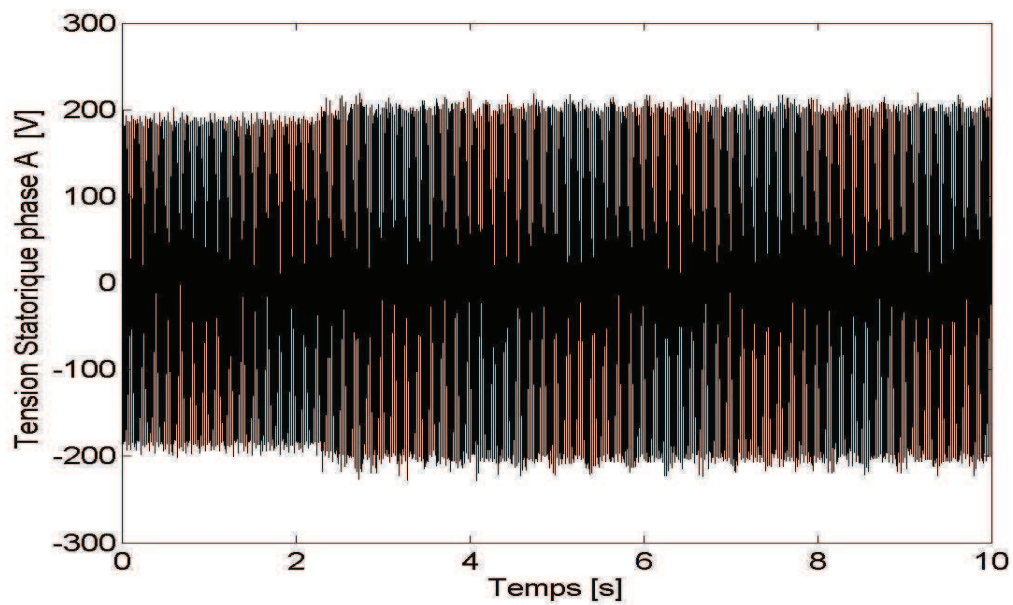


Fig. 3.17. Tension statorique sinusoïdale (phase A) de la MADA

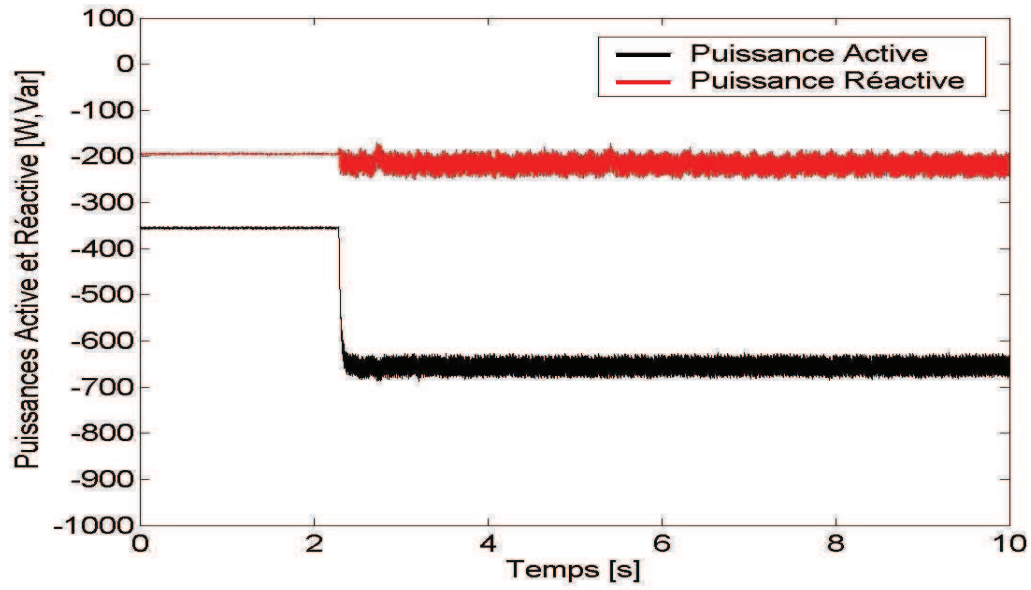


Fig. 3.18. Puissances active et réactive absorbées par la charge déséquilibrée

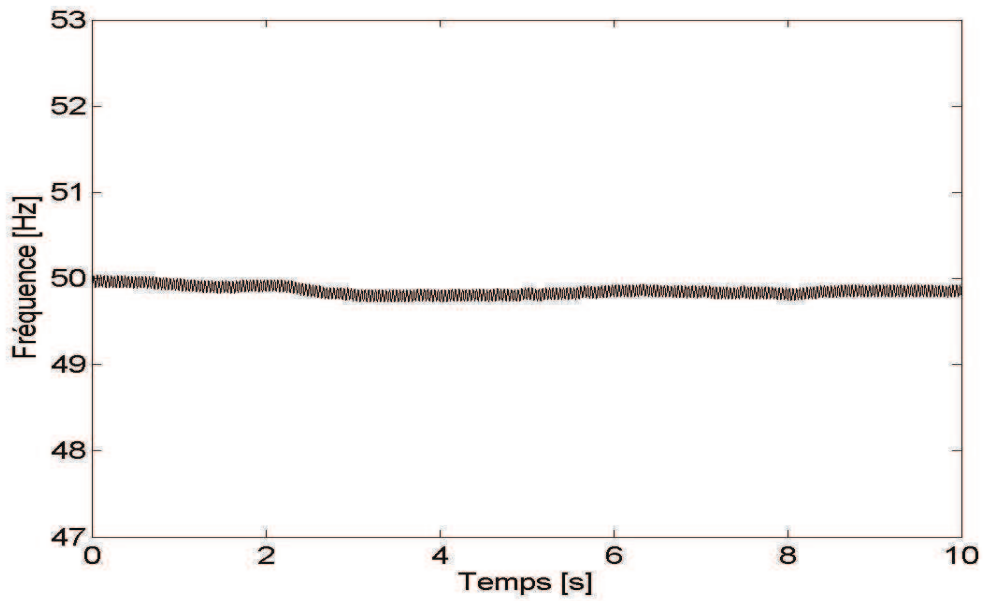


Fig. 3.19. Fréquence de la tension statorique de la MADA

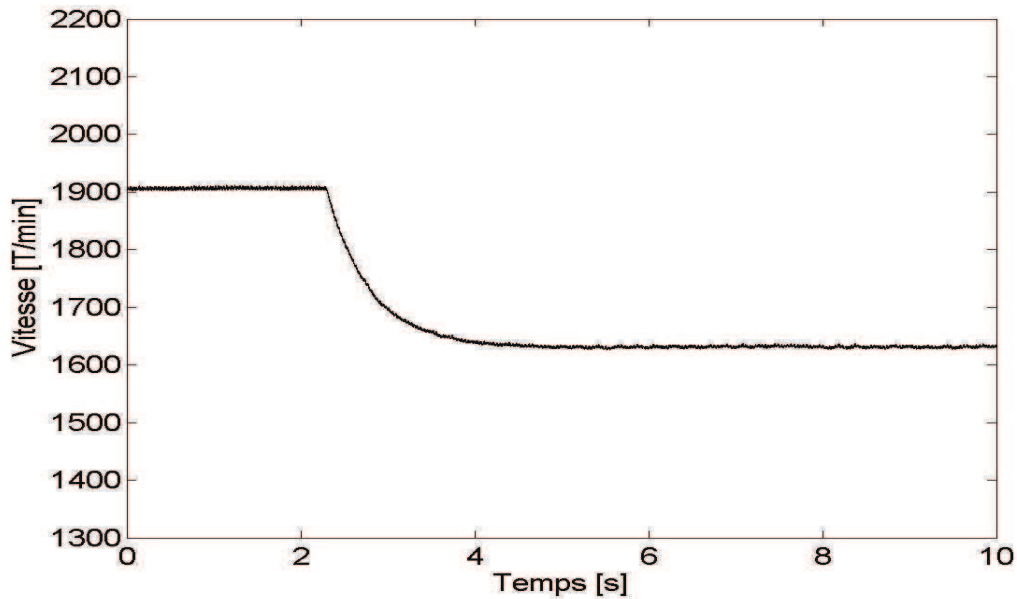


Fig. 3.20. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Au début, la microcentrale hydroélectrique alimente une charge résistive-inductive équilibrée, qui absorbe environ 360 W et 200 Var. A un moment donné, une charge résistive est appliquée entre les phases A et C. La microcentrale continue à fonctionner, en alimentant la charge triphasée déséquilibrée. On voit bien, qu'il n'y a pas beaucoup d'influence sur phase B, et aussi que le système de tensions est peu affecté. Les puissances ont une allure oscillatoire à cause des fluctuations des courants et tensions au niveau de la charge déséquilibrée (Fig. 3.18). La fréquence a une valeur autour de 50 Hz (Fig. 3.19). La vitesse de la microcentrale se stabilise après un temps transitoire d'environ 2 s (Fig. 3.20).

3.5. Résultats expérimentaux du fonctionnement sur réseau

Pour la connexion sur réseau, la MADA doit contrôler les puissances active et réactive débitées sur réseau. La tension efficace est 130 V. Le démarrage du système correspond à une tension inférieure, réglée par le biais d'un autotransformateur. Dès que l'enclenchement de la MADA est réalisé, on peut commencer à contrôler les puissances envoyées sur réseau [4], [5]. Les résultats expérimentaux sont présentés ci-dessous.

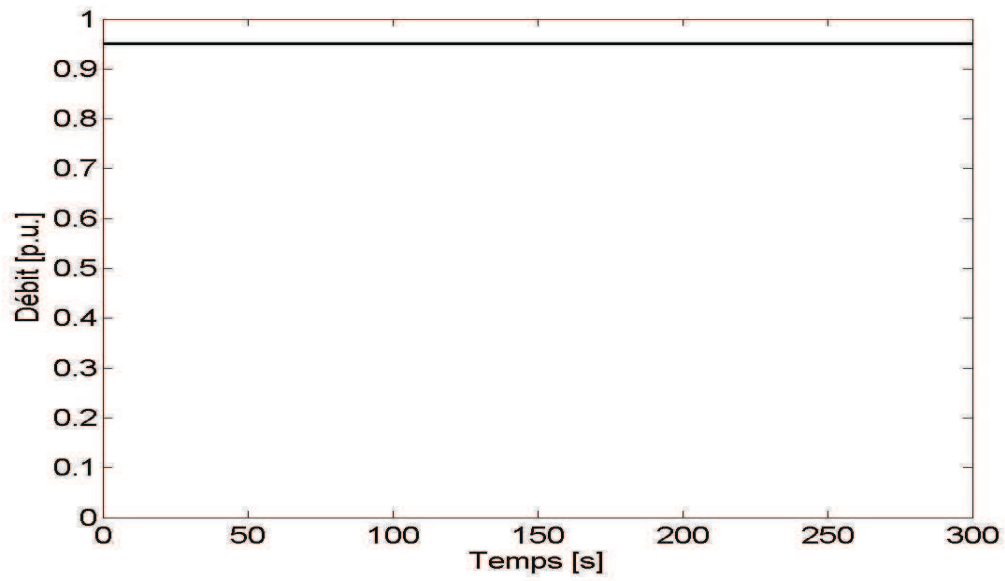


Fig. 3.21. Débit de l'eau

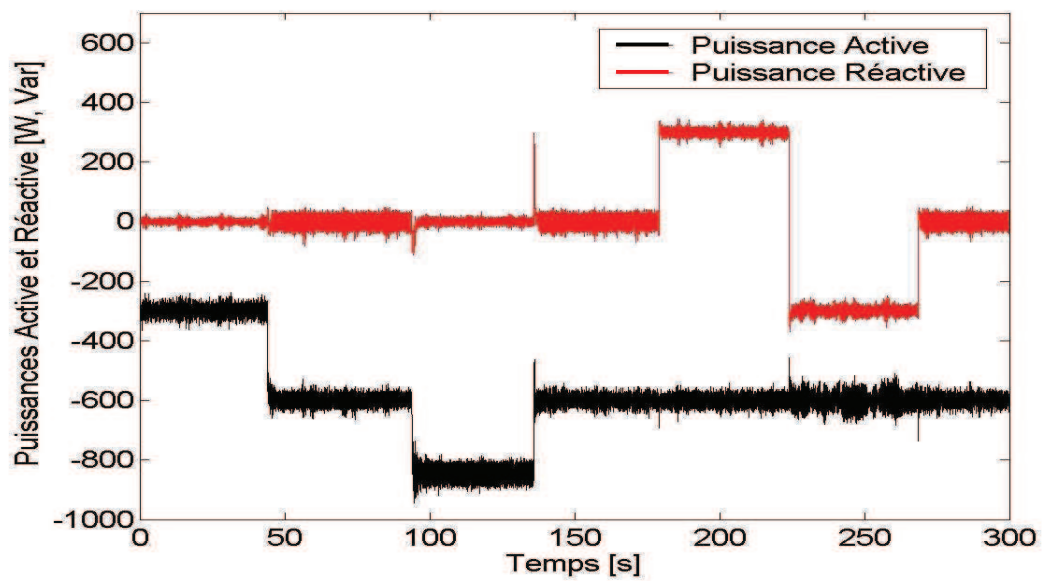


Fig. 3.22. Puissances active et réactive débitées sur réseau

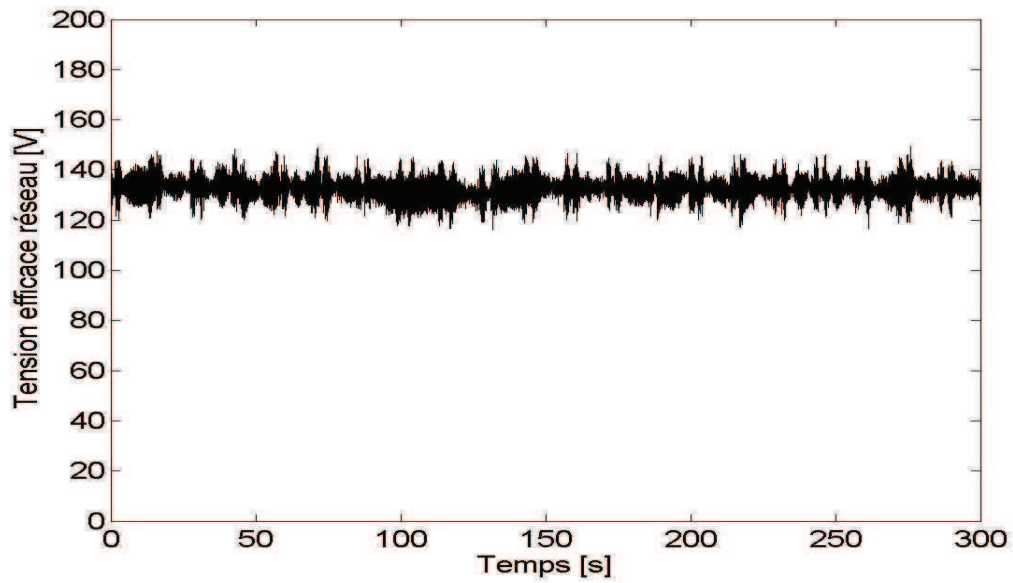


Fig. 3.23. Tension efficace statorique du réseau

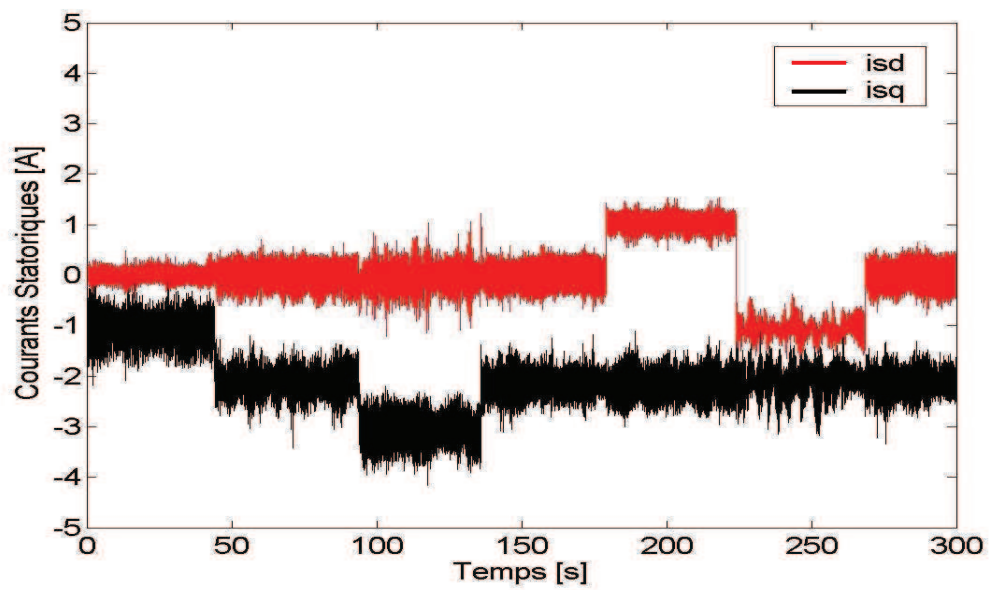


Fig. 3.24. Composantes biphasées des courants statoriques de la MADA

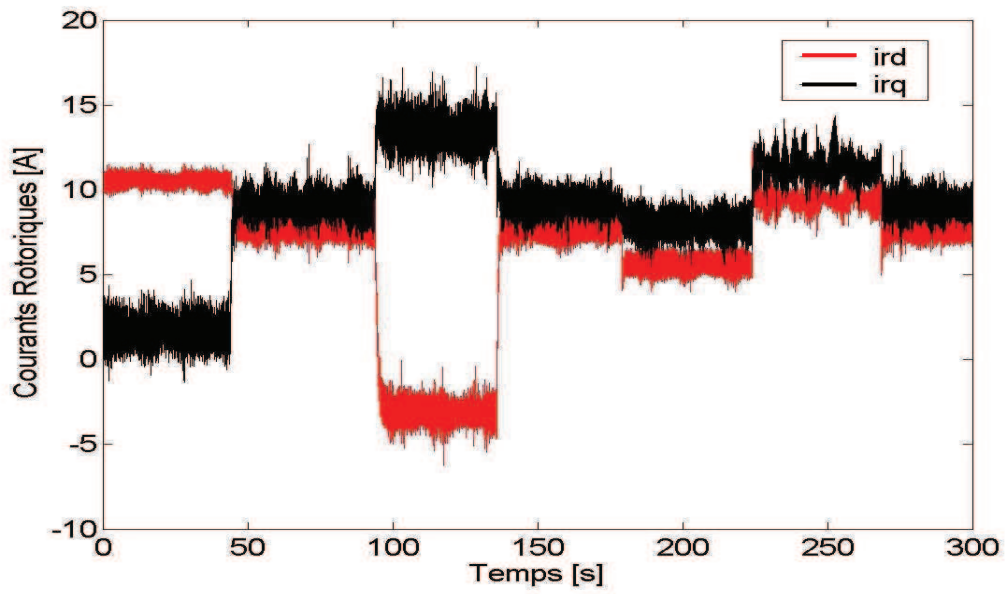


Fig. 3.25. Composantes biphasées des courants rotoriques de la MADA

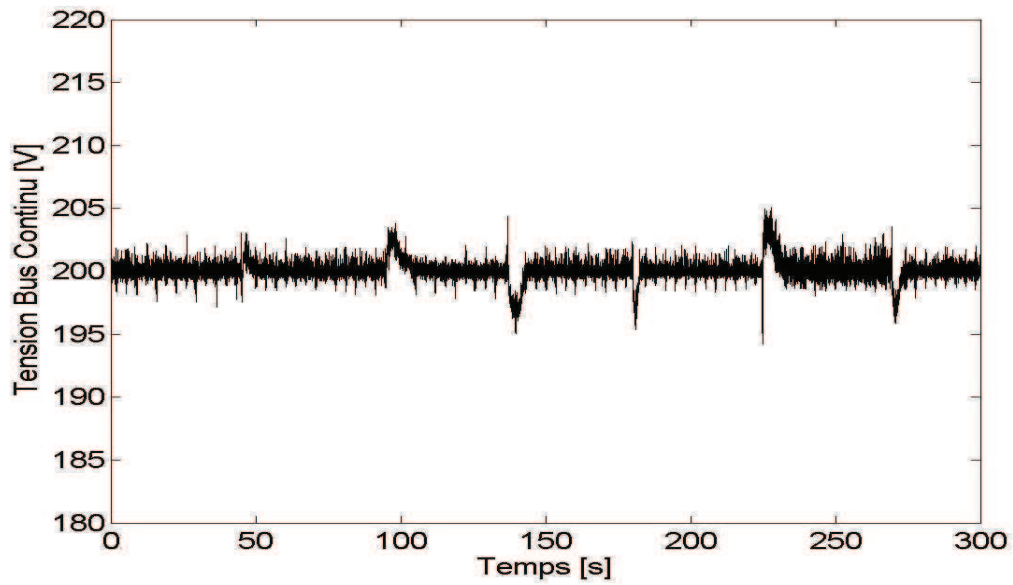


Fig. 3.26. Tension du bus continu

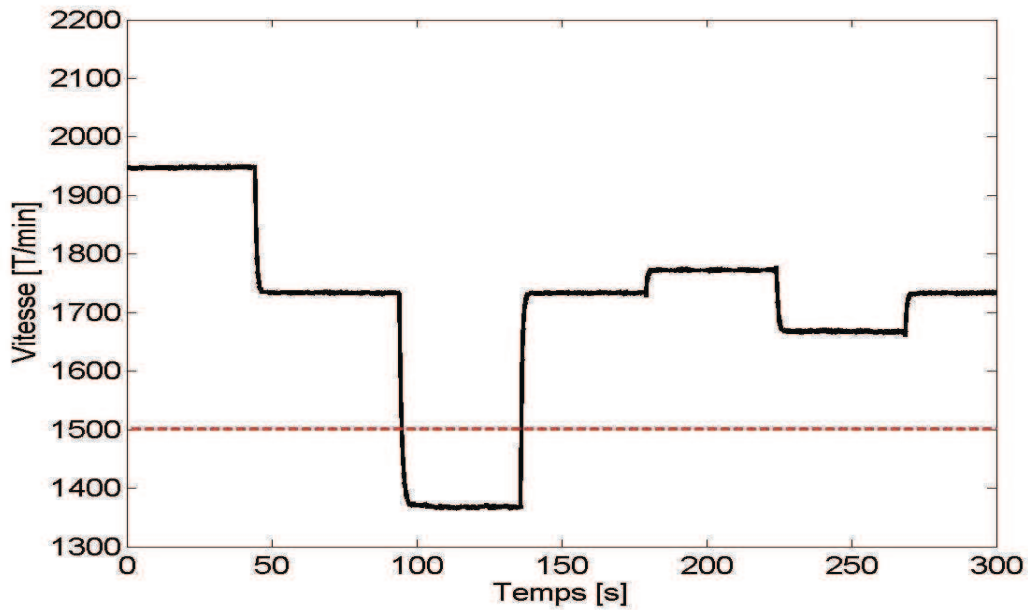


Fig. 3.27. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Les résultats confirment la capacité de contrôler les puissances débitées sur le réseau (Fig. 3.22). On voit aussi que, selon les besoins, on peut générer ou absorber de la puissance réactive. Les oscillations présentes au niveau de la tension du réseau sont causées par les perturbations électromagnétiques qui affectent la sonde de mesure de tension (Fig. 3.23). Figs. 3.24 et 3.25 montrent les courants statoriques et rotoriques de la MADA dans le référentiel dq . La tension du bus continu est bien réglée à 200V (Fig. 3.26). La vitesse du système et, implicitement, de la MADA varie largement en hyper- et hypo-synchronisme.

3.6. Résultats expérimentaux du fonctionnement sous CDP

Pour effectuer les essais expérimentaux de la stratégie CDP d'une manière acceptable, il faut réduire la tension du bus continu jusqu'à une valeur d'environ 50 V, pour diminuer les oscillations des puissances. Mais, on ne peut pas imposer une telle valeur à cause de la MSAP ; ses aimants permanents rotoriques ne permettent pas un défluxage si prononcé. En conséquence, on n'a pas utilisé la MSAP pour ces essais. Le schéma de montage simplifié est présenté dans Fig. 3.27.

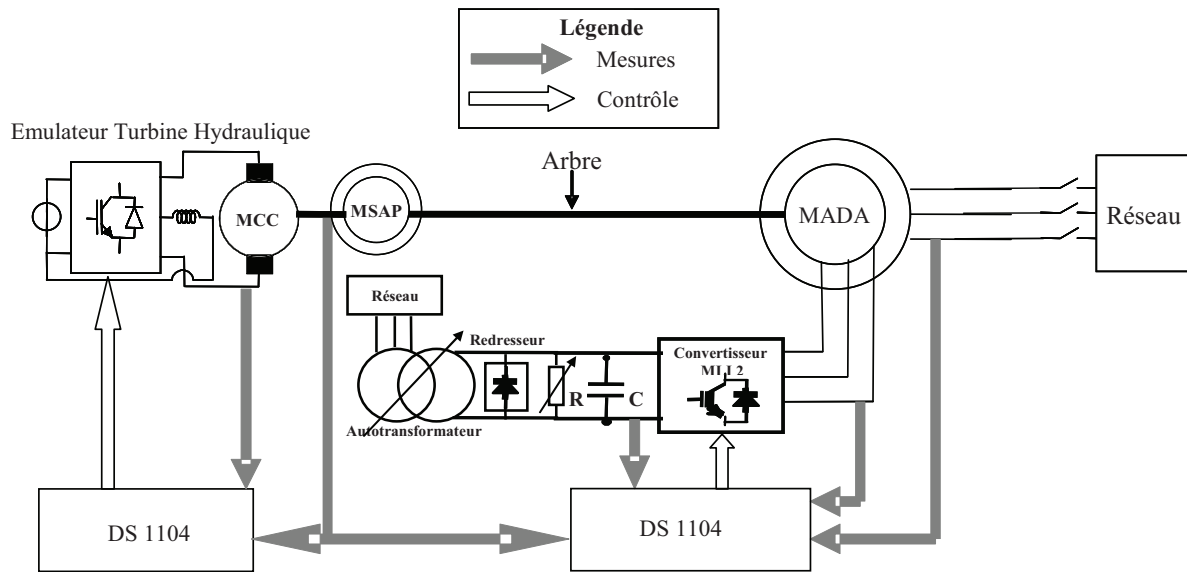


Fig. 3.27. Schéma de montage utilisé dans les essais expérimentaux sous CDP

Pour alimenter le bus continu on a utilisé un système composé d'un autotransformateur, un redresseur et une résistance qui consomme la puissance quand la MADA se trouve en hypersynchronisme. Le temps d'échantillonnage est réduit à une valeur minimale de $110 \mu\text{s}$. Cette valeur correspond à une fréquence d'échantillonnage de 9.09 kHz . Les résultats expérimentaux sous la stratégie du CDP sont présentés ci-dessous.

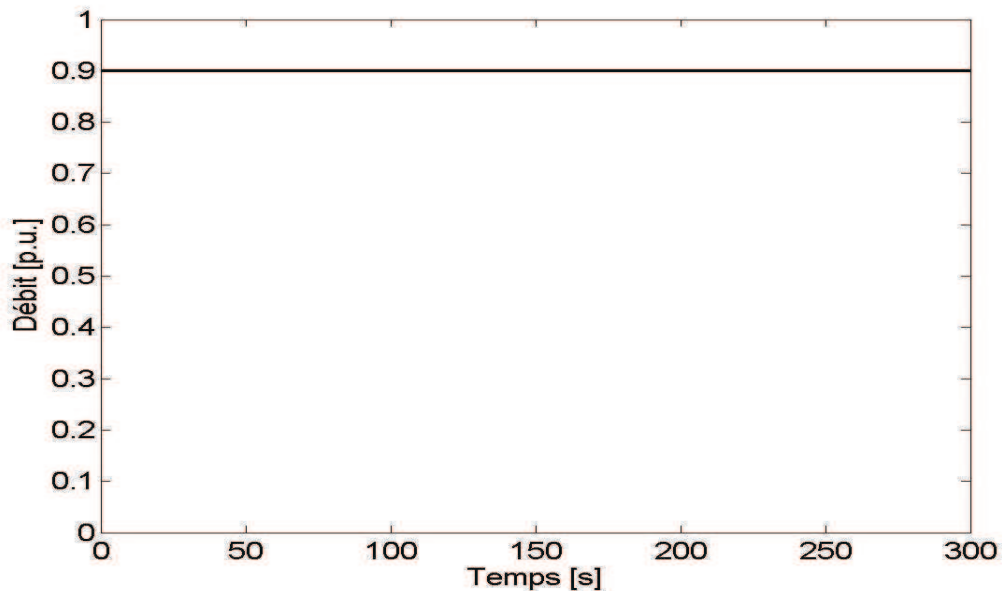


Fig. 3.28. Débit de l'eau

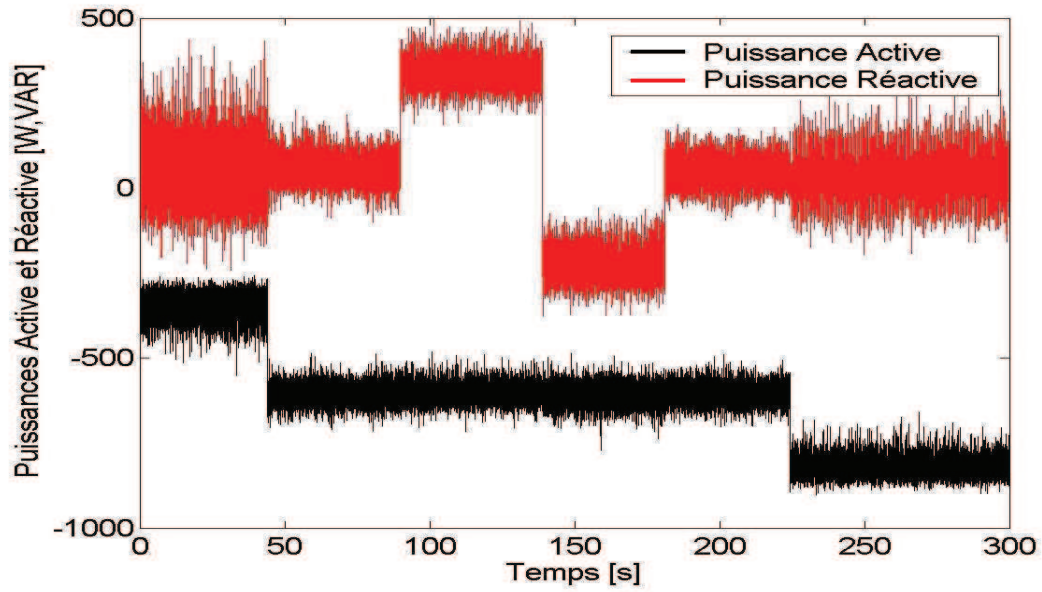


Fig. 3.29. Puissances active et réactive débitées sur réseau

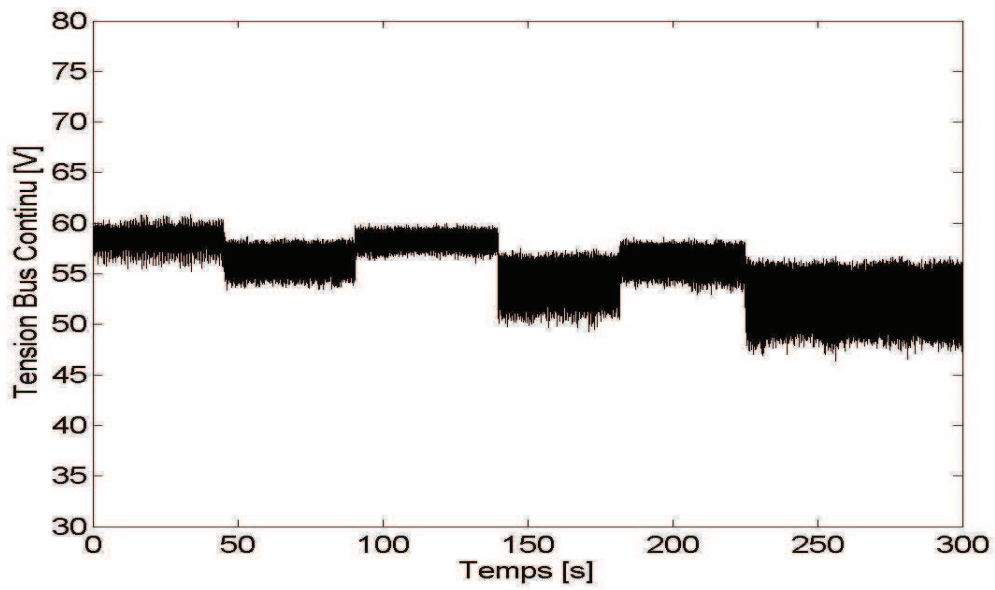


Fig. 3.30. Tension du bus continu

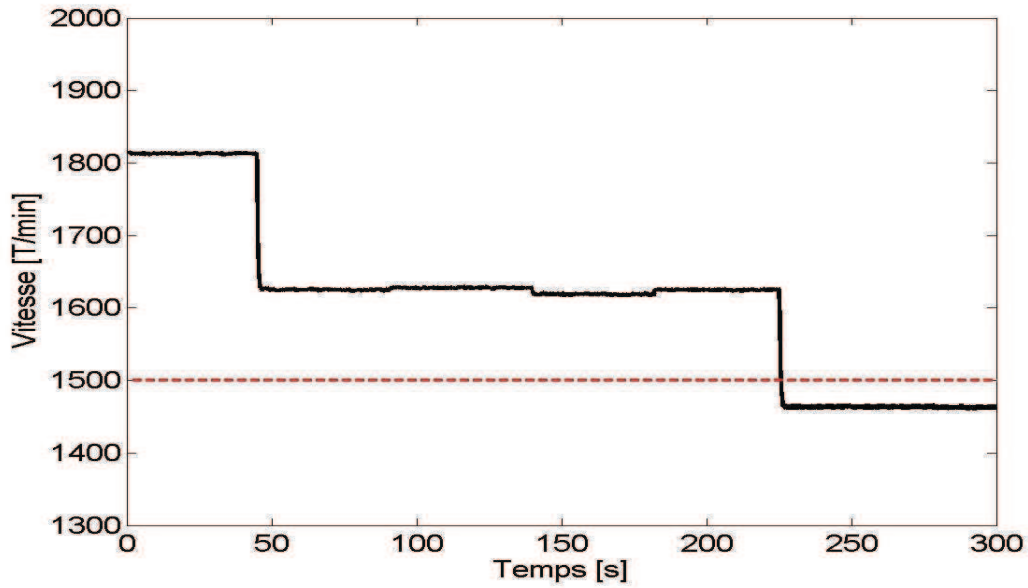


Fig. 3.31. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Fig. 3.29 présente les puissances active et réactive. On voit que les oscillations sont importantes. Pour les réduire, il faut maximiser la fréquence d'échantillonnage et minimiser la tension du bus continu. Un avantage évident de la technique CDP est que les courants rotoriques ne sont pas mesurés. Donc, on peut réduire le nombre nécessaire de capteurs de courant à deux. Les vecteurs de tension rotoriques appliqués induisent des oscillations au niveau de la tension du bus continu (Fig. 3.30). La vitesse de MADA varie largement en permettant la validation de la stratégie CDP en hypersynchronisme, autant qu'en hyposynchronisme (Fig. 3.31).

3.7. Résultats expérimentaux concernant la détection d'îlotage

Les tests expérimentaux sont effectués dans les mêmes conditions que pour la connexion sur réseau. En plus, on a aussi une charge résistive aux bornes de la MADA, désignant la charge isolée (Fig. 3.1). Pour valider les méthodes de détection d'îlotage, c'est-à-dire la perte du réseau, on doit changer la technique de commande pour passer au fonctionnement sur charge isolée. La microcentrale est considérée îlotée si la tension dépasse $\pm 20\%$ de la valeur nominale ou la fréquence dépasse ± 2 Hz. Dans les figures suivantes sont présentés les résultats expérimentaux correspondants, obtenus sur le banc d'essais.

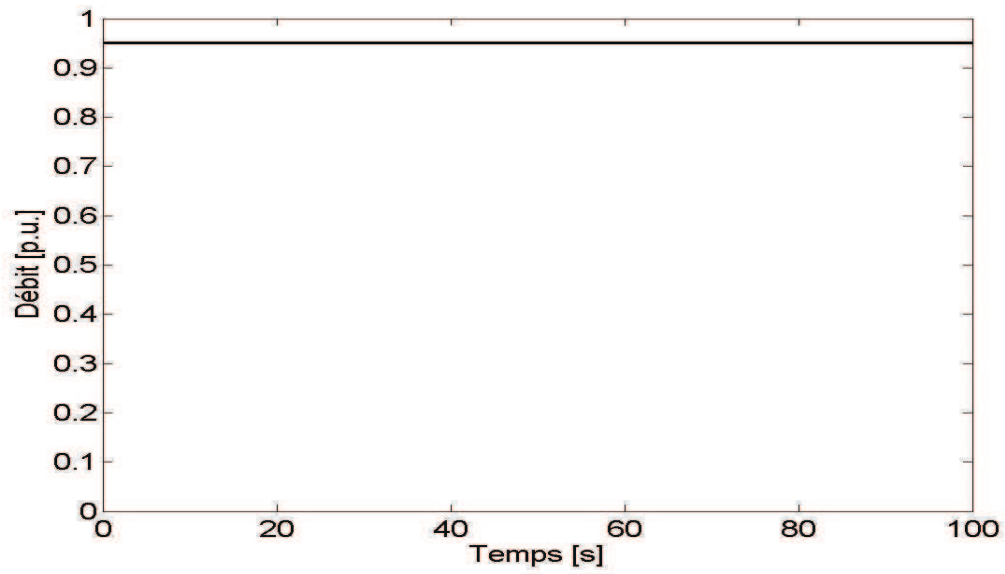


Fig. 3.32. Débit de l'eau

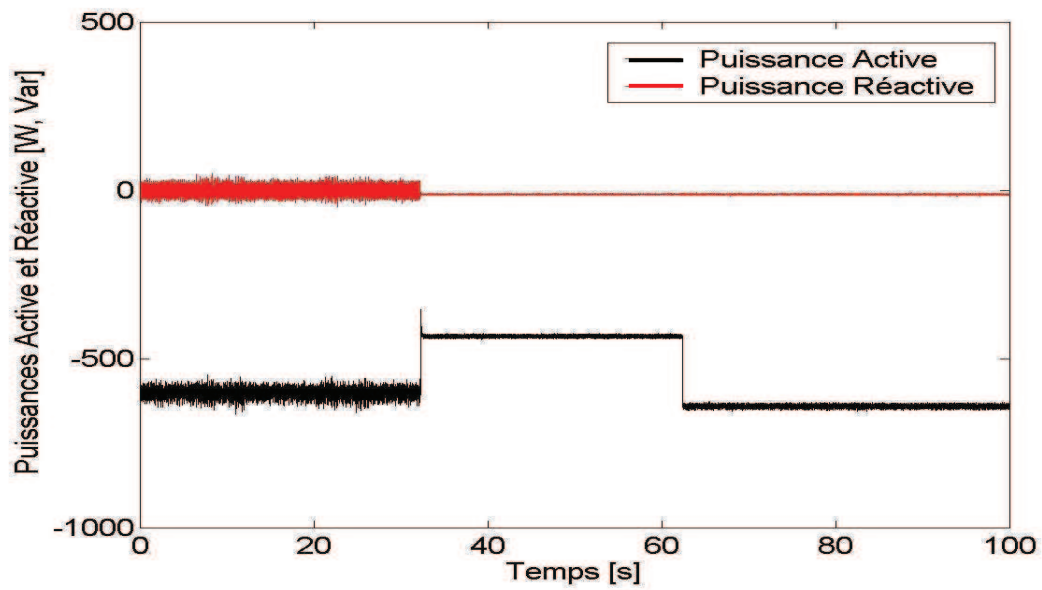


Fig. 3.33. Puissances active et réactive débitées sur réseau ou sur charge isolée

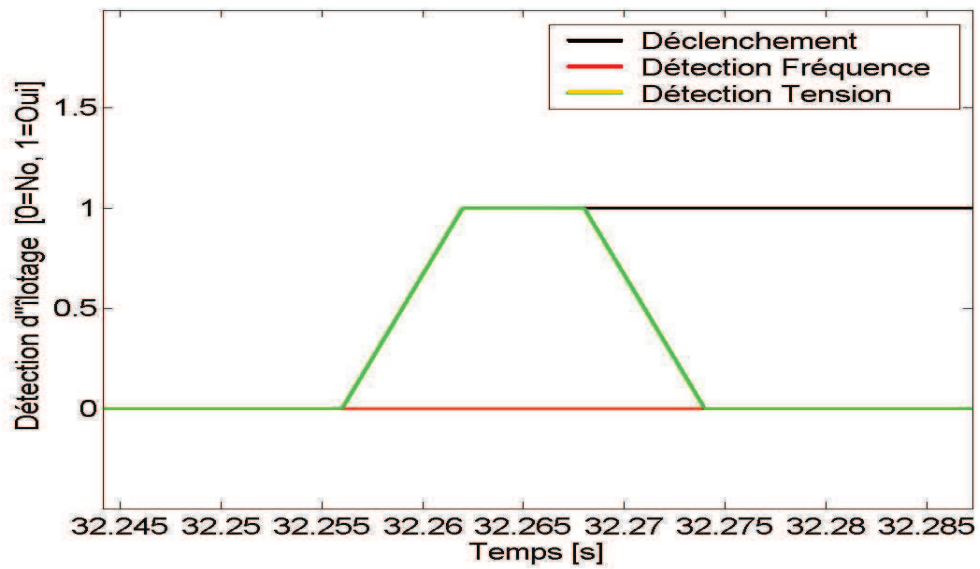


Fig. 3.34. Détection d'îlotage

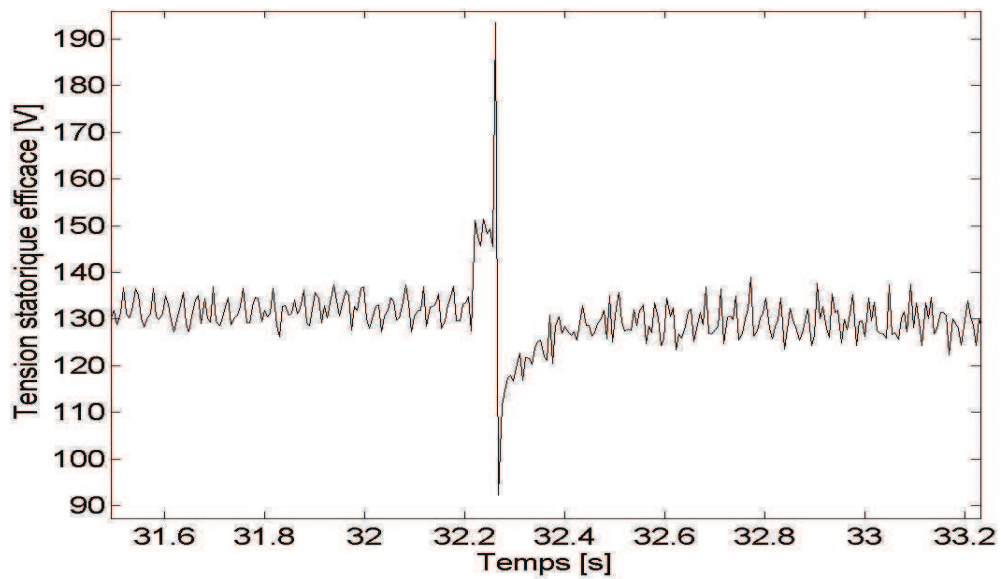


Fig. 3.35. Tension statorique efficace de la MADA

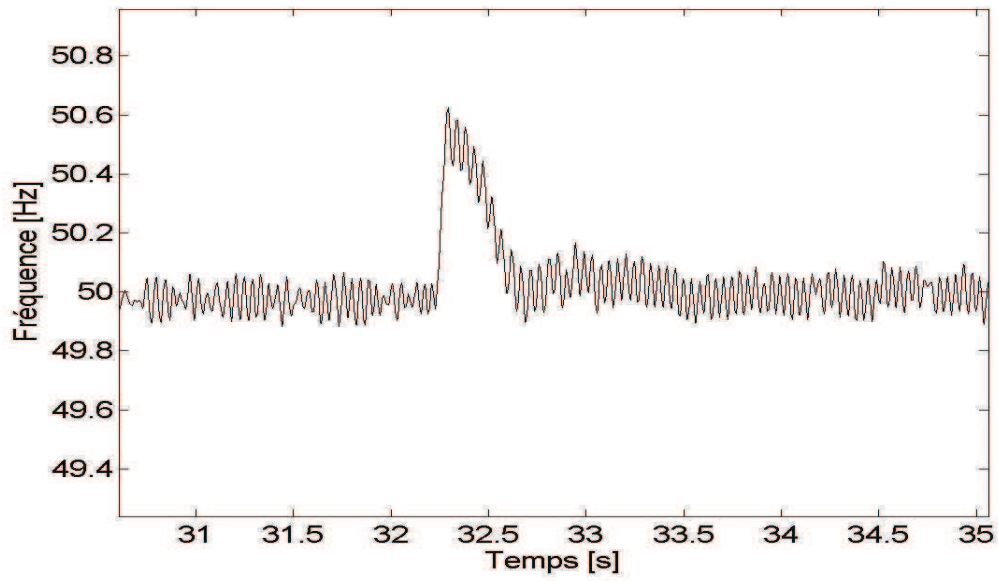


Fig. 3.36. Fréquence de la tension statorique de la MADA

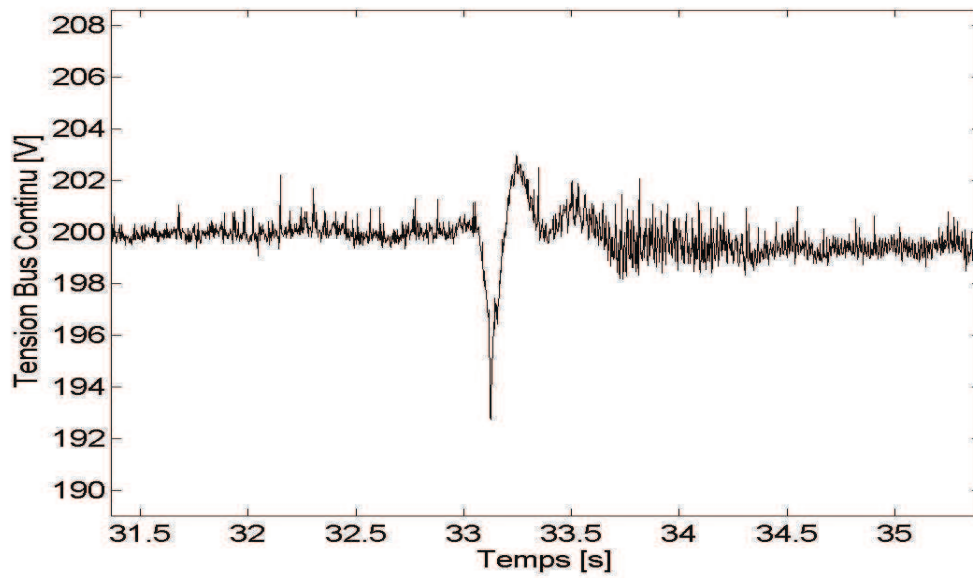


Fig. 3.37. Tension du bus continu

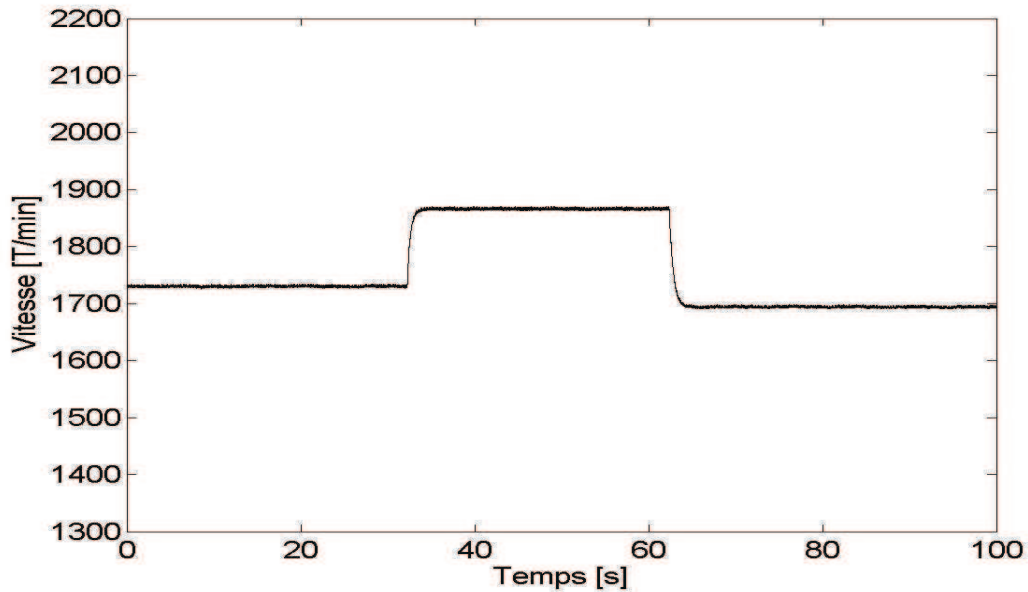


Fig. 3.38. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Au moment $t = 0$, la microcentrale est connectée au réseau et elle génère une puissance active de 600 W, la puissance réactive étant nulle (Fig. 3.33). A un moment donné, on coupe la connexion avec le réseau, ainsi la microcentrale reste connectée seulement sur charge isolée. Dans quelques millisecondes, la tension au niveau du stator de la MADA se modifie (Fig. 3.35) et la perte du réseau est détectée (Fig. 3.34). La courbe 'en vert' (Fig. 3.34) montre la détection d'îlotage au niveau de la tension. A ce moment, la microcentrale est déconnectée du réseau (courbe 'en noir'). La courbe 'en rouge' (Fig. 3.34) reste toujours à zéro, parce que la fréquence ne dépasse pas le seuil imposé (Fig. 3.36). La tension du bus continu a une fluctuation au moment du passage entre le fonctionnement sur réseau et celui sur charge isolée. Dès que la microcentrale continue l'alimentation de la charge isolée, on a augmenté la charge pour démontrer que le système répond bien à toute modification de charge.

Pour tester aussi la détection d'îlotage au niveau de la fréquence on a effectué une autre expérimentation. Les résultats sont présentés ensuite.

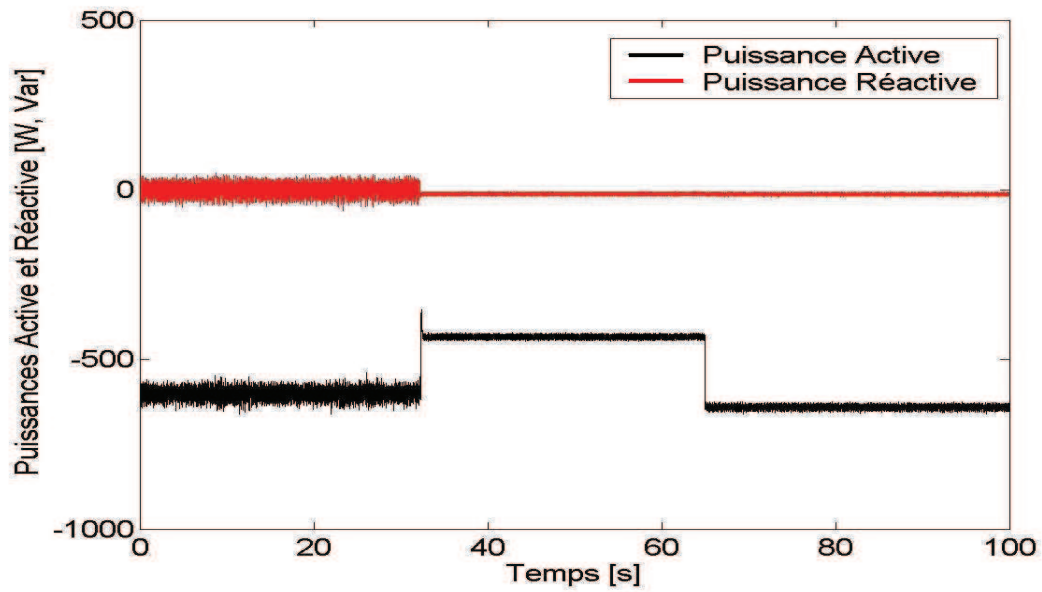


Fig. 3.39. Puissances active et réactive débitées sur réseau ou sur charges isolées

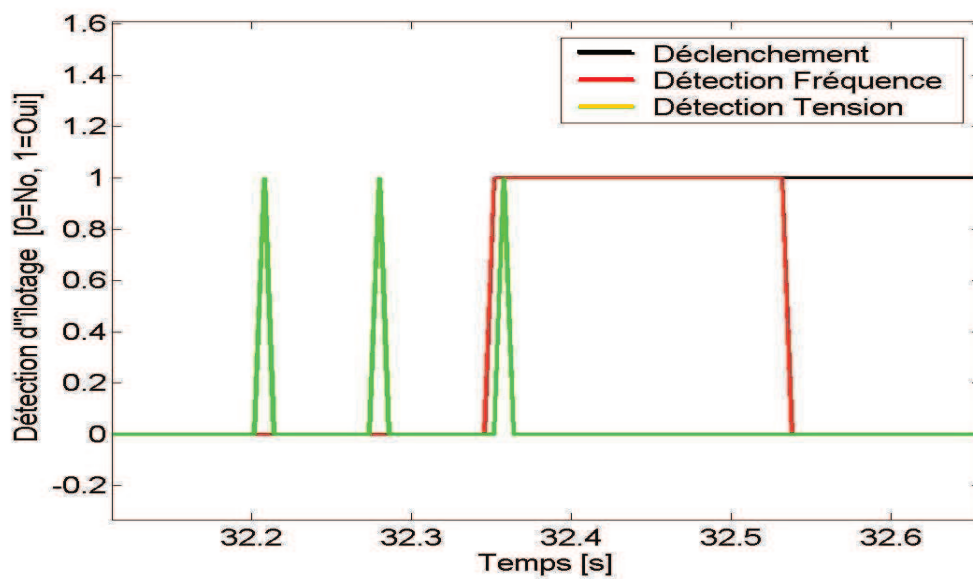


Fig. 3.40. Détection d'îlotage

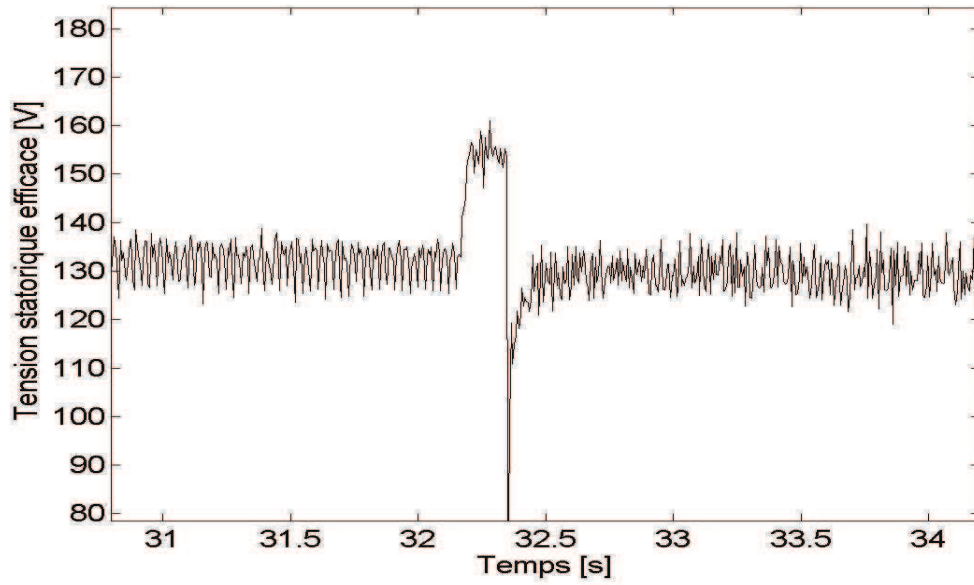


Fig. 3.41. Tension statorique efficace de la MADA

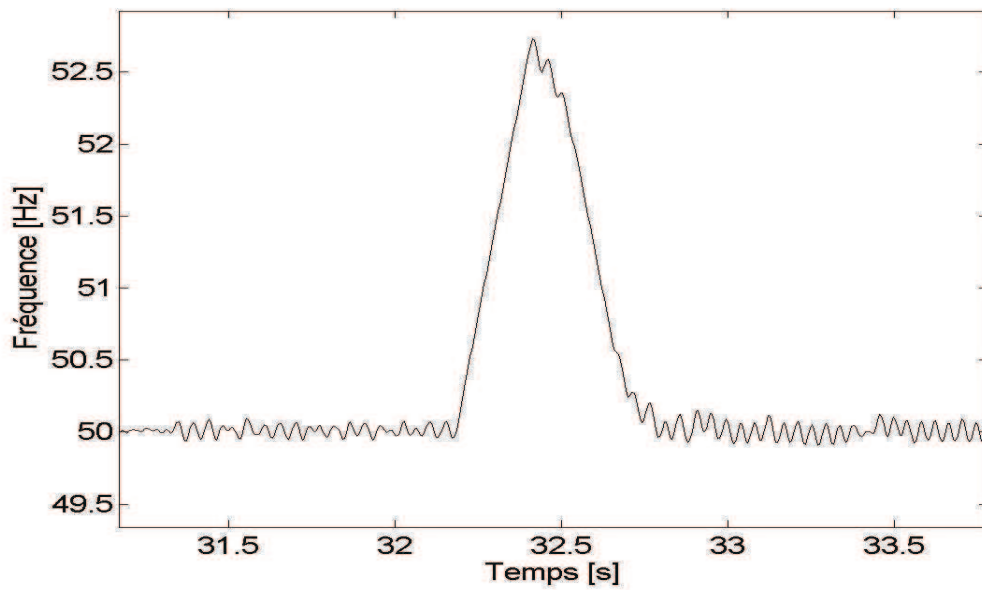


Fig. 3.42. Fréquence de la tension statorique de la MADA

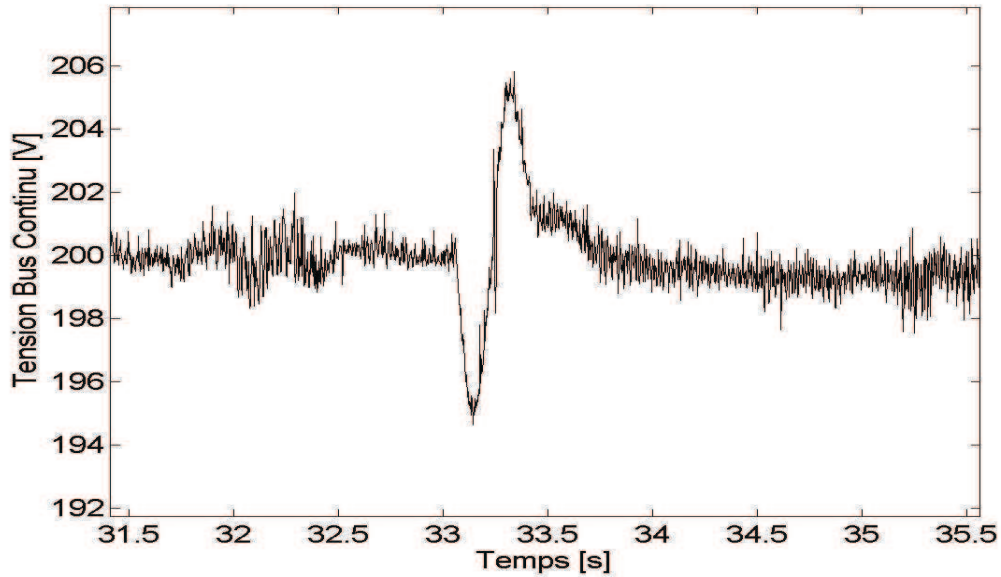


Fig. 3.43. Tension du bus continu

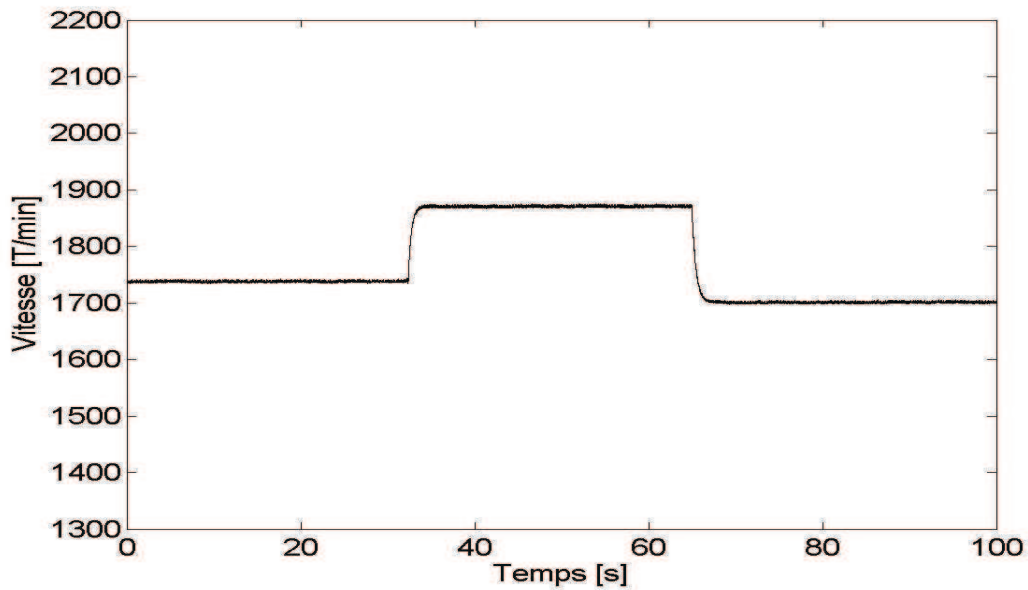


Fig. 3.44. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Pour ce test on a utilisé seulement la détection de perte du réseau au niveau de la fréquence pour déconnecter la microcentrale du réseau. Dans la Fig. 3.40, la courbe 'en vert' représente la détection d'îlotage au niveau de la tension. C'est facile à observer qu'au niveau de la tension, la détection est plus rapide qu'au niveau de la fréquence (courbe 'en rouge'). La différence est d'environ 150 μ s et peut être liée à la dynamique

du système ou à la méthode de mesure de la fréquence (qui a été effectuée à l'aide d'un bloc PLL du Matlab/Simulink).

3.8. Conclusions

Dans ce chapitre, on a présenté le banc d'essais et les résultats expérimentaux sur le fonctionnement du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique, permettant de valider les simulations du chapitre précédent. Quelques problèmes technologiques, rencontrés durant la réalisation de la plateforme expérimentale, sont définis, ainsi que leurs solutions.

Les résultats expérimentaux du fonctionnement sur charge isolée, équilibrée et déséquilibrée, montrent que les paramètres fréquence et tension du système sont bien régulés.

Pour le fonctionnement sur réseau, les puissances active et réactive débitées sont contrôlées à l'aide d'un convertisseur MLI. La technique de commande CDP a été validée expérimentalement sans utilisation de la MSAP.

La détection d'îlotage par les méthodes passives à seuil de tension, respectivement, de fréquence, a été présentée. Les tests expérimentaux ont démontré que le système peut se déconnecter du réseau et peut continuer à alimenter des charges isolées.

3.9. Références

- [1] L. Leclercq, *Apport de stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes*, Thèse de doctorat soutenue au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L2EP) de Lille, 14 décembre 2004.
- [2] G.O. Cimuca, *Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens*, Thèse de doctorat soutenue à l'Université Technique de Cluj-Napoca, 2 décembre 2005.
- [3] A. Ansel, B. Robyns, Small hydroelectricity: from fixed to variable speed electromechanical drives, *Electromotion*, vol.13, n°2, 2006, pp. 111-126.
- [4] S. Breban, A. Ansel, M. Nasser, B. Robyns, M.M. Radulescu, Experimental results on a variable-speed small hydro power station feeding isolated loads or connected to power grid, *Proceedings of the ACEMP'07-ELECTROMOTION'07 Joint Symposium*, Bodrum, Turkey, 2007, pp. 760-765.
- [5] S. Breban, M. Nasser, A. Ansel, C. Saudemont, B. Robyns, M.M. Radulescu, Variable-speed small hydro power plant connected to AC grid or isolated loads, *EPE Journal*, Vol. 17, No.4, 2007, pp. 29-36.

Chapitre 4

Etude du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique associée avec une centrale éolienne

Résumé - Dans ce chapitre, on étudie le fonctionnement du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique associée avec une éolienne dans un ensemble hybride de production d'énergie électrique, qui doit alimenter des charges isolées, ainsi que pouvoir fonctionner sur un réseau. Au début, une courte présentation de la problématique des sources d'énergie décentralisées est faite. Ensuite, la connexion de cet ensemble hybride aux charges isolées est validée à l'aide de simulations et de tests expérimentaux. Finalement, la connexion sur réseau est aussi traitée au moyen de simulations et expérimentations.

4.1. Problématique des sources d'énergie décentralisées

La libéralisation du marché de l'électricité et le développement de la production décentralisée induisent de nombreux problèmes scientifiques et techniques. Ces problèmes sont liés évidemment aux nouveaux types de sources, distribuées géographiquement et se développant rapidement, mais ils concerneront, également, la gestion, voire la structure des réseaux d'énergie. Le problème majeur associé aux sources d'énergie décentralisées est que celles-ci ne participent pas aujourd'hui aux services système (réglage de la tension, de la fréquence, possibilité de fonctionnement en îlotage etc.). Ceci est particulièrement vrai pour les énergies renouvelables dont la source primaire est difficilement prévisible et très fluctuante. Actuellement, ces types de source se comportent comme des générateurs passifs du point de vue électrique. Le réglage de la tension et de la fréquence est dès lors reporté sur les alternateurs classiques [1]. Le taux de pénétration de la production décentralisée doit alors être limité afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables.

L'aspect aléatoire et très fluctuant de la production éolienne sur le réseau a des répercussions sur la fréquence: d'une part, les variations brutales de puissance entraînent des variations de fréquence et, d'autre part, la difficulté de prédiction de la puissance complique la tâche des gestionnaires de réseau [2],[3],[4]. Pour palier ces inconvénients, il peut être intéressant d'associer les générateurs éoliens à d'autres sources mieux contrôlables. Certains lieux géographiques permettent l'apport des centrales de petite hydraulique, comme par exemple la petite île de l'archipel des Canaries, El Hierro, en Espagne, qui va devenir la première île du monde entièrement alimentée en électricité par un ensemble d'éoliennes et petites hydrocentrales. En effet, le débit d'eau ne change généralement pas aussi vite que la vitesse du vent sauf lors d'événements météorologiques exceptionnels, mais souvent prévisibles. Dès lors, la petite hydraulique à vitesse variable [5, 6, 7] a la capacité de compléter utilement l'éolien. Elle peut compenser des fluctuations du vent et soutenir des générateurs éoliens. L'association de l'unité de production hybride d'électricité à un ou plusieurs systèmes de stockage peut augmenter les possibilités de gestion d'énergie [8].

Dans cette étude, on a choisi l'hybridation d'une microcentrale hydroélectrique avec une éolienne à vitesse fixe (Fig.4.1). La microcentrale a déjà été présentée en détail dans les chapitres précédents. Concernant la centrale éolienne, on a considéré la variante à vitesse fixe (même si le futur appartient aux éoliennes à vitesse variable), parce que les tests expérimentaux nécessitent moins de matériel. Cette éolienne est basée sur une génératrice asynchrone à cage.

4.2. Fonctionnement de l'ensemble hybride de production d'énergie électrique connecté aux charges isolées

Le schéma de l'ensemble hybride contient la microcentrale hydroélectrique et la centrale éolienne à vitesse fixe (Fig. 4.1). Cet ensemble doit débiter sur charges isolées. Les variables tension et fréquence aux bornes des charges doivent être maintenues aux valeurs nominales.

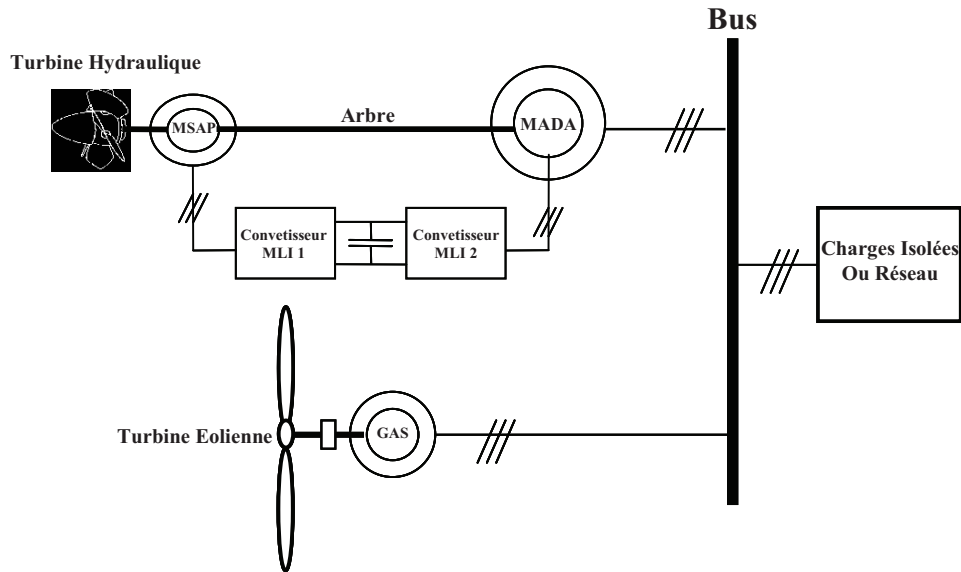


Fig. 4.1. Schéma de l'ensemble hybride de production d'énergie électrique

La structure présentée dans Fig. 4.1 a été testée par simulations et sur le banc d'essais. La centrale éolienne se comporte comme un perturbateur pour la microcentrale hydroélectrique. La MADA doit compenser ces perturbations et assurer les paramètres nominaux d'alimentation des charges isolées.

Une turbine éolienne est caractérisée par le couple aérodynamique

$$T_a = C_p \frac{\rho}{2} A v^3 \frac{1}{\Omega_t}, \quad (1)$$

où ρ – la masse volumique de l'air ; A – surface balayée par les pales ; v – vitesse du vent ; Ω_t – la vitesse périphérique en bout de pales de l'hélice ; C_p – le coefficient de puissance.

Le coefficient de puissance (C_p) représente l'efficacité aérodynamique de la turbine éolienne et il est dépendant du type de pales, du ratio (rapport) de vitesse (λ), et de l'angle de calage.

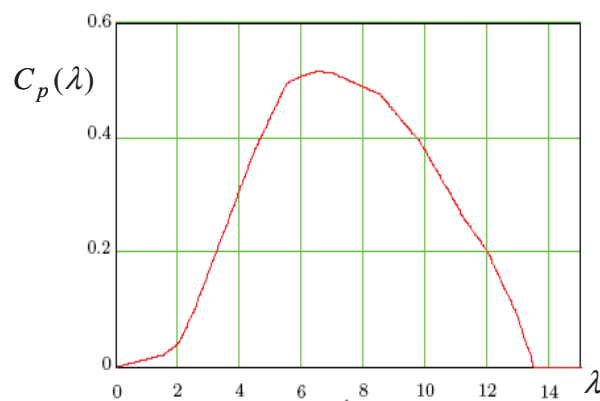


Fig. 4.2. Caractéristique du coefficient de puissance en fonction du ratio de vitesse (à l'angle de calage constant)

4.2.1. Résultats des simulations

La simulation de l'ensemble hybride a été réalisée sous Matlab-Simulink. La turbine hydraulique est supposée soumise à un débit constant (Fig. 4.3). La turbine éolienne est soumise à un vent fort (Fig. 4.4). La tension aux bornes des charges a une valeur de référence de 130 V et la fréquence de 50 Hz.

La procédure suivie dans la simulation est la suivante :

à $t = 0$ s, la microcentrale fonctionne à vide, l'éolienne n'est pas connectée aux charges ;

à $t = 2$ s, la microcentrale débite sur une charge qui absorbe une puissance active $P = -1$ kW et une puissance réactive $Q = -150$ Var ;

à $t = 4$ s, la charge est augmentée jusqu' à $P = -1.5$ kW, $Q = -400$ Var ;

à $t = 6$ s, l'éolienne est connectée aussi sur la charge isolée, qui consomme une puissance active $P = -1.5$ kW et une puissance réactive $Q = -0.4$ kVar ;

à $t = 65$ s, la charge est augmentée jusqu' à $P = -2$ kW, $Q = -0.9$ kVar ;

à $t = 90$ s, la charge est diminuée jusqu' à $P = -1.75$ kW, $Q = -0.65$ kVar ;

à $t = 120$ s, le système hybride débite sur une charge, qui absorbe une puissance active $P = -1$ kW et une puissance réactive $Q = -150$ Var.

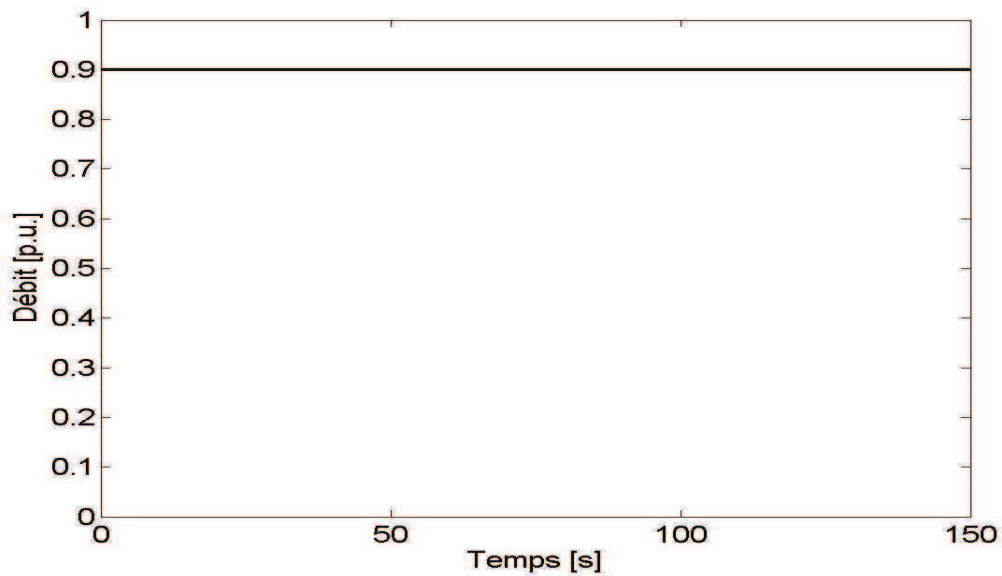


Fig. 4.3. Débit de l'eau

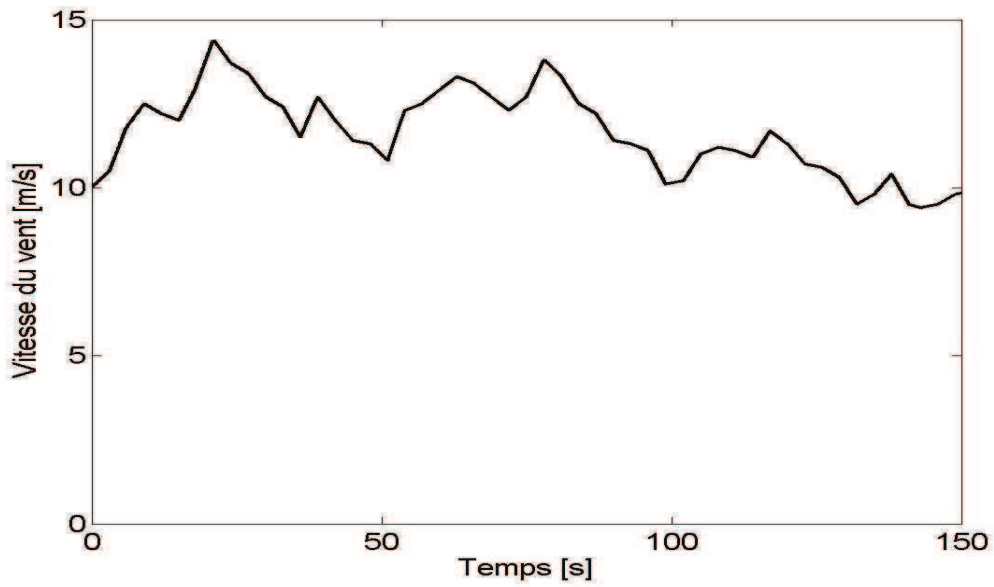


Fig. 4.4. La vitesse du vent

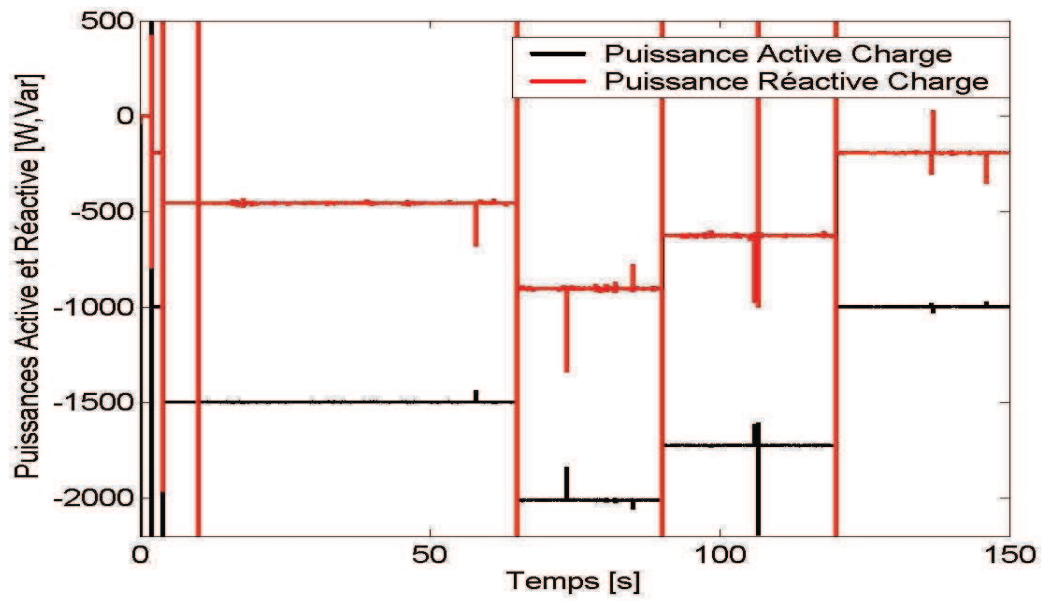


Fig. 4.5. Puissances active et réactive consommées par la charge isolée

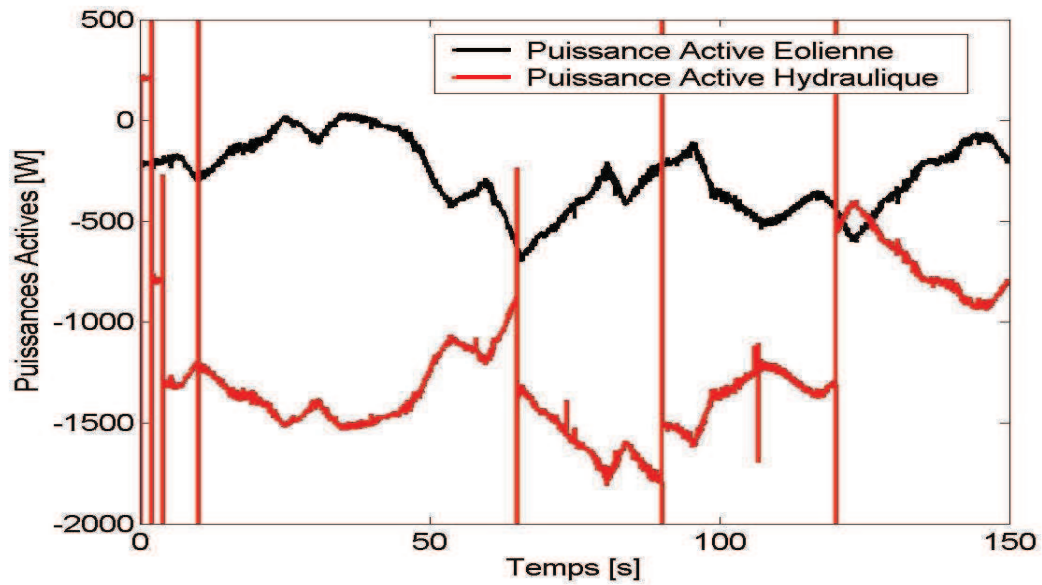


Fig. 4.6. Puissances actives générées par la microcentrale hydroélectrique et l'éolienne

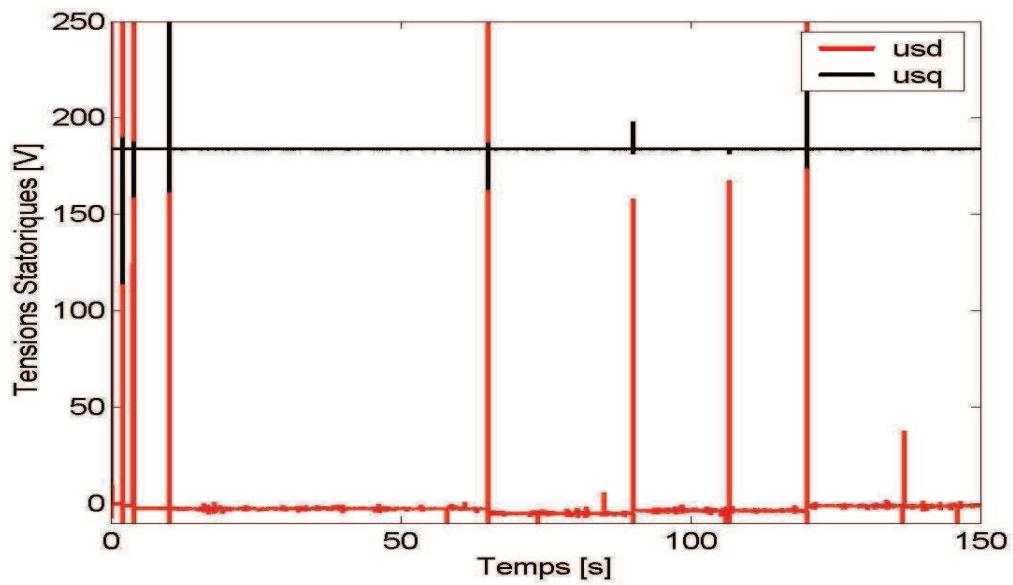


Fig. 4.7. Composantes biphasées de la tension de la charge isolée

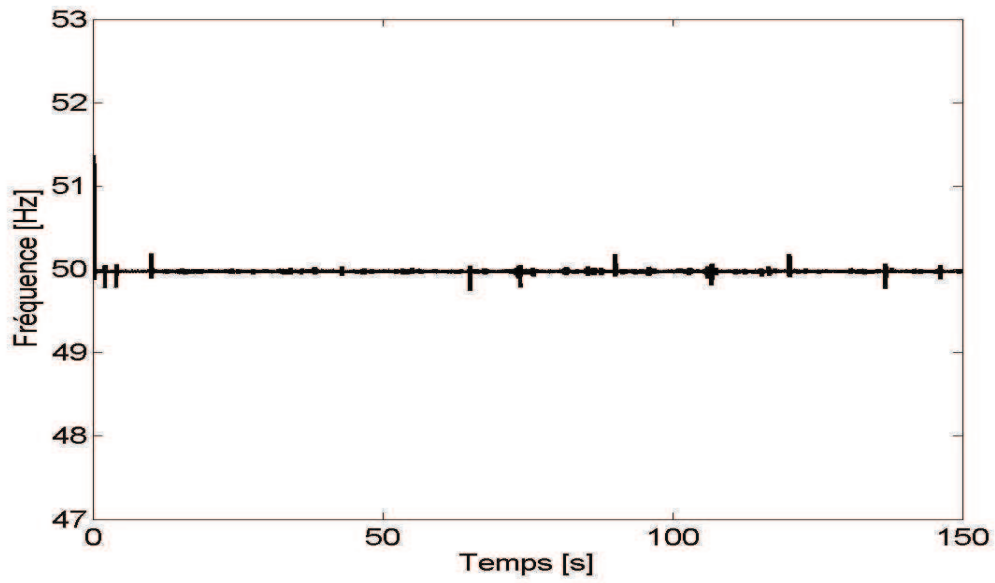


Fig. 4.8. Fréquence de la tension de la charge isolée

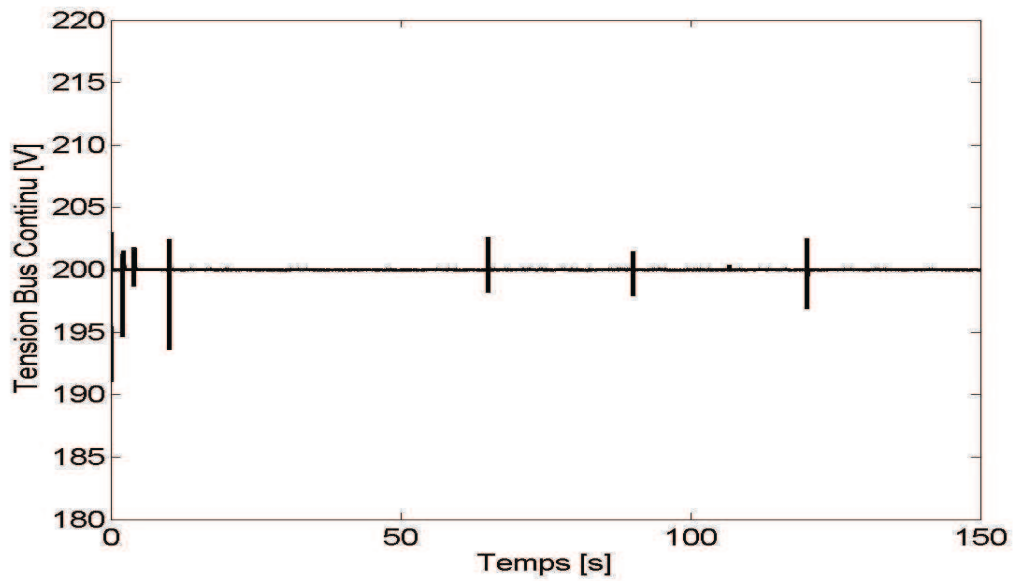


Fig. 4.9. Tension du bus continu de la microcentrale hydroélectrique

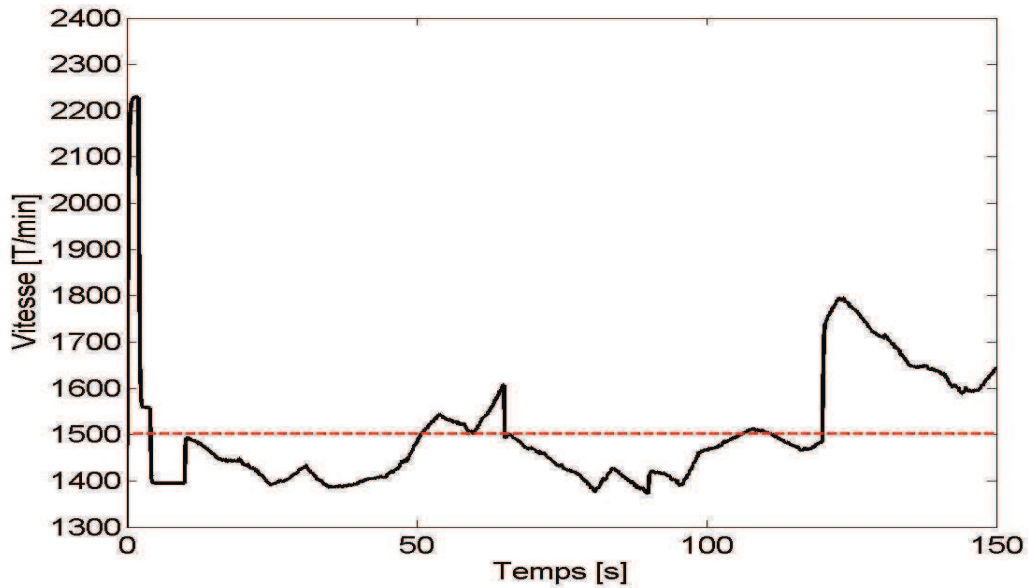


Fig. 4.10. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Figs. 4.7 et 4.8 démontrent la capacité de l'ensemble hybride d'alimenter les charges isolées aux paramètres nominaux. La microcentrale hydroélectrique compense les variations de la puissance éolienne, en maintenant l'équilibre de l'ensemble (Fig.4.6). Dans les simulations, la puissance réactive consommée par la génératrice asynchrone à cage (GAS) est considérée compensée par des batteries des condensateurs. Coté système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique, la tension du bus continu est bien régulée (Fig. 4.9) et la vitesse d'arbre varie en hypo et hyper-synchronisme (Fig. 4.10).

4.2.2. Résultats expérimentaux

Pour valider les résultats des simulations, on a ajouté sur le banc d'essais un émulateur de turbine éolienne à vitesse fixe. La structure de la nouvelle plateforme expérimentale est présentée dans la Fig. 4.11.

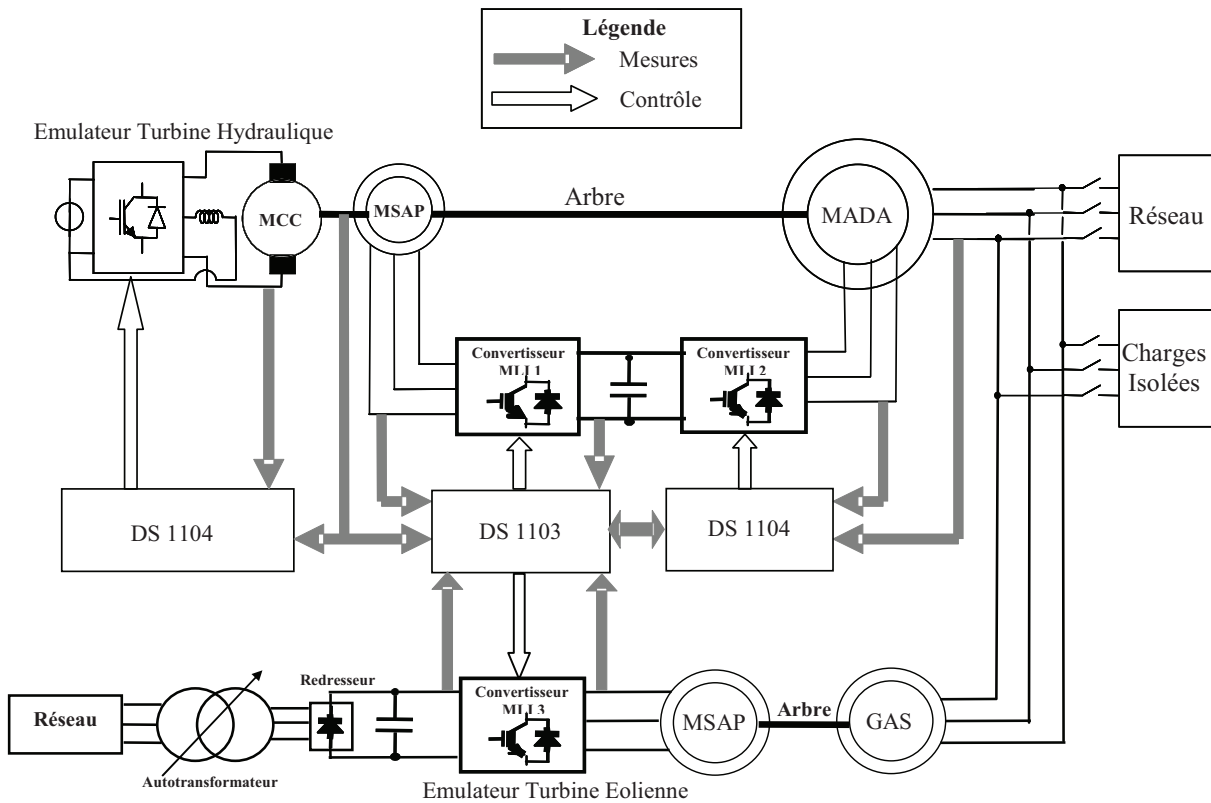


Fig. 4.11. Structure de la nouvelle plateforme expérimentale

La centrale éolienne à vitesse fixe est émulée à l'aide d'une autre machine synchrone à aimants permanents (MSAP) contrôlée en couple. La MSAP est soumise à un couple variable, dépendant de la vitesse du vent, et entraîne la GAS. Pour les essais sur charges isolées, la MADA fournit la puissance réactive nécessaire pour la magnétisation de la GAS.

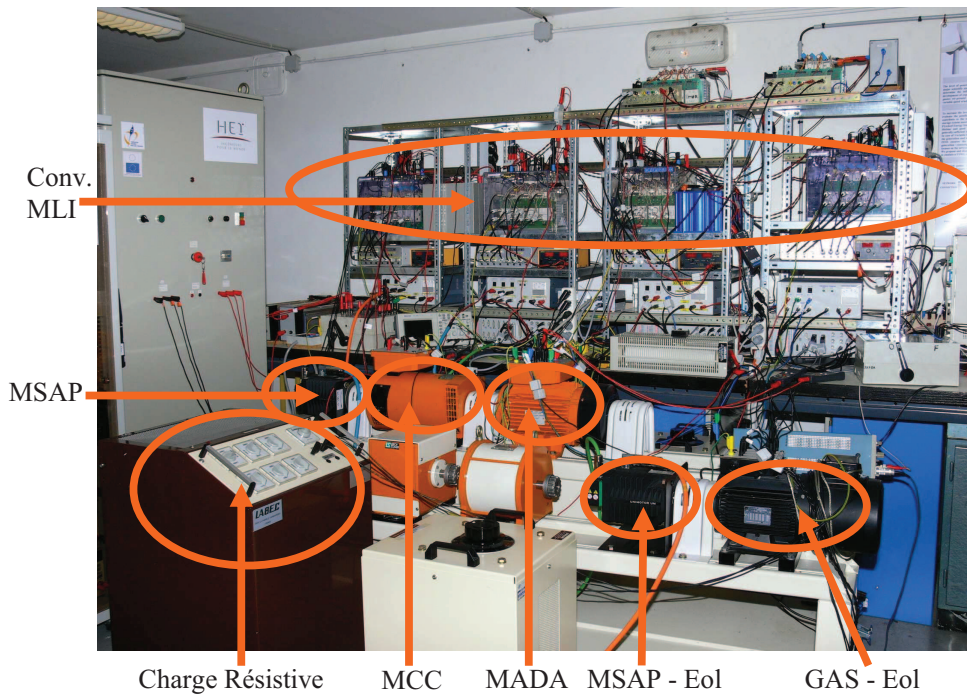


Fig. 4.12. Photo de la nouvelle plateforme expérimentale

Les expérimentations sont réalisées sur le banc d'essais présenté dans Fig. 4.12. La turbine hydraulique est supposée soumise à un débit constant (Fig. 4.13). En ce qui concerne la turbine éolienne, elle est soumise à un vent, dont la vitesse a l'allure présentée dans Fig. 4.14. Dans les essais on a utilisé une charge résistive variable [9], [10]. La tension de référence aux bornes de la charge est 130 V, la fréquence nominale étant 50 Hz.

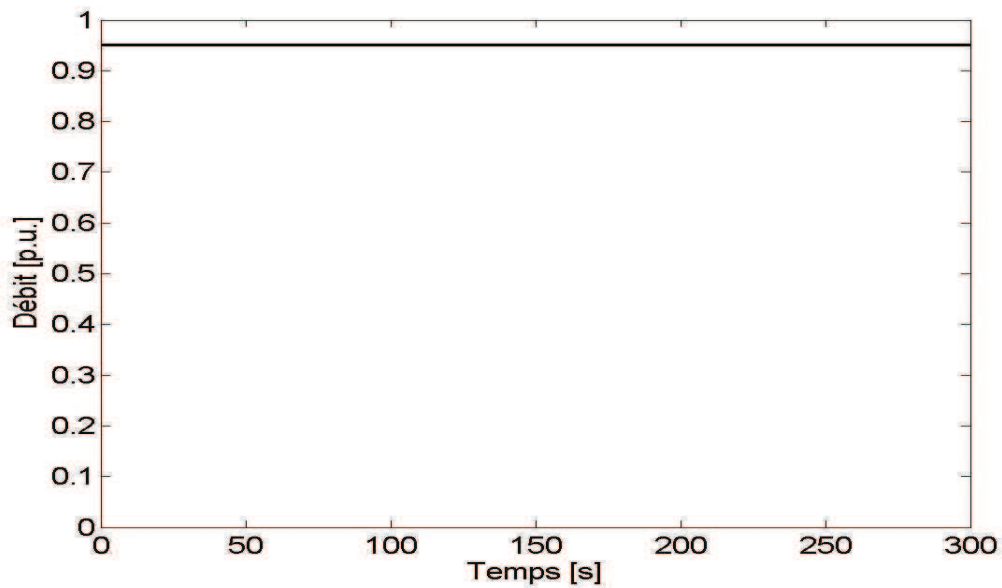


Fig. 4.13. Débit de l'eau

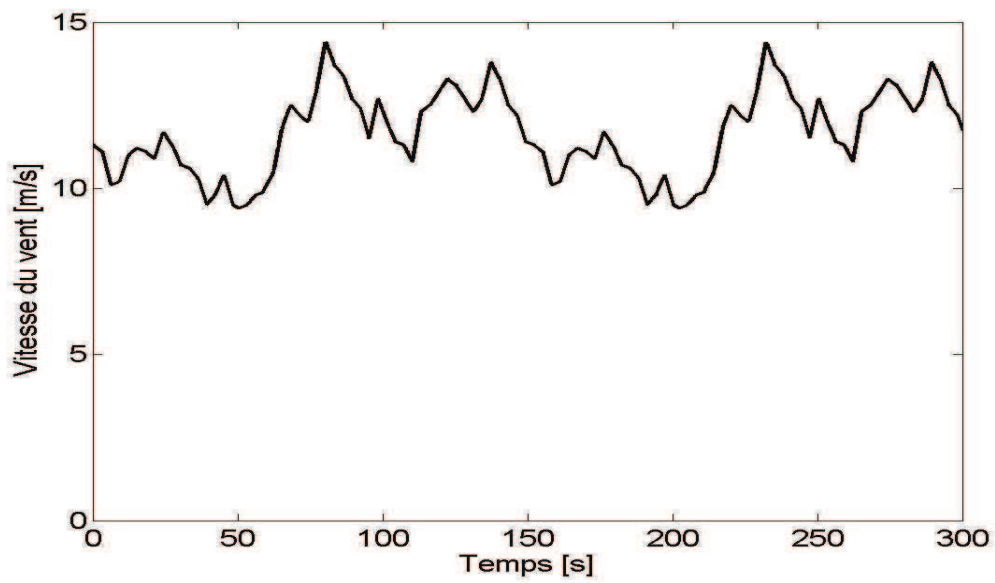


Fig. 4.14. Vitesse du vent

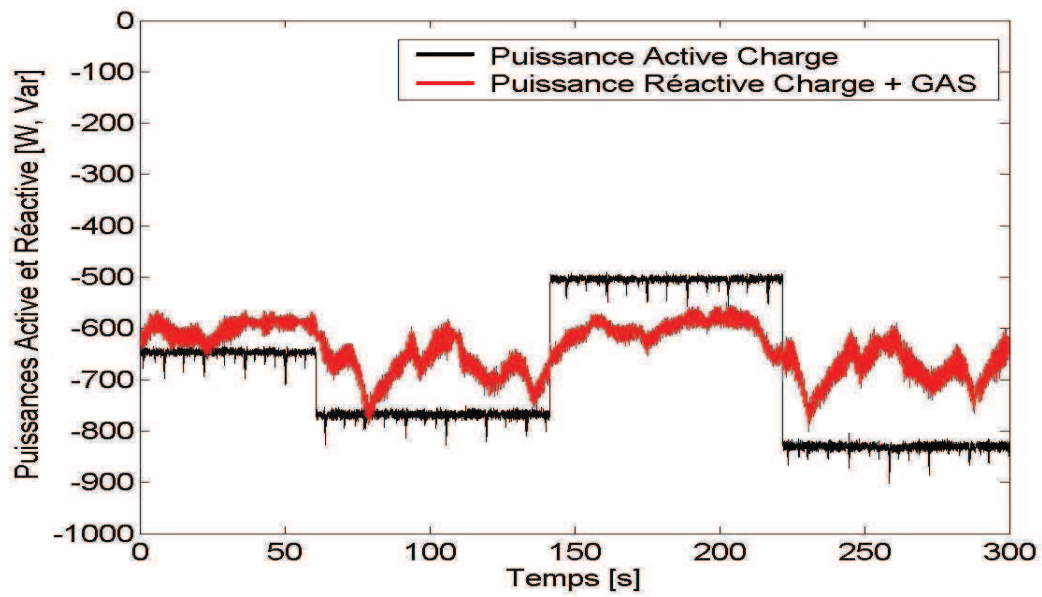


Fig. 4.15. Puissances active et réactive consommées par la charge et la GAS

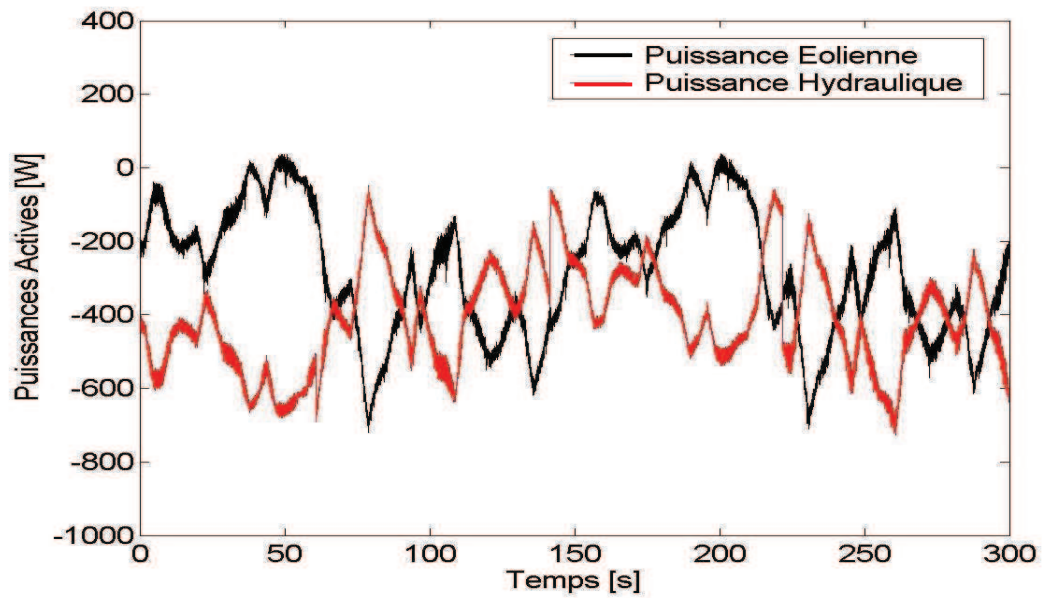


Fig. 4.16. Puissances actives générées par la microcentrale hydroélectrique et l'éolienne

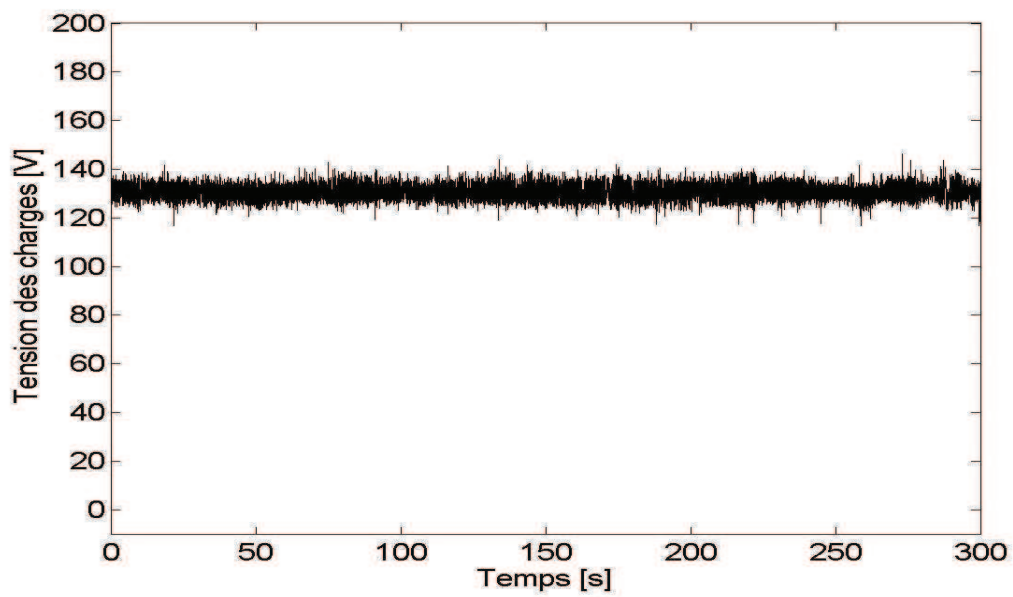


Fig. 4.17. La tension aux bornes de la charge

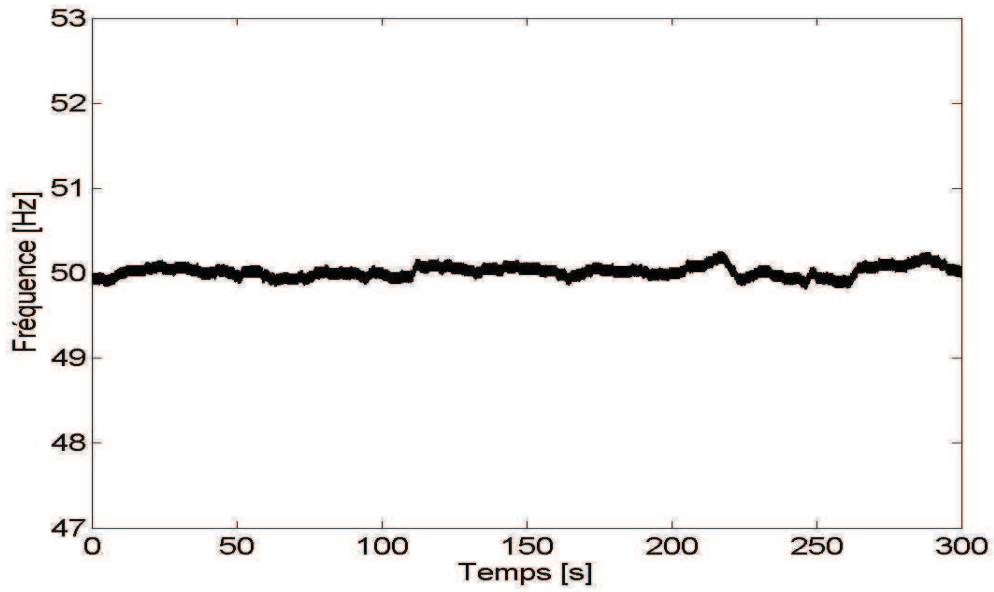


Fig. 4.18. Fréquence de la tension de la charge

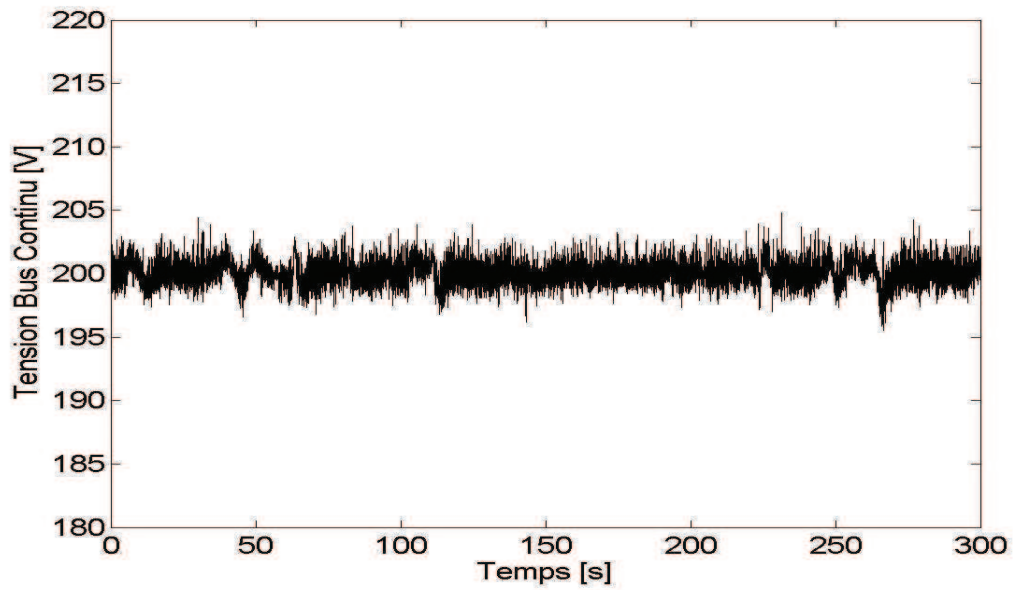


Fig. 4.19. Tension du bus continu de la microcentrale hydroélectrique

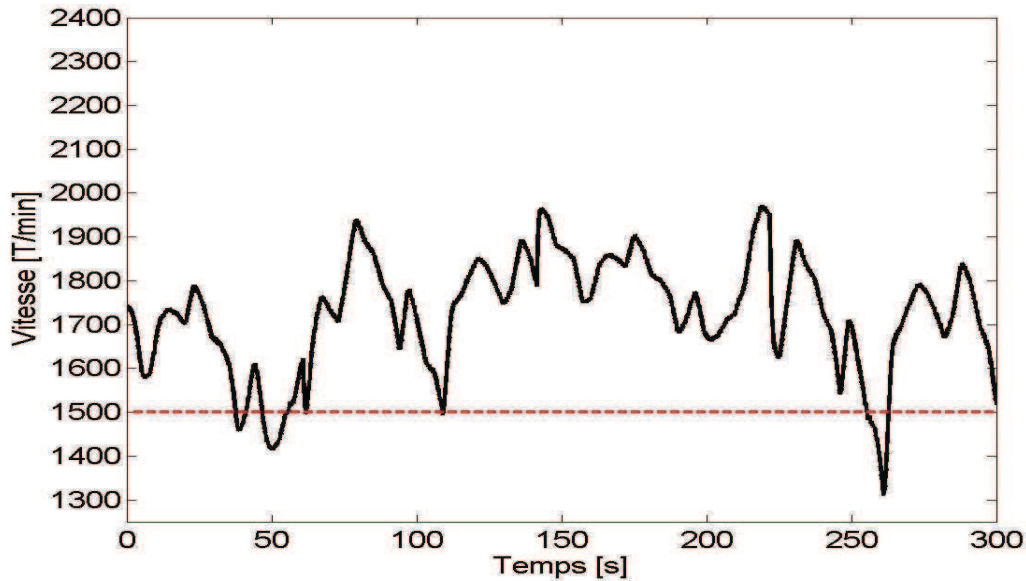


Fig. 4.20. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Les tests expérimentaux valident les résultats théoriques et obtenus par simulation. Figs. 4.7 et 4.8 démontrent la capacité de l'ensemble hybride à alimenter les charges isolées aux paramètres nominaux. Le système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique compense les variations de la puissance éolienne, permettant le bon fonctionnement de l'ensemble hybride (Fig.4.16). La puissance réactive consommée dans la GAS est fournie par la MADA. La tension du bus continu du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique est bien régulée (Fig. 4.19) et la vitesse d'arbre varie dans une plage étendue de vitesses en hypo et hyper-synchronisme (Fig. 4.20).

4.3. Fonctionnement de l'ensemble hybride de production d'énergie électrique connecté au réseau

4.3.1. Résultats des simulations

La simulation de l'ensemble hybride (Fig. 4.1), cette fois-ci connecté sur réseau, a été réalisée sous Matlab-Simulink. Le démarrage du groupe turbine-MSAP-MADA est réalisé à vide. Dès que le groupe a démarré, la microcentrale hydroélectrique commence à envoyer de la puissance au réseau. La valeur efficace de la tension du réseau est mesurée à 130 V. La microcentrale hydroélectrique est commandée d'une manière permettant de compenser les variations de la puissance débitée par l'éolienne.

La procédure suivie dans la simulation est la suivante :

à $t = 0$ s, la microcentrale hydroélectrique fonctionne à vide ;

à $t = 1$ s, on connecte la microcentrale au réseau, les consignes de puissances étant $P_{sref} = 0$ kW et $Q_{sref} = 0$ Var ;

à $t = 3$ s, les consignes de puissances sont $P_{sref} = -0.75$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar ;

à $t = 5$ s, les consignes de puissances de l'ensemble hybride deviennent $P_{sref} = -1.5$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar et l'éolienne est connectée au réseau;

à $t = 60$ s, les consignes de puissances imposés sont $P_{sref} = -2$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar;

à $t = 92$ s, les puissances de référence pour l'ensemble hybride deviennent : $P_{sref} = -1.75$ kW et $Q_{sref} = 0$ kVar.

La simulation est réalisée jusqu'à 120 s, car la structure complexe de simulation sature la mémoire RAM de l'ordinateur qui bloque.

Le débit hydraulique reste fixe à une valeur de 0.9 p.u. (Fig. 4.21), la vitesse du vent étant affichée dans la Fig. 4.22.

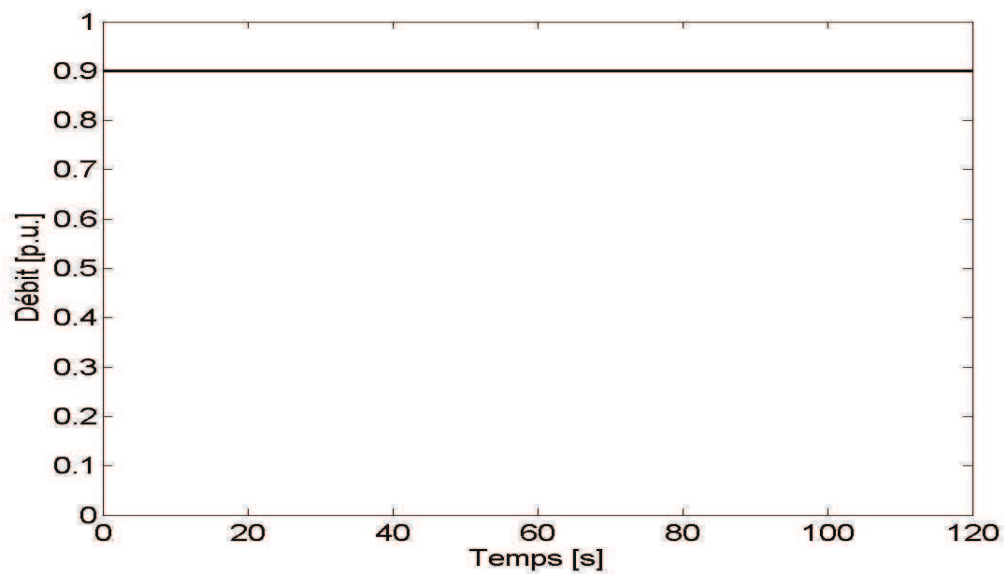


Fig. 4.21. Débit de l'eau

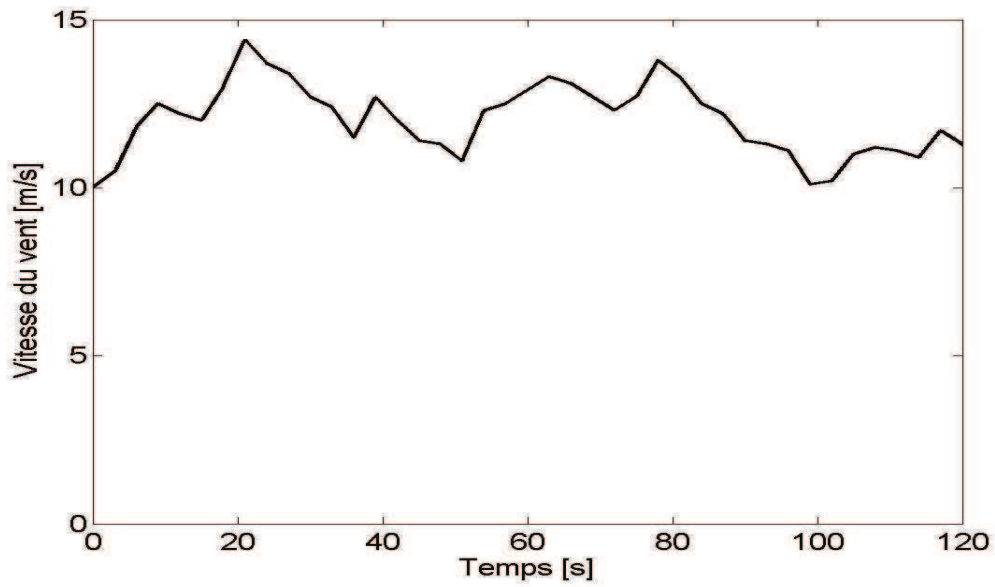


Fig. 4.22. Vitesse du vent

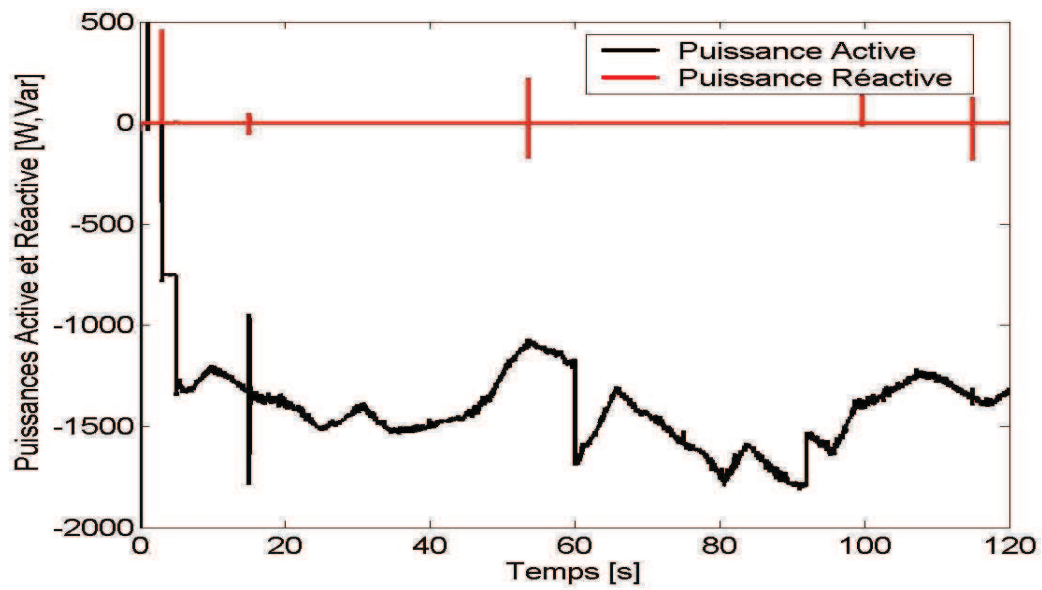


Fig. 4.23. Puissances active et réactive de la microcentrale hydroélectrique

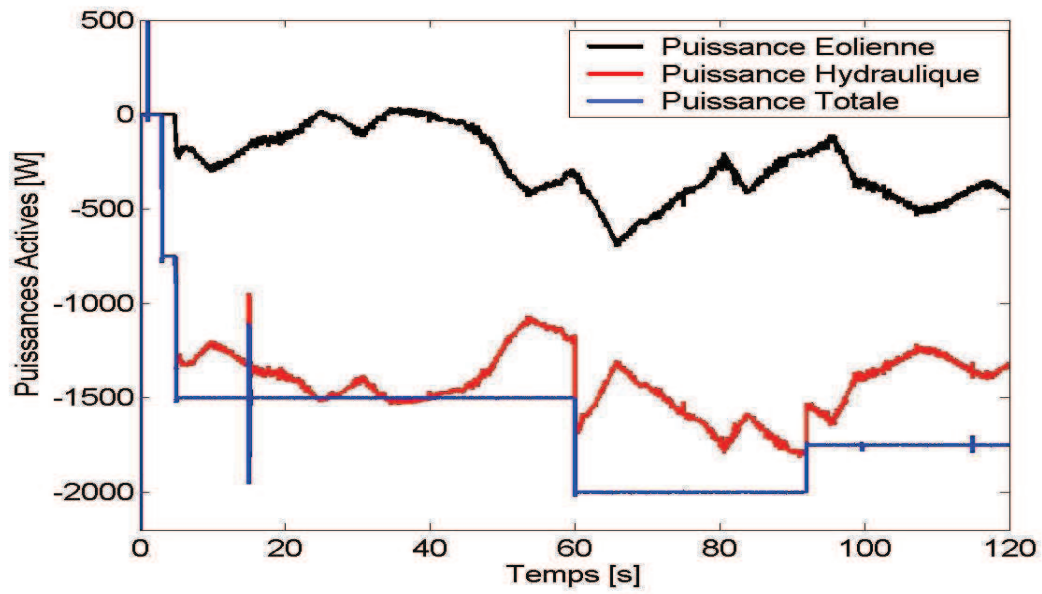


Fig. 4.24. Puissances actives générées par la microcentrale hydroélectrique et l'éolienne

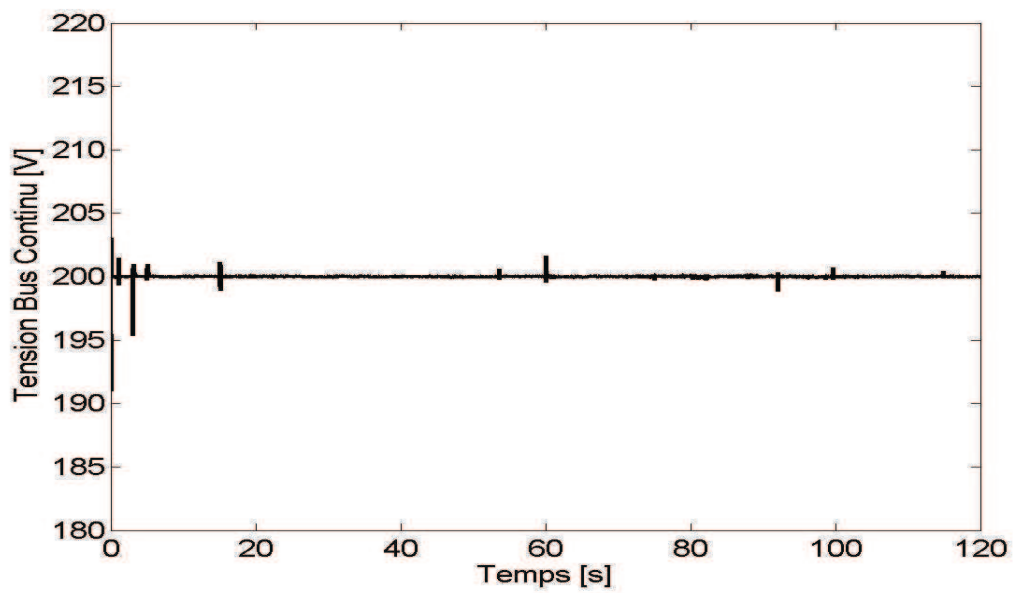


Fig. 4.25. Tension du bus continu

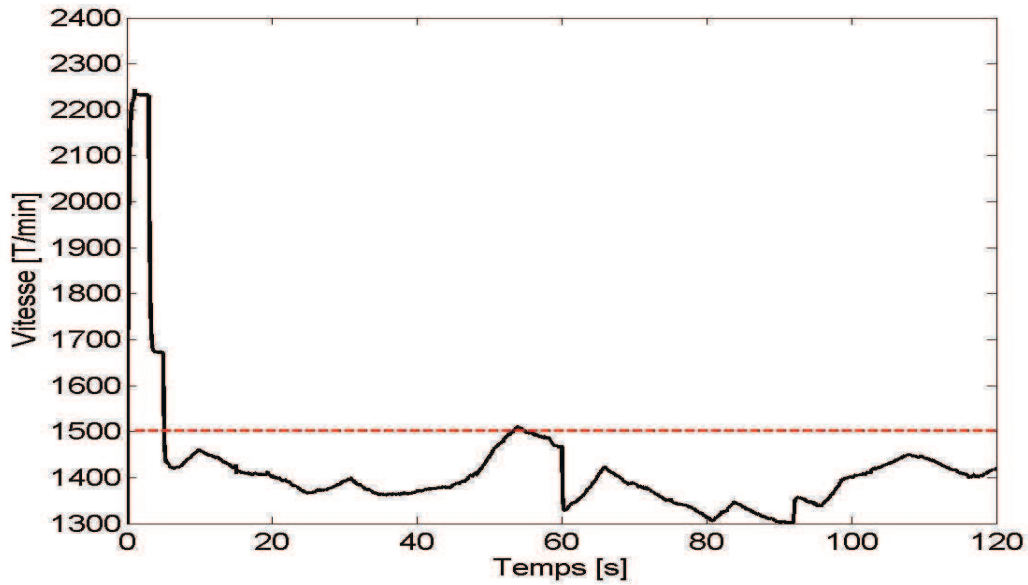


Fig. 4.26. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Les simulations présentent le comportement du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique associée à une éolienne connectée au réseau. La puissance active de la microcentrale est commandée pour compenser les variations de la puissance active produite par l'éolienne, et pour maintenir constante la puissance totale envoyée au réseau (Fig. 4.24). La puissance réactive de la microcentrale hydroélectrique est maintenue nulle, la puissance réactive nécessaire pour la magnétisation de la GAS étant absorbée au réseau (Fig. 4.23). La tension du bus continu du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique est bien régulée (Fig. 4.25). La vitesse d'arbre de la microcentrale (Fig. 4.26) varie surtout en hypo-synchronisme [11].

4.3.2. Résultats expérimentaux

Les tests expérimentaux suivent la même voie décrite dans les sections précédentes. Fig. 4.11 présente la structure de la plateforme expérimentale utilisée pour réaliser les essais. Le débit de l'eau est présenté dans la Fig. 4.27.

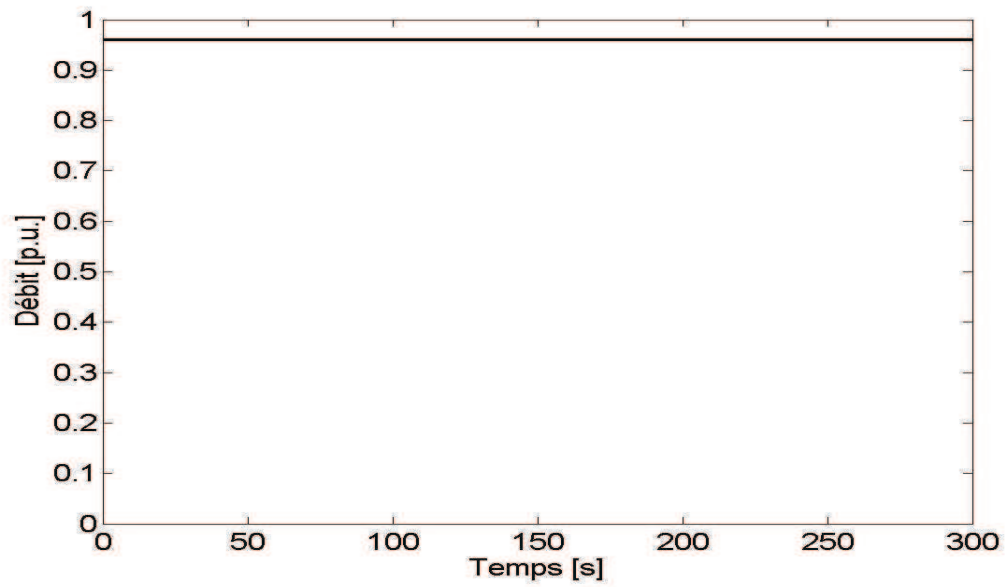


Fig. 4.27. Débit de l'eau

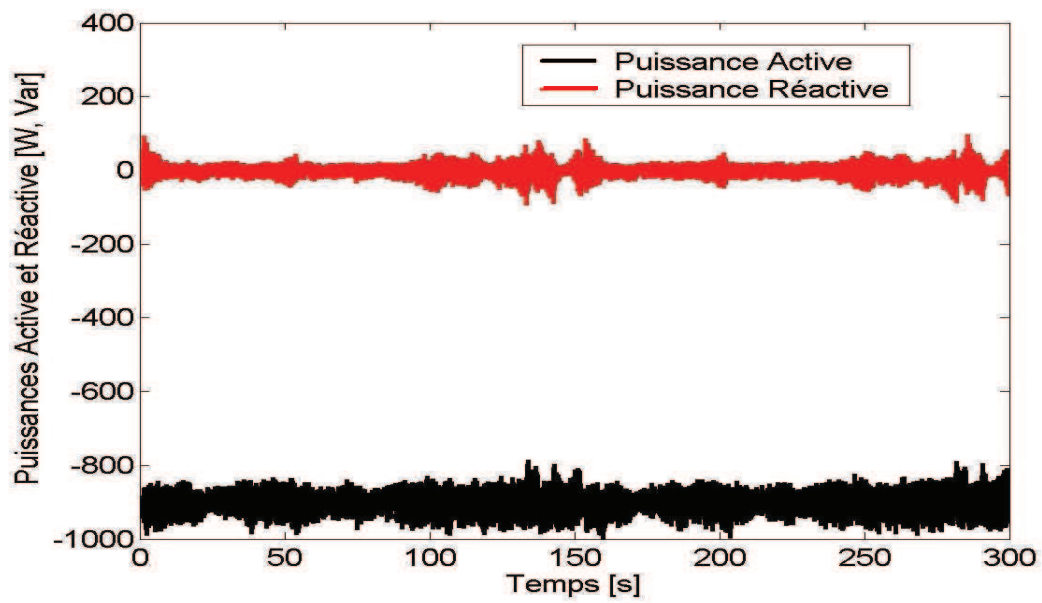


Fig. 4.28. Puissances totales envoyées sur réseau

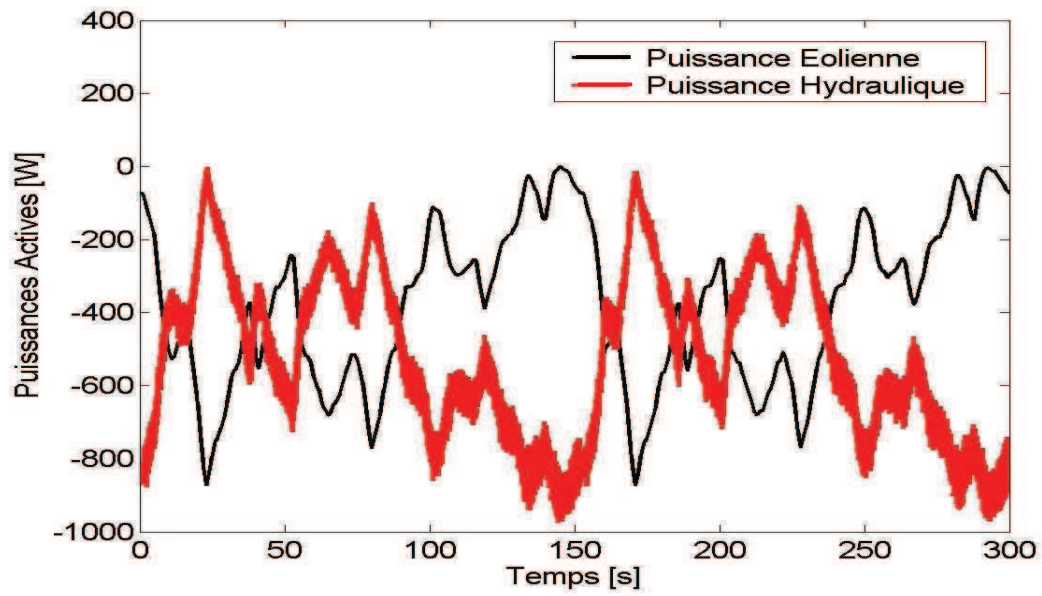


Fig. 4.29. Puissances actives générées par la microcentrale hydroélectrique et l'éolienne

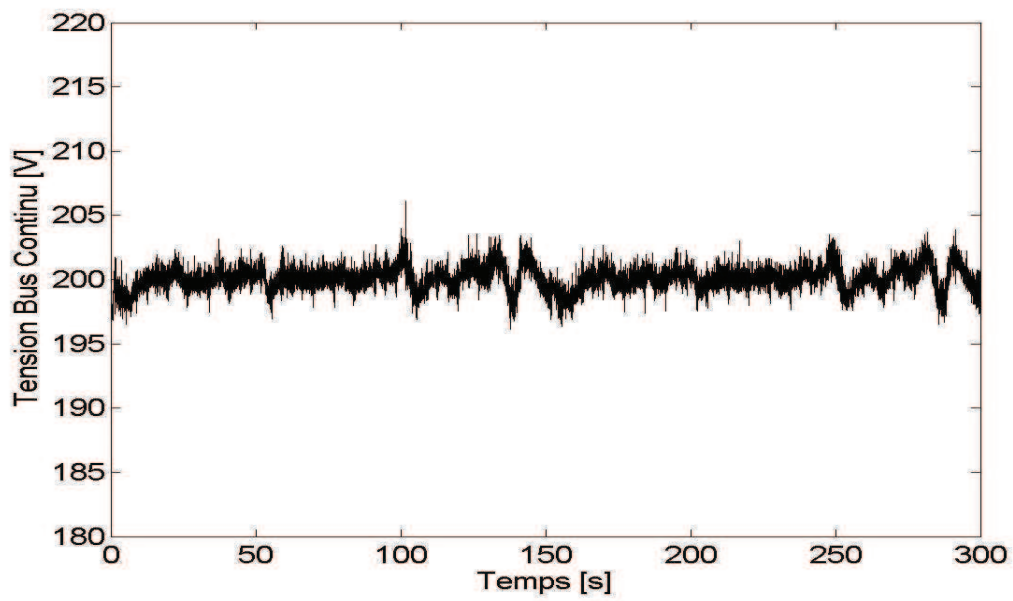


Fig. 4.30. Tension du bus continu

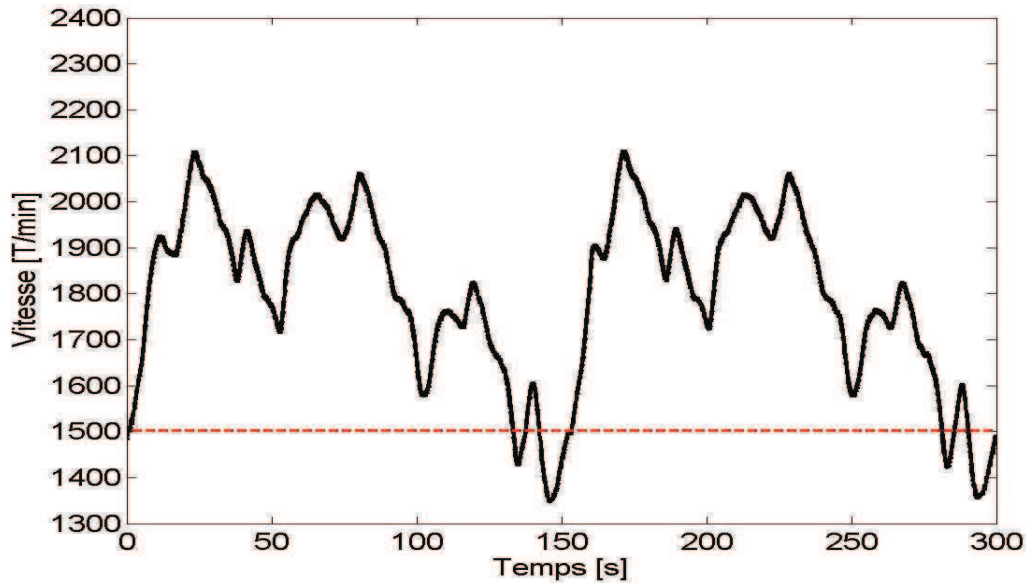


Fig. 4.31. Vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique

Les résultats expérimentaux permettent de valider le fonctionnement du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique en régime dynamique sur réseau. Ce régime est imposé par les variations de la puissance active générée par l'éolienne (Fig. 4.29). La puissance totale envoyée sur réseau est constante (Fig. 4.28). La tension du bus continu (Fig. 4.30) du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique est bien contrôlée et la vitesse d'arbre de la microcentrale (Fig. 4.31) varie permettant le changement du point de fonctionnement.

4.4. Conclusions

Le fonctionnement du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable associée avec une éolienne à vitesse fixe a été étudié. Les résultats des simulations et des expérimentations montrent que l'ensemble hybride de production électrique peut alimenter les charges isolées en maintenant les paramètres de tension et fréquence à leurs valeurs nominales. Concernant le fonctionnement sur réseau, cet ensemble hybride peut fournir une puissance constante dans les limites de la puissance hydraulique disponible.

4.5. Références

- [1] C. Luo, B. Ooi, Frequency deviation of thermal power plants due to wind farms, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.21, No.3, 2006, pp. 708-716.
- [2] T. Ackerman, *Wind power in power systems*, Wiley, New York, USA, 2005.
- [3] B. Robyns *et al.*, Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie, *Actes des journées du club EEA* (Gif sur Yvette, 26-28 mai 1997) Ed. Hermès, Paris, France, 1997, pp. 53-68.
- [4] P. Bousseau *et al.*, Contribution of wind farms to ancillary services, *CIGRE 2006*, Paris, France.
- [5] A. Ansel, B. Robyns, Production décentralisée d'électricité au moyen d'une micro centrale hydraulique au fil de l'eau, *Revue 3EI*, Décembre 2004, pp. 46-57.
- [6] A. Ansel, B. Robyns, Small hydroelectricity: from fixed to variable speed electro-mechanical drives, *Electromotion*, Vol.13, No.2, 2006, pp. 111-126.
- [7] A. Ansel, B. Robyns, Modelling and simulation of an autonomous variable-speed micro hydropower station, *Mathematics and Computers in Simulation*, vol.71, No. 4-6, 2006, pp.320-332.
- [8] C. Abbey, G. Joos, Energy storage and management in wind turbine generator systems, *Proc. EPE-PEMC 2006*, Portoroz, Slovenia, CD-ROM.
- [9] S. Breban, M. Nasser, A. Vergnol, V. Courtecuisse, B. Robyns, M.M. Radulescu, Hybrid wind/microhydro power system associated with a supercapacitor energy storage device – Experimental results, *Proc. 18th International Conference on Electrical Machines - ICEM 2008*, Algarve, Portugal, CD-ROM.
- [10] M. Nasser, S. Breban, V. Courtecuisse, A. Vergnol, B. Robyns, M.M. Radulescu, Experimental results of a hybrid wind/hydro power system connected to isolated loads, *Proc. 13th International Power Electronics and Motion Control Conference - EPE-PEMC 2008*, Poznan, Poland, CD-ROM.
- [11] S. Breban, M. Nasser, V. Courtecuisse, A. Vergnol, B. Robyns, M.M. Radulescu, Study of a grid-connected hybrid wind/micro-hydro power system, *Proc. 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment - OPTIM 2008*, Braşov, Romania, pp. 363-368 (included in IEEE Xplore).

Chapitre 5

Etude expérimentale de l'association d'un ensemble hybride microcentrale hydroélectrique / centrale éolienne avec un dispositif de stockage d'énergie par supercondensateurs

Résumé - Dans ce chapitre, on a associé un dispositif de stockage d'énergie par supercondensateurs à l'ensemble hybride microcentrale hydroélectrique/centrale éolienne présenté dans le chapitre précédent. Après une introduction sur les supercondensateurs, la connexion aux charges isolées de l'ensemble hybride micro hydro / éolien associé au dispositif de stockage par supercondensateurs est testé expérimentalement. Pour la connexion sur réseau, trois stratégies de supervision, utilisant la logique floue, sont successivement expérimentées.

5.1. Introduction sur les supercondensateurs

Les supercondensateurs sont des dispositifs de stockage de l'électricité constitués de deux électrodes, généralement identiques, séparées par un électrolyte. Comme les batteries, ce sont des systèmes rechargeables, aussi appelés générateurs secondaires [1].

Le principe de fonctionnement des supercondensateurs repose sur la formation d'une double couche électrochimique sur chaque interface électrolyte-électrode. Le supercondensateur est constitué de deux électrodes poreuses, généralement en charbon actif et imprégnées d'électrolyte, qui sont séparées par une membrane isolante et poreuse (pour assurer la conduction ionique).

La capacité C d'un condensateur est essentiellement déterminée par la géométrie des armatures et la nature du diélectrique. La relation suivante est souvent utilisée pour en estimer sa valeur :

$$C = \varepsilon \frac{S}{e}, \quad (1)$$

où S définit la surface spécifique de l'électrode, e , l'épaisseur de l'électrode et ε , la permittivité du diélectrique.

Selon la théorie de la double couche électrochimique d'Helmholtz, les molécules de solvant organique jouent le rôle de diélectrique (ayant une faible épaisseur e). Ensuite, grâce à l'usage d'un dépôt de charbon actif sur un film en aluminium qui présente des surfaces spécifiques S typiques de 2000 à 3000 m² par gramme, la surface de contact entre électrode et électrolyte est immense, ce qui permet d'obtenir des valeurs de capacité considérables.

L'application d'une différence de potentiel aux bornes du dispositif complet entraîne le stockage électrostatique de charges aux deux interfaces électrode-électrolyte.

La majorité des supercondensateurs commercialisés sont réalisés selon le procédé double couche électrochimique d'où le sigle anglo-saxon EDLC (*'electrochemical double-layer capacitor'*) [1]. Fig. 5.1 représente schématiquement les constitutions comparatives d'un condensateur électrostatique classique et d'un supercondensateur.

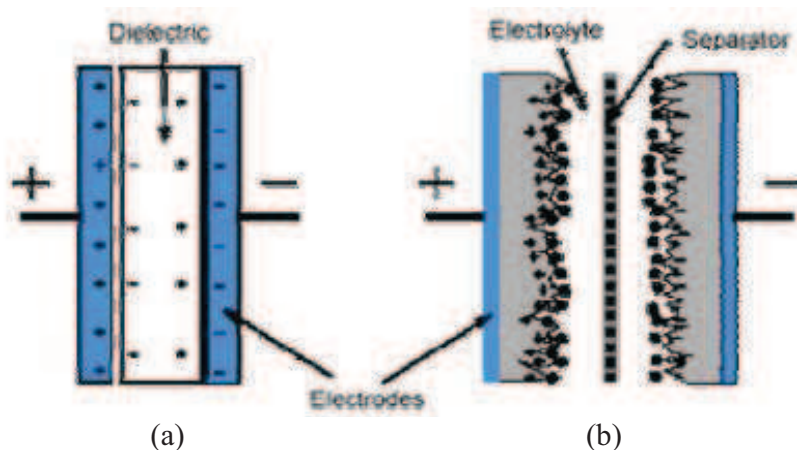


Fig. 5.1. Représentation schématique d'un condensateur électrostatique classique (a) et d'un supercondensateur (b).

L'avantage d'une batterie est qu'elle peut stocker une grande quantité d'énergie. Pour caractériser ce fait on parle de densité d'énergie. Elle est très performante pour délivrer cette énergie à régime constant. Par contre, lorsqu'il y a une forte demande d'énergie ou un besoin de recharge rapide, la batterie ne peut pas suivre. C'est là où intervient la technologie des condensateurs. Charge et décharge peuvent se faire à très grande vitesse. Malheureusement, leur densité d'énergie est très faible. C'est pour pallier aux insuffisances des condensateurs que les supercondensateurs ont vus le jour. Disposant des caractéristiques des condensateurs classiques, ils peuvent fournir, sur une durée bien plus longue, un apport d'énergie important [2].

Le diagramme de Ragone (Fig. 5.2), illustre le positionnement énergétique des supercondensateurs vis-à-vis des différents éléments de stockage du même genre. La puissance massique nous renseigne sur la quantité d'énergie disponible, tandis que l'énergie massique nous précise le temps nécessaire à la restitution de cette énergie.

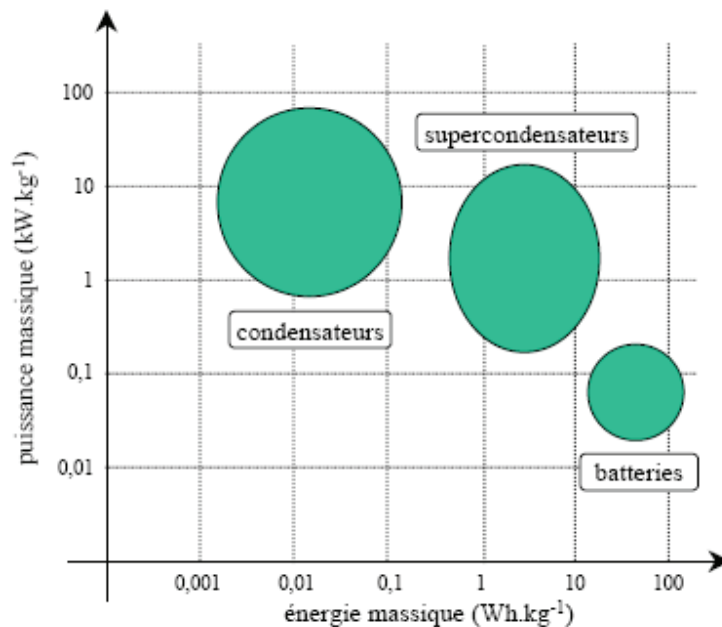


Fig. 5.2. Diagramme de Ragone.

On peut citer les autres avantages des supercondensateurs [3] :

- (i) des caractéristiques appropriées à la réalisation de sources compactes de puissance ;
- (ii) un stockage direct et statique ;
- (iii) une connaissance précise de l'état de charge ;
- (iv) un grand nombre de cycles de charge/décharge ;
- (v) une durée de vie théoriquement élevée.

Mais les dispositifs de stockage d'énergie par supercondensateurs comportent aussi quelques inconvénients. Le principal est, outre leur coût actuel, leur faible tension de service qui impose de façon systématique une mise en série, et par conséquent une surveillance individuelle et stricte de l'état de charge des composants. La durée de vie des supercondensateurs est étroitement liée à la tension tenue [2].

Le pack est constitué de 18 supercondensateurs de 2970F/2.7V montés en série. De ce fait, la capacité totale du pack est de $2970/18 = 165$ F et la tension maximale aux bornes des supercondensateurs est de $2.7 \times 18 = 48.6$ V.

D'après [4], la rapidité de charge est déterminée par les paramètres de la première branche du modèle équivalent du supercondensateur. Cela impose un courant maximal de charge égal à 5% de la valeur du courant de court-circuit. De plus, un dépassement de cette valeur entraînerait une altération de la capacité liée aux effets thermiques. Pour ce pack, le courant de court-circuit est égal à 5720 A. Ainsi, le courant maximal de charge est égal à $5720 \times 0.05 = 286$ A.

L'énergie maximale de stockage est calculée d'après la relation

$$E_{\max} = \frac{1}{2} CV^2 = \frac{1}{2} \times 165 \times 48.6^2 = 194860 \text{ J.} \quad (2)$$

L'énergie disponible, correspondant à 75% de E_{\max} , est égale à 146145 J. Pour comparaison, l'énergie maximale de stockage inertiel d'un volant de 50 kg qui tourne à une vitesse de 3000 rpm est d'environ 9800 J. Plus d'informations sont disponibles dans l'Annexe 2.

5.2. Etude expérimentale de l'association d'un ensemble hybride micro hydro/ éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs

Le schéma de l'association d'un ensemble hybride micro hydro/ éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs est présenté dans Fig. 5.3. Les supercondensateurs (SC) sont connectés sur le bus continu de la microcentrale hydroélectrique par le biais d'un convertisseur c.c. – c.c. dévolteur, qui fait le passage entre la tension du bus continu et la tension de SC. Cette solution permet d'éviter l'utilisation d'un convertisseur MLI connecté directement sur le système d'alimentation. Pour le fonctionnement en charges isolées, les variables tension et fréquence aux bornes des charges doivent être maintenues aux paramètres nominaux, et pour le fonctionnement sur réseau, la puissance totale débitée doit être suffisamment lisse ou constante.

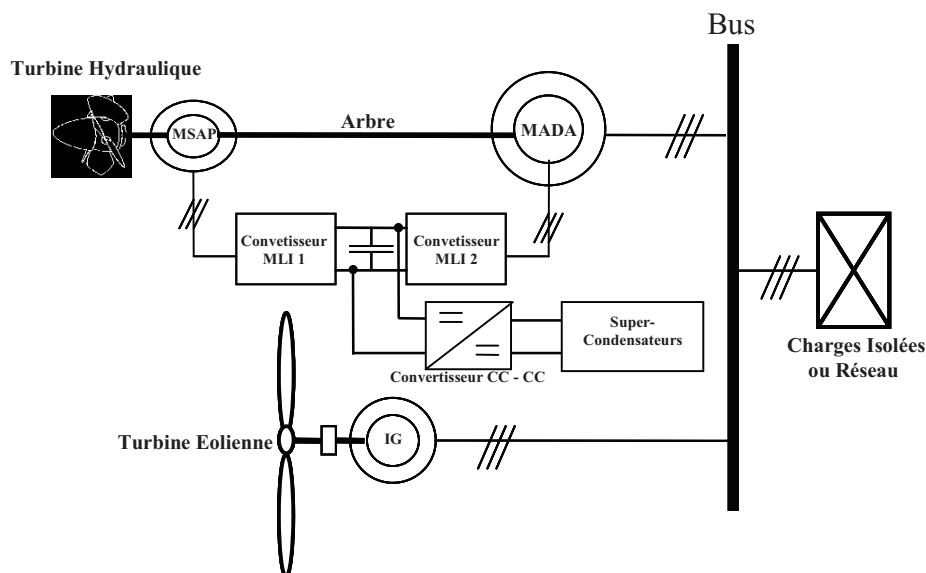


Fig. 5.3. Schéma de l'association d'un ensemble hybride microhydro/ éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs.

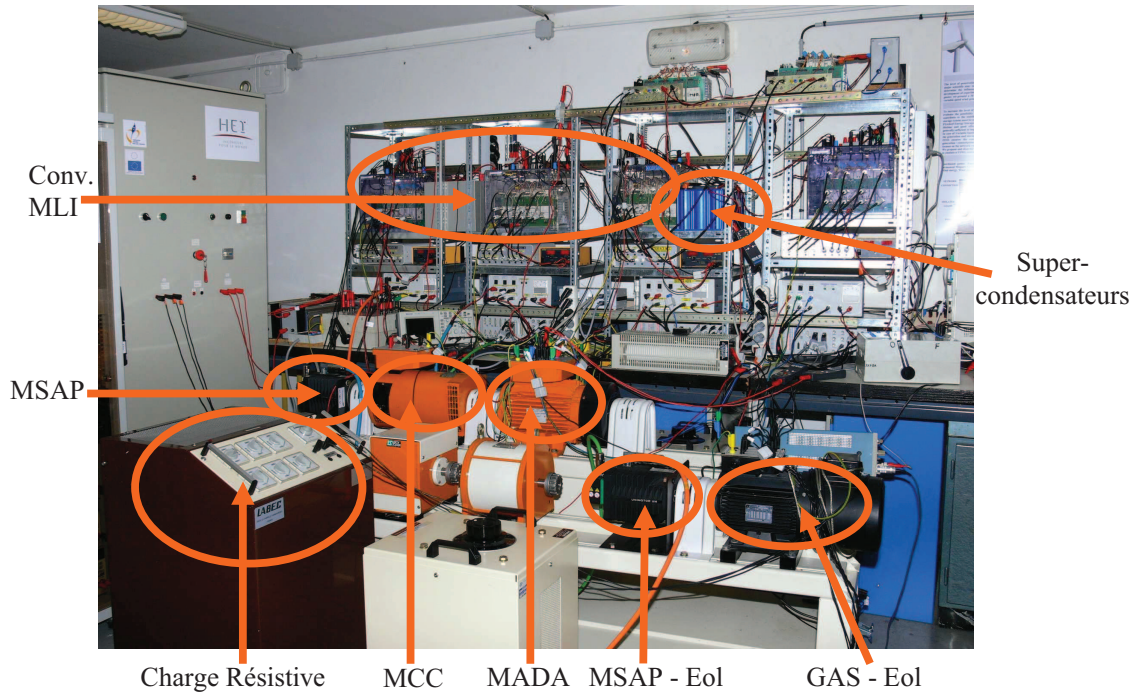


Fig. 5.4. Photo de la plateforme expérimentale pour l'étude de l'association d'un ensemble hybride microhydro/ éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs.

Figs. 5.4 et 5.5 présentent la photo et, respectivement le schéma constitutif, de la plateforme expérimentale réalisée dans le laboratoire d'HEI de Lille pour l'étude de l'association d'un ensemble hybride microhydro/ éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs.

5.2.1. Résultats expérimentaux sur charges isolées

Dans le chapitre 4 on a étudié le fonctionnement d'un ensemble hybride de production d'énergie électrique, constitué d'une microcentrale hydroélectrique associée avec une centrale éolienne. Les résultats expérimentaux sur charges isolées ont montré qu'une partie importante de la puissance hydraulique disponible est dépensée. Dans ce contexte, l'association d'un dispositif de stockage d'énergie peut augmenter le taux d'utilisation de la puissance hydraulique disponible, permettant ainsi l'alimentation de charges plus importantes. On a choisi la connexion des SC sur le bus continu, pour réduire le nombre de composants d'électronique de puissance [5].

La puissance de référence pour les SC est calculée avec la relation

$$P_{ref_stockage} = P_{disp_hydro} - P_{MADA} \quad (3)$$

où P_{disp_hydro} est la puissance hydraulique disponible pour un certain débit d'eau et P_{MADA} est la puissance débitée par la MADA du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique.

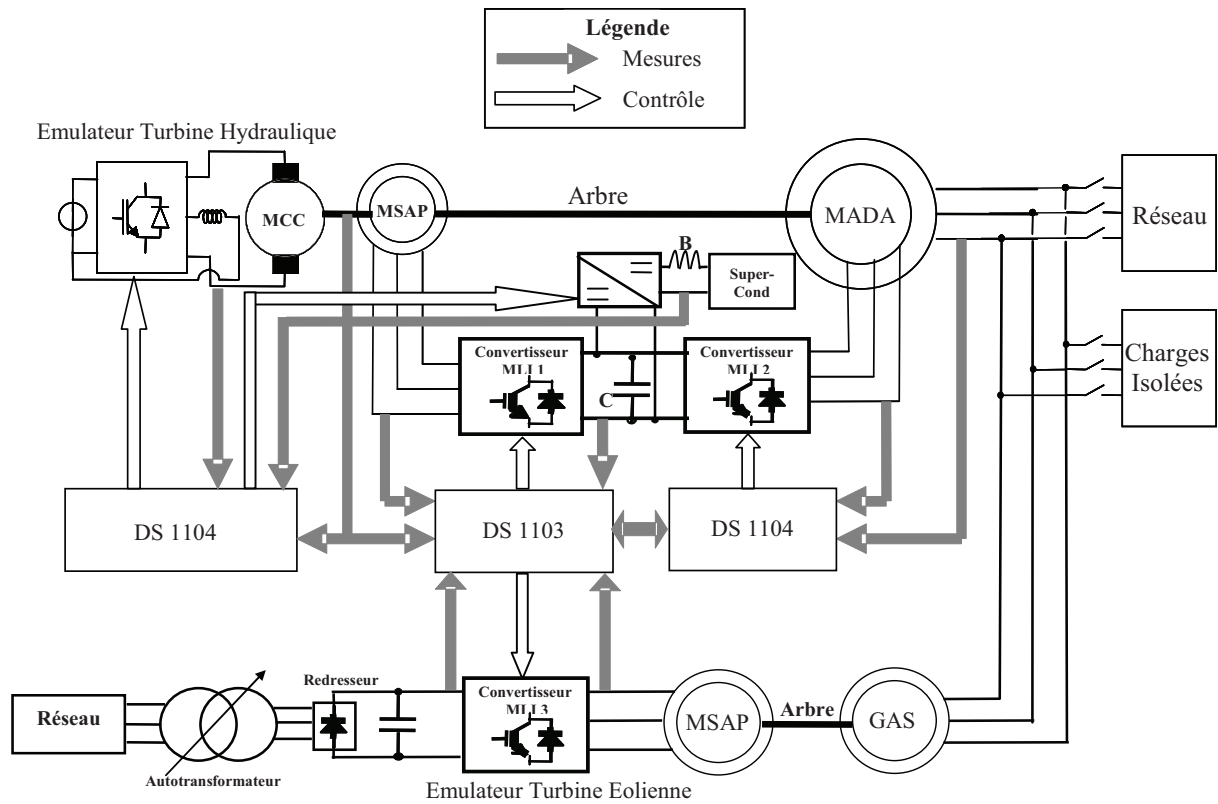


Fig. 5.5. Schéma constitutif de la plateforme expérimentale pour l'étude de l'association d'un ensemble hybride microhydro/éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs.

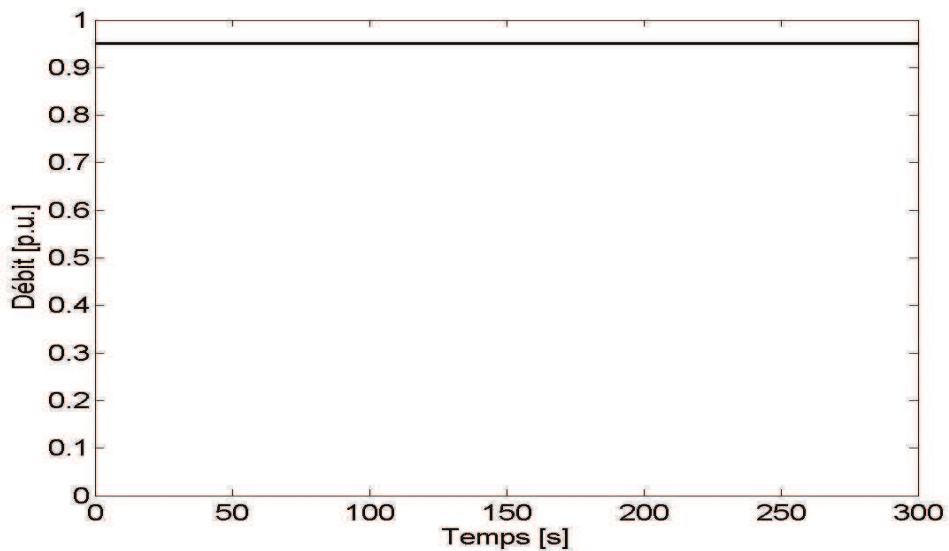


Fig. 5.6. Débit de l'eau de la microcentrale hydroélectrique.

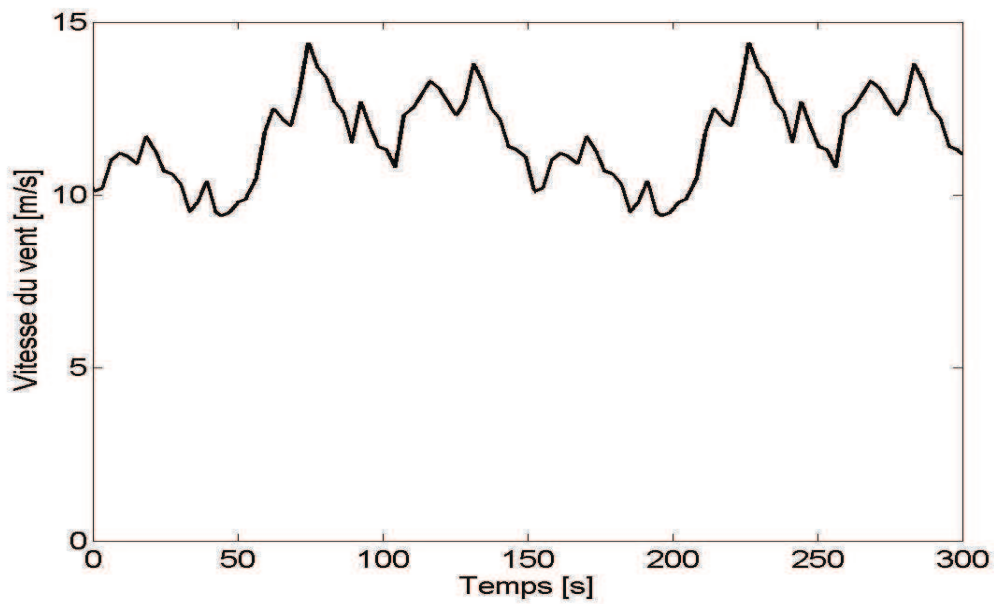


Fig. 5.7. Vitesse du vent de la centrale éolienne.

Figs. 5.6 et 5.7 montrent, respectivement, le débit de l'eau de la microcentrale hydroélectrique et la vitesse du vent de la centrale éolienne.

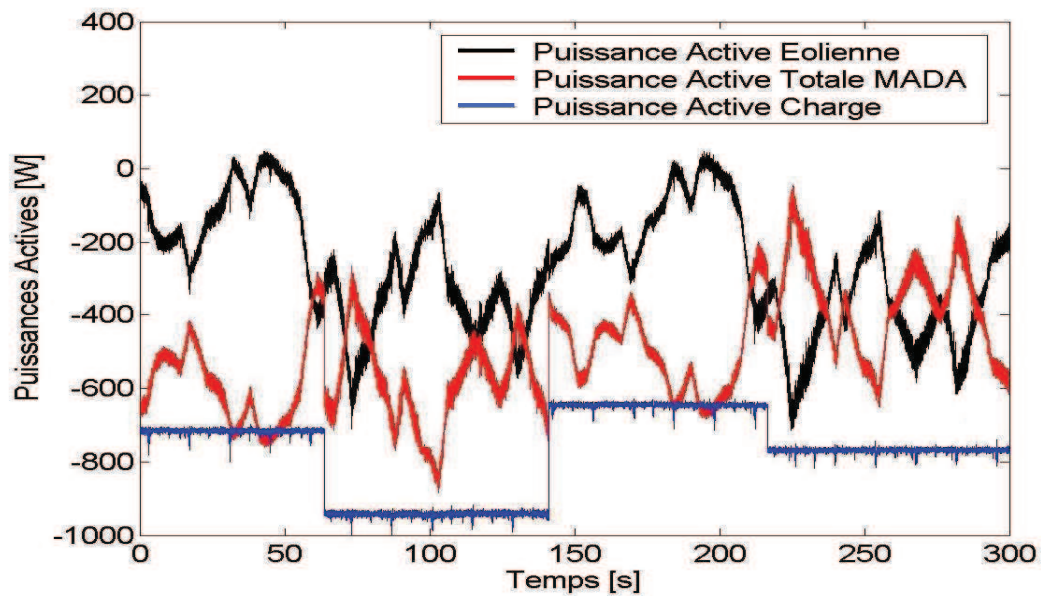


Fig. 5.8. Puissances actives générées par la microcentrale hydroélectrique et par la centrale éolienne, et puissance active dans les charges isolées.

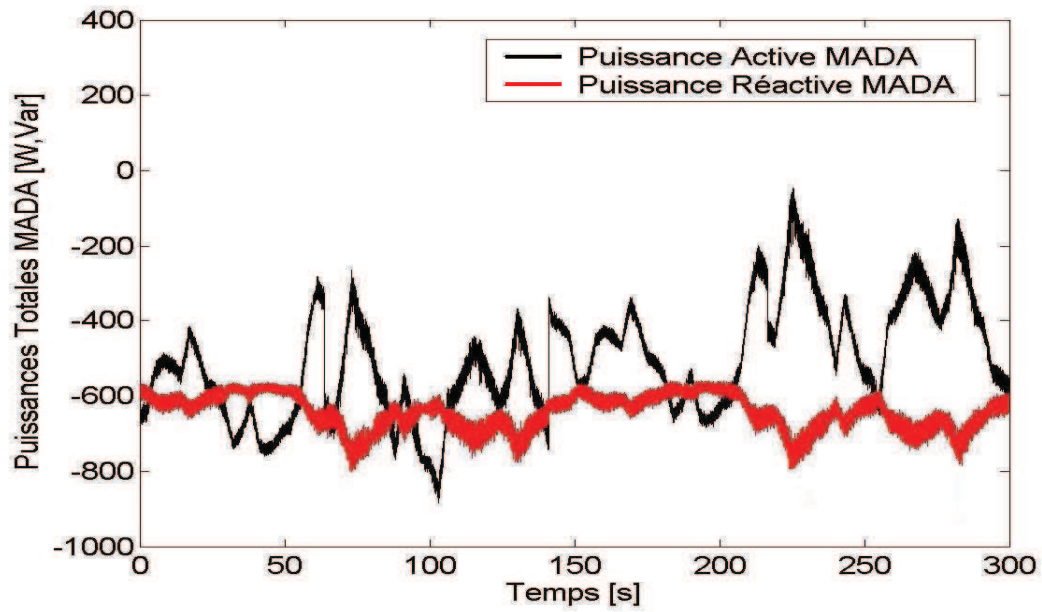


Fig. 5.9. Puissances active et réactive débitées par la MADA de la micro hydrocentrale.

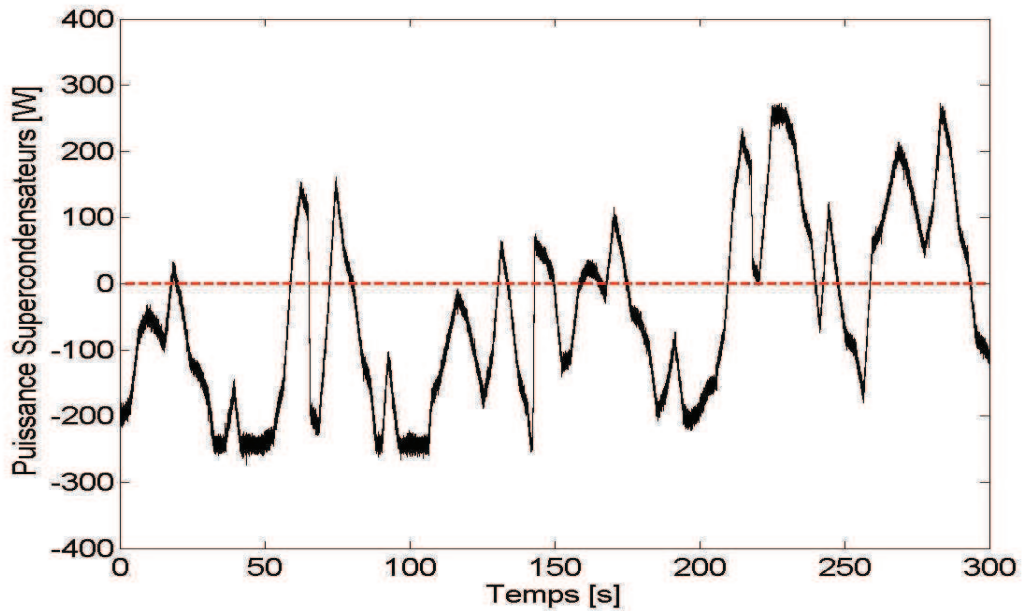


Fig. 5.10. Puissance des supercondensateurs.

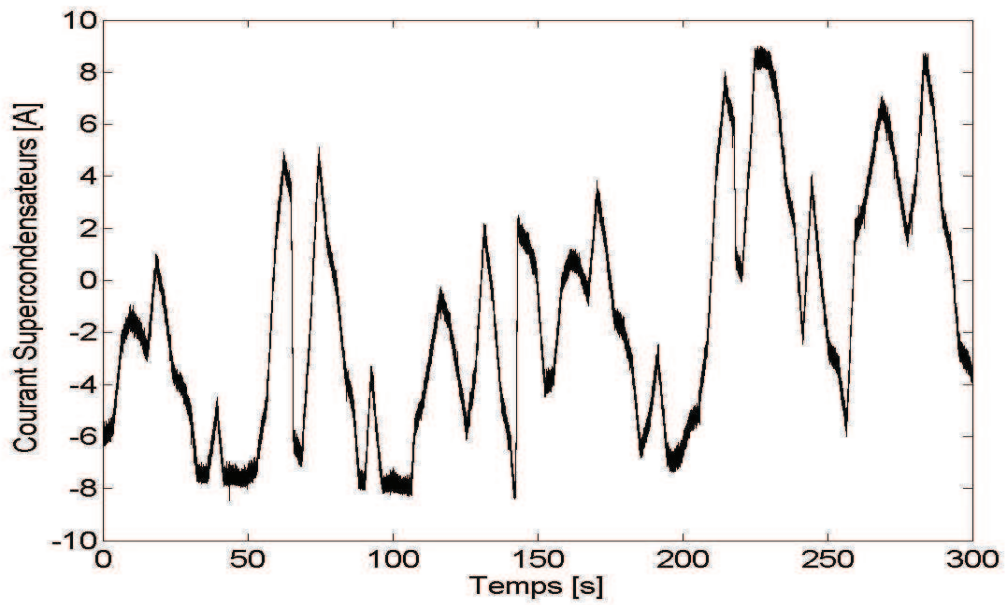


Fig. 5.11. Courant des supercondensateurs

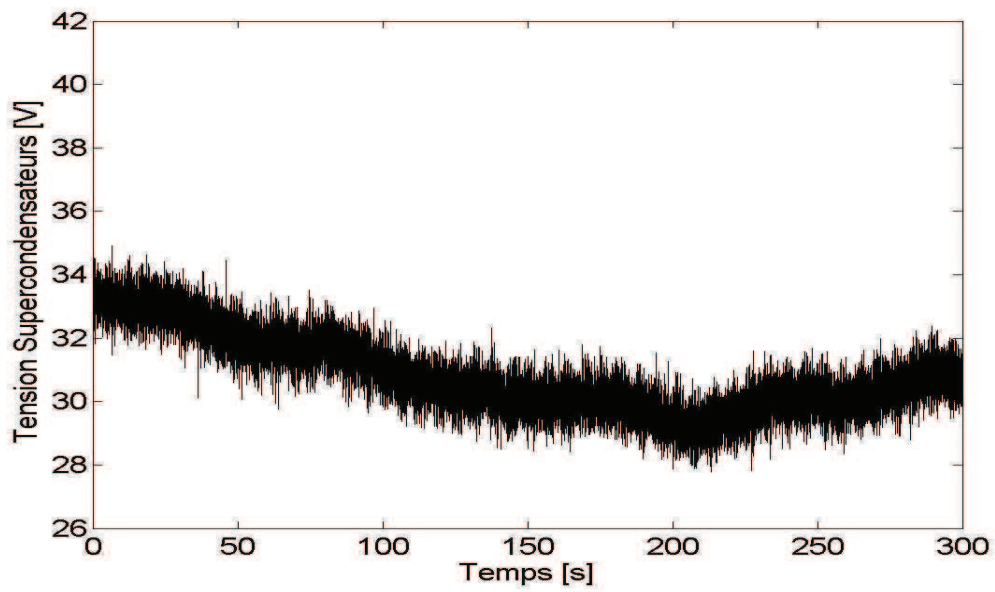


Fig. 5.12. Tension des supercondensateurs

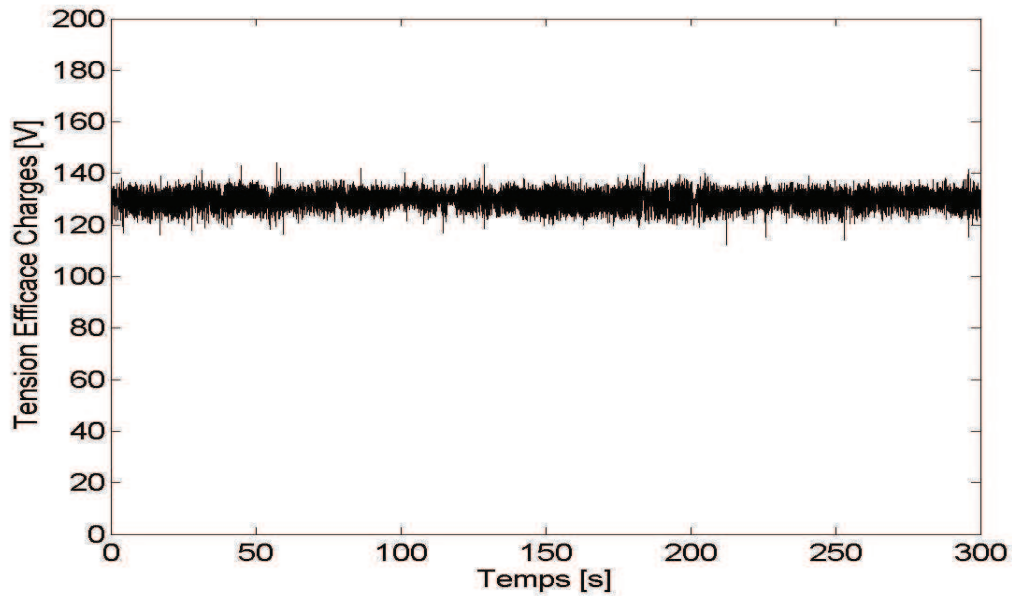


Fig. 5.13. Tension efficace des charges isolées.

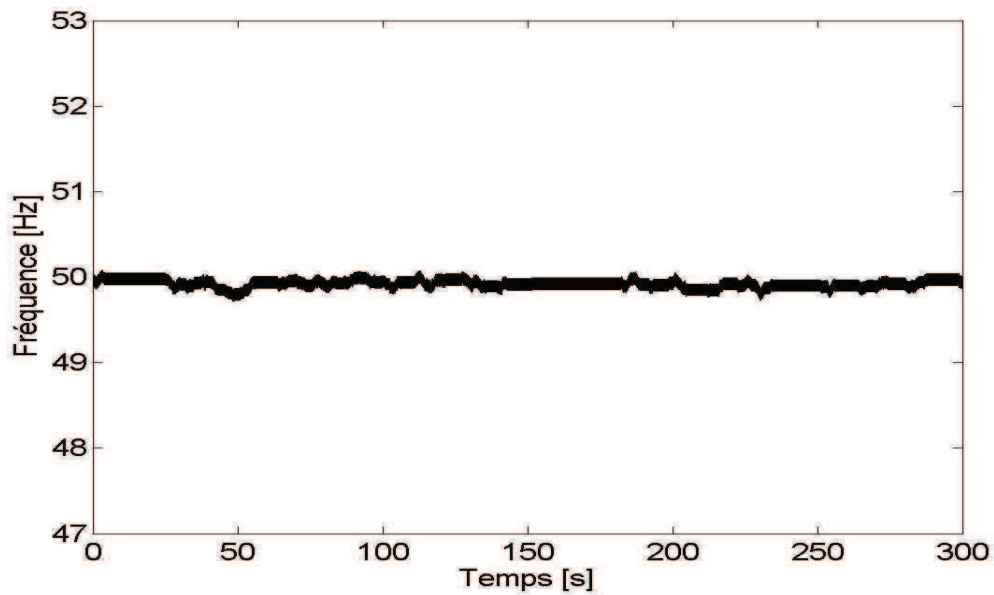


Fig. 5.14. Fréquence de la tension des charges isolées.

Figs. 5.13 et 5.14 démontrent la capacité de l'ensemble hybride d'alimenter les charges isolées aux paramètres nominaux. L'association de la microcentrale hydroélectrique avec SC compensent les variations de la puissance de la centrale éolienne (Fig.5.8). La puissance réactive consommée par la génératrice asynchrone à cage de l'éolien est fournie par la MADA du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique (Fig. 5.9).

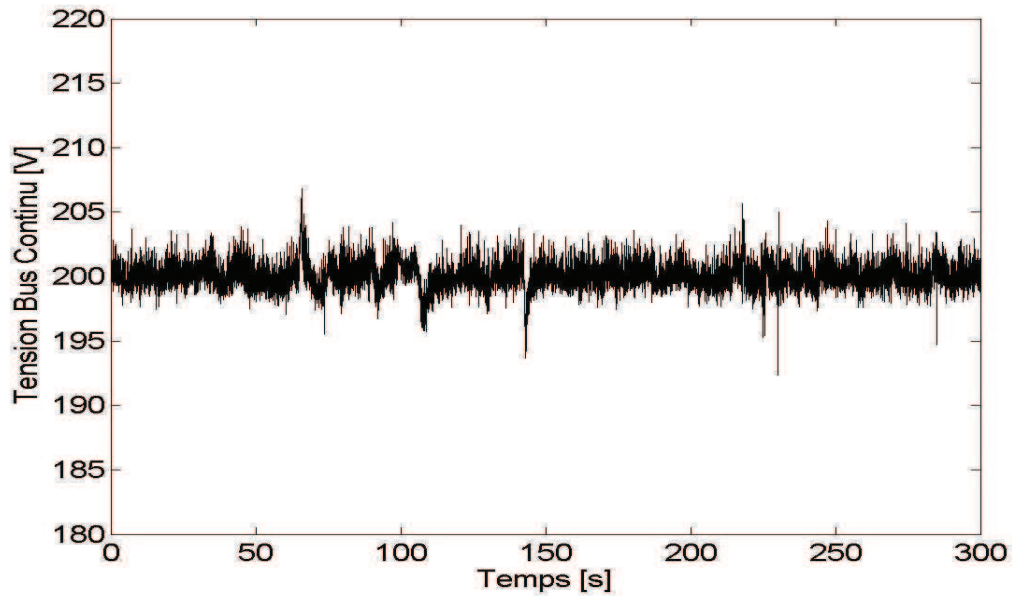


Fig. 5.15. Tension du bus continu de la microcentrale hydroélectrique.

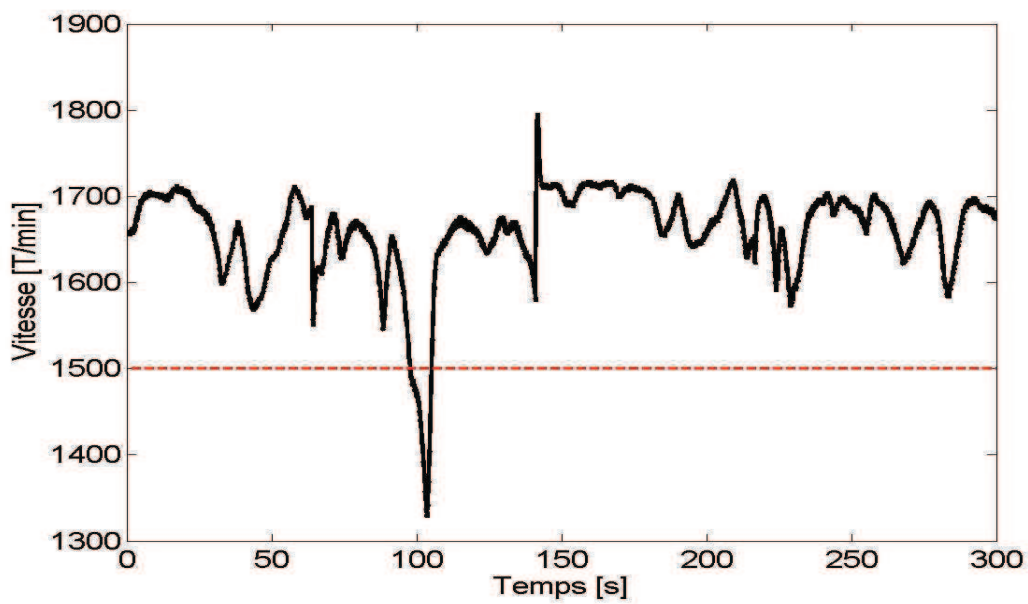


Fig. 5.16. Vitesse de l'arbre du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique.

La tension du bus continu de la microcentrale hydroélectrique est bien régulée (Fig. 5.15) malgré l'échange de puissances entre SC et le système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique. Cette puissance est véhiculée à travers la MSAP de la microhydrocentrale.

Quand les SC chargent, la puissance mécanique disponible à l'arbre du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique est transformée en puissance électrique. Si les SC déchargent, la puissance électrique est transformée en puissance mécanique disponible à l'arbre de la microcentrale.

Figs. 5.11 et 5.12 présentent le courant et la tension des SC. La vitesse de l'arbre du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique varie en hypo- et hyper-synchronisme (Fig. 5.16).

5.2.2. Résultats expérimentaux sur réseau

Le fonctionnement sur réseau de l'association d'un ensemble hybride microhydro/éolien avec un dispositif de stockage par supercondensateurs est moins restrictif, parce que le réseau peut absorber des puissances plus ou moins fluctuantes. Pour les essais expérimentaux, on propose trois stratégies de supervision, basées sur la logique floue. La première stratégie utilise un superviseur à logique floue simple, qui implique une entrée et une sortie ; la deuxième stratégie a deux entrées et une sortie, et la troisième, deux entrées et deux sorties [6].

Première stratégie de supervision

Le schéma de cette stratégie de supervision est présenté dans Fig. 5.17. Le niveau de stockage signifie la quantité d'énergie disponible à un moment donné, emmagasinée dans les supercondensateurs. La puissance éolienne est filtrée, en utilisant un filtre avec une constante de temps de 30 s. Cette constante de temps a été choisie par essais expérimentaux, en considérant un lissage satisfaisant de la puissance totale générée. Plus d'informations sur cette stratégie de supervision dans l'Annexe 3.

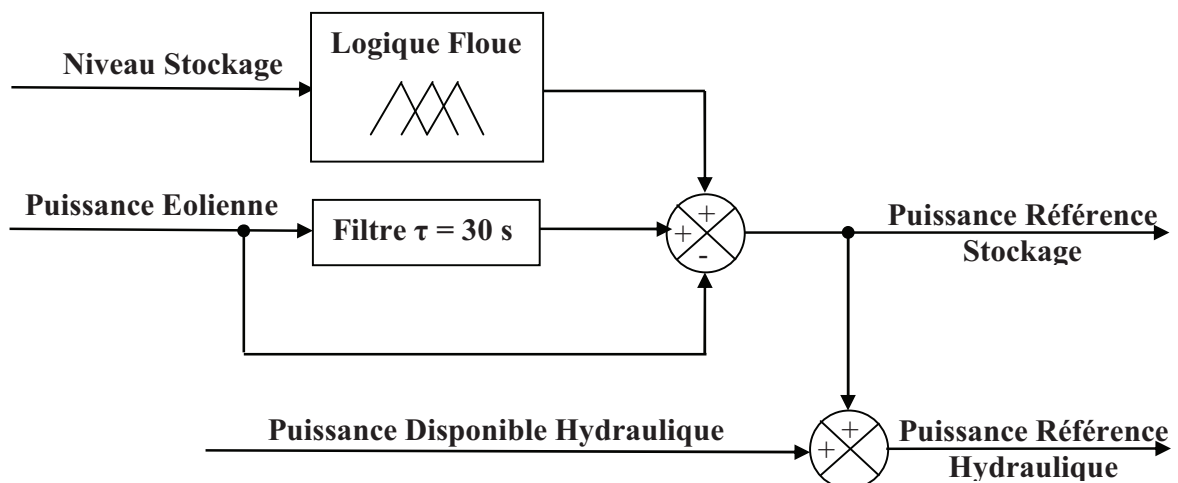


Fig. 5.17. Schéma de la première stratégie de supervision (logique floue 1).

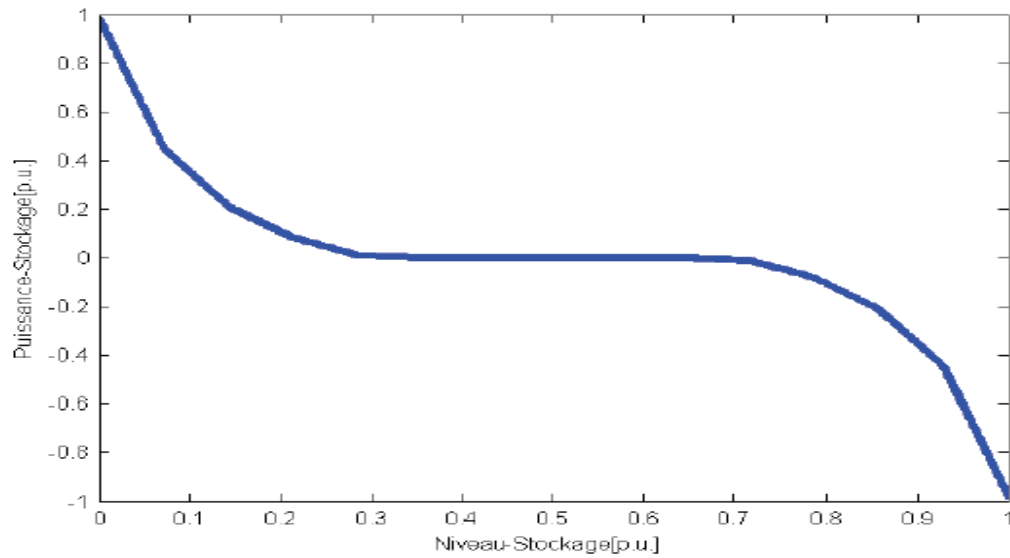


Fig. 5.18. Evolution de la puissance de stockage en fonction du niveau de stockage.

Dans Fig. 5.18, est affichée l'évolution de la puissance de stockage en fonction de niveau de stockage, déterminée par logique floue. Si le niveau de stockage est bas, les SC chargent ; par contre, si le niveau de stockage est haut, les SC déchargent.

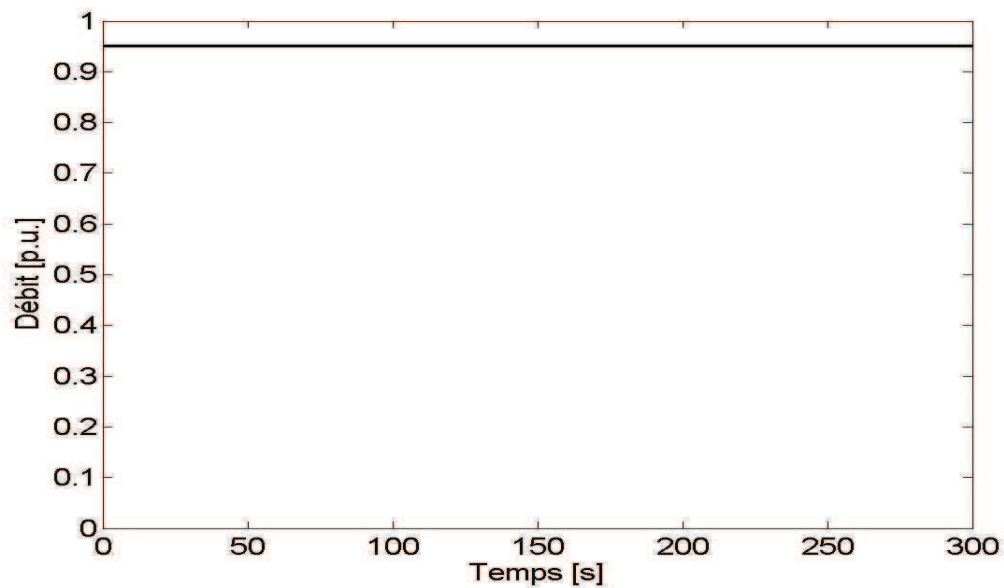


Fig. 5.19. Débit de l'eau de la microcentrale hydroélectrique.

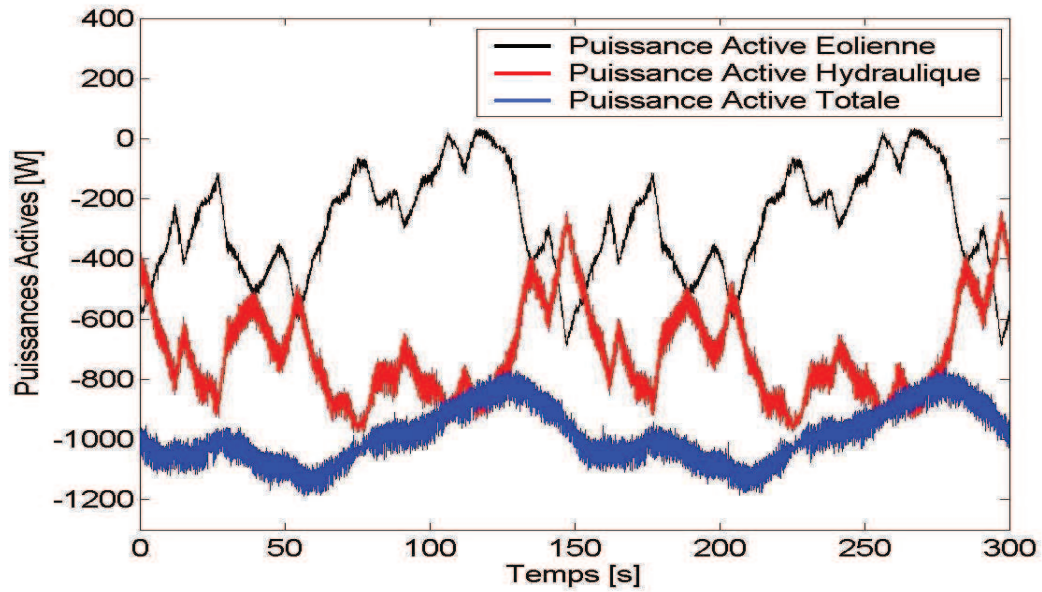


Fig. 5.20. Puissances actives générées par la MADA de la micro hydrocentrale, par la centrale éolienne, et la puissance active totale.

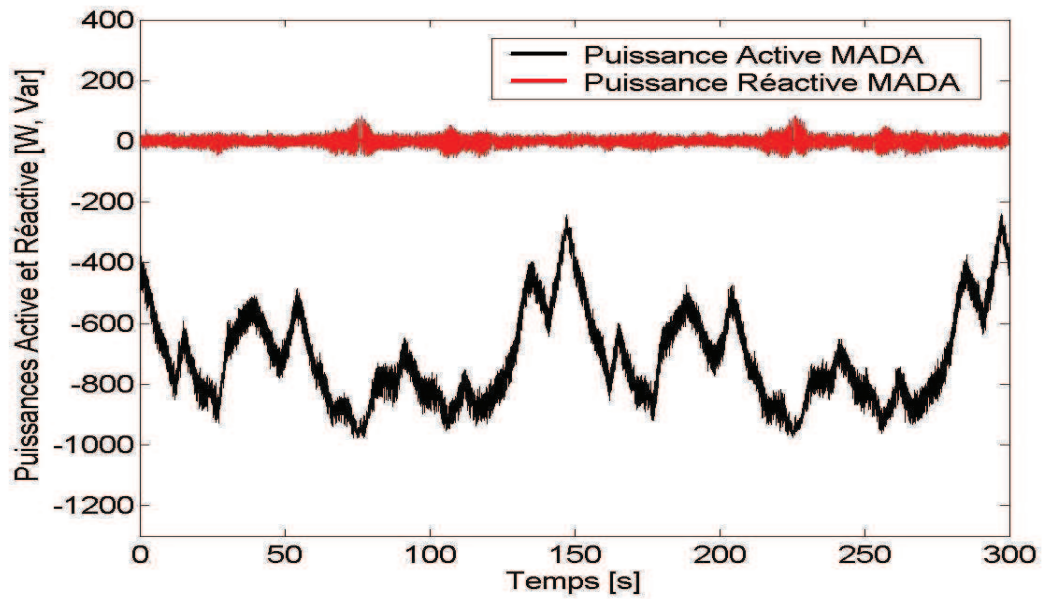


Fig. 5.21. Puissances active et réactive de la microcentrale hydroélectrique, incluant les supercondensateurs

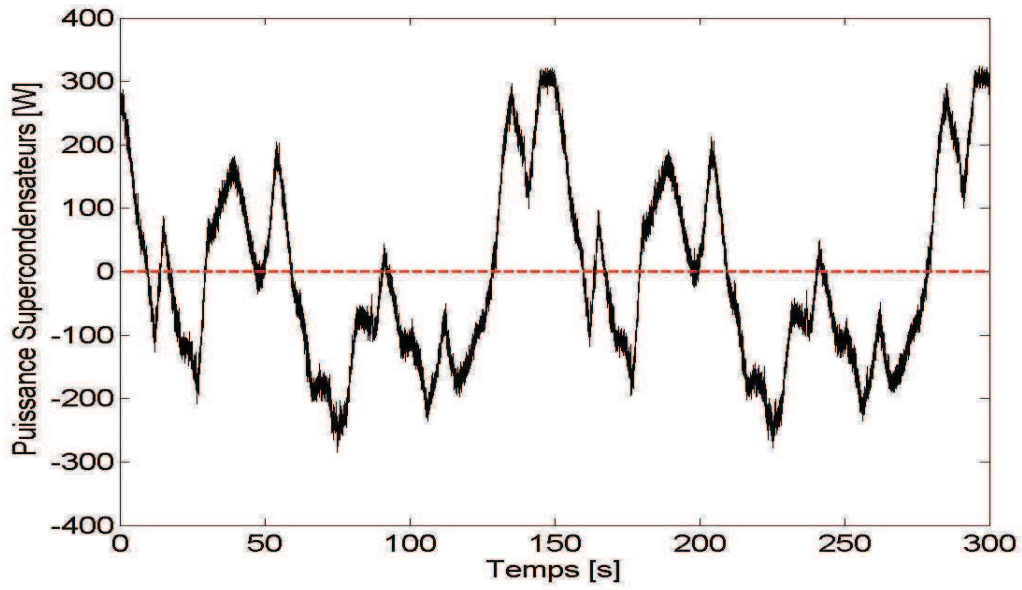


Fig. 5.22. Puissance des supercondensateurs.

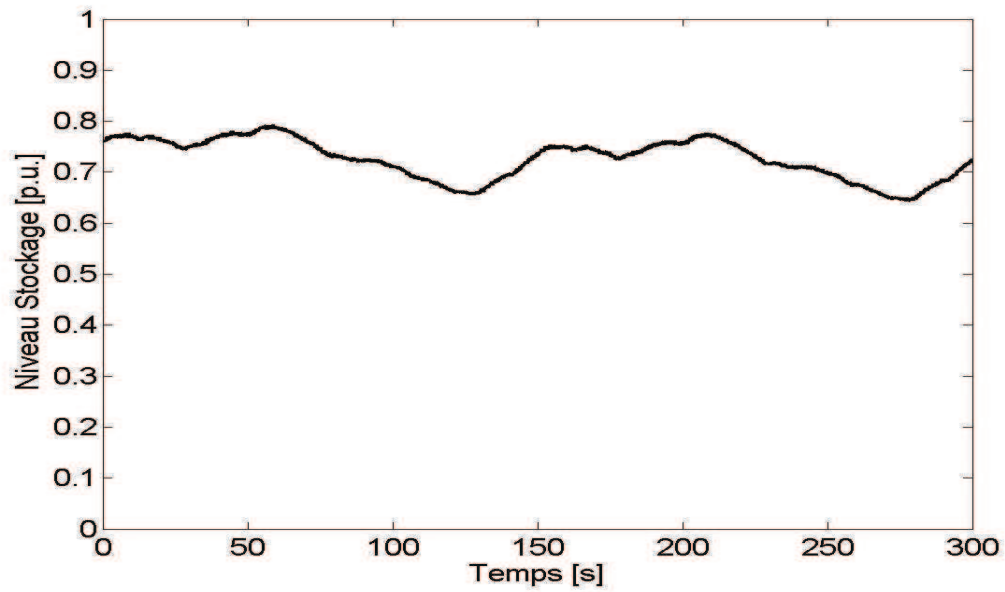


Fig. 5.23. Niveau du stockage.

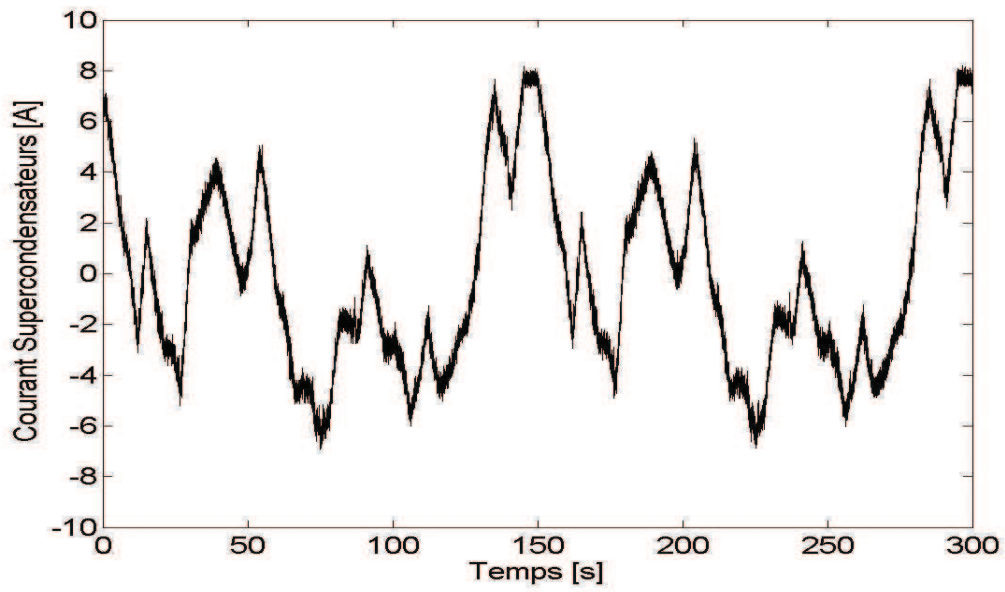


Fig. 5.24. Courant des supercondensateurs

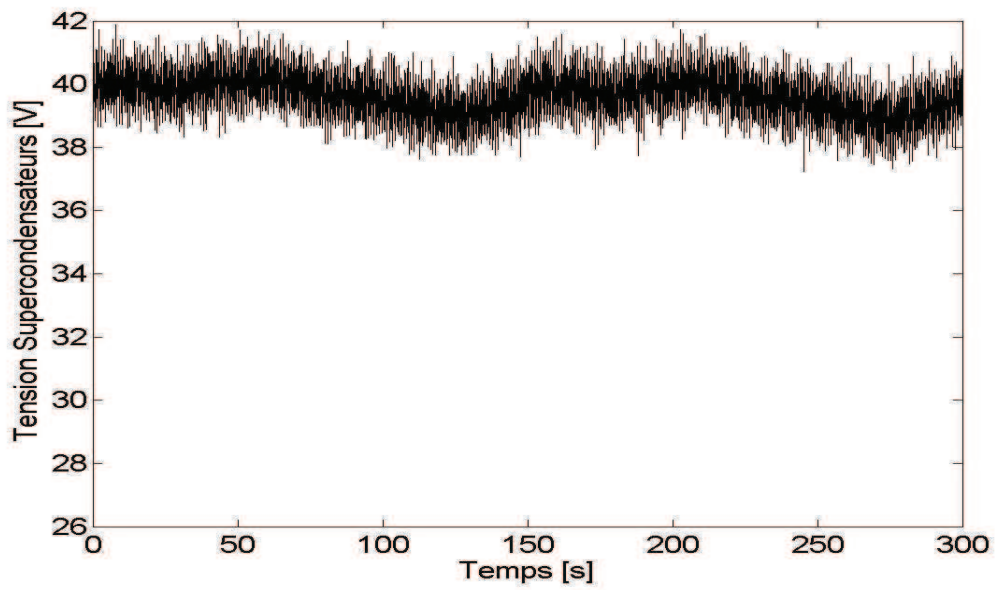


Fig. 5.25. Tension de supercondensateurs

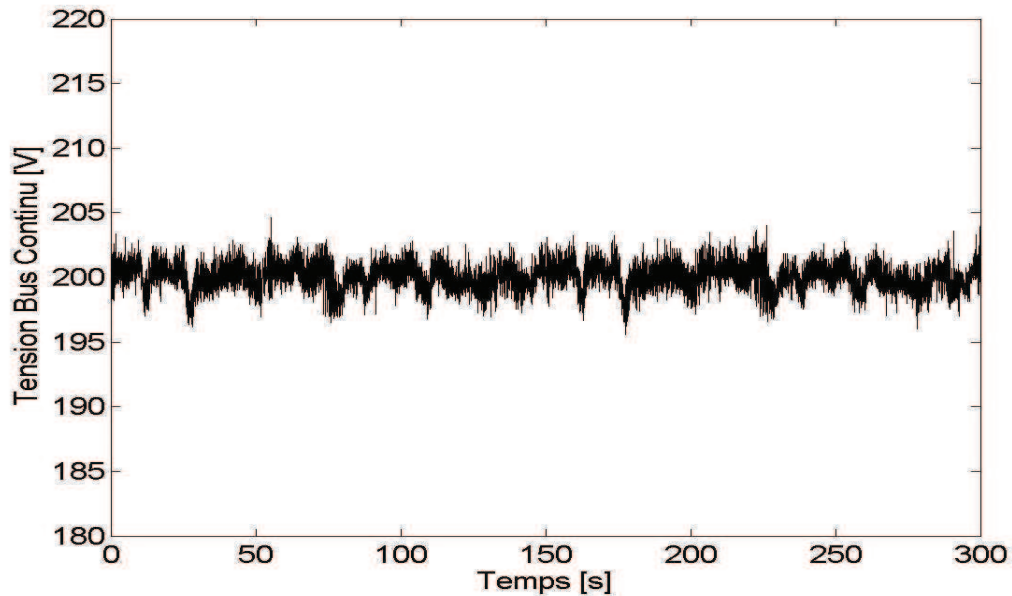


Fig. 5.26. Tension du bus continu de la microcentrale hydroélectrique.

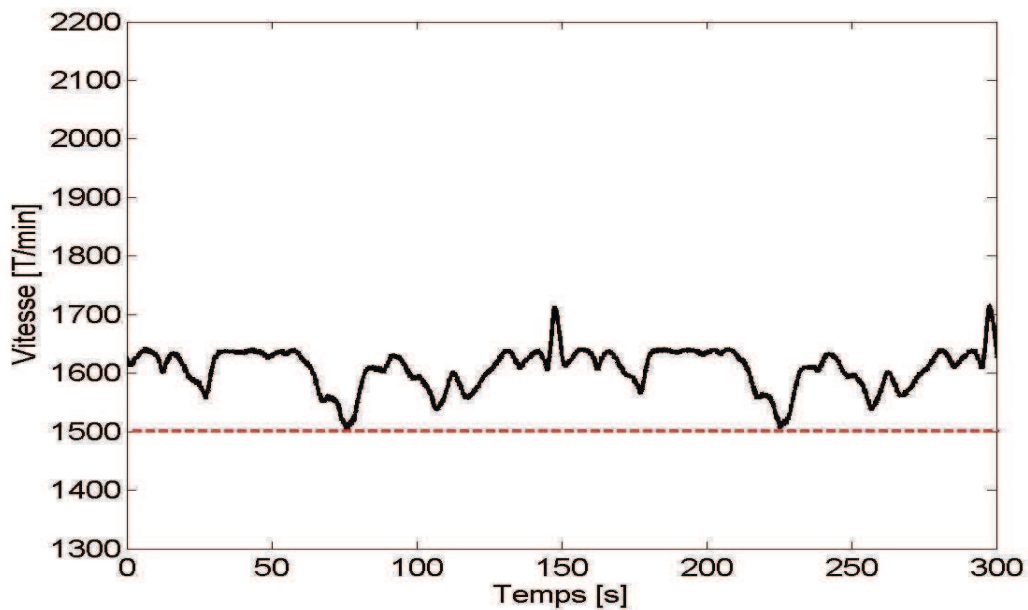


Fig. 5.27. Vitesse de l'arbre du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique.

D'après Fig. 5.20, on peut observer que la puissance totale générée est plus lisse que la puissance éolienne et que les fluctuations de cette puissance sont diminuées. La puissance des SC (Fig. 5.22) varie largement, et elle est limitée à une valeur de 300 W pour ne pas déstabiliser le bus continu, et pour ne pas avoir un courant trop grand au

niveau des SC. Les pertes dans la bobine de lissage B (Fig. 5.5) augmentent proportionnellement au carré du courant. Quand la puissance est négative, les SC déchargent, et quand la puissance est positive, les SC chargent. On voit comment la tension de supercondensateurs (Fig. 5.25) varie en accord avec l'état de charge ou de décharge. La tension du bus (Fig. 5.26) est maintenue autour de 200 V.

Deuxième stratégie de supervision

Le schéma de cette stratégie de supervision est présenté dans Fig. 5.28. On a comme entrées, le niveau de stockage et la puissance éolienne, la sortie étant la puissance de référence pour le dispositif de stockage. Dans l'Annexe 3 sont données les lois d'inférence pour cette stratégie utilisant la logique floue.

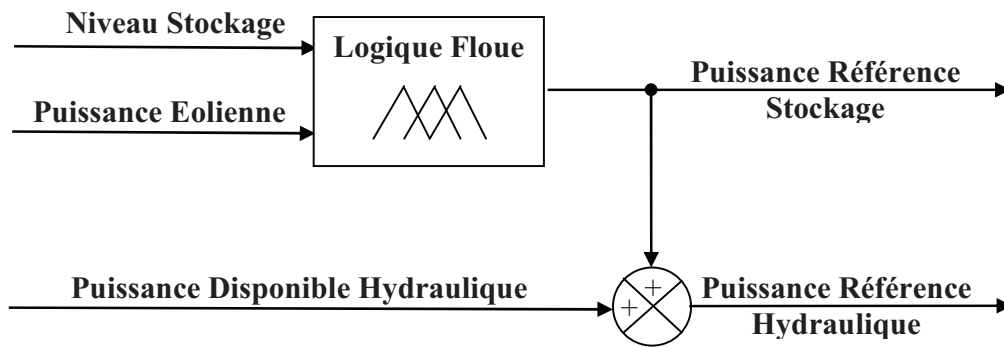


Fig. 5.28. Schéma de la deuxième stratégie de supervision (logique floue 2)

Dans Fig. 5.29, l'évolution de la puissance de stockage est représentée en fonction du niveau de stockage et de la puissance éolienne, déterminée par logique floue. Les tests expérimentaux montrent que cette solution donne des meilleurs résultats.

Fig. 5.31 montre une amélioration au niveau de la puissance totale générée en comparaison avec la première stratégie de supervision. La puissance totale est mieux lissée, car les fluctuations de la puissance éolienne sont diminuées. Si le niveau de stockage est bas (Fig. 5.34), la puissance générée par la MADA de la microcentrale hydroélectrique diminue (Fig.5.32).

La tension des supercondensateurs (Fig. 5.36) varie en accord avec leur état de charge ou de décharge. La tension du bus de la microcentrale hydroélectrique (Fig. 5.37) est maintenue à 200 V. La vitesse de l'arbre du système de conversion électromécanique de la micro hydrocentrale varie légèrement autour de la vitesse de synchronisme.

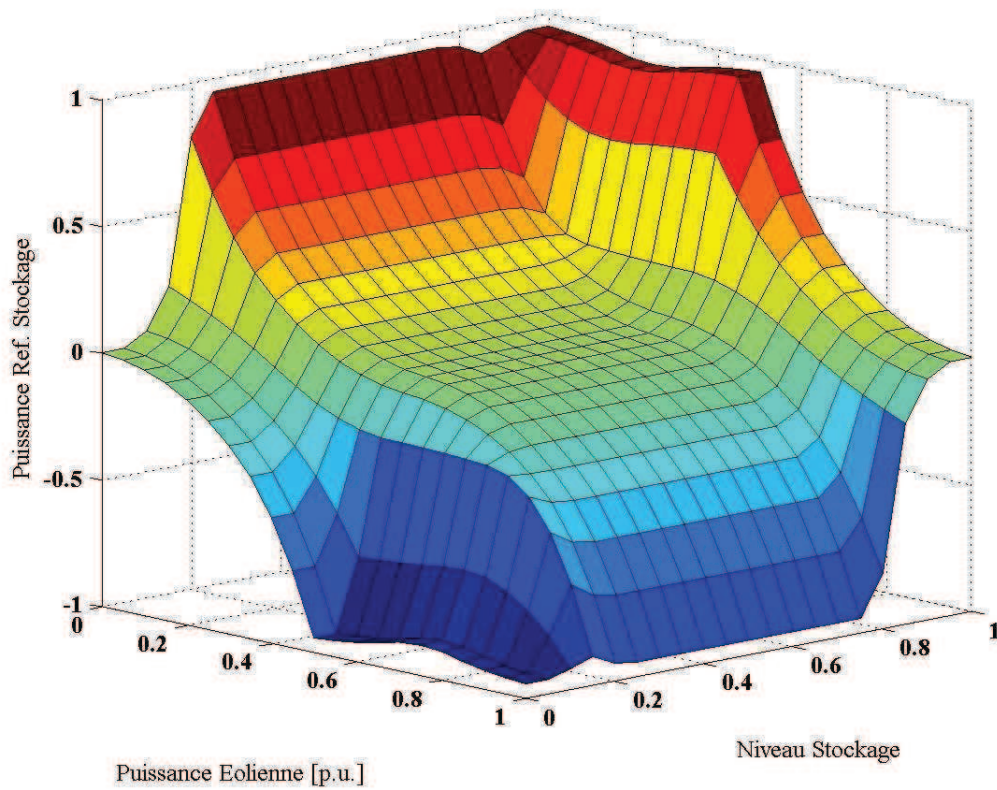


Fig. 5.29. L'évolution de la puissance de stockage en fonction du niveau de stockage et de la puissance éolienne (surface floue).

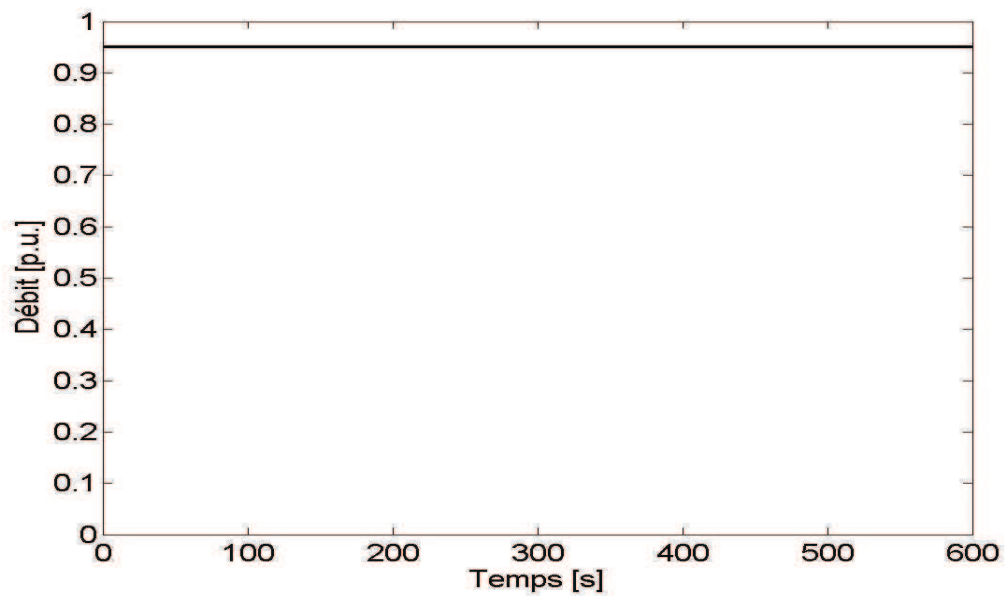


Fig. 5.30. Débit de l'eau de la microcentrale hydroélectrique.

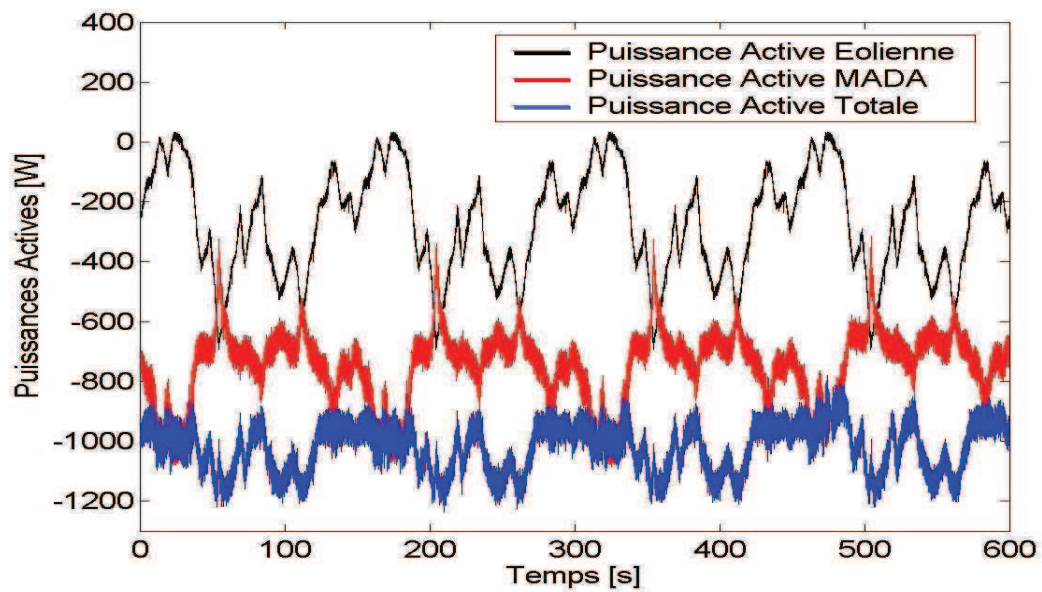


Fig. 5.31. Puissances actives générées par la MADA de la micro hydrocentrale, par la centrale éolienne, et la puissance active totale.

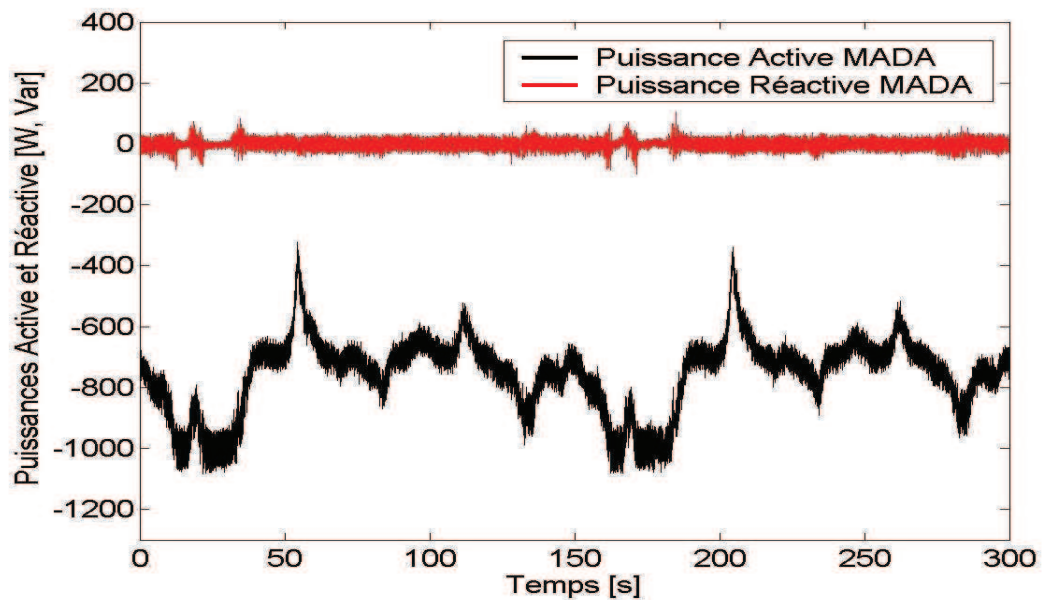


Fig. 5.32. Puissances active et réactive de la microcentrale hydroélectrique, incluant les SC.

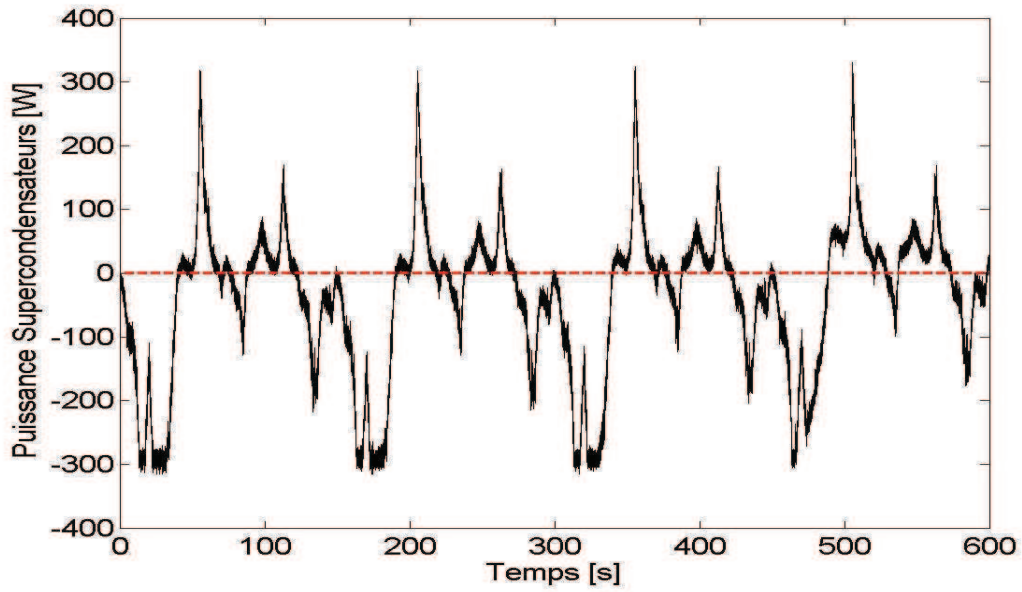


Fig. 5.33. Puissance des supercondensateurs

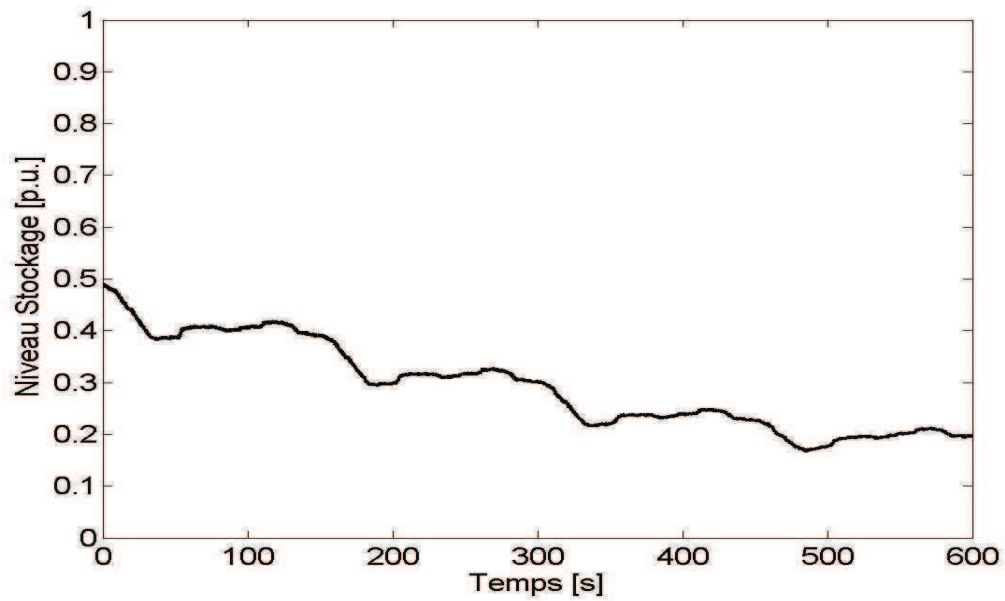


Fig. 5.34. Niveau du stockage.

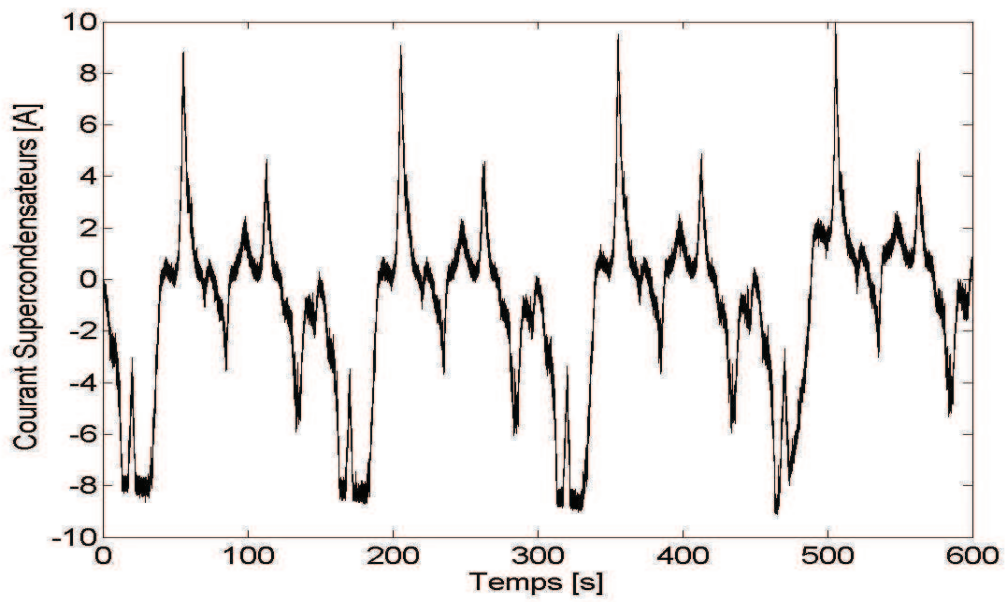


Fig. 5.35. Courant des supercondensateurs

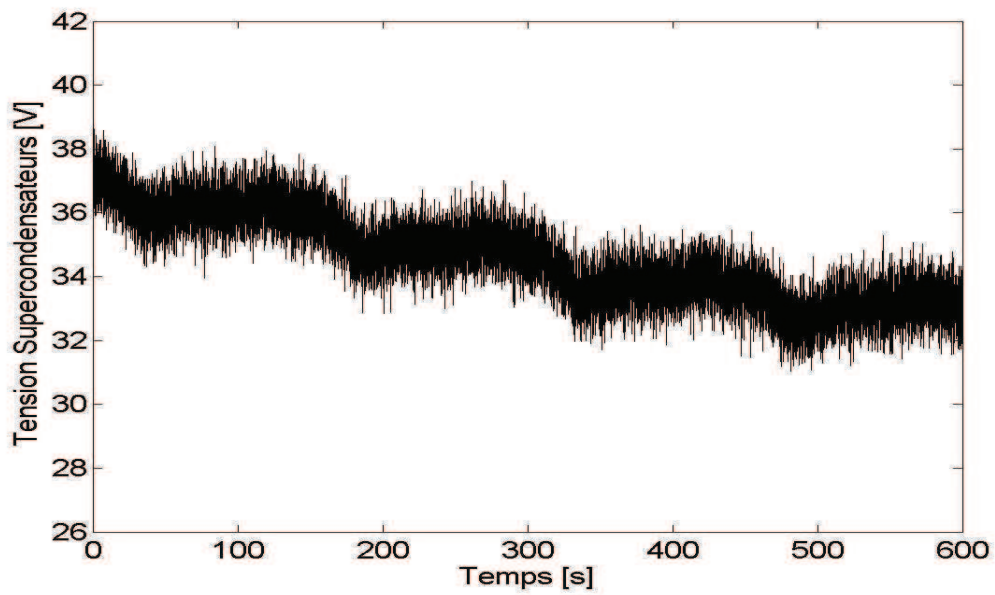


Fig. 5.36. Tension des supercondensateurs

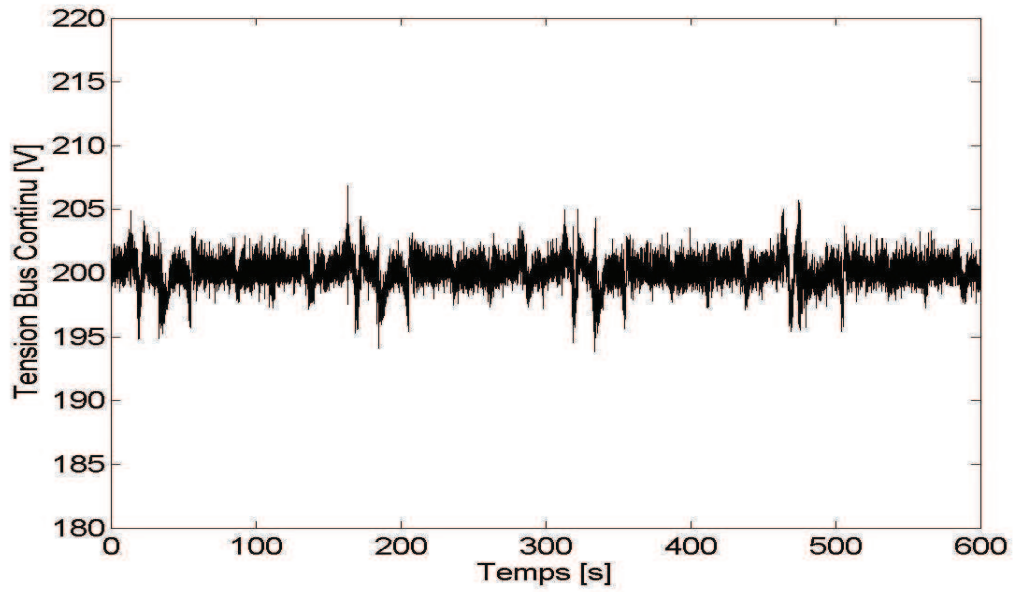


Fig. 5.37. Tension du bus continu de la microcentrale hydroélectrique.

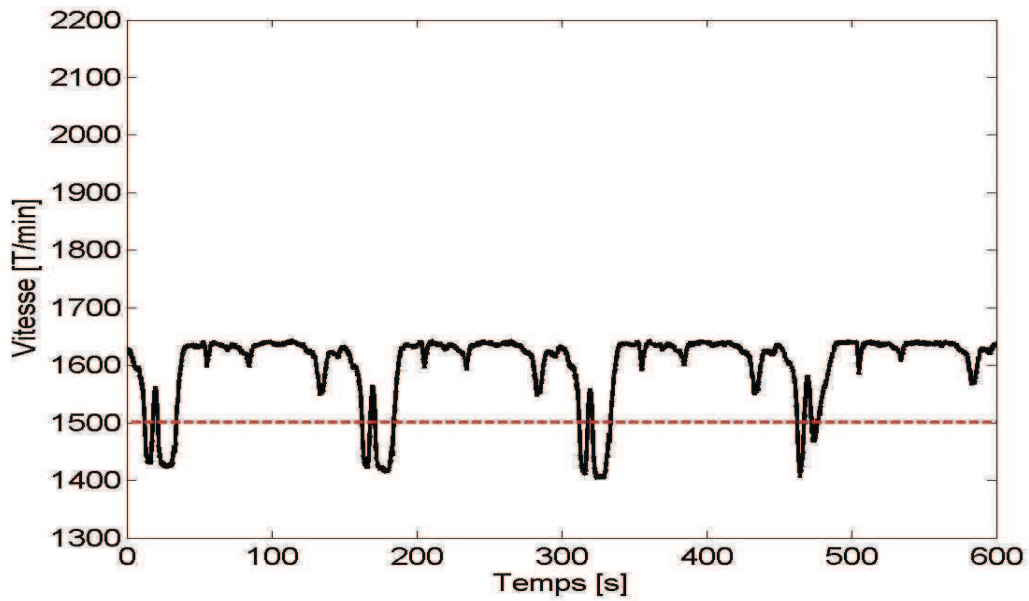


Fig. 5.38. Vitesse de l'arbre du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique.

Troisième stratégie de supervision

Le principe de cette stratégie est présenté dans le schéma de la Fig. 5.39. On utilise le filtre avec une constante de temps de 30 s. On a comme entrées, le niveau de stockage et l'erreur entre la puissance totale mesurée et la puissance totale imposée. Comme sorties, on a les puissances de référence de la microcentrale hydroélectrique et du dispositif de stockage d'énergie. Dans ce cas, le superviseur à logique floue se comporte comme un correcteur non linéaire (Annexe 3).

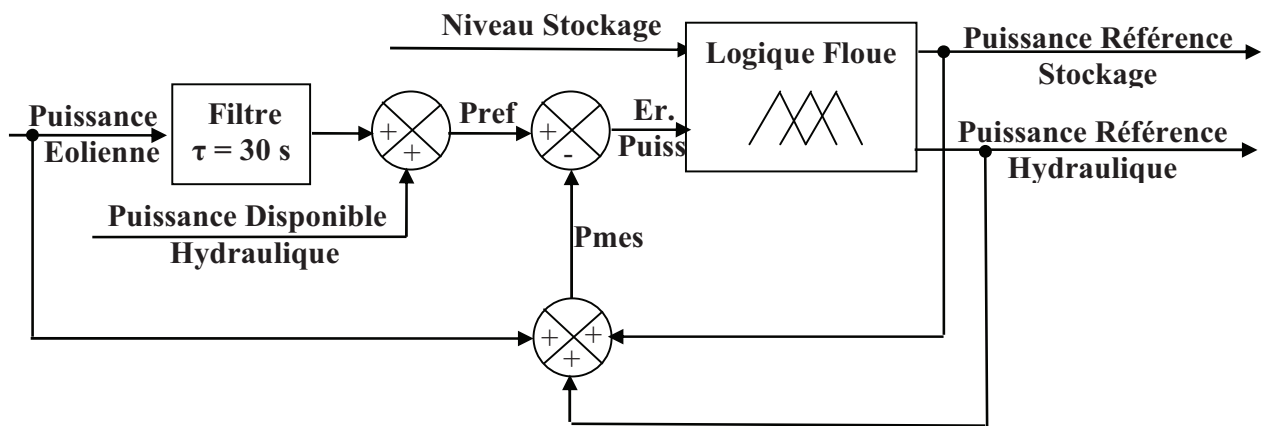
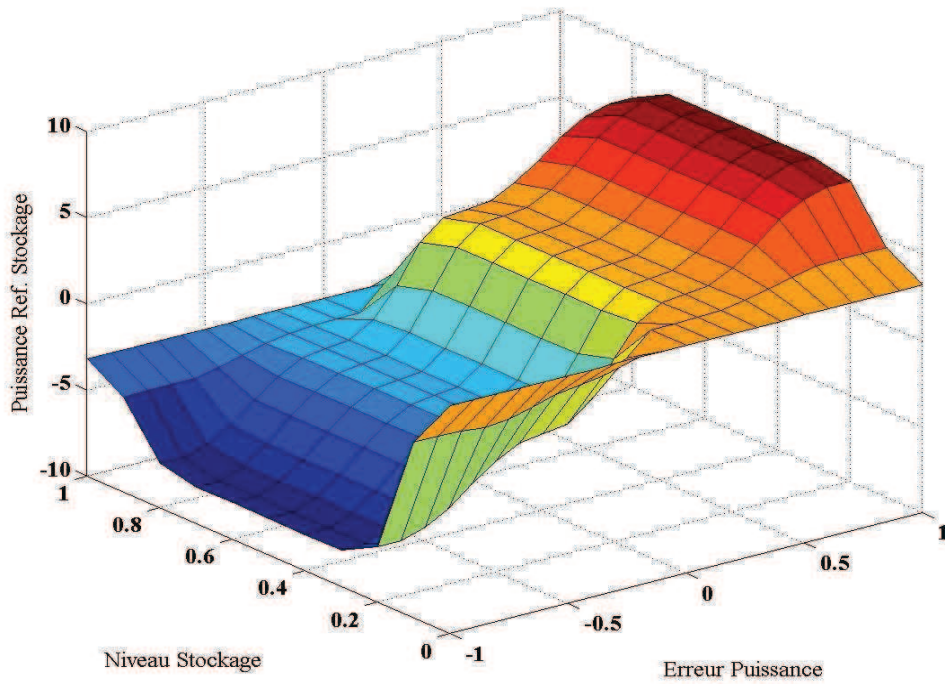


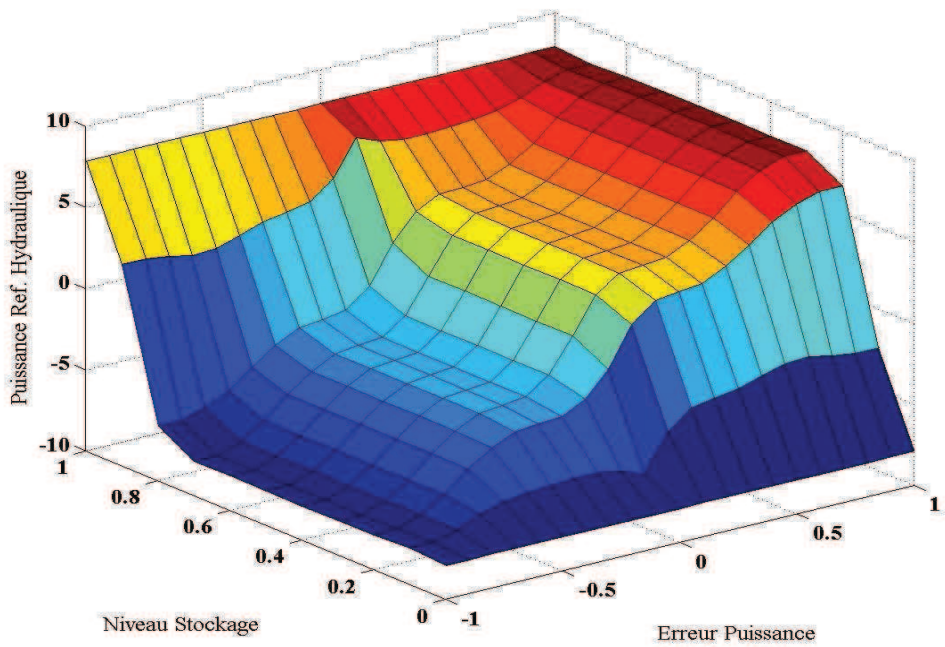
Fig. 5.39. Schéma de la troisième stratégie de supervision (logique floue 3).

Fig. 5.40 présente les surfaces obtenues à l'aide du superviseur à logique floue. Les deux surfaces permettent d'exprimer la structure d'un superviseur avec deux entrées et deux sorties. Les résultats des tests expérimentaux sont présentés aux Figs. 5.41 - 5.49.

Cette stratégie de supervision permet de contrôler directement la puissance des supercondensateurs et la puissance de la microcentrale hydraulique et, donc, de contrôler la puissance totale envoyée au réseau (Fig. 5.42). La puissance totale est plus lisse. La tension du bus de la microcentrale hydroélectrique (Fig. 5.48) est maintenue à 200 V. La vitesse d'arbre de la microcentrale hydroélectrique varie légèrement en hypersynchronisme.



(a)



(b)

Fig. 5.40. L'évolution de la puissance de stockage (a), respectivement de la puissance de référence de la MADA de la micro hydrocentrale (b), en fonction du niveau de stockage et de l'erreur de la puissance (surfaces floues).

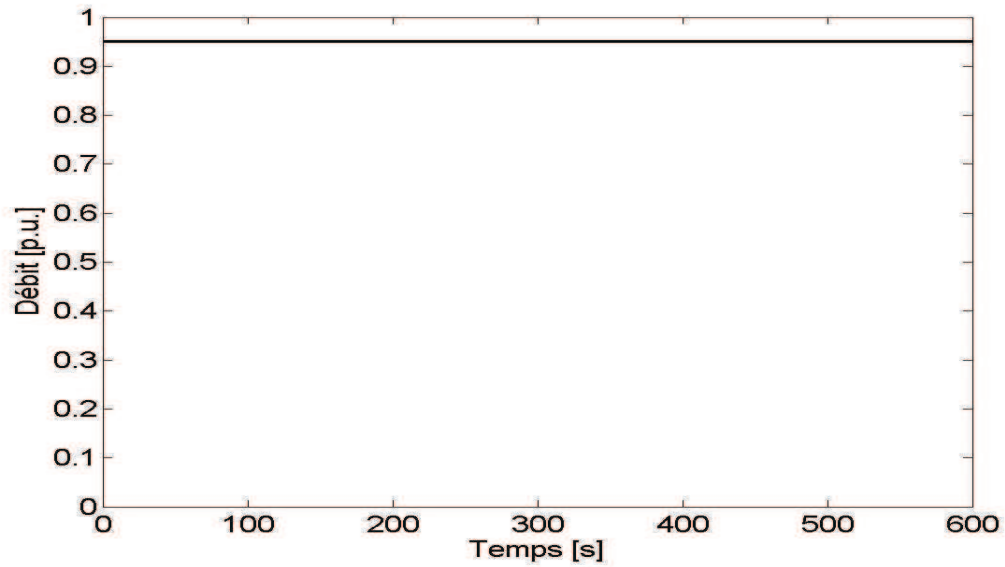


Fig. 5.41. Débit de l'eau de la microcentrale hydroélectrique.

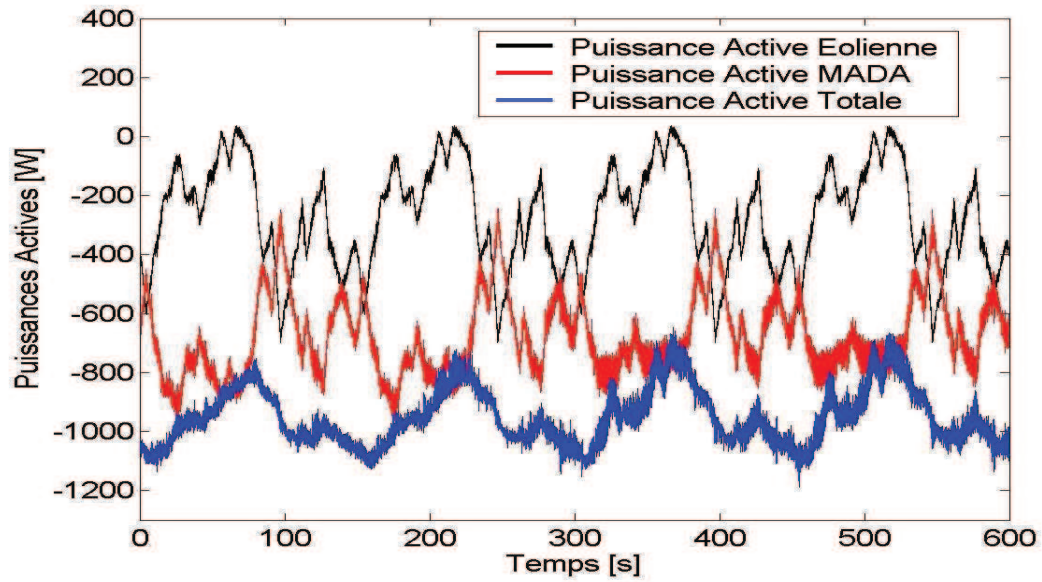


Fig. 5.42. Puissances actives générées par la MADA de la micro hydrocentrale, par la centrale éolienne, et la puissance active totale.

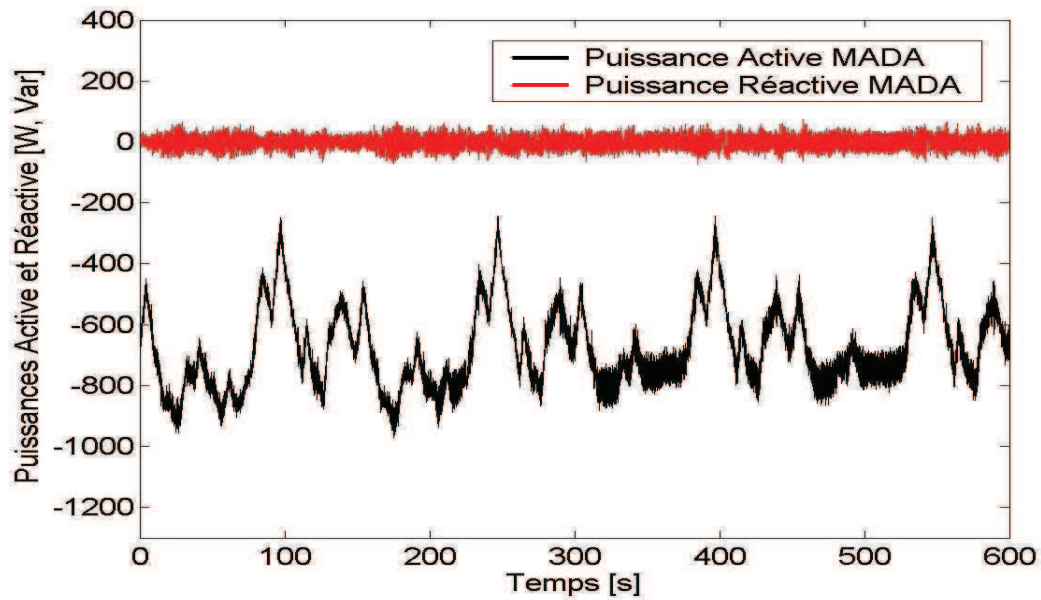


Fig. 5.43. Puissances active et réactive de la microcentrale hydroélectrique, incluant les supercondensateurs.

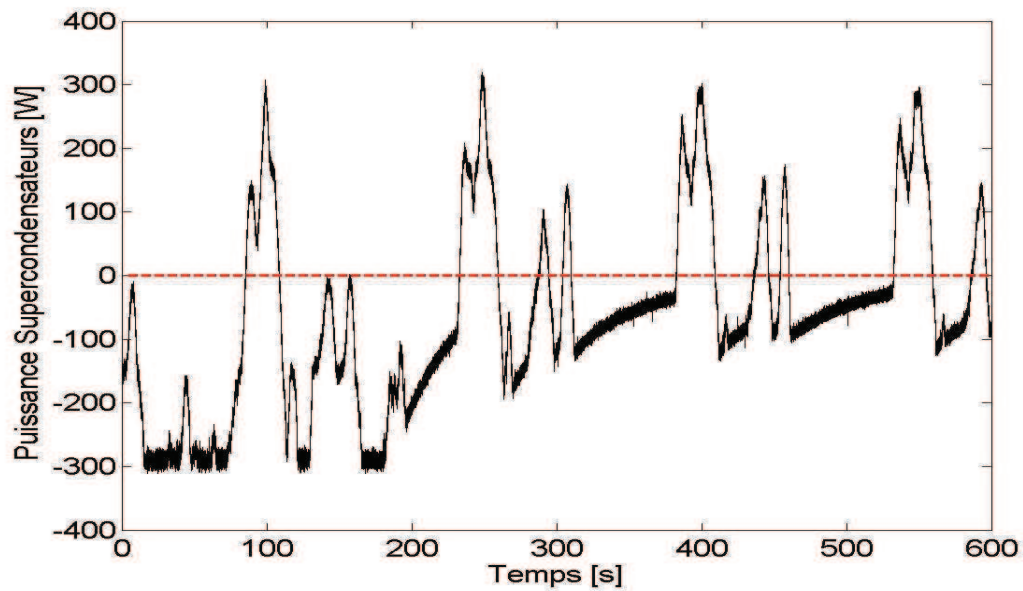


Fig. 5.44. Puissance des supercondensateurs

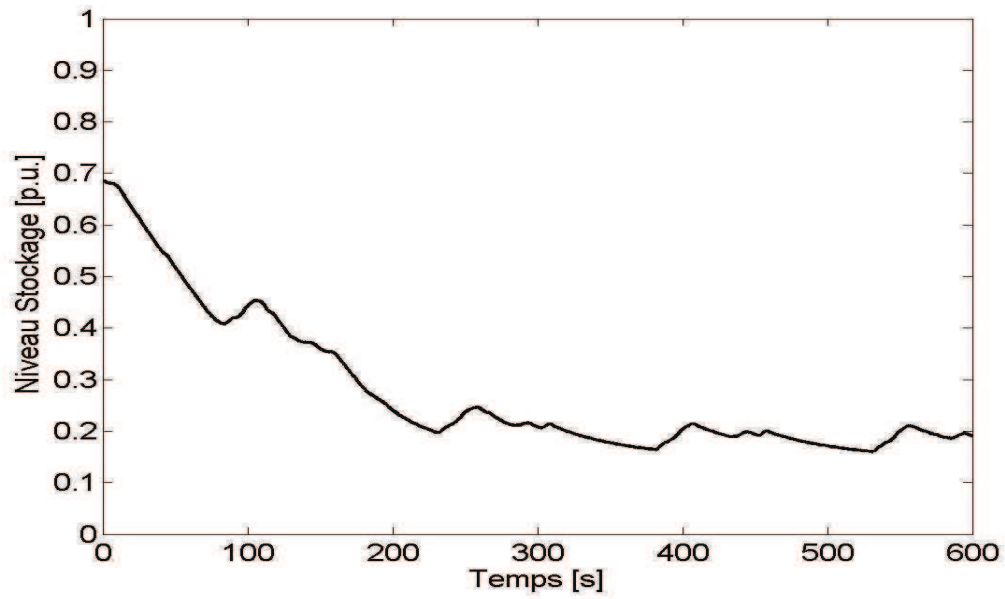


Fig. 5.45. Niveau du stockage.

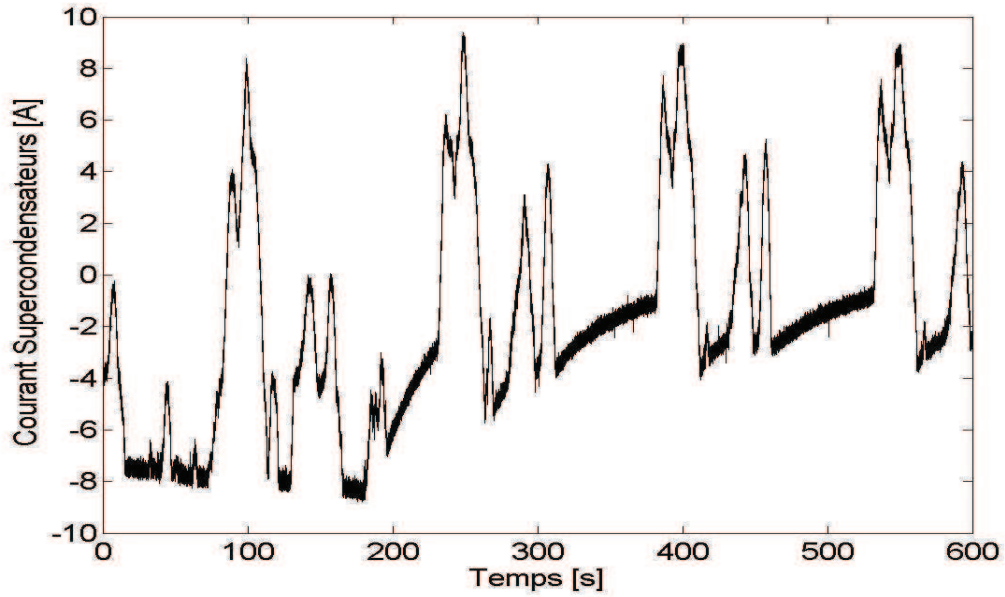


Fig. 5.46. Courant des supercondensateurs.

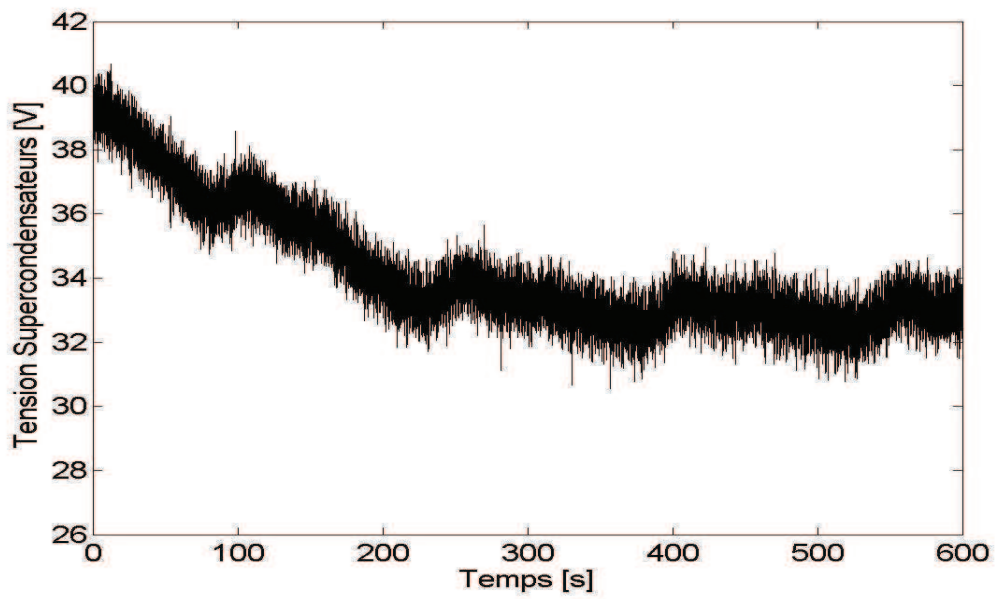


Fig. 5.47. Tension des supercondensateurs.

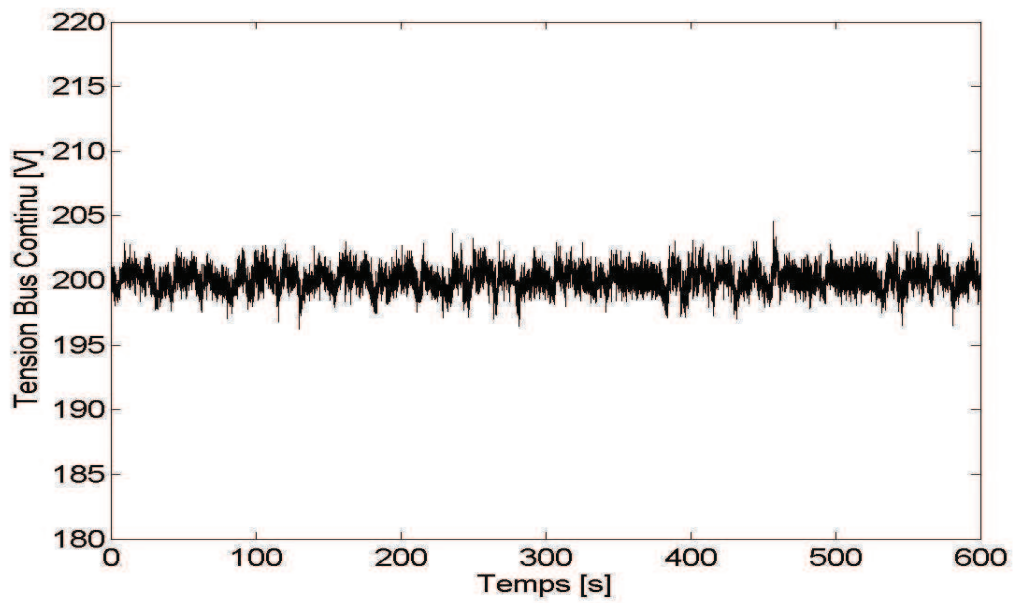


Fig. 5.48. Tension du bus continu de la microcentrale hydroélectrique.

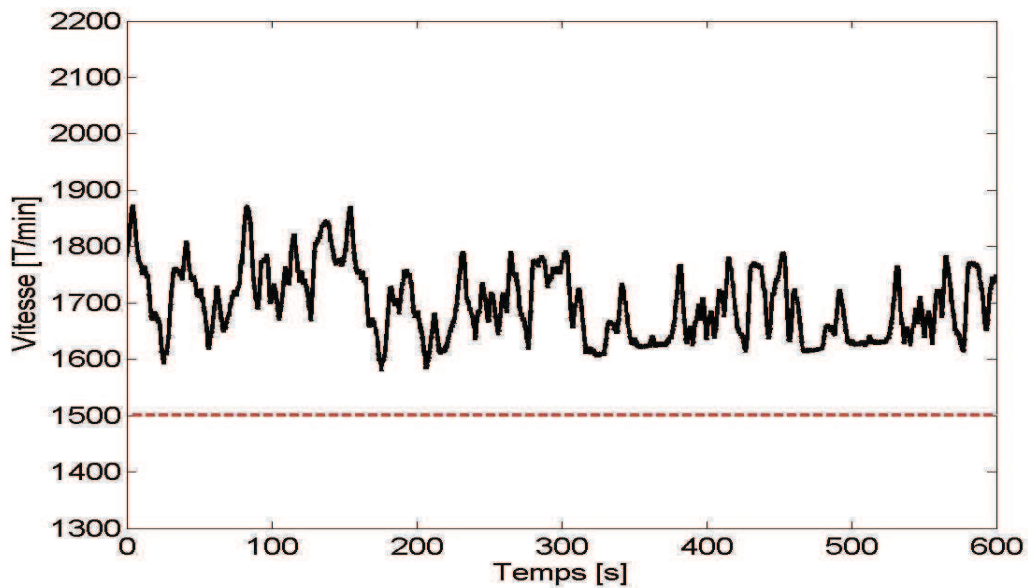


Fig. 5.49. Vitesse d'arbre du système de conversion électromécanique de la microcentrale hydroélectrique.

5.5. Conclusions

L'association entre un ensemble hybride microcentrale hydroélectrique/ centrale éolienne et un dispositif de stockage d'énergie par supercondensateurs a été proposée et étudiée expérimentalement.

Les résultats des tests montrent que l'ensemble hybride microhydro/ éolien associé au dispositif de stockage par supercondensateurs peut fonctionner sur charges isolées, en maintenant les paramètres de tension et fréquence aux valeurs nominales et en permettant l'alimentation des charges plus importantes.

Concernant le fonctionnement sur réseau, trois stratégies de supervision à logique floue ont été présentées. L'ensemble de production électrique peut fournir une puissance plus lisse ou constante selon les besoins, dans les limites de la puissance hydraulique disponible et du niveau de stockage.

5.6. Références

- [1] J.-C. Lassègues, Supercondensateurs, *Techniques de l'Ingénieur*, D3334, 2001.
- [2] J.F. Maquiné, Progrès sur les supercondensateurs, Article du 07/11/2006 disponible sur <http://www.onversity.net>.
- [3] M.Y. Ayad, *Mise en oeuvre des supercondensateurs dans les sources hybrides continues*, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2004.
- [4] L. Zubieta, R. Bonert, Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 36, No.1, 2000, pp. 199-205.
- [5] S. Breban, M. Nasser, A. Vergnol, V. Courtecuisse, B. Robyns, M.M. Radulescu, Hybrid wind/microhydro power system associated with a supercapacitor energy storage device – Experimental results, *Proc. 18th International Conference on Electrical Machines - ICEM 2008*, Vilamoura, Portugal, CD-ROM.
- [6] V. Courtecuisse, S. Breban, M. Nasser, A. Vergnol, B. Robyns, M.M. Radulescu, Supervision d'une centrale multi-source basée sur l'association eolien, micro-hydraulique et stockage d'énergie, *Comptes-rendus du Colloque 'Electrotechnique du Futur'*, 2007, Toulouse, France.

Conclusion générale

Le but de ce travail a été l'étude approfondie, par simulations dynamiques et tests expérimentaux, d'un nouveau système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable.

Dans le premier chapitre, on a fait une introduction sur la situation de l'hydro-électricité en Roumanie et on a présenté les éléments constitutifs d'une micro hydrocentrale. Ensuite, les typologies actuelles des systèmes de conversion électromécanique d'une micro hydrocentrale ont été décrites, parmi lesquelles le système électromécanique proposé dans cette thèse.

Le deuxième chapitre a traité la modélisation et la simulation du système de conversion électromécanique d'une micro hydrocentrale connectée sur charge isolée, respectivement sur réseau. La nouvelle stratégie du 'contrôle direct de puissance' (CDP) a été introduite et simulée. A la fin du chapitre, la détection par deux techniques passives de la perte du réseau (détection d'îlotage) a été aussi étudiée à l'aide des simulations.

Dans le troisième chapitre, on a présenté les résultats expérimentaux sur le système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique, permettant de valider les simulations du chapitre précédent. D'abord, une description du banc d'essais de laboratoire utilisé a été faite, suivie par les expérimentations du fonctionnement sur charge isolée (équilibrée et déséquilibrée) et sur réseau, en utilisant le contrôle vectoriel et le CDP. La détection d'îlotage, à l'aide des méthodes passives au niveau de la tension et de la fréquence, a été aussi validée expérimentalement.

Le chapitre 4 a porté sur le fonctionnement du système de conversion électromécanique d'une micro hydrocentrale à vitesse variable associée avec une éolienne à vitesse fixe dans un ensemble hybride de production d'énergie électrique. Les résultats des simulations et des tests expérimentaux ont montré que cet ensemble hybride peut alimenter les charges isolées en maintenant les paramètres de tension et fréquence aux valeurs nominales, et qu'en fonctionnant sur réseau, il peut fournir une puissance constante dans les limites de la puissance hydraulique disponible.

Dans le cinquième chapitre, on a associé un dispositif de stockage d'énergie par supercondensateurs à l'ensemble hybride microcentrale hydroélectrique/centrale éolienne présenté dans le chapitre 4. La connexion aux charges isolées de l'ensemble hybride microhydro / éolien associé au dispositif de stockage par supercondensateurs a été testé expérimentalement, ainsi que la connexion sur réseau, par trois stratégies de supervision, utilisant la logique floue.

Dans ce travail de thèse, on estime avoir contribué à

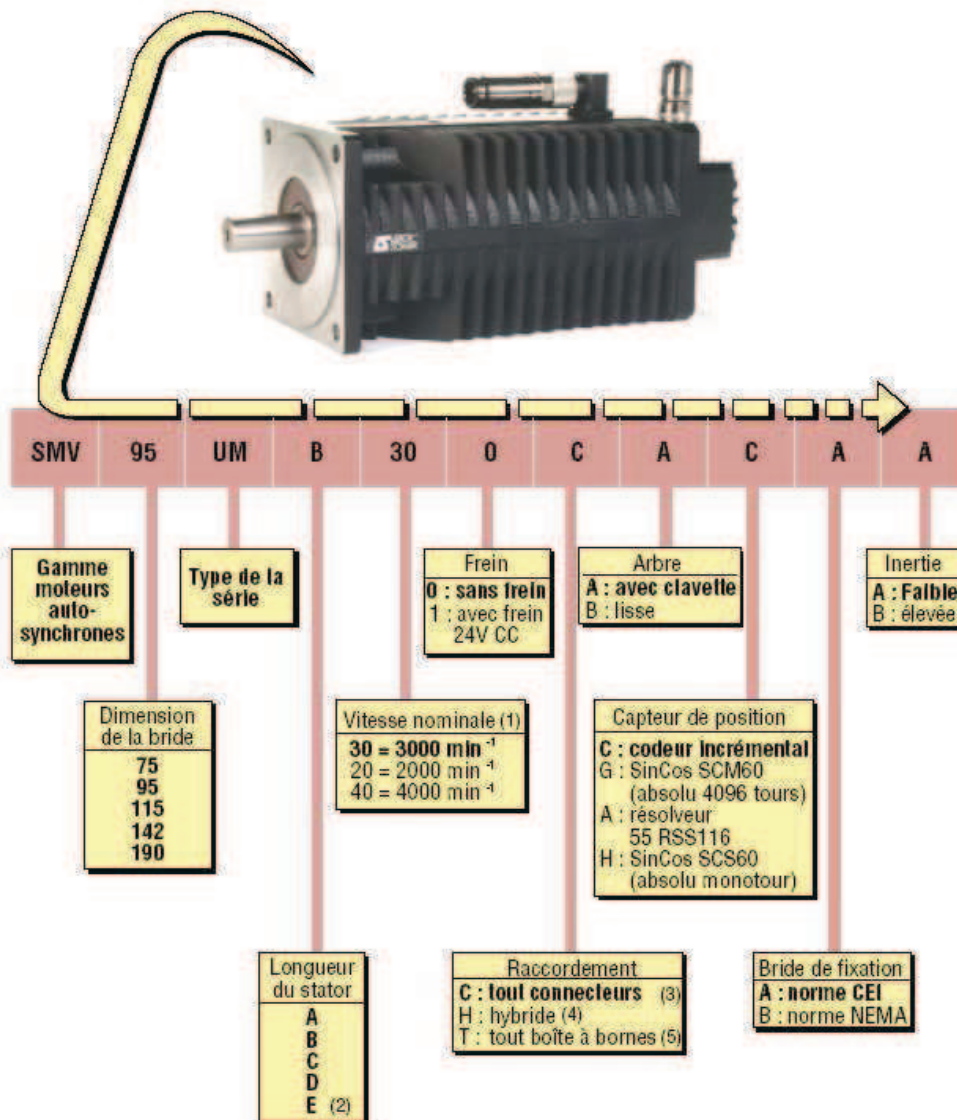
- la simulation dynamique et la validation expérimentale sur le banc d'essais d'un nouveau système de conversion électromécanique dans la structure d'une micro hydrocentrale, permettant l'alimentation des charges isolées, ainsi que le fonctionnement sur réseau ;
- l'application du CDP pour la MADA du système de conversion électromécanique proposé dans la structure d'une micro hydrocentrale, comme une stratégie alternative au contrôle vectoriel, confirmée à l'aide de simulations et de tests expérimentaux ;
- la détection d'îlotage de la microcentrale hydroélectrique par deux méthodes passives, testées par simulations et par expérimentations sur le banc d'essais, permettant de détecter une perte de réseau et de passer automatiquement à une autre stratégie de contrôle en alimentant des charges isolées ;
- le développement des stratégies de contrôle et supervision pour l'association de l'ensemble hybride microcentrale hydroélectrique / centrale éolienne à vitesse fixe avec un dispositif de stockage par supercondensateurs ;
- la réalisation d'un banc d'essais de laboratoire pour l'étude expérimentale du système de conversion électromécanique proposé dans la structure émulée d'une micro hydrocentrale, ainsi que de l'ensemble hybride micro hydro/ éolien et de son association avec un dispositif de stockage par supercondensateurs.

Les perspectives du travail de recherche de cette thèse sont toujours ouvertes quand on parle des sources d'énergie renouvelable. Elles peuvent viser prochainement l'association de la microcentrale hydroélectrique avec plusieurs centrales éoliennes à vitesse fixe ou variable, et aussi l'extension de l'étude des stratégies du CDP appliqué à la MADA et du contrôle direct de tension (CDT) appliqué à la MSAP dans le système électromécanique proposé d'une micro hydrocentrale.

Annexes

Annexe 1 – Données de catalogue pour la MSAP

SMV UM Moteurs autosynchrones Désignation



Les articles en gras signalent les configurations standard qui favorisent les délais courts

(1) SMV 190 UMV uniquement disponible en 2000 min⁻¹

(2) Non disponible sur SMV 75 UM et SMV 190 UM

(3) Non disponible sur SMV 190 UM

(4) Hybride : boîte à bornes pour la puissance et connecteurs pour le Capteur de position

(5) Uniquement avec résolveur

SMV UM

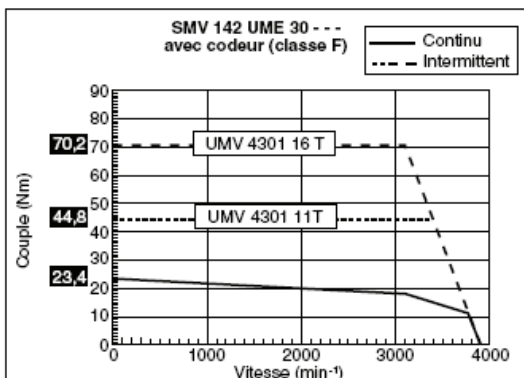
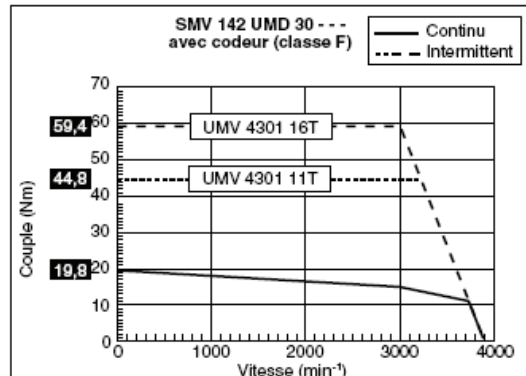
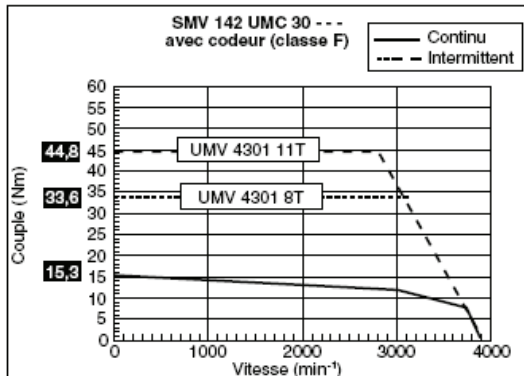
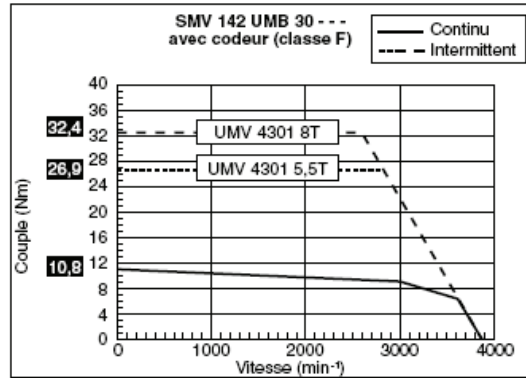
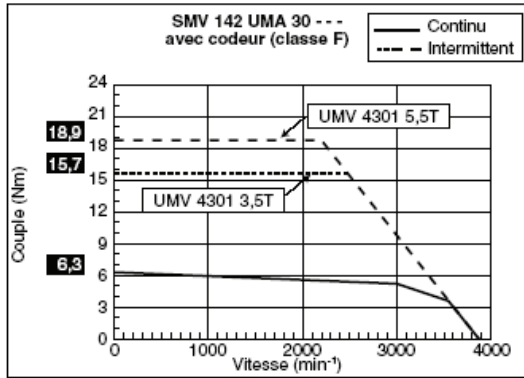
Moteurs autosynchrones

Caractéristiques techniques

B3.4 - SMV 142 UM

Les caractéristiques électriques sont garanties à $\pm 10\%$ sous les conditions suivantes :

- tension réseau 400V 3 phases,
- fréquence de découpage : 6 kHz,
- retour par codeur incrémental,
- échauffement classe F (ΔT de 100°C à 40°C ambiant)
- moteur monté sur plaque en aluminium 350 x 350 x 20,
- les surcoups en régime intermittent sont établis en fonction du variateur associé.



SMV UM

Moteurs autosynchrones

Caractéristiques techniques

Caractéristiques générales

Référence moteur Code longueur		SMV 142 UM				
		A	B	C	D	E
Couple permanent au calage	Classe F (Nm)	6,3	10,8	15,3	19,8	23,4
Couple crête (1)	Classe F (Nm)	18,9	32,4	45,9	59,4	70,2
Constante de temps thermique (sec)		2093	2316	2548	2700	3003
Cogging maximum (Nm)		0,09	0,16	0,23	0,30	0,35

Caractéristiques SMV 142 UM 20 Kt = 2,4 Nm/Arms Ke = 147,0 (V rms/K min⁻¹)

Couple nominal (Nm)	5,9	10,3	14,6	18,4	21,3
Courant permanent au calage (A)	2,63	4,50	6,38	8,25	9,75
Puissance nominale (kW)	1,23	2,15	3,05	3,85	4,47
Résistance phase - phase (Ω)	13,40	4,00	2,10	1,35	0,98
Inductance phase - phase (mH)	58,0	29,8	18,7	13,6	10,7

Caractéristiques SMV 142 UM 30 Kt = 1,6 Nm/Arms Ke = 98,0 (V rms/K min⁻¹)

Couple nominal (Nm)	5,4	9,0	12,2	15,8	18,0
Courant permanent au calage (A)	3,94	6,75	9,56	12,38	14,63
Puissance nominale (kW)	1,70	2,83	3,82	4,95	5,65
Résistance phase - phase (Ω)	6,00	1,82	0,94	0,59	0,44
Inductance phase - phase (mH)	31,0	13,30	8,30	6,10	4,80

Caractéristiques SMV 142 UM 40 Kt = 1,2 Nm/Arms Ke = 73,5 (V rms/K min⁻¹)

Couple nominal (Nm)	3,6	7,0	8,9	10,7	12,2
Courant permanent au calage (A)	5,25	9,00	12,75	16,50	19,50
Puissance nominale (kW)	1,51	2,94	3,73	4,49	5,09
Résistance phase - phase (Ω)	3,35	1,00	0,53	0,35	0,24
Inductance phase - phase (mH)	17,60	7,50	4,70	3,60	2,70

(1) Le couple crête peut être limité par le courant maximum délivrable par le variateur.

Annexe 2 – Données de catalogue pour le dispositif de stockage par supercondesateurs

Maxwell
TECHNOLOGIES

MC BMOD Energy Series 48v BOOSTCAP® Ultracapacitor Modules

e Series: BMOD Energy
48 Volt Module

- » Low Internal Resistance
- » High Energy Availability
- » Low Time Constant

Features:

- » 48.6V Operating Voltage
- » Over 1M duty cycles
- » Low internal resistance
- » High energy density
- » Individually balanced cells
- » Mountable option included
- » Voltage and temperature sensor output included

Applications:

- » Industrial
- » UPS
- » Power Quality
- » Telecommunication
- » Renewable energy



Overview:

The Energy-type ultracapacitor product line gives industrial customers a much wider range of choices to meet their energy storage and power delivery requirements. The modules are specifically engineered to provide cost-effective solutions for UPS, telecommunications and other lighter duty industrial electronics applications.

In addition to meeting or exceeding demanding industrial application requirements for both watt-hours of energy storage and watts of power delivery per kilogram, all of these products will perform reliably for more than one million discharge-recharge cycles.

The proprietary architecture and material science on which BOOSTCAP® products are based enable continued leadership in controlling costs, flexibility in product offerings and allow application specific performance tailoring.

The cells used in the modules operate at 2.7 volts, enabling them to store more energy and deliver more power per unit volume than any other commercially available ultracapacitor.

MC BMOD Energy Series 48v BOOSTCAP® Ultracapacitor Modules

| Page 1 | Doc. # 1009364 | Rev. 5 |

MC BMOD Energy Series 48v BOOSTCAP® Ultracapacitor Modules

› Series Specifications:

Item	Performance	
Operating Temperature Range	-40 °C to +65 °C	
Storage Temperature Range	-40 °C to +70 °C	
Rated Voltage	48.6 V DC	
Capacitance Tolerance	+20%	
Resistance Tolerance	Max.	
Temperature Characteristics	Capacitance Change	Within ± 5% of initial measured value at 25 °C (at -40 °C)
	Internal Resistance	Within 150% of initial measured value at 25 °C (at -40 °C)
Endurance	After 1500 hours application of rated voltage at 65 °C	
	Capacitance Change	Within 20% of initial specified value
	Internal Resistance	Within 60% of initial specified value
Shelf Life	After 1500 hours storage at 65 °C without load shall meet specification for endurance	
Life Test	After 10 years at rated voltage and 25 °C	
	Capacitance Change	Within 30% of initial specified value
	Internal Resistance	Within 150% of initial specified value
Cycle Test	Capacitors cycled between specified voltage and half rated voltage under constant current at 25 °C (1 million)	
	Capacitance Change	Within 30% of initial specified value
	Internal Resistance	Within 150% of initial specified value

› Product Specifications:

Maxwell Part No.	Capacitance (F)	ESR, DC (mohm)	ESR, 1kHz (mohm)	Ic (mA)
BMOD0083 E048	80	16.0	12.8	3.0
BMOD0110 E048	110	12.0	9.6	4.2
BMOD0165 E048	165	8.5	6.3	5.2

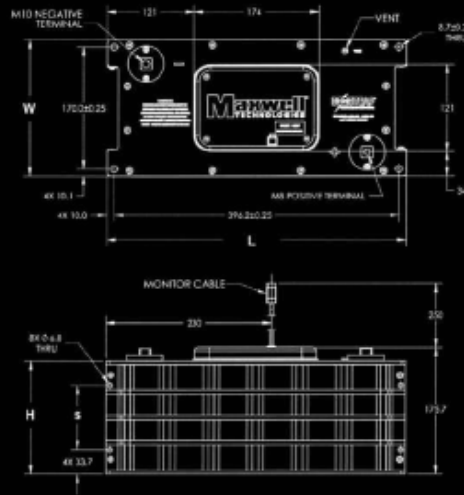
› Product Properties:

Maxwell Part No.	Rth (C/W)	Isc (A)	E _{max} (Wh/kg)	P _{max} (W/kg)	P _d (W/kg)
BMOD0083 E048	0.39	3,900	2.48	4,100	1,600
BMOD0110 E048	0.33	4,300	2.91	4,900	1,900
BMOD0165 E048	0.25	4,800	3.81	6,600	2,600



MC BMOD Energy Series 48v BOOSTCAP® Ultracapacitor Modules

› Dimensions:



Part Number	Vol (l)	Mass (kg)	Size (mm)			
			L (+/- 0.25)	W (+/- 0.25)	H (+/- 0.5)	s (+/- 0.5)
BMOD0083 E048	8.5	11.0	416.2	190.1	103.2	53.7
BMOD0110 E048	9.8	12.4	416.2	190.1	120.2	70.7
BMOD0165 E048	12.6	14.2	416.2	190.1	156.7	89.3

Product dimensions and specifications may change without notice. Please contact Maxwell Technologies directly for any technical specifications critical to application.

› Markings: Modules are marked with the following information

Rated capacitance, rated voltage, product number, name of manufacturer, positive and negative terminal, warning marking, serial #

› Mounting Recommendations:

Modules can be secured at 8 locations, 4 front face and/or 4 bottom face, at provided holes for M8 bolts. Follow user manual instructions for terminal, balance and output connections.

Patent Pending

Worldwide Headquarters

+1 (858) 583 3300
+1 (310) 503 3301
info@maxwell.com

European Office

CH 1728 Rossens • Switzerland
+41 (0) 26 411 85 00
+41 (0) 26 411 85 02
info@maxwell.com





MC BMOD Energy Series 48v BOOSTCAP® Ultracapacitor Modules

› **Additional Technical Information:**

Capacitance and ESR, DC measured per document 1007239

I_c = Leakage current after 72 hours, 25°C I_{sc} = short circuit current (maximum peak current)

R_{th} = Thermal resistance

$$E_{max} = \frac{1/2 CV^2}{3600 \times mass}$$

$$P_{max} = \frac{V^2}{4R (1kHz)} \times mass$$

$$P_d = \frac{0.12V^2}{R(DC)} \times mass$$

**Disclaimer of Warranty/Limitation of Liability
for Uses in Life Support Devices or Critical Systems**

Maxwell Technologies, Inc. and its Affiliates ("Maxwell") provide no warranties of any kind either express or implied, including (without limitation) the implied warranties of merchantability and fitness, for uses of its products as components in life support devices or critical systems.

"Life support devices" are devices or systems, which (a) are intended for surgical implant into a living body, or (b) support or sustain life, and whose failure to perform when properly used in accordance with the instructions provided in the labeling can be reasonably expected to result in bodily injury to the user. An example of a life support device includes, but is not limited to, a heart pacemaker.

A "critical system" is any system whose failure to perform can affect the safety or effectiveness of a higher level system, or cause bodily or property injury by loss of control of the higher level device or system. An example of a critical system includes, but is not limited to, aircraft avionics.

Maxwell will not be liable to you for any loss or damages, either actual or consequential, indirect, punitive, special, or incidental, arising out of or relating to these terms.

Patent Pending

Worldwide Headquarters	European Office
MAXWELL TECHNOLOGIES 9244 Balboa Avenue • San Diego, 92123 CA, USA PHONE: +1 (858) 503 3300 FAX: +1 (858) 503 3301 EMAIL: info@maxwell.com	MAXWELL TECHNOLOGIES SA CH-1728 Rossens • Switzerland PHONE: +41 (0) 26 411 85 00 FAX: +41 (0) 26 411 85 05 EMAIL: info@maxwell.com



MC BMOD Energy Series 48v BOOSTCAP® Ultracapacitor Modules

| Page 4 | Doc. # 1009364 | Rev. 3 |

3.2.3 Logic outputs

There is a single open collector logic output for voltage monitoring available for use as an optional feature. This output will indicate if any cell in the module has gone into an over voltage condition. In addition, the output of the NTC thermistor is also available for module temperature monitoring. The over voltage signal and temperature signal are available via the connector supplied with the module.

The logic outputs are isolated from the capacitor voltages and from chassis ground. The logic outputs may be operated individually or wire-or'd to provide a single fault line. A table indicating the pin out, indication and maximum current is provided below. The maximum open circuit voltage is 5.5 VDC.

Pin #	Wire Color	Pin out designation	Output (16 V)	Output (48 V)	Maximum current
1	Black	GRND			
2	White	VMC Active	High – Inactive Low - Active	High – Inactive Low - Active	5 mA
3	Red	Not used	N/A	N/A	N/A
4	Green	TEMP			

Note:

- (1) The high voltage will trip if any one cell goes into an over voltage condition (2.8V nominal with 2.73V – 2.86V range due to tolerances)
- (2) The output of Pin 2 (wrt Pin 1, GRND) is normally close to 0V when the voltage management circuit is inactive. However, in order to use the signal, the user needs to connect a pull-up resistor (typically 1kΩ) to Pin 2 and a 5V supply. In this configuration, the voltage at Pin 2 will be ~ 5V when the circuit is not active. When a cell in the module goes into over voltage condition (>2.7V), the voltage management circuit becomes active and tries to discharge the cell to bring its voltage below the threshold. At this time, the output of Pin 2 goes low. At this point, the circuit is setup to sink 5mA which can be used as a signal to the system electronics to stop charging in order to allow the cell(s) to discharge down to normal voltage levels (< 2.73V). Once this happens, the pin output goes high again and can be used as a signal to resume charging. Figure 6 shows a typical connection to use this system.

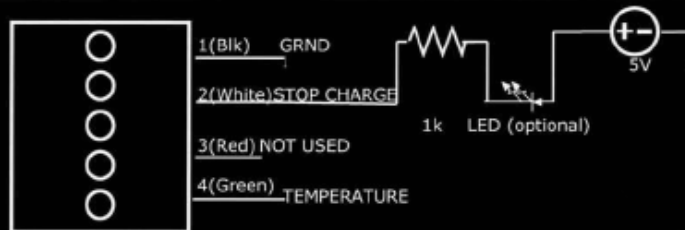


Fig. 6 – Typical connection to the monitor cable. (Users to verify values based on their circuit design)

- (3) The temperature output operates at any module voltage including zero volts.
- The TEMP output is via a NTC thermistor **and can be measured between the pin 4 and pin 1 (GND) of the connector**. The resistance of the thermistor varies with temperature to provide actual temperature output of the module. The thermistor is located within the module center. Under normal operating conditions the temperature output should represent the module hot spot. The resistance measured through the thermistor relates to temperature according to the US Sensor 10K @ 25°C resistance to temperature chart for the 103JM1A.
 - <http://www.ussensor.com/rt%20charts/103JM1A.htm>

A mating connector for the output logic is provided with 6" (15 cm) of cable length. Additional 22 gauge wire may be spliced for longer wire length up to 6 feet (1.8 m). For lengths longer than 6 feet (1.8 m) shielded 4 conductor wire is recommended.

3.3 Thermal Performance

Low internal resistance of the energy storage modules enables low heat generation within the modules during use. As with any electronic components the cooler the part operates the longer the service life. In most applications natural air convection should provide adequate cooling. In severe applications requiring maximum service life, forced airflow may be required.

The thermal resistance, R_{th} , of the units has been experimentally determined assuming free convection at ambient (~ 25 °C). The R_{th} value provided on the data sheet is useful for determining the operating limits for the units. Using the R_{th} value a module temperature rise can be determined based upon

Annexe 3 - Développement des superviseurs à logique floue

a) La première stratégie de supervision à logique floue

La détermination de la puissance de réglage au moyen de la logique floue se réalise en trois étapes: fuzzification, inférence et défuzzification.

La fuzzification consiste à définir les fonctions d'appartenance pour les variables d'entrée. On réalise ainsi le passage des grandeurs physiques (grandeurs déterminées) en variables linguistiques (variables floues) qui peuvent être traitées par les inférences. La variable linguistique est définie pour le premier superviseur à logique floue:

$$N_{stock} [p.u.] = \frac{N_{stock}}{N_{stock\ max}}$$

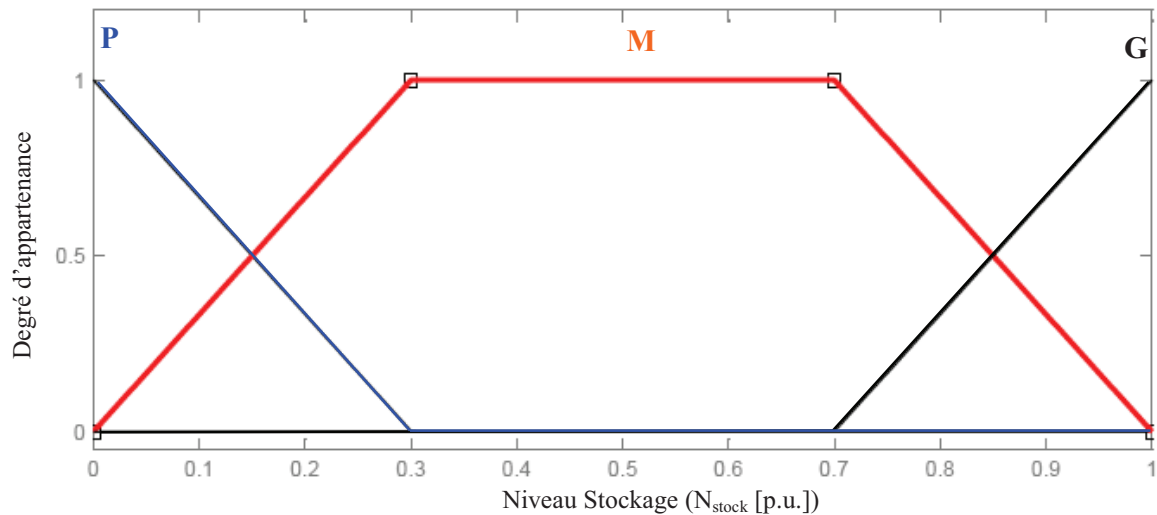


Fig. A.3.1. Fonction d'appartenance pour la variable d'entrée

La fonction d'appartenance de la variable floue est représentée sur la figure A.3.1. On a choisi trois états: grand (G), moyen (M) et petit (P).

L'inférence

On détermine les lois d'inférence en partant des trois règles:

- Si le niveau de stockage est petit, alors on favorise le chargement des supercondensateurs.
- Si le niveau de stockage est grand, alors on favorise le déchargement des supercondensateurs.
- Si le niveau de stockage est moyen, alors la référence des supercondensateurs est zéro.

La défuzzification

La fonction d'appartenance de la variable de sortie, P_{stock} [p.u.], est présentée dans la figure A.3.2. La méthode de défuzzification utilisée est celle de la détermination du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante.

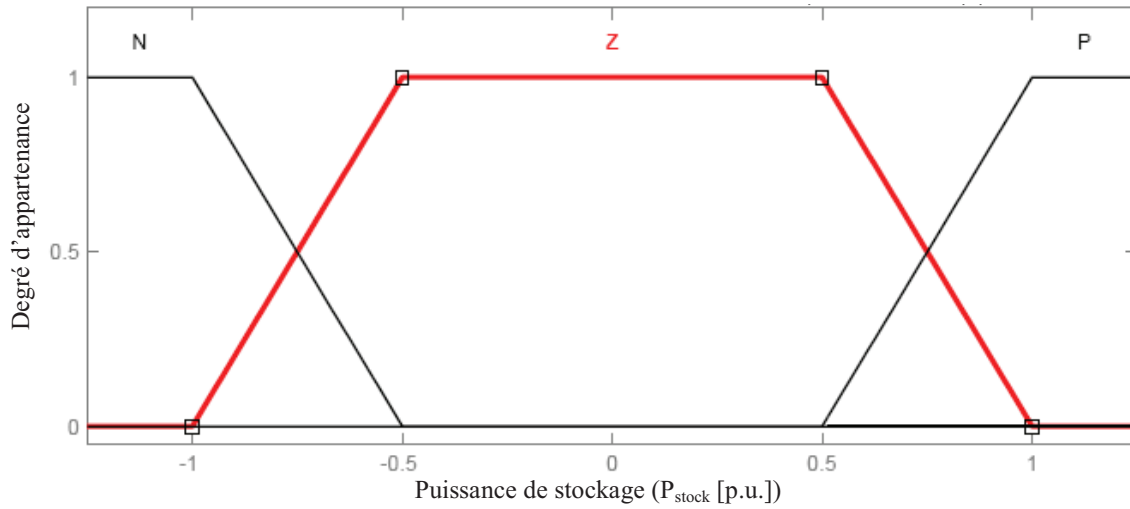


Fig. A.3.2. Fonction d'appartenance pour la variable de sortie

b) La deuxième stratégie de supervision à logique floue

La fuzzification

Les variables linguistiques définis pour le deuxième superviseur à logique floue:

$$P_{eol} [p.u.] = \frac{P_{eol}}{P_{eol \max}} \text{ et } N_{stock} [p.u.] = \frac{N_{stock}}{N_{stock \max}} .$$

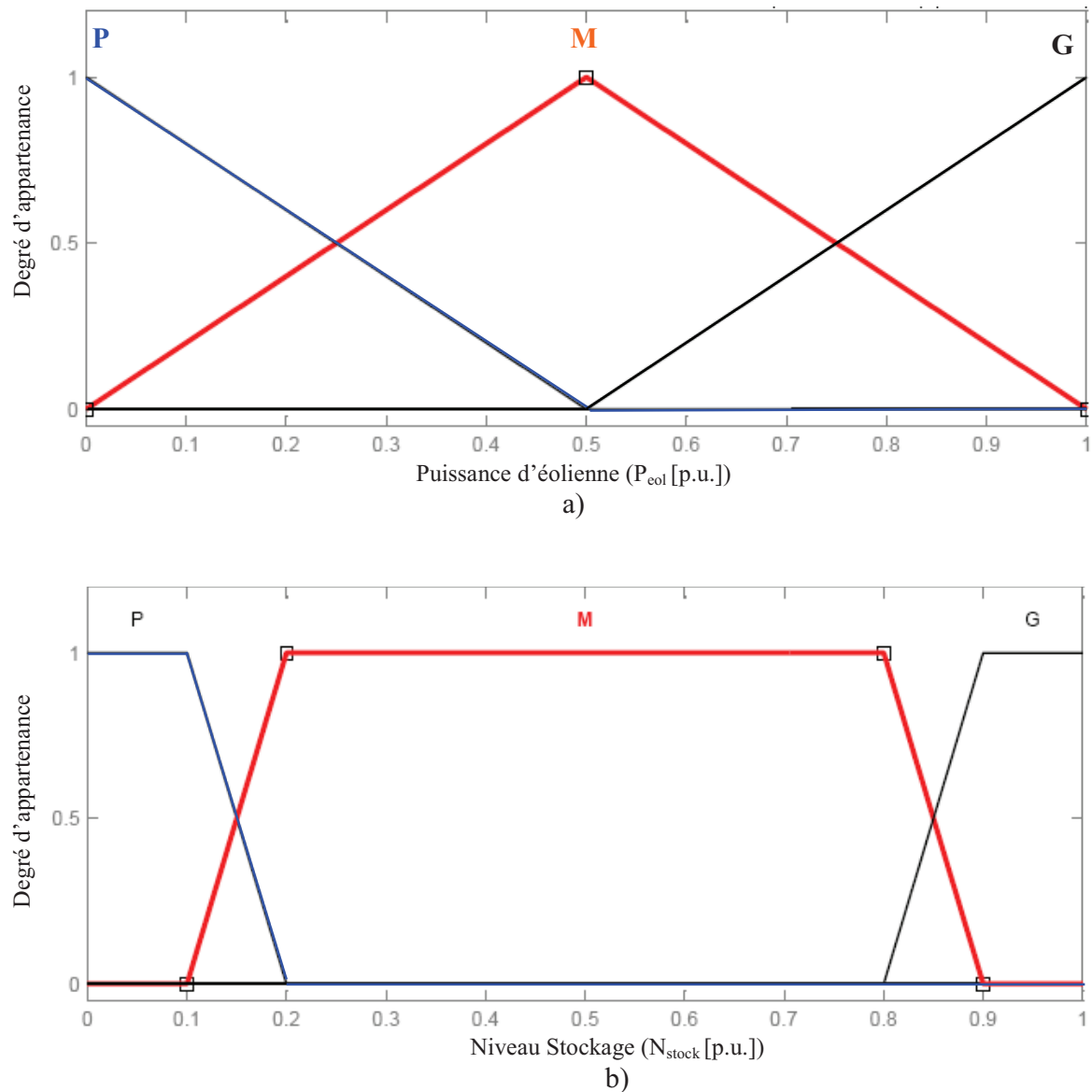


Fig. A.3.3. Fonction d'appartenance pour les variables d'entrée

Les fonctions d'appartenances des variables floues sont représentées sur la figure A.3.3.a-b. On a choisi trois états: grand (G), moyen (M) et petit (P).

L'inférence

On détermine les lois d'inférence en partant des neuf règles :

- Si la puissance éolienne est petite et le niveau de stockage est petit, alors la puissance des supercondensateurs est zéro.
- Si la puissance éolienne est petite et le niveau de stockage est moyen, alors on favorise le déchargement des supercondensateurs.

- Si la puissance éolienne est petite et le niveau de stockage est grand, alors on favorise le déchargement des supercondensateurs.
- Si la puissance éolienne est moyenne et le niveau de stockage est petit, alors on favorise le chargement des supercondensateurs.
- Si la puissance éolienne est moyenne et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance des supercondensateurs est zéro.
- Si la puissance éolienne est moyenne et le niveau de stockage est grand, alors on favorise le déchargement des supercondensateurs.
- Si la puissance éolienne est grande et le niveau de stockage est petit, alors on favorise le chargement des supercondensateurs.
- Si la puissance éolienne est grande et le niveau de stockage est moyen alors on favorise le chargement des supercondensateurs.
- Si la puissance éolienne est grande et le niveau de stockage est grande, alors la puissance des supercondensateurs est zéro.

La défuzzification

La fonction d'appartenance de la variable de sortie, P_{stock} [p.u.], est présentée dans la figure A.3.4. La méthode de défuzzification utilisée est celle de la détermination du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante.

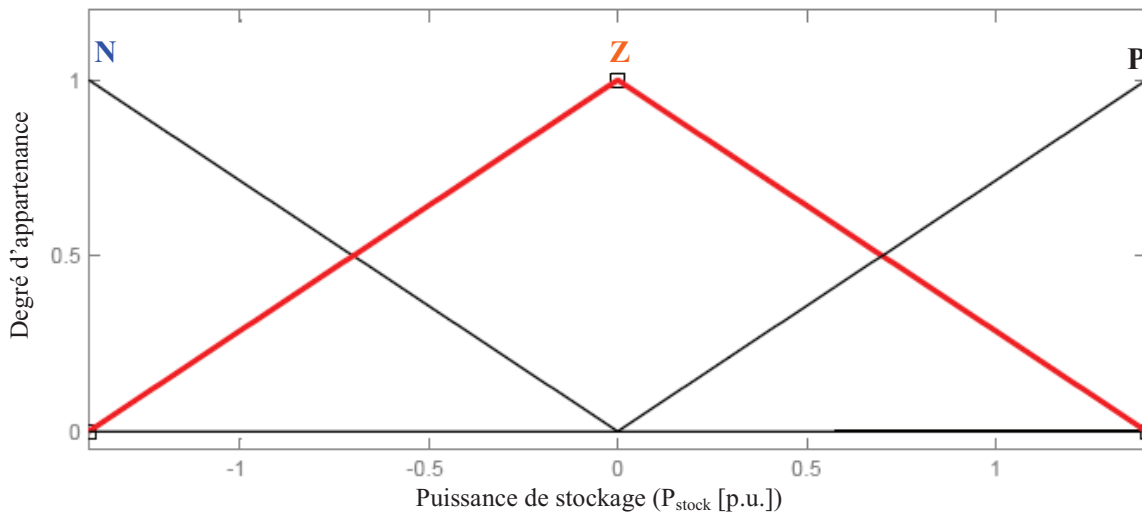


Fig. A.3.4. Fonction d'appartenance pour la variable de sortie

c) La troisième stratégie de supervision à logique floue

La fuzzification

Les variables d'entrée définies pour le troisième superviseur à logique floue:

$$N_{stock} [p.u.] = \frac{N_{stock}}{N_{stock\ max}} \text{ et } \Delta P = P_{ref} - P_{mes}$$

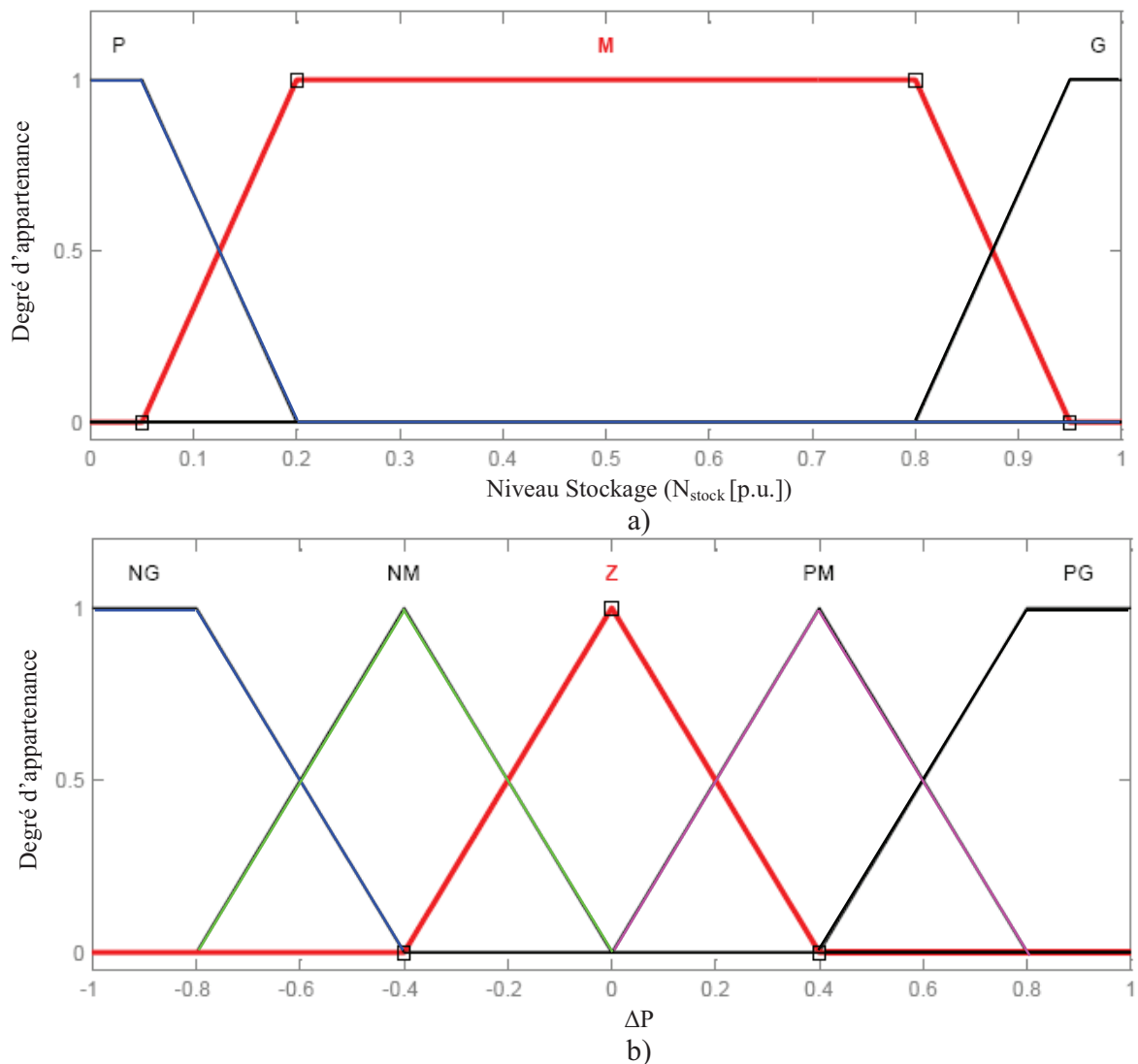


Fig. A.3.5. Fonction d'appartenance pour les variables d'entrée

Les fonctions d'appartenances des variables floues sont représentées sur la figure A.3.5.a-b. On a choisi trois états pour la première entrée: grand (G), moyen (M) et petit (P), et cinq pour la deuxième : négative grand (NG), négative moyen (NM), zéro (Z), positive moyen (PM), positive grand (PG).

L'inférence

Comme nous avons deux variables d'entrée et deux variable de sortie on peut séparer le superviseur en deux superviseurs avec deux entrées et une sortie. On détermine les lois d'inférence pour le premier superviseur en partant des sept règles :

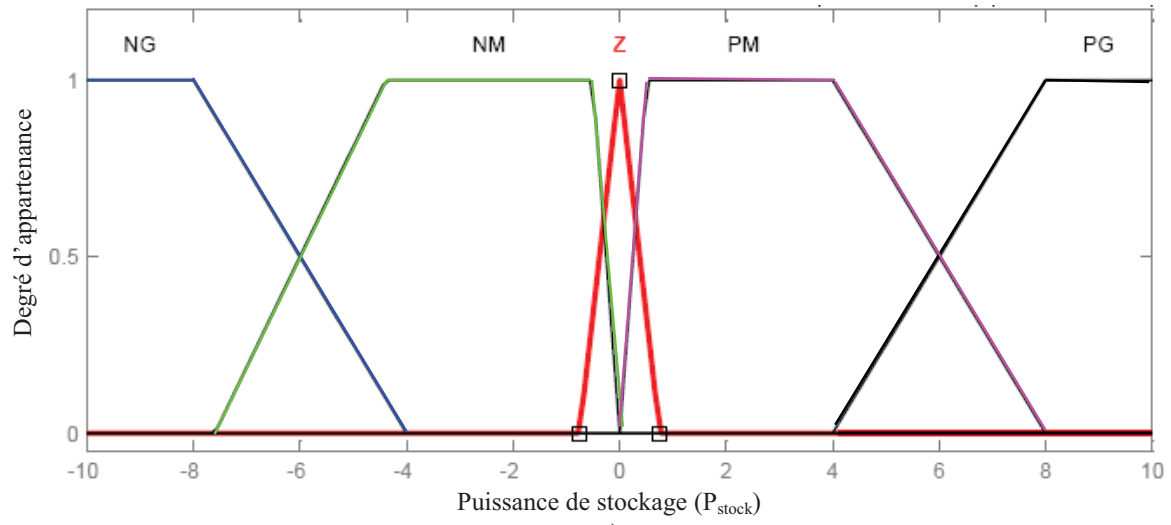
- Si le niveau de stockage est petit, alors la puissance des supercondensateurs est négative moyenne.
- Si le niveau de stockage est grand, alors la puissance des supercondensateurs est positive moyenne.
- Si ΔP est négative grand et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance des supercondensateurs est négative grande.
- Si ΔP est négative moyen et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance des supercondensateurs est négative moyenne.
- Si ΔP est zéro et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance des supercondensateurs est zéro.
- Si ΔP est positive moyen et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance des supercondensateurs est positive moyenne.
- Si ΔP est positive grand et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance des supercondensateurs est positive grande.

Les lois d'inférence pour le deuxième superviseur:

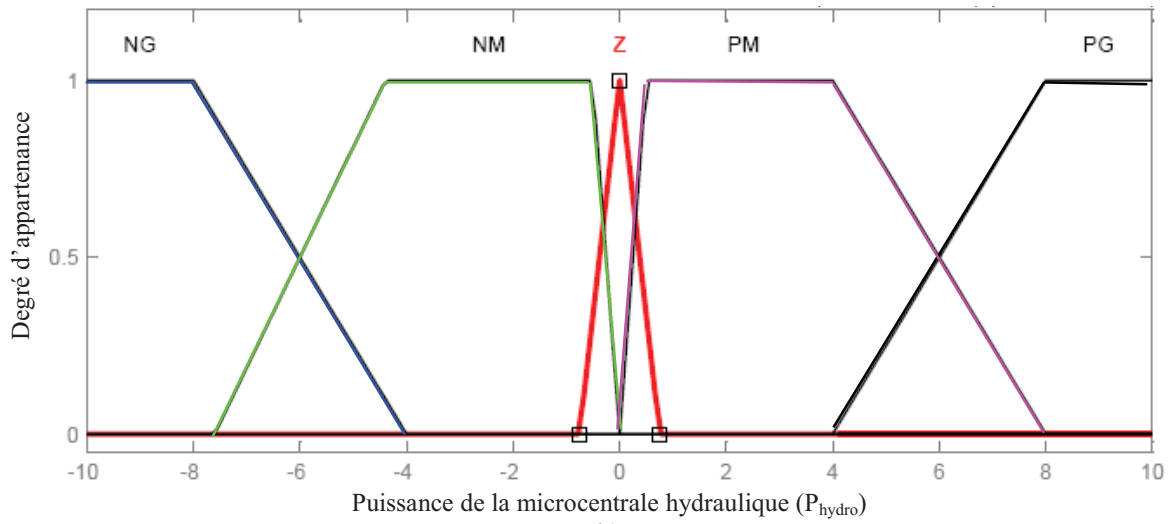
- Si le niveau de stockage est petit, alors la puissance de la microcentrale hydraulique est négative grande.
- Si le niveau de stockage est grand, alors la puissance de la microcentrale hydraulique est positive grande.
- Si ΔP est négative grand et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance de la microcentrale hydraulique est négative grande.
- Si ΔP est négative moyen et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance de la microcentrale hydraulique est négative moyenne.
- Si ΔP est zéro et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance de la microcentrale hydraulique est zéro.
- Si ΔP est positive moyen et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance de la microcentrale hydraulique est positive moyenne.
- Si ΔP est positive grand et le niveau de stockage est moyen, alors la puissance des supercondensateurs est positive grande.

La défuzzification

Les fonctions d'appartenance des variables de sortie, P_{stock} et P_{hydro} , sont présentées dans la figure A.3.6.a-b.



a)



b)

Fig. A.3.6. Fonctions d'appartenance pour les variables de sortie

CURRICULUM VITAE

Information personnelle

Nom : **BREBAN**

Prénom : **STEFAN**

Date et lieu de naissance : **le 21 décembre 1981 à Baia-Sprie, Roumanie**

Domicile : **37, rue Campului, RO – 435100 Baia-Sprie, Roumanie**

Nationalité : **roumaine**

Etat civil : **célibataire**

Email : **Stefan.Breban@mae.utcluj.ro**

Education et formation

- 1996 – 2000 Lycée d'Electronique et Télécommunications, Spécialité «Technique de calcul», Baia-Mare, Roumanie
- 2000 Obtention du Diplôme de Baccalauréat de Lycée d'Electronique et Télécommunications à Baia-Mare, Roumanie
- 2000 – 2005 Faculté d'Electrotechnique, Spécialité «Ingénierie Electrique», Université Technique de Cluj – Napoca, Roumanie
- 2005 Obtention du Diplôme d'Ingénieur Electricien, Faculté d'Electrotechnique, Université Technique de Cluj-Napoca, Roumanie
- 2005 Stage de boursier ERASMUS à HEI, Université Catholique de Lille, France, pour l'élaboration du Projet Fin d'Etudes: « **Optimisation énergétique de la commande directe en couple pour la machine asynchrone d'un système inertiel de stockage d'énergie** »
- 2006 Obtention du Diplôme d'Etudes Approfondies en Génie Electrique, spécialité «Automatisation des Entraînements Electriques à Performances Energétiques », Faculté d'Electrotechnique, Université Technique de Cluj-Napoca, Roumanie
- 2005 – 2008 Doctorant plein-temps, spécialité 'Ingénierie Electrique', Université Technique de Cluj-Napoca, Roumanie, et ENSAM de Lille, France, (Directeurs de thèse de doctorat: Prof. Mircea M. RADULESCU et Prof. Benoît ROBYNS); titre de thèse de doctorat à élaborer:« **Etude du système de conversion électromécanique d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable** »

Aptitudes et compétences personnelles

Langues étrangères : **Français** – Comprendre : Expérimenté, Parler : Expérimenté,
Ecrire : Indépendant
Anglais – Comprendre : Expérimenté, Parler : Expérimenté,
Ecrire : Expérimenté

Compétences informatiques :

Matlab/Simulink, ControlDesk/dSPACE, MS Office, Mathcad,
AutoCAD

Publications (2 articles des revues et 9 articles des conférences)

1. G. Cimuca, S. Breban, M.M. Radulescu, C. Saudemont, B. Robyns „Energy-Optimized Direct Torque Control of an Induction Machine-based Flywheel Energy Storage System Associated to a Variable-Speed Wind Generator”, *ELECTROMOTION*, Vol. 13 (2006), No. 1, pp. .
2. S. Breban, M. Nasser, A. Ansel, C. Saudemont, B. Robyns, M.M. Radulescu, Variable-speed small hydro power plant connected to AC grid or isolated loads, *EPE Journal*, Vol. 17, No.4, 2007, pp. 29-36.
3. G. Cimuca, S. Breban, M.M. Radulescu, C. Saudemont, B. Robyns „Energy-Optimized Direct Torque Control of an Induction Machine-based Flywheel Energy Storage System Associated to a Variable-Speed Wind Generator”, *10^{ème} Symposion ELECTROMOTION*, 26-29 Septembre 2005, Lausanne, Suisse.
4. G. Cimuca S. Breban, M.M. Radulescu, C. Saudemont, B. Robyns „Control strategy for an induction machine-based flywheel energy storage system associated to a variable-speed wind generator”, *Proc. 10th Int. Conf. Optimiz. Electr. Electron. Equipm. - OPTIM 2006*, Braşov, Romania, CD-ROM.
5. G. Cimuca, S. Breban, M.M. Radulescu, C. Saudemont, B. Robyns, „DTC vs. FOC for an induction machine-based flywheel energy storage system associated to a variable-speed wind generator – Experimental results” *Proc. 17th Int. Conf. Electr. Mach.-ICEM 2006*, 2-5 September 2006, Chania, Crete, Greece, CD-ROM.
6. S. Breban, A. Ansel, M. Nasser, B. Robyns, M.M. Radulescu, Experimental results on a variable-speed small hydro power station feeding isolated loads or connected to power grid, *Proceedings of the ACEMP'07-ELECTROMOTION'07 Joint Symposium*, Bodrum, Turkey, 2007, pp. 760-765 (included in IEEE Xplore database).
7. V. Courtecuisse, S. Breban, M. Nasser, A. Vergnol, B. Robyns, M.M. Radulescu, Supervision d'une centrale multi-source basée sur l'association eolien, micro-hydraulique et stockage d'énergie, *Comptes-rendus du*

Colloque 'Electrotechnique du Futur', 6-7 septembre 2007, Toulouse, France, CD-ROM.

8. S. Breban, M. Nasser, V. Courtecuisse, A. Vergnol , B. Robyns, M.M. Radulescu, Study of a grid-connected hybrid wind/micro-hydro power system, *Proc. 11th Int. Conf. Optimiz. Electr. Electron. Equipm. - OPTIM 2008*, Braşov, Romania, pp. 363-368 (included in IEEE Xplore database).

9. S. Breban, Mircea M. Radulescu, B. Robyns, Application of Direct Controls to a Variable-Speed Small Hydro Energy Conversion System, *ELECTRIMACS 2008 Conference*, 8 -11 June 2008, Québec, Canada, CD-ROM

10. M. Nasser, S. Breban, V. Courtecuisse, A. Vergnol , B. Robyns, M.M. Radulescu, Experimental results of a hybrid wind/hydro power system connected to isolated loads, *Proc. 13th Int. Power Electron. Motion Contr. Conf. - EPE-PEMC 2008*, Poznan, Poland, CD-ROM.

11. S. Breban, M. Nasser, A. Vergnol, V. Courtecuisse, B. Robyns, M.M. Radulescu, Hybrid wind/microhydro power system associated with a supercapacitor energy storage device – Experimental results, *Proc. 18th Int. Conf. Electr. Mach. - ICEM 2008*, Algarve, Portugal, CD-ROM.

ETUDE DU SYSTEME DE CONVERSION ELECTROMECHANIQUE D'UNE MICROCENTRALE HYDROELECTRIQUE A VITESSE VARIABLE

RESUME : L'intérêt pour les énergies renouvelables croît continuellement dans le monde. L'objectif de l'Union Européenne est d'attendre à l'horizon 2020 une production de 20% de la consommation énergétique totale à partir des énergies renouvelables. Donc, la vaste majorité des pays ont décidé de réduire les émissions de gaz responsables de l'augmentation de l'effet de serre. Cette décision présume la réduction de la consommation en énergie fossile (gaz naturel, pétrole, charbon, etc.) au profit des énergies renouvelables dont fait partie l'énergie obtenue dans les microcentrales hydroélectriques. La petite hydraulique possède un fort potentiel de développement et on prévoit qu'elle tiendra une place importante dans la production électrique future par énergies renouvelables, les applications visées étant l'alimentation de sites isolés, non électrifiés, ainsi que la fourniture d'appoint au réseau interconnecté, notamment par association avec d'autres sources renouvelables comme l'éolien par exemple. Le but de la thèse concerne l'étude théorique et expérimentale (sur un banc d'essais) de la structure d'une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable. Le système est constitué par une machine asynchrone à double alimentation (MADA), excitée, au rotor par une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) ; ces deux machines étant montées sur le même arbre. Deux convertisseurs à MLI, réversibles, réalisent la connexion électrique entre les deux machines. Cette étude concerne les aspects liés à la commande des machines électriques, le fonctionnement de la microcentrale en îlotage et en débit sur un réseau puissant et l'association à d'autres sources décentralisées de production. L'association avec une centrale éolienne à vitesse fixe a été étudiée. En plus, on a ajouté un dispositif de stockage à supercondensateurs ayant le rôle d'augmentation de la capacité de pénétration dans les réseaux îlots ou puissants.

Mots-Clés : *microcentrale hydroélectrique, machine asynchrone à double alimentation, vitesse variable, contrôle vectoriel, contrôle direct de puissance, association à d'autres sources d'énergie renouvelable, supervision, banc d'essais*

STUDY OF THE ELECTROMECHANICAL CONVERSION SYSTEM OF A VARIABLE SPEED MICRO-HYDROPOWER PLANT

ABSTRACT: The interest for renewable energy is growing every day, globally. The European Union's objective is to increase, by year 2020, the production of electrical energy from renewable sources with 20% of the total energy consumption. With this aim, the majority of countries have decided to reduce the gas emissions responsible for the greenhouse effect. This decision implies the using reduction of the fossil fuel (oil, coal, natural gas) based power plants and increasing use of the renewable based power plants like micro-hydropower plants. The micro-hydro has a great potential of development, and will have an important role in the future of renewable energy production, the applications pointed are the electric energy supply of the remote areas or connected to power network in association with other renewable energy production units like wind power plants. The aim of this thesis is to develop theoretical and experimental (on the test bench) the structure of a micro-hydropower plant with variable speed. The system consists of a doubly-fed induction generator (DFIG) linked mechanically and electrically (through back-to-back power electronic converters in the rotor circuit) to a permanent-magnet synchronous machine (PMSM). This study concerns the aspects about the electrical machines control, islanded operation and connection to power grid and also the association with other renewable energy sources. The association with a fixed speed wind generator was studied. In addition, a storage device with supercapacitors was added having the role to increase the penetration rate into the islanded or strong power grids.

Keywords : *micro-hydro power plant, doubly-fed induction machine, variable speed, vector control, direct power control, association with other renewable energy sources, supervision, test bench*