



HAL
open science

Gestion, optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome

Menad Dahmane

► **To cite this version:**

Menad Dahmane. Gestion, optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome. Autre. Université de Picardie Jules Verne, 2015. Français. NNT : 2015AMIE0025 . tel-03693064

HAL Id: tel-03693064

<https://theses.hal.science/tel-03693064v1>

Submitted on 10 Jun 2022

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.



Thèse de Doctorat

*Mention Sciences pour l'Ingénieur
Spécialité Automatique*

présentée à

l'Ecole Doctorale en Sciences Technologie et Santé (ED 585)

de l'Université de Picardie Jules Verne

par

Menad DAHMANE

pour obtenir le grade de Docteur de l'Université de Picardie Jules Verne

***Gestion, Optimisation et Conversion des Énergies pour
Habitat Autonome***

Soutenue le 24/11/2015, après avis des rapporteurs, devant le jury d'examen :

M. D. LEFEBVRE	Professeur à l'Université du Havre	Rapporteur
M. J. P. GAUBERT	Professeur à l'Université de Poitiers	Rapporteur
M. C. FORGEZ	Professeur à l'UTC	Examineur
M^{me} M. SECHILARIU	Maître de Conférences à l'UTC	Examinatrice
M. A. EL HAJJAJI	Professeur à l'UPJV	Examineur
M. J. BOSCHE	Maître de Conférences à l'UPJV	Examineur



*"Un jour, quand nous aurons maîtrisé les vents, les vagues, les marées et la pesanteur, nous
exploiterons l'énergie de l'amour.*

Alors, pour la seconde fois dans l'histoire du monde, l'homme aura découvert le feu".

Pierre Teilhard de Chardin.

Remerciements

Le travail présenté dans cette thèse a été mené au sein de l'équipe de recherche *Commande et Véhicule* (COVE) du laboratoire MIS de l'université de Picardie Jules Verne. Pour cela, je remercie Monsieur Gilles Kassel, ancien directeur du MIS de m'avoir accueilli au sein du laboratoire.

J'adresse mes sincères remerciements à mon directeur de thèse Monsieur Ahmed El-Hajjaji, Professeur à l'Université de Picardie Jules Verne, pour l'opportunité qu'il m'a offerte en m'accueillant au sein de son équipe et en acceptant de diriger ma thèse et surtout pour tous les précieux conseils et orientations qui ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Je ne saurais remercier Monsieur Jérôme Bosche, Maître de conférences à l'Université de Picardie Jules Verne pour tout ce qu'il m'a apporté durant toutes ces années et pour son précieux encadrement et sa disponibilité mais surtout pour la patience et la confiance manifestées à mon égard dès mes premiers jours au sein du laboratoire MIS. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde gratitude et reconnaissance.

Mes sincères remerciements vont également à Monsieur Dimitri Lefebvre, Professeur à l'Université du Havre, et Monsieur Jean-Paul Gaubert, Professeur à l'Université de Poitiers pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant de rapporter ma thèse et pour leurs remarques et conseils constructifs pour améliorer mon mémoire. Je remercie également Monsieur Christophe Forgez, Professeur à l'Université de Technologie de Compiègne et Madame Manuela Sechilariu, Maître de Conférences à l'Université de Technologie de Compiègne, d'avoir accepté d'examiner ma thèse et de participer au jury. Merci à tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux.

Je tiens à remercier également tous les membres de l'équipe COVE et du laboratoire MIS ainsi que toutes les personnes que j'ai eu l'occasion de rencontrer durant ma thèse en particulier Monsieur Abdelhamid Rabhi, Maître de conférences à l'UPJV et Monsieur Dahmani Hamid, Post-doc à l'UPJV pour leur soutien constant.

Enfin, je remercie mes amis et les personnes que je n'ai pas citées ici pour leurs encouragements soutiens et je finirai par remercier mes proches et ma famille pour tout ce qu'ils m'ont apporté durant toutes ces années d'étude, en particulier mes parents qui ont contribué largement à l'aboutissement de cette thèse et à la réussite de tout mon cursus scolaire et universitaire. Je leur dois beaucoup de ma réussite alors c'est à eux en particulier que je dédie cette thèse. Merci à tous !

À mes Parents, Frère et Sœurs...

Résumé

Ce mémoire présente le travail de recherche qui consiste à développer et à mettre au point un dispositif capable d'alimenter en électricité un habitat isolé et le rendre autonome en utilisant des sources d'énergie renouvelable. Le système multi-sources considéré comprend une éolienne et des panneaux photovoltaïques comme sources principales, des batteries de type Lithium-Ion pour le stockage ainsi qu'un générateur Diesel comme source de secours. Dans le but d'apporter une contribution face aux problèmes de gestion d'énergie pour systèmes hybride et la commande des chaînes de conversion d'énergie renouvelable, nous proposons dans ce travail une stratégie de gestion des flux de puissances basée sur la prédiction des potentiels énergétiques sur un horizon très-court pour générer des références optimales pour assurer l'autonomie de la charge. Pour cela, nous présentons dans un premier temps, un dimensionnement des différents modules du système multi-sources ainsi que la modélisation de chacune des chaînes de conversion d'énergie. Par la suite, cette modélisation nous a permis de développer des lois de commande en utilisant les techniques LMI pour le placement de pôles dans le but d'augmenter les performances transitoires du suivi de références. L'algorithme de gestion proposé ainsi que les stratégies de commande développées pour le suivi de références et la maximisation de puissance ont été validées en simulation en utilisant des données issues de mesures réelles. Après avoir obtenu des résultats en simulation avec Matlab/Simulink, nous avons validé ces travaux expérimentalement en réalisant des tests sur la plateforme multi-sources équipée de cartes dSPACE du laboratoire.

Mots-clés : Systèmes multi-sources isolé, Gestion d'énergie, Panneaux photovoltaïques, Éolienne, Batterie Lithium-Ion, Convertisseurs de puissance, MPPT, Modèle TS, LMI, Placement de pôles, Retour d'état dynamique.

Abstract

This dissertation presents a research project that consists of the development of a device that is able to supply an isolated house with electricity and to make it autonomous by using renewable energy sources. The multi-source system considered in this thesis includes a wind turbine and photovoltaic panels as main sources, Lithium-Ion batteries for storage and Diesel generator as emergency source. In order to make a contribution considering problems of energy management for hybrid systems as well as problems in controlling energy conversion chains, we are suggesting a power flow management strategy which is based on the prediction of the potential energy available on the very-short-term. That strategy aims at generating optimal references in order to insure the electrical autonomy of the house. For this, we present firstly, a sizing and modeling of the different modules of the multi-source system. This modelling allowed us subsequently to develop a static and dynamic state feedback control strategies by using LMI techniques for pole placement in order to increase the transition performances for reference monitoring. The proposed management algorithm as well as the developed control strategies for tracking and maximizing power is validated in simulation using data obtained through real measurements. After having results in simulation using Matlab/Simulink, we have validated them experimentally by conducting tests via a multi-source platform equipped with dSPACE cards of our laboratory.

Keywords : Stand-alone hybrid systems, Power management, Photovoltaic system, Wind turbine, Lithium-Ion battery, Power converters, MPPT, TS modelling, LMI, Pole placement, Dynamic state feedback.

Table des matières

Remerciements	ii
Résumé	iv
Table des Matières	vi
Table des Figures	x
Liste des Tables	xv
Abréviations	xvi
1 Introduction générale	1
1.1 Introduction	2
1.2 Organisation de la thèse	3
1.3 Problématique de la thèse	5
1.3.1 Importance de cette problématique	6
1.4 Contexte politique et environnemental mondial	6
1.4.1 Développement durable et énergies renouvelables	8
1.4.1.1 Définition de l'énergie renouvelable	8
1.4.1.2 Potentiel des énergies renouvelables	8
1.5 Contexte énergétique en France	9
1.5.1 Potentiel des EnR de la Picardie	12
1.6 Conclusion	14
2 Systèmes hybrides autonomes à énergie renouvelable	15
2.1 Introduction	16
2.2 Définition d'un système multi-sources	17
2.3 Configurations des systèmes hybrides autonomes	18
2.3.1 Architecture série	19
2.3.1.1 Configuration à bus à courant continu	19
2.3.1.2 Configuration à bus à courant alternatif	21
2.3.2 Architecture parallèle	21
2.4 Composition d'un système multi-sources	23
2.4.1 Sources d'énergie renouvelable	23
2.4.2 Sources conventionnelles	29
2.4.3 Dispositifs de stockage	30
2.5 État de l'art de la gestion et supervision des systèmes multi-sources	35

2.6	Conclusions	40
3	Dimensionnement et modélisation du système hybride autonome	41
3.1	Introduction	42
3.2	Présentation du cas d'étude	42
3.3	Dimensionnement du système hybride autonome	43
3.3.1	Définition du profil de consommation	43
3.3.2	Choix de technologie de la batterie	43
3.3.3	Dimensionnement du module PV et de l'éolienne	44
3.4	Description et modélisation du système hybride autonome	47
3.4.1	Chaîne photovoltaïque	47
3.4.1.1	Effet photovoltaïque	47
3.4.1.2	Cellule Photovoltaïque	48
3.4.1.3	Modèle du panneau photovoltaïque	49
3.4.1.4	Modèle du convertisseur DC/DC	52
3.4.2	Chaîne éolienne	54
3.4.2.1	Modèle de la turbine éolienne	54
3.4.2.2	Génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP)	58
3.4.2.3	Redresseur <i>MLI</i> triphasé	61
3.4.3	Chaîne de stockage	63
3.4.3.1	Description et modélisation de la batterie	63
3.4.3.2	Estimation de l'état de charge de la batterie (SoC)	64
3.4.3.3	Modélisation du convertisseur DC/DC bidirectionnel	65
3.4.4	Générateur Diesel	66
3.5	Conclusions	67
4	Stratégie de gestion du système hybride autonome	69
4.1	Introduction	70
4.2	Description du système multi-sources	70
4.3	Formulation du problème de gestion	72
4.4	Outil de prédiction des potentiels énergétiques	73
4.4.1	Prédiction avec ANFIS	75
4.4.2	Estimation de la température des cellules	80
4.5	Stratégies de gestion	81
4.5.1	Stratégie de gestion à base de règles logiques	82
4.5.1.1	Algorithmes MPPT pour le système PV	86
4.5.1.2	Algorithmes MPPT pour le système éolien	88
4.5.2	Stratégie de gestion à références optimales	89
4.5.2.1	Résolution du problème d'optimisation proposé	91
4.5.2.2	Validation de la stratégie de gestion en simulation	91
4.5.2.3	Résultats de simulation en utilisant des profils théoriques	92
4.5.2.4	Résultats de simulation en utilisant des profils réels	93
4.5.2.5	Objectifs d'optimisation	99
4.6	Conclusions	101
5	Mise en œuvre de la stratégie de gestion du système	103
5.1	Introduction	104

5.2	Commande floue de type Takagi-Sugeno (TS)	104
5.2.1	Le modèle flou type TS	104
5.2.2	Stabilité des systèmes flou-TS	107
5.2.2.1	Commande des systèmes flou-TS	108
5.2.3	Synthèse de commande floue basée sur les LMI	109
5.2.3.1	Conditions de stabilité en boucle fermée	110
5.2.3.2	Relaxation des conditions de stabilité	111
5.3	\mathcal{D} -stabilisation robuste par retour d'état dynamique	113
5.3.1	Régions LMI	113
5.3.2	Conditions de \mathcal{D} -stabilité	114
5.3.3	\mathcal{D} -stabilisation nominale des systèmes TS	115
5.3.4	Synthèse de contrôleur par retour d'état dynamique des systèmes LPV	116
5.3.4.1	Représentation polytopique du modèle en boucle fermée	117
5.3.4.2	Conditions LMI et synthèse du contrôleur dynamique	118
5.4	Asservissement des chaînes de conversion d'énergie	119
5.4.1	Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque	120
5.4.1.1	Stratégie de commande de la chaîne PV	120
5.4.1.2	Contrainte sur l'entrée de Commande	124
5.4.1.3	Calcul des gains du contrôleur	125
5.4.1.4	Validation et résultats de simulation	127
5.4.2	Commande de la chaîne de conversion éolienne	133
5.4.2.1	Présentation générale du système éolien	133
5.4.2.2	Stratégie de commande de la chaîne éolienne	134
5.4.2.3	Modulation vectorielle	135
5.4.2.4	Commande à flux orienté	137
5.4.2.5	Description de la commande des courants i_d et i_q	138
5.4.2.6	Validation et résultats de simulation	139
5.4.3	Commande du système de stockage	146
5.5	Conclusions	148
6	Validation Expérimentale	150
6.1	Introduction	151
6.2	Présentation de la maquette expérimentale	151
6.2.1	Charge programmable	152
6.2.2	Convertisseurs	152
6.2.3	Carte dSPACE	152
6.3	Implémentation et résultats expérimentaux	153
6.3.1	Implémentation de l'outil de prédiction	153
6.3.2	Implémentation et résultats expérimentaux de la chaîne PV	156
6.3.3	Implémentation et résultats expérimentaux de la chaîne éolienne	161
6.3.3.1	Description du simulateur de la chaîne éolienne	161
6.3.3.2	Résultats expérimentaux	162
6.3.4	Résultats expérimentaux de l'algorithme de gestion	164
6.4	Conclusions	169
7	Conclusions générales et perspectives	171

A	Quelques exemples de régions LMI	175
B	Produit de Kronecker	177
C	Algorithme ANFIS	178
D	Changement de coordonnées : Triphasées-Diphasées	181
	D.1 Transformée de Concordia	181
	D.2 Transformée de Park	181
E	Simulateur éolien	183
	Bibliographie	186

Table des figures

1.1	Évolution de la consommation mondiale de l'énergie (MW), Source : Key World Energy Statistics, IEA-2014	7
1.2	Émissions de CO2 par type de combustible (Mtep), Source : Key World Energy Statistics, IEA-2014	7
1.3	Consommation d'énergie primaire en France (%)	10
1.4	Production primaire des EnR par filière en 2012	10
1.5	Production de l'électricité renouvelable en France-2012	11
1.6	Évolution de la production d'électricité éolienne en France (GWh)	11
1.7	Évolution de la production d'électricité solaire photovoltaïque (GWh)	11
1.8	Puissance des installations éoliennes par département en 2012)	12
1.9	Puissance des installations solaires photovoltaïques par commune 2012	12
1.10	Carte des condition météo moyenne en France	13
2.1	Système multi-sources isolé	18
2.2	Configuration d'un système hybride à bus CC	20
2.3	Configuration d'un système hybride à bus AC	21
2.4	Configuration d'un système hybride à connexion parallèle	22
2.5	Influences de l'association des cellules en série sur la caractéristique d'un module PV	24
2.6	Influences de l'association des cellules en parallèle sur la caractéristique d'un module PV	25
2.7	Caractéristiques $P=f(V)$ et $I=f(V)$ d'un générateur PV	26
2.8	Chaîne de conversion photovoltaïque	26
2.9	Étage d'adaptation : (a) hacheur élévateur, (b) hacheur abaisseur , (c) hacheur inverseur	27
2.10	Convertisseurs utilisés en étage d'adaptation : (a) Redresseur à diodes + hacheur, (b) Redresseur MLI	28
2.11	Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique	29
2.12	Générateur Diesel	30
2.13	Batterie électrochimique	31
2.14	Supercondensateur : 1)Source d'alimentation, 2)Collecteur, 3) Électrode polarisée, 4) Doubles couche de Helmholtz, 5)Électrolyte ayant des ions positifs et négatifs, 6)Séparateur	33
2.15	Pile à Combustible	34
2.16	Réactions de base dans une pile à combustible (avec électrolyte acide)[1]	34
2.17	Synoptique de gestion d'un système multi-sources	39
3.1	Architecture du système hybride autonome	43

3.2	Principe de l'effet photovoltaïque	48
3.3	Cellules photovoltaïques	48
3.4	Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	49
3.5	Influence de l'irradiation solaire	51
3.6	Influence de la température des cellules	51
3.7	Schéma électrique d'un convertisseur boost	53
3.8	Configuration de la chaîne éolienne	54
3.9	Conversion de l'énergie aérodynamique en énergie mécanique	54
3.10	Coefficient de puissance en fonction de β et λ	56
3.11	Caractéristiques Puissance/Vitesse de rotation de l'éolienne ($\beta = 0, \lambda = \lambda_{opt}$)	56
3.12	Coefficient de puissance pour différents types de turbine [2]	57
3.13	Courbe de puissance de l'éolienne	58
3.14	Représentation de la GSAP dans le repère triphasé (a, b, c) et diphasé (dq)	59
3.15	Schéma électrique équivalent d'un redresseur triphasé	61
3.16	Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur	62
3.17	Circuit électrique équivalent de la batterie	63
3.18	Variation de k_1, k_2 et R_{omega} en fonction de SoC	64
3.19	Schéma électrique du convertisseur bidirectionnel	66
3.20	Modèle de commande moteur Diesel	67
4.1	Architecture du système hybride autonome	71
4.2	Stratégie de supervision du système multi-sources	73
4.3	Schéma principe de l'outil de prédiction	75
4.4	Synoptique de prédiction par <i>ANFIS</i>	77
4.5	Prédiction de l'Irradiation	77
4.6	Prédiction de la température ambiante	77
4.7	Prédiction de la vitesse du vent	78
4.8	Prédiction de la charge	78
4.9	Prédiction de 09 Juillet 2013	79
4.10	Prédiction de 05 janvier 2013	79
4.11	Schéma de principe de la stratégie de gestion	82
4.12	L'algorithme tout ou rien	83
4.13	Puissances références	84
4.14	SoC de la batterie	84
4.15	Les puissances références	84
4.16	SoC de la batterie	84
4.17	Les puissances références	85
4.18	SoC de la batterie	85
4.19	Principe de fonctionnement de l'algorithme P&O	86
4.20	Algorithme Perturbation & Observation	87
4.21	Schéma de principe de l'algorithme MPPT flou	88
4.22	Fonctions d'appartenance des entrées floues	88
4.23	Puissances références générées sous les variations de la charge	92
4.24	(a) : irradiation solaire, (b) : température des cellules, (c) : vitesse du vent, (d) : consommation de la charge	93
4.25	Puissances de références obtenues	94

4.26	État de charge de la batterie	94
4.27	Erreur de suivi de la charge	94
4.28	Puissance PV utilisée/puissance disponible	95
4.29	Puissance éolienne utilisée/puissance disponible	95
4.30	(a) : Irradiation solaire, (b) : Température des cellules, (c) : vitesse du vent, (d) : Consommation	96
4.31	Les puissances références	96
4.32	Les puissances références (Zoom)	97
4.33	Erreur de suivi de consommation de la charge	97
4.34	État de charge de la batterie (SoC)	98
4.35	Puissance fournie par le générateur Diesel	98
4.36	Puissances renouvelables utilisées/puissances disponibles	99
4.37	Puissance fournie par le générateur Diesel horizon de prédiction 5 min .	100
4.38	Puissance fournie par le générateur Diesel horizon de prédiction 10 min	100
5.1	Schéma blocs de contrôleur flou-TS	109
5.2	Exemple d'une région LMI : Disque de rayon r et de centre ρ	114
5.3	Synoptique du contrôleur dynamique	116
5.4	Schéma de principe de l'asservissement de la chaîne PV	120
5.5	Stratégie de commande de la chaîne PV	121
5.6	Profil de l'irradiation et de la température des cellules	127
5.7	Suivi de tension de référence	128
5.8	Puissance du panneau PV	128
5.9	Signal de commande (u)	128
5.10	Profil de l'irradiation et de la température des cellules	129
5.11	Suivi de tension de référence	129
5.12	Puissance du panneau PV	130
5.13	signal de commande (u)	130
5.14	Stratégie de commande en mode suivi de référence	131
5.15	Suivi de la tension de référence	131
5.16	Rapport cyclique	131
5.17	Suivi de puissance de référence	132
5.18	Suivi de la tension de référence	133
5.19	Suivi de puissance de référence	133
5.20	Le rapport cyclique	133
5.21	Synoptique de la composition de l'éolienne	134
5.22	Schéma principe de l'asservissement de la chaîne éolienne	135
5.23	Représentation de l'espace vectoriel de tension du convertisseur	136
5.24	Synoptique du contrôle des courants	138
5.25	Synoptique du contrôleur dynamique	139
5.26	Région LMI considérée : croisement de deux régions LMIs	140
5.27	Variation de la vitesse de rotation ω_e avec la vitesse du vent	141
5.28	Puissance active et coefficient de puissance C_p	141
5.29	Suivi des courants de références dans le repère dq	141
5.30	Profil de vitesse de vent	142
5.31	Puissance et le C_P de l'éolienne	142
5.32	Suivi de la vitesse de rotation optimale	143

5.33	Suivi des courants i_d et i_q	143
5.34	Principe de la commande de suivi de référence	143
5.35	Suivi du coefficient du référence et de ω_m	144
5.36	Suivi de la puissance référence	144
5.37	Suivi de la vitesse de rotation ω_m	145
5.38	Suivi de la puissance référence	145
5.39	Suivi des courants i_d, ref et i_q, ref	145
5.40	Coefficient de puissance C_p	145
5.41	Schéma principe de commande du convertisseur bidirectionnel	146
5.42	Variation du courant de charge	148
5.43	Signal de commande	148
6.1	Différents composants du banc d'essai	151
6.2	Banc de test de prédiction	153
6.3	Programme d'implémentation de l'outil de prédiction	154
6.4	Prédiction de la température	155
6.5	Erreur de prédiction	155
6.6	Prédiction de l'irradiation solaire	155
6.7	Erreur de prédiction	155
6.8	Prédiction de l'irradiation solaire	156
6.9	Erreur de prédiction	156
6.10	Maquette PV du Laboratoire MIS	157
6.11	Profil réel de l'irradiation solaire	157
6.12	Profil réel de la température des cellules	157
6.13	Signal de commande u	158
6.14	Suivi de la tension de référence	158
6.15	Profil de puissance extraite	158
6.16	Signal de commande u	159
6.17	Suivi de la tension de référence	159
6.18	Profil de puissance extraite	159
6.19	Puissances extraites avec/sans placement de pôles	160
6.20	Filtrage des signaux : filtre passe-bas	161
6.21	Émulateur éolien : partie puissance	161
6.22	Émulateur éolien : partie contrôle	162
6.23	Banc éolien	162
6.24	Profil du vent	163
6.25	Profils de puissance et de vitesse de rotation	163
6.26	Profil du vent	163
6.27	Profils de puissance et de vitesse de rotation	163
6.28	Profil du vent	163
6.29	Profils de puissance et de vitesse de rotation	163
6.30	Profil de consommation de la charge	164
6.31	Profil du vent	164
6.32	Profil de l'irradiation solaire	164
6.33	Profil de la température des cellules	164
6.34	Potentiel PV : mesuré et estimé	165
6.35	Potentiel éolien : mesuré et estimé	165

6.36	Puissance PV considérée par l'algorithme de gestion	166
6.37	Puissance éolienne considérée par l'algorithme de gestion	166
6.38	Puissance éolienne	167
6.39	Puissance photovoltaïque	167
6.40	Puissance de la batterie	167
6.41	Équilibre des puissances	167
6.42	Puissance PV utilisée	168
6.43	Puissance éolienne utilisée	168
6.44	Taux de contribution de chaque source	169
C.1	L'architecture de l'algorithme <i>ANFIS</i>	179
E.1	Émulateur éolien	183
E.2	184
E.3	185
E.4	185

Liste des tableaux

2.1	Différentes technologies de la batterie [3]	31
3.1	Différents modèles électrique pour une cellule PV	50
3.2	Paramètres du panneau PV	52
3.3	Paramètres du convertisseur boost	53
3.4	Paramètres de la GSAP	61
4.1	Paramètres influençant la qualité de prédiction	80
4.2	Paramètres du convertisseur Boost	88
5.1	Modèle dynamique du convertisseur bidirectionnel pour les différents mode	147

Abréviations

EnR	Énergie Renouvelable
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
EDF	Electricité De France
PI	Proportional Integral
MIS	Modélisation Information et Systèmes
PID	Proportionnel Intégral Dérivée
PDC	Parallel Distributed Compensation
ONU	Organisation des Nations Unies
W_c	Watt Crête

Chapitre 1

Introduction générale

1.1 Introduction

«Les énergies renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique sont essentielles à la limitation du réchauffement climatique mondial à deux degrés Celsius et à la prévention des effets dangereux des changements climatiques», déclare le Président de l'association REN21 (*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*), Arthouros Zervos, qui a présenté le nouveau rapport lors du récent Forum de l'énergie de Vienne. C'est le challenge du siècle auquel l'humanité est confrontée ces dernières années avec le réchauffement climatique et l'épuisement des sources d'énergie fossile. Ces problématiques ont permis d'éveiller les consciences et ont fait surgir des réflexions concernant l'impact de l'homme sur son environnement et sur l'avenir même de notre planète.

Pour apporter des réponses à ces problématiques, les scientifiques se sont penchés dans un premier temps vers l'identification du (ou des) responsable (s) de cet éventuel désastre. La réalité s'avère que la surexploitation des ressources de notre planète et l'utilisation excessive des énergies fossiles provoquent le changement climatique et l'apparition de l'effet de serre qui engendre le réchauffement de la terre. Par conséquent, des solutions doivent être trouvées rapidement afin de maîtriser au mieux l'impact humain sur la planète et éviter ainsi des catastrophes aux conséquences inconnues.

Parmi les solutions trouvées et développées par les scientifiques, l'exploitation des sources d'énergie dites vertes et protectrices de l'environnement est devenue une alternative incontournable pour un développement durable. Ces sources d'énergie sont connues sous le nom des énergies renouvelables (EnR). Néanmoins, l'apparition de ces énergies renouvelables à partir des années 80 et leur intégration aux réseaux classiques a induit d'autres problématiques liées notamment à la gestion des réseaux et a conduit notamment à l'apparition des réseaux décentralisés de production électrique. C'est à cette dernière problématique que nous nous intéressons dans le cadre de cette thèse en étudiant et développant un dispositif de gestion permettant d'alimenter un site isolé en utilisant des EnR. Comme ce dispositif utilise plusieurs sources d'EnR, d'autant plus qu'il est non raccordé au réseau électrique, les spécialistes du domaine l'appelle système hybride autonome ou bien système multi-sources autonome.

Ces dernières années ont vu l'émergence de nombreux travaux ayant trait à l'étude et la mise en œuvre de procédés capables de produire de l'électricité à partir de sources

d'EnR. Ces études ont abouti à l'apparition et la diversification des systèmes de production d'électricité renouvelable aussi bien sur le plan national qu'international. La multiplication des éoliennes au sein de notre région (Picardie) ainsi qu'à l'échelle nationale donne une idée de l'importance attribuée à ce type d'EnR en France aussi bien sûr le plan économique, politique que scientifique. De même, le captage de l'énergie solaire via des panneaux photovoltaïques s'est révélé être un moyen efficace pour alimenter en électricité des habitations ou même des véhicules du futur. C'est la raison pour laquelle des parcs solaires ainsi que des installations photovoltaïques individuelles sont de plus en plus nombreux ces dernières années à travers tout le territoire national. Ces deux types d'EnR sont considérés comme les plus prometteuses en France avec des capacités installées en constante croissance depuis une dizaine d'années.

Le projet de cette thèse vise à promouvoir l'utilisation de ces deux sources pour des applications résidentielles puisqu'il a pour but d'utiliser ces deux sources d'énergie afin d'alimenter un habitat isolé et de le rendre autonome. Cette thèse est préparée au sein du laboratoire Modélisation, Information et Systèmes (MIS) de l'Université de Picardie Jules Verne (UPJV). Elle rentre dans le cadre d'un projet financé par le conseil régional de Picardie et le fond européen pour le développement régional. Le projet fait intervenir quatre partenaires qui sont les laboratoires MIS et LRCS (Laboratoire de Réactivité et Chimie des Solides) pour l'UPJV ainsi que l'équipe AVENUE GSU (Génie des Systèmes Urbains) et le laboratoire LEC (Laboratoire d'Électrotechnique de Compiègne) pour l'Université de Technologie de Compiègne (UTC).

1.2 Organisation de la thèse

Le travail de recherche proposé dans cette thèse présente une contribution pour une meilleure gestion d'un système multi-source fonctionnant en site isolé, ainsi qu'une meilleure exploitation des sources d'énergie renouvelable. En effet, après le dimensionnement et la modélisation des différents modules constituant le système multi-sources, des stratégies de gestion sont proposées afin d'assurer le bon fonctionnement du système et rallonger sa durée de vie. Ces stratégies sont basées sur les prédictions des potentiels énergétiques des sources renouvelables afin d'anticiper les scénarios à venir et prendre ainsi les bonnes décisions. Par ailleurs, des méthodes pour optimiser les sources d'énergie renouvelables et maximiser leurs productivités sont abordées.

Le présent travail est scindé en six chapitres :

Dans un premier temps, le contexte de la problématique traitée dans cette thèse est défini dans le premier chapitre qui s'intitule : *Introduction générale*. En effet, un bref rappel des challenges mondiaux vis-à-vis de l'énergie et de l'environnement ainsi que les politiques menées par les nations développées pour faire face à ces défis en réaction a été présenté. Par la suite, ce contexte énergétique est ramené au cas de la France et sa politique vis-à-vis de la situation énergétique et sa position par rapport aux énergies renouvelables. Finalement, la problématique de cette thèse est posée ainsi que les objectifs escomptés dans le contexte énergétique régional, national et international.

Le second chapitre qui s'intitule *Les systèmes hybrides autonomes à énergie renouvelable* présente un état de l'art sur les systèmes multi-sources du point de vu de différentes configurations ainsi que l'hybridation des sources. Par la suite, une synthèse des différents travaux de la littérature sur les stratégies de gestion des puissances pour les systèmes multi-sources est présentée. Ce chapitre a pour but de justifier l'architecture et la stratégie de gestion choisie et appliquée au cas d'étude considéré dans cette thèse.

Le troisième chapitre intitulé *Dimensionnement et modélisation d'un système hybride autonome* présente, comme son nom l'indique, un dimensionnement de différentes sources du système multi-sources afin de rationaliser le coût d'investissement et éviter un sous-dimensionnement qui empêchera le système de remplir convenablement sa fonction. En outre, la modélisation de notre système est très importante dans la mesure où les simulations et les tests de commande sont basés sur elle. De ce fait, obtenir une modélisation qui reprend au mieux le comportement dynamique de chacune des composantes du système multi-sources réel est plus que souhaitable.

Le quatrième chapitre, *Stratégies de gestion du système hybride autonome*, propose les stratégies de gestion des flux de puissances afin d'assurer le bon fonctionnement du système multi-sources et de réaliser convenablement les objectifs fixés. Pour cela, deux stratégies de gestions sont proposées : la première appelée «classique» est à base de règles logiques (Tout ou rien) et la seconde, plus performante est formulée sous un problème d'optimisation. Ces deux stratégies permettent de générer des références en puissance pour chacun des sous-systèmes (modules) qui composent le système multi-sources. Ce chapitre présente par ailleurs l'algorithme de prédiction des potentiels énergétiques des sources renouvelables. En effet, nous avons développé un outil de

prédiction à base de l'algorithme ANFIS (réseaux de neurones et logique floue) pour prédire les paramètres météorologiques (irradiation solaire, températures ambiante, vitesse du vent) ainsi que la demande de la charge. L'outil de prédiction est très important pour assurer une bonne gestion à partir du moment qu'il fournit des prévisions sur la production et la consommation du système sur un horizon donné. L'objectif final de ce chapitre est de générer des références en puissance pour chacun des modules (composantes) du système multi-sources en fonction de l'évolution de ce dernier et en tenant compte des conditions météorologiques. Par conséquent, les différents objectifs et fonctions du système multi-sources ne seront atteints que si chacun des modules suit sa référence.

L'objectif du chapitre cinq, qui s'intitule *Mise en œuvre de la stratégie de gestion du système* est justement de concevoir des lois de commande au niveau de chaque module afin de réaliser, dans de bonnes conditions, la poursuite des références imposées par l'algorithme de gestion tout en assurant la stabilité globale de chacun de ces modules. Pour cela, nous avons d'abord développé des modèles flous de type TS pour chaque module, puis nous avons synthétisé des lois de commande basées sur les techniques LMI pour assurer la stabilité et améliorer les performances transitoires en utilisant l'approche «root clustering» visant à placer les valeurs propres de la matrice d'état du modèle en boucle fermée dans des régions spécifiques (de type LMI ou EMI) du plan complexe.

Le dernier chapitre *Expérimentation* présente la plateforme multi-sources du laboratoire MIS. Des tests expérimentaux sont réalisés pour valider les stratégies de commande proposées.

Finalement, des conclusions et des perspectives pour d'autres travaux sont présentées dans la *Conclusions générales et Perspectives*.

1.3 Problématique de la thèse

Le projet de cette thèse vise à mettre au point un dispositif capable d'alimenter en électricité une habitation isolée à partir des sources d'énergie renouvelables, c'est-à-dire de la rendre autonome. Une habitation isolée est une habitation ne bénéficiant pas du réseau public de distribution électrique. Cela peut être, par exemple, un chalet de montagne, une cabane, mais aussi une unité de survie dans le cas de catastrophe naturelle, etc. Si cet habitat dispose, pour des raisons de confort ou de sécurité, d'appareils ou de

systèmes fonctionnant à l'énergie électrique, il est alors nécessaire d'assurer l'apport de cette énergie par d'autres moyens que celui du réseau électrique classique. C'est cette problématique qui est traitée dans le cadre de cette thèse.

1.3.1 Importance de cette problématique

Depuis ces dernières années, le réchauffement planétaire est devenu un sujet de préoccupation mondiale. Alors que ses effets ne cessent de se faire ressentir, les différents gouvernements mondiaux ont décidé d'agir pour en atténuer ses causes. Parmi ses causes justement, l'exploitation excessive des sources d'énergie fossile est considérée comme la cause majeure des émissions de gaz à effet de serre responsable du réchauffement de la terre. En France, l'habitat représente à lui seul près de la moitié de l'énergie dépensée et représente un quart du dioxyde de carbone rejeté dans l'atmosphère. Il est donc important de trouver des solutions alternatives pour alimenter, partiellement ou intégralement, les habitats, isolés ou non.

1.4 Contexte politique et environnemental mondial

La fin du 20^e siècle est considérée comme celle de la prise de conscience mondiale, notamment sur le réchauffement climatique et les limites de la capacité biologique de la terre à produire nos ressources et à absorber nos déchets. De ce fait, la notion de "Développement durable" qui vise à prendre en compte simultanément l'équité sociale, l'efficacité économique et la qualité environnementale, a été abordée. En 1987, le rapport de Brundtland (Commission sur l'environnement et le développement de l'ONU) l'a défini ainsi : *Satisfaire les besoins actuels, sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire les leurs* [4]. Il s'agit de répondre aux besoins fondamentaux de l'homme : alimentation, santé, eau, énergie, etc. Pour cela, les nations développées, à travers de nombreux sommets mondiaux, ont tenté d'élaborer des règles afin de réduire l'impact des activités humaines sur le changement climatique. L'organisation non-gouvernementale Fonds mondial pour la nature (en anglais : *World Wide Fund (WWF)*) a proposé la notion de *l'Empreinte Écologique Mondiale* qui permet de quantifier, de façon encore imparfaite, l'impact des activités humaines sur l'écosystème. Il s'agit de la surface terrestre exploitée ou « consommée » pour satisfaire les besoins des différentes activités humaines. Ainsi, le rapport du WWF de l'année 2014 confirme qu'il faudra une planète terre et

demie pour répondre à la demande actuelle de l'humanité et que depuis 40 ans, cette demande excède la capacité de la terre [5].

D'après les statistiques de l'année 2014 de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) sur la consommation mondiale de l'énergie, environ 60% de celle-ci est d'origine fossile (figure 1.1). Cependant, ces sources d'énergie (pétrole, charbon, gaz,...) sont condamnées à s'épuiser au cours des prochaines décennies. Par ailleurs, ces mêmes sources sont avérées responsables de pollution de l'air et de l'augmentation des émissions des gaz à effet de serre responsable du réchauffement climatique (figure 1.2). Par conséquent, les problématiques énergétiques et environnementales sont des enjeux majeurs dans la perspective globale de développement durable.

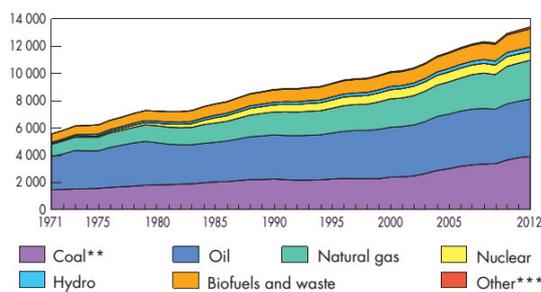


FIGURE 1.1: Évolution de la consommation mondiale de l'énergie (MW), Source : Key World Energy Statistics, IEA-2014

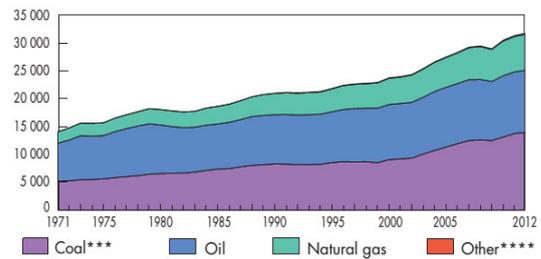


FIGURE 1.2: Émissions de CO2 par type de combustible (Mtep), Source : Key World Energy Statistics, IEA-2014

Le défi majeur que les pays développés doivent relever est l'épuisement de ces ressources d'origine fossile et l'émission des gaz à effet de serre. Par conséquent, l'urgence est de trouver une alternative à ces sources d'énergie pour soutenir le développement de ces pays et accompagner celui des pays émergents. Dans ce contexte, le développement des énergies renouvelables et l'exploitation des sources non-épuisables représente une solution idéale face à cette problématique. En effet, la large disponibilité de ces énergies nouvelles et cela sous différentes formes, fait d'elles l'objet de nombreuses études ainsi que de progrès technologiques considérables ces dernières années.

La lutte contre le changement climatique et la réduction des émissions des gaz à effet de serre passe fondamentalement par la réduction des consommations énergétiques d'origine fossile et le développement des énergies renouvelables. Le secteur habitat étant particulièrement énergivore et émetteur de gaz à effet de serre. Ce constat a conduit

la communauté scientifique à intégrer les énergies renouvelables dans les réseaux publics et l'apparition de ce qu'on appelle les réseaux intelligents (en anglais : *Smart Grid*). C'est l'un des objectifs recherchés à travers ce travail qui vise à intégrer ces énergies renouvelables pour alimenter une maison ou plus généralement, des sites isolés.

1.4.1 Développement durable et énergies renouvelables

1.4.1.1 Définition de l'énergie renouvelable

Les EnR sont les énergies dérivées de processus naturels en perpétuel renouvellement. Il existe plusieurs formes d'EnR, elles dérivent directement ou indirectement du soleil ou de la chaleur produite au plus profond de la terre, notamment l'énergie générée par le soleil, le vent, la biomasse et la biomasse solide, la chaleur terrestre, l'eau des fleuves, des lacs, des mers et des océans, le biogaz et les biocarburants liquides. On distingue l'énergie renouvelable électrique de l'énergie renouvelable thermique. L'énergie renouvelable électrique comprend l'électricité hydraulique, éolienne, marémotrice, le solaire photovoltaïque et la géothermie à haute température. L'énergie renouvelable thermique comprend le bois de chauffage (ramassé ou commercialisé), la géothermie valorisée sous forme de chaleur, le solaire thermique actif, les résidus de bois et de récoltes, les biogaz, les biocarburants, les déchets urbains et industriels biodégradables (quelle que soit leur nature) [6].

1.4.1.2 Potentiel des énergies renouvelables

Les sources d'EnR renferment un potentiel considérable et elles pourraient être une contribution substantielle à la diversification des sources énergétiques, à la diminution des émissions nocives, à la sécurité d'approvisionnement et au maintien du secteur de l'énergie dans une perspective à long terme.

Soleil, vent, géothermie, et économie représentent donc les piliers de l'avenir énergétique des habitants de la planète, voire de l'avenir même de cette dernière. Ces sources ne sont la propriété de personne ; elles sont donc à disposition de tous et n'induisent de ce fait pas de tensions politiques quant à leur maîtrise. Elles sont gratuites et de par leur caractère renouvelable n'impliquent pas d'amortissement relatif à la durée de vie de leurs disponibilités. Il est donc possible et souhaitable de formuler l'objectif général

suyant : à terme, toutes les énergies utilisées sur la planète seront d'origine renouvelable.

Il y a eu une prise de conscience croissante dans le monde entier sur le fait que les EnR et l'efficacité énergétique sont essentielles non seulement pour lutter contre le changement climatique, mais aussi pour créer de nouvelles opportunités économiques et pour fournir des accès à l'énergie pour les milliards de personnes vivant toujours sans services énergétiques modernes. Ces dix dernières années, et en particulier récemment, les avancées permises par les technologies des EnR, les capacités ajoutées et la réduction rapide des coûts sont largement dues aux appuis politiques qui ont attiré d'importants investissements et réduit les coûts par le biais d'économies d'échelle [7].

Les appuis politiques aux énergies renouvelables ont contribué à accroître le volume du marché et la forte compétition mondiale. La baisse notable des coûts, notamment dans l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne, a favorisé l'avancée de l'électrification dans les transports et les applications d'électrification résidentielle et tertiaire. Dans de nombreux pays, les énergies renouvelables sont nettement compétitives par rapport aux combustibles traditionnels, en particulier dans le secteur électrique.

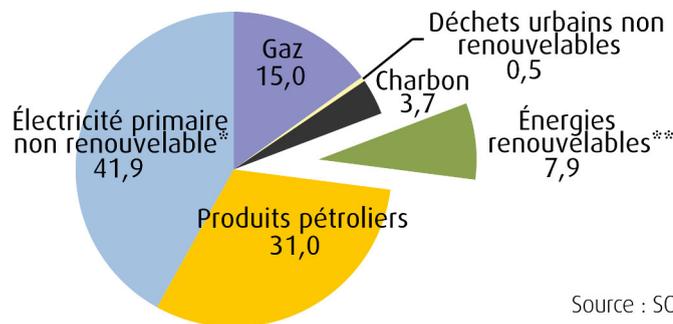
Il ne fait aucun doute que les EnR sont devenues des ressources énergétiques majeures. L'avancée de ces énergies se poursuit et leur utilisation s'accroît, ce qui contribue à la diversification du bouquet énergétique. La plupart des technologies des EnR ont connu une forte progression même si la croissance des capacités d'énergie renouvelable et l'amélioration de l'efficacité énergétique n'atteignent toutefois pas le niveau nécessaire.

1.5 Contexte énergétique en France

La politique énergétique en France vise à relever les défis mondiaux permettant de juguler les changements climatiques. La France est naturellement pauvre en ressources énergétiques. Ainsi, une grande part de ses besoins est couverte par des énergies importées (Pétrole, gaz). Néanmoins, grâce à son important parc nucléaire, la France est moins dépendante que d'autres pays européens de l'évolution du coût des énergies fossiles [8].

En 2012, sur un total de 259,4 Mtep de consommation d'énergie primaire "seulement" 8,8% sont issus de sources renouvelables. Les EnR représentent ainsi la quatrième source

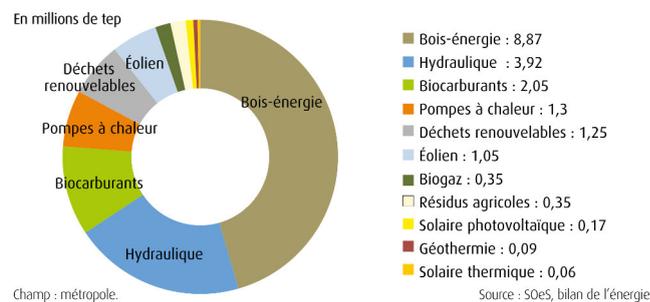
d'énergie dans la consommation d'énergie primaire, après l'électricité primaire non-renouvelable, les produits pétroliers et le gaz (figure 1.3).



Source : SOeS, bilan de l'énergie

FIGURE 1.3: Consommation d'énergie primaire en France (%)

La production de l'énergie renouvelable en France s'élève à 22,4 Mtep en 2012. Les principales filières sont le bois-énergie (44,8%), l'hydraulique (22,4%), les biocarburants (10,7%) et les pompes à chaleur (6,2%) comme l'indique les statistiques de [6] et illustrées par la figure 1.4. La production brute d'électricité renouvelable s'élève à 82,4 TWh. Les principales filières produisant de l'électricité sont l'hydraulique renouvelable avec 70,0% de la production brute, et l'éolien 18,1% (figure 1.5). Entre 2011 et 2012, la production brute d'électricité renouvelable augmente de 18 TWh soit près de 28%. Cette augmentation s'explique notamment par celle de la production brute d'électricité dans les filières hydraulique renouvelable, éolienne et solaire photovoltaïque [6].



Source : SOeS, bilan de l'énergie

FIGURE 1.4: Production primaire des EnR par filière en 2012

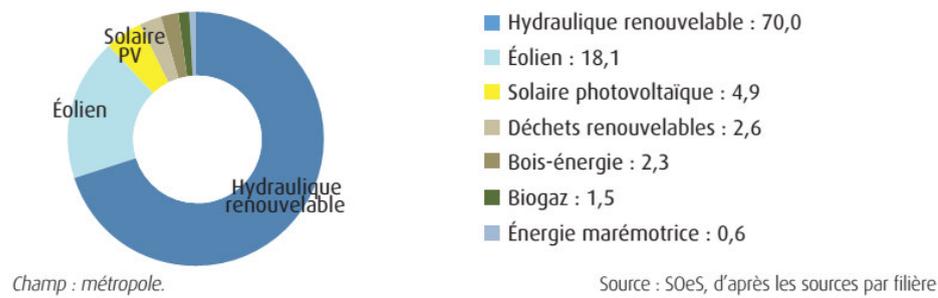


FIGURE 1.5: Production de l'électricité renouvelable en France-2012

Remarque : Mtep : Millions tonnes équivalent pétrole, est une unité de mesure utilisée par les économistes de l'énergie pour comparer les énergies entre elles.

Les statistiques sur la production d'électricité en France montrent que les énergies éoliennes et photovoltaïques poursuivent leurs croissances et développements [8]. En effet, l'éolien est l'une des énergies renouvelables les plus matures pour produire de l'électricité. Techniquement au point, l'énergie éolienne est aussi rentable d'un point de vue économique. Elle est appelée à se développer encore pour exploiter au maximum le potentiel intéressant que la France possède notamment à travers ses longues côtes pour continuer sa notable progression depuis 2006. Le photovoltaïque de son côté, continue sa forte progression depuis 2010 avec de nouveaux parcs installés un peu partout en France notamment au sud qui possède une moyenne annuelle d'ensoleillement très intéressante. L'évolution de la production d'électricité par ces deux sources est illustrée par les figures 1.6 et 1.7.

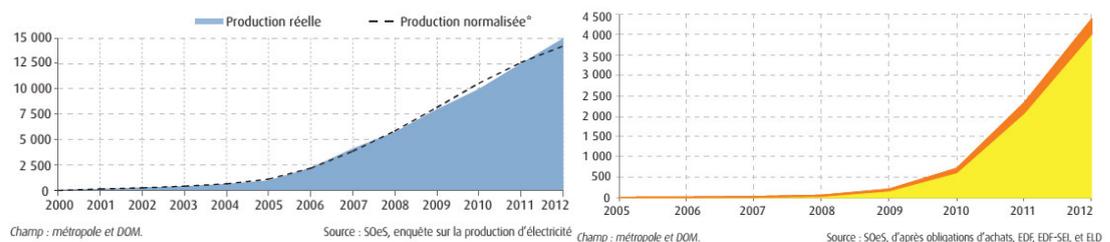


FIGURE 1.6: Évolution de la production d'électricité éolienne en France (GWh)

FIGURE 1.7: Évolution de la production d'électricité solaire photovoltaïque (GWh)

Les installations des parcs d'énergie renouvelables en France se font en étudiant les potentiels énergétiques des différentes sources que chaque région ou département renferme. En effet, on trouve certaines régions avec de fortes exploitations éoliennes et d'autres avec plutôt des parcs photovoltaïques et d'autre encore avec des installations marines etc. La répartition des installations éoliennes et PV par départements et régions françaises sont données par les figures 1.8 et 1.9 respectivement.

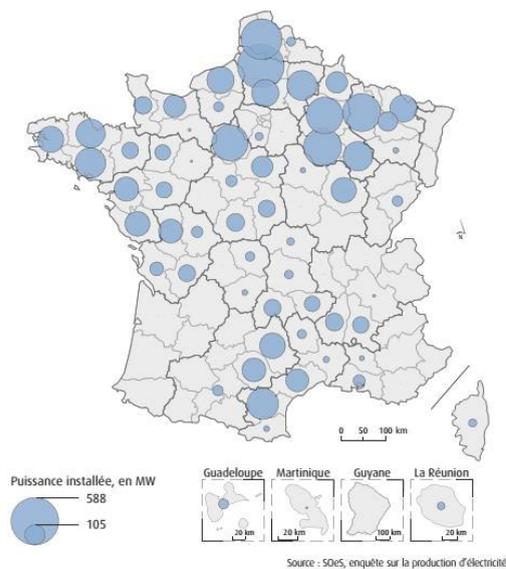


FIGURE 1.8: Puissance des installations éoliennes par département en 2012)

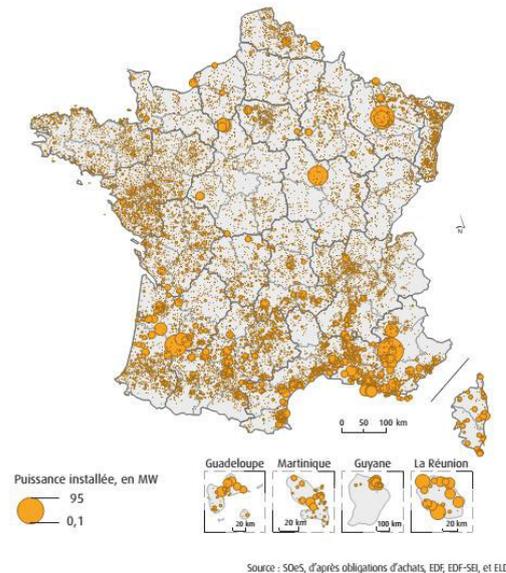


FIGURE 1.9: Puissance des installations solaires photovoltaïques par commune 2012

1.5.1 Potentiel des EnR de la Picardie

La région Picardie possède un fort potentiel en énergies renouvelables. Aujourd'hui, les consommations d'énergie sont estimées à 5,1 Mtep/an environ. Néanmoins, la production d'énergie d'origine renouvelable à l'échelle régionale (526 ktep) ne couvre que 10% des consommations.

La Picardie possède un potentiel éolien intéressant sur l'ensemble de son territoire. D'une manière générale, celui-ci est de plus en plus important au fur et à mesure que l'on se rapproche de la façade maritime. La Picardie est classée parmi les régions qui possèdent le potentiel le plus important en France. Contrairement au vent, l'énergie solaire n'est pas une source abondante en Picardie. Néanmoins l'exploitation de cette

énergie reste toujours intéressant. La figure 1.10 montre la répartition des potentiels solaire et éolien en France.

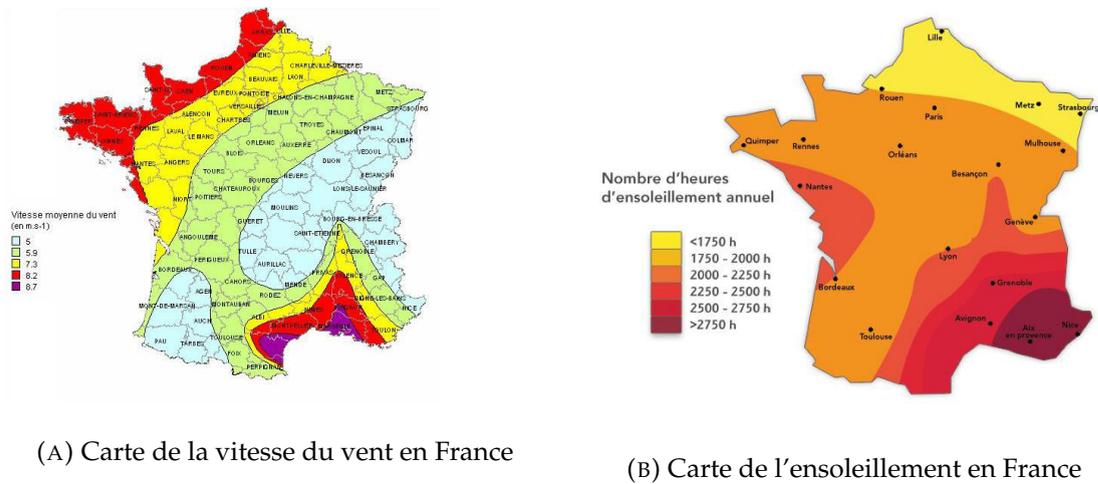


FIGURE 1.10: Carte des conditions météo moyennes en France

En 2013, l'éolien représentait plus de 1400 MW en service. Cela fait de la Picardie la première région française productrice d'électricité d'origine éolienne. C'est également l'une des régions où le potentiel de développement reste le plus important. L'objectif fixé par le SRCAE (Schéma Régional Climat Air Énergie) pour 2020 est de 2 800 MW. Pour atteindre cet objectif, il faudrait installer 70 éoliennes (sur la base de machines de 2,5 MW en moyenne) par an sur le territoire de la Picardie [9].

Pour ce qui concerne l'énergie solaire, le niveau d'ensoleillement de la Picardie est de 1700 h/an, avec un rendement de 900 kWh/m².an en moyenne. À ce jour, le total des installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau électrique en Picardie est d'environ 8 MWc en puissance installée. Cela représente plus de 2 000 installations et 4 GWh de production électrique, soit 344 tep. Le Schéma régional climat air énergie (SRCAE) table sur une puissance complémentaire installée de l'ordre de 123 MWc, soit environ 110 GWh/an à l'horizon 2020. Cela correspond à des installations intégrées au bâti de faible puissance (6 MW/an environ actuellement) et à des installations de forte puissance, en particulier au sol [9].

1.6 Conclusion

Avec le contexte énergétique mondial actuel, la France, à l'instar des pays développés, se doit d'être la locomotive du développement durable et de la transition énergétique. Conscient du fort potentiel en EnR que la France possède, le gouvernement français compte bien l'exploiter et préparer la transition énergétique en soutenant la recherche scientifique dans ce domaine et en épaulant plusieurs projets à travers tout le territoire national. C'est dans le but d'affirmer sa volonté de faire la transition énergétique et d'alerter le monde sur l'importance de préserver la planète que la France va accueillir et présider la 21e Conférence des parties de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

La région Picardie ne déroge pas à cette volonté de l'état français et elle a pris ses marques dans le domaine des énergies renouvelables en devenant la première région française de production d'énergie éolienne ces dernières années. En outre, elle envisage de soutenir encore plus le développement de ce secteur quelle que soit la forme d'EnR en accompagnant plusieurs projets et entreprises spécialistes du secteur.

Chapitre 2

Systemes hybrides autonomes à énergie renouvelable

2.1 Introduction

Face à l'affaiblissement des réserves mondiales en énergies fossiles et au réchauffement climatique, et notamment face à la croissance continue de la demande énergétique, le développement des sources d'énergie dites propres devient de plus en plus incontournable. En effet, les EnR répondent parfaitement à ces problématiques dans la mesure où elles sont abondantes et inépuisables et surtout respectueuses de l'environnement. En outre, ces énergies offrent des alternatives intéressantes pour l'électrification des sites isolés et peuvent ainsi se substituer au réseau électrique dont les raccordements sont parfois très coûteux.

Les systèmes intégrant des EnR deviennent de plus en plus populaires ces dernières années en raison de la flambée des prix du carburant et les nouvelles contraintes écologiques, mais aussi en raison des progrès remarquables des technologies qui essayent sans cesse de réduire les coûts de fabrication de ces systèmes. Parmi ces énergies renouvelables, le soleil et le vent occupent le haut de l'échelle des sources renouvelables ayant le potentiel le plus intéressant.

Ces sources d'EnR ont de très grands avantages, notamment la durabilité, le faible taux d'émission de CO_2 , ainsi que des avantages économiques. Cependant, la plupart de ces sources d'énergie ont des comportements intermittents du fait qu'elles sont la conséquence directe des conditions météorologiques. Toutefois, l'influence de leur nature intermittente peut être diminuée avec le couplage de deux ou de plusieurs sources renouvelables ou bien avec d'autres sources conventionnelles, pour l'injection dans le réseau ou alimenter une charge isolée. Dans ce dernier cas de figure, on parle d'un système multi-sources autonome. Néanmoins, grâce à la complémentarité mutuelle jusqu'à un certain degré de différentes sources, les systèmes hybrides permettent de fournir une puissance répondant aux besoins du client, ce qu'un système basé sur une seule source ne peut faire dans la plupart des cas. De par leurs avantages, les systèmes hybrides ont retenu l'attention des chercheurs ces dernières années avec des études de dimensionnement, de gestion de puissances, etc. L'une des options possibles, et qui a été l'objet de plusieurs études, consiste à combiner l'énergie éolienne et l'énergie solaire avec le couplage à un banc de batteries qui sert de tampon [10]. Néanmoins, un système hybride ne se résume pas à cette possibilité mais il existe plusieurs façons de le composer. Le choix de la composition de ce genre de systèmes tient compte en réalité, de plusieurs

facteurs, comme le facteur économique, le potentiel renouvelable du site, les objectifs recherchés, etc.

2.2 Définition d'un système multi-sources

Un système hybride multi-sources est un système qui fait intervenir au moins deux sources d'EnR comme un panneau photovoltaïque, une éolienne, une pompe hydraulique, etc. Souvent, ces sources renouvelables sont associées à une source conventionnelle comme un générateur Diesel, nécessaire pour délivrer une puissance continue. En plus des sources d'EnR, les systèmes multi-sources associent des dispositifs de stockage comme les batteries, les supercondensateurs, les piles à combustible, etc. Les systèmes multi-sources dits "isolés" fonctionnent en autonomie par rapport aux réseaux de distribution électriques (figure 2.1).

L'objectif principal d'un système multi-sources est de répondre à la demande de la charge en favorisant l'énergie produite par les sources renouvelables au détriment de celle fournie par les sources auxiliaires comme le groupe Diesel. Les économies réalisées par ce genre de systèmes doivent couvrir au moins l'investissement induit par les générateurs renouvelables et les autres composantes du système.

La performance d'un système multi-sources en termes de rendement et de durée de vie, est influencée d'une part par la conception, c'est-à-dire par le dimensionnement des différentes composantes, la technologie de ces composantes, l'architecture, etc. D'autre part, cette performance dépend aussi du choix de la stratégie de gestion considérée. Elle se mesure essentiellement par l'économie réalisée en terme de carburant ou du kWh , mais aussi par la quantification du nombre de pannes produites par le dispositif le long de sa durée de vie, etc.

La durée de vie d'un système multi-sources dépend de celle de chacun des modules qui le composent. Néanmoins, la durée de vie d'un module fonctionnant dans un système multi-sources peut être beaucoup plus courte que sa durée de vie normale [11]. La dégradation de la batterie ainsi que l'endommagement du démarreur du générateur Diesel sont en général les points les plus critiques d'un système multi-sources. Une attention particulière a été portée sur ce point précis dans ce travail qui propose l'élaboration d'un algorithme de gestion et supervision prenant en considération ces caractéristiques afin de maximiser la durée de vie du système.



FIGURE 2.1: Système multi-sources isolé

2.3 Configurations des systèmes hybrides autonomes

L'inconvénient de la puissance intermittente produite par les sources d'EnR peut être résolu par l'association de plusieurs sources d'approvisionnement et la constitution d'un système hybride, qui est, comme il est précédemment défini, est un système électrique comprenant plus d'une source parmi lesquelles une au moins est renouvelable. Les réseaux électriques multi-sources à énergie renouvelable peuvent fonctionner soit en interaction avec le réseau électrique public (EDF). Dans ce cas, il s'agit de réseaux hybrides connectés. Ils peuvent également fonctionner tout en étant totalement isolés du réseau public. On parle alors de réseaux hybrides autonomes. Les réseaux hybrides autonomes associent deux types de sources d'énergie : des sources d'énergie renouvelables qui représentent les sources principales du réseau, et des sources complémentaires telle que les générateurs Diesel mais aussi des batteries de stockage. Le rôle des sources complémentaires est d'assister les sources principales en fournissant le déficit de puissance renouvelable produite. Par ailleurs, les batteries permettent de stocker l'énergie renouvelable excédentaire produite et de la restituer en cas de besoin.

Le but recherché par un réseau hybride autonome est d'assurer une alimentation stable, continue et à moindre coût de la charge. De ce fait, l'association des différentes sources n'est pas faite de façon fortuite, mais elle est choisie de façon à répondre au mieux aux exigences de la charge tout en minimisant le coût de l'installation. Par conséquent, il existe plusieurs configurations pour les systèmes hybrides autonomes. Néanmoins, deux d'entre elles prédominent les systèmes hybrides : la configuration série et la configuration parallèle. Le nom de chacune de ces configurations fait référence au nombre

et au type de bus sur lesquels les modules (panneaux photovoltaïques, éolienne, batteries, groupe Diesel, etc.) sont raccordés ainsi que leurs façons d'opérer dans le système multi-sources. Les critères pris en compte pour le choix de l'architecture d'un réseau hybride autonome font appel à des notions de :

- performances,
- la qualité de régulation du bus,
- la facilité de mise en place de l'installation électrique,
- le coût,
- la durée de vie.

Afin de présenter les différentes architectures d'un système hybride autonome, nous considérons dans ce travail, un système composé d'un générateur *PV*, d'une éolienne, de batteries et d'un groupe Diesel. Les différentes architectures d'un système hybride se divisent en deux grandes familles : l'architecture série et l'architecture parallèle.

2.3.1 Architecture série

2.3.1.1 Configuration à bus à courant continu

Dans le cas d'une architecture série, toutes les sources sont connectées une à une à un bus à courant continu (CC) comme l'indique la figure 2.2. Pour cette architecture, les puissances délivrées par les modules à courant alternatif (générateur éolien et groupe Diesel) sont redressées en tension grâce à des convertisseurs AC/DC. La charge est alors alimentée par un onduleur (convertisseur DC/AC).

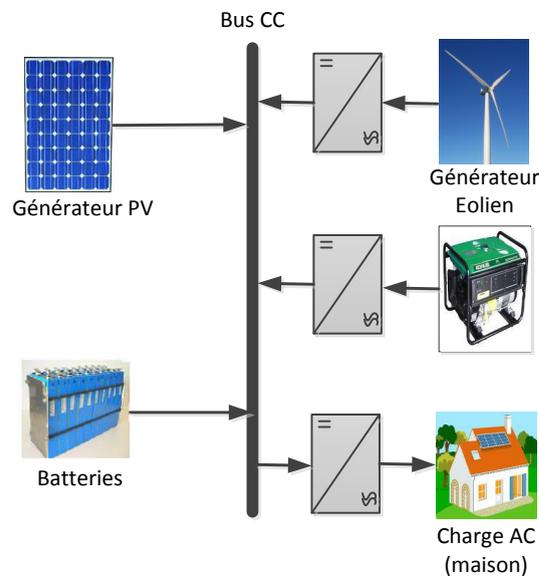


FIGURE 2.2: Configuration d'un système hybride à bus CC

Les avantages de cette structure résultent :

- d'un système de commande plus simple à mettre en œuvre,
- d'un dimensionnement du générateur Diesel,
- Grâce à l'onduleur, la charge peut être alimentée avec une tension et une fréquence adéquates.

Les inconvénients sont :

- Le rendement de l'ensemble du système est relativement faible à cause des pertes au niveau des convertisseurs notamment,
- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur Diesel. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir les pics de demande de la charge,
- Un problème dans l'onduleur peut provoquer une coupure totale de l'alimentation électrique.

2.3.1.2 Configuration à bus à courant alternatif

L'architecture à bus à courant alternatif (CA) est plus récente, elle s'est développée grâce à l'émergence de l'électronique de puissance et de l'apparition des onduleurs plus performants et bon marché. Cette architecture dispose d'un seul bus CA sur lequel sont connectés tous les modules du système hybride (figure 2.3).

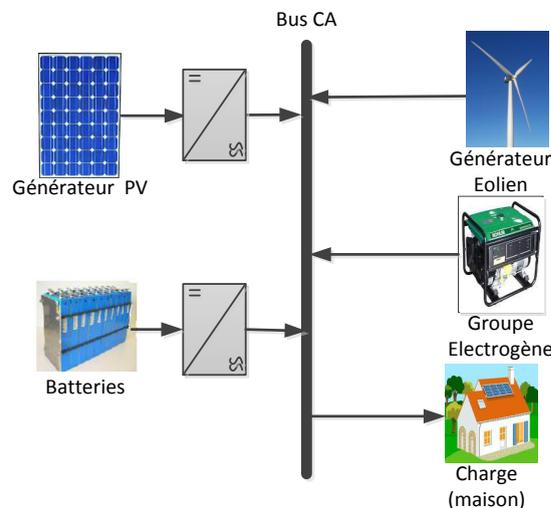


FIGURE 2.3: Configuration d'un système hybride à bus AC

Le choix de cette structure est judicieux car celle-ci fournit directement une tension alternative et assure continuellement l'alimentation de la charge. Le groupe électrogène démarre automatiquement dès qu'un manque de puissance apparaît au niveau du bus. Néanmoins, l'inconvénient réside dans la difficulté d'imposer la fréquence et l'amplitude de la tension du bus et de les adapter à la charge ainsi que de synchroniser tous les modules du réseau. En outre, un travail de mise en forme de la puissance du bus doit être réalisé. Par conséquent, cette architecture est plutôt adaptée aux grands réseaux avec des moyens logistiques nécessaires [12].

2.3.2 Architecture parallèle

La configuration parallèle utilise deux bus : un bus CC où sont connectées les sources à courant continu (batterie et panneaux PV), et un bus CA sur lequel sont connectés l'éolienne, le groupe Diesel et la charge (maison). Les deux bus sont reliés à l'aide d'un

convertisseur bidirectionnel. Le convertisseur bidirectionnel travaille soit en mode redresseur lorsque le générateur Diesel couvre complètement la demande de la charge et participe à charger la batterie ; soit en mode onduleur lorsque la charge est alimentée par les panneaux et/ou les batteries. De cette façon, la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément [13]. L'architecture d'un tel système est représentée par la figure 2.4.

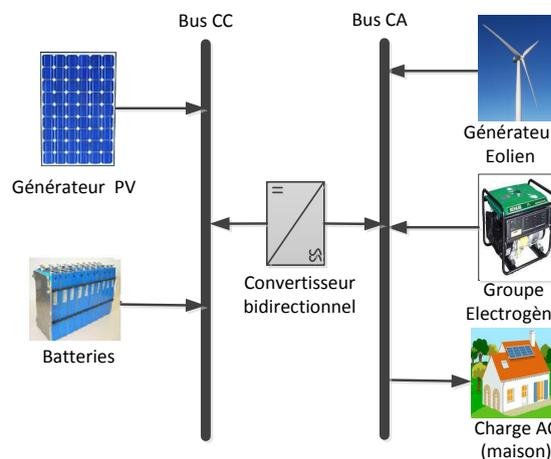


FIGURE 2.4: Configuration d'un système hybride à connexion parallèle

Les avantages de cette architecture sont :

- Un bon rendement du fait que l'énergie du générateur Diesel n'est pas convertie et que les sources fonctionnent avec des puissances proches de leurs puissances maximales.
- La diminution du nombre de convertisseurs.
- Un problème intervenant sur un convertisseur ne conduit pas à l'interruption de l'alimentation de la charge.

Les inconvénients de cette architecture sont :

- Les impulsions qui émanent du convertisseur de puissance peuvent avoir une influence sur le vieillissement des batteries.
- Le convertisseur bidirectionnel doit fournir une tension sinusoïdale synchronisée avec la tension du générateur Diesel.

- La tension du bus continu est difficile à contrôler.

Comme cela vient d'être souligné à travers la présentation des différentes architectures, deux types de composantes sont indispensables pour un système multi-sources fonctionnant en site isolé. Le premier type représente les sources d'EnR (éolienne, panneaux photovoltaïques, pile à combustible, etc.) ou conventionnelle (générateur Diesel, etc.). Le deuxième type représente les systèmes de stockage de l'énergie (batterie, supercondensateurs, volant d'inertie, électrolyseur, etc.). La section suivante donne une description générale des principales technologies utilisées dans les deux types de composantes.

2.4 Composition d'un système multi-sources

2.4.1 Sources d'énergie renouvelable

Plusieurs sources d'EnR peuvent être utilisées dans un système multi-sources. Dans cette section, nous allons présenter les sources les plus utilisées dans un système multi-sources autonome (site isolé).

- *Générateur Photovoltaïque*

L'énergie solaire est une énergie très abondante sur la surface de la terre. De ce fait, le photovoltaïque est considéré comme la plus importante source d'énergie renouvelable et la plus prometteuse avec un potentiel inépuisable. Un générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs cellules assemblées en série et/ou en parallèle. Ces cellules convertissent la lumière (les photons) qu'elles captent du rayonnement solaire en électricité. En effet, sous des conditions de tests standards (STC : $1000W/m^2$, $25^{\circ}C$, $AM1.5$), la puissance maximale délivrée par une cellule de silicium de $150mm^2$ est d'environ $2.3W_c$ sous une tension de $0.5V$. Cette puissance reste, en effet, faible et insuffisante pour la plupart des applications. De ce fait, une association en série et/ou en parallèle de plusieurs cellules permet d'obtenir un générateur photovoltaïque avec une puissance adaptée aux besoins de l'utilisation [14].

L'association en série de n_S cellules permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. En effet, cette association fait en sorte que toutes les cellules sont traversées

par un même courant électrique, alors que la tension du générateur photovoltaïque devient la somme des tensions simples de chaque cellule (figure 2.5). Le courant et la tension du générateur sont donnés par l'équation 2.1 :

$$\begin{cases} I_{cc,n_s} = I_{cc} \\ V_{co,n_s} = n_s V_{co} \end{cases} \quad (2.1)$$

avec I_{cc} est le courant court-circuit et V_{co} la tension de circuit ouvert.

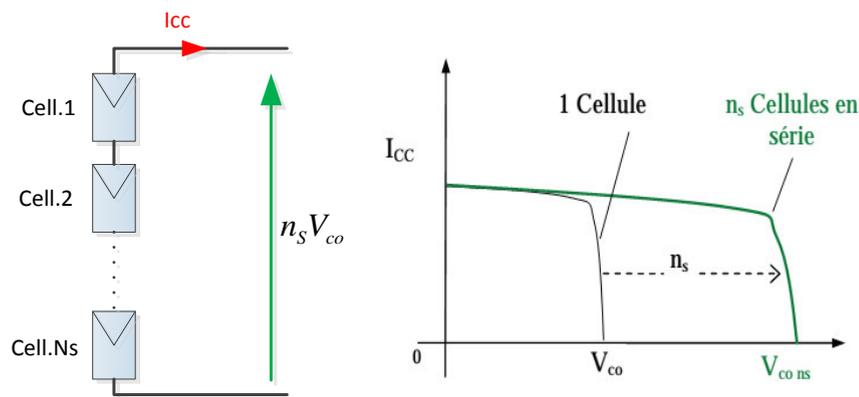


FIGURE 2.5: Influences de l'association des cellules en série sur la caractéristique d'un module PV

D'autre part, l'association en parallèle de n_p cellules permet d'augmenter le courant du générateur photovoltaïque. En effet, cette association fait que toutes les cellules sont sous la même tension, alors que le courant du générateur photovoltaïque devient la somme des courants de chaque cellule (figure 2.6). Par conséquent, le courant et la tension du générateur s'expriment selon l'équation 2.2 :

$$\begin{cases} I_{cc,n_p} = n_p I_{cc} \\ V_{co,n_p} = V_{co} \end{cases} \quad (2.2)$$

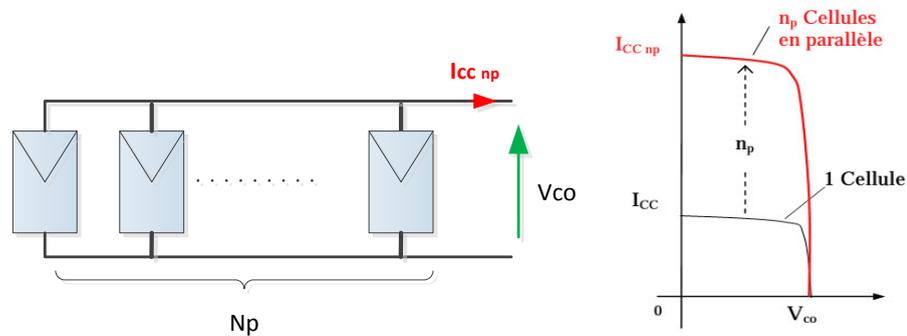
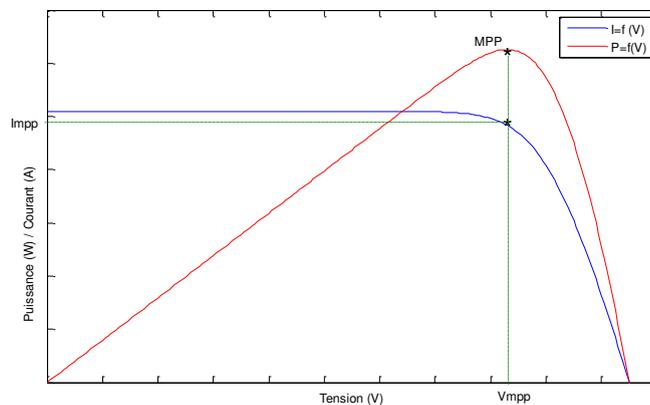


FIGURE 2.6: Influences de l'association des cellules en parallèle sur la caractéristique d'un module PV

D'une manière générale, un générateur *PV* peut être considéré comme étant l'association de $n_p.n_s$ cellules en série/parallèle. En effet, la caractéristique courant I en fonction de la tension V ($I(V)$) d'un générateur photovoltaïque est la résultante du nombre de cellules mises en association. Néanmoins, cette caractéristique est très influencée par les conditions météorologiques comme l'ensoleillement, la température, l'ombrage d'une partie du panneau, etc. En effet, la caractéristique ($I(V)$) d'un générateur *PV* est non linéaire comme le montre la courbe bleue de la figure 2.7. Quant à sa caractéristique puissance générée P en fonction de sa tension V ($P(V)$) (courbe rouge de la figure 2.7), elle met en évidence le point pour lequel la puissance du générateur est maximale. Ce point est nommé point de puissance maximale (en anglais : *Maximum Power Point*(MPP)).

FIGURE 2.7: Caractéristiques $P=f(V)$ et $I=f(V)$ d'un générateur PV

Afin de tenir compte de ces différents changements de conditions de fonctionnement du générateur *PV*, et dans le souci d'optimiser son rendement, la présence d'un étage d'adaptation est nécessaire (figure 2.8). Cet étage d'adaptation, qui n'est autre qu'un convertisseur de puissance (DC/DC ou DC/AC) permet, entre autres, de maximiser le rendement du générateur en mettant en place des algorithmes de recherche de MPP, d'adapter la puissance en fonction du besoin, d'améliorer la qualité d'énergie, etc. En effet, si la connexion entre le générateur *PV* et la charge est faite directement, alors le point de fonctionnement ne pourra pas être modifié. C'est la charge dans ce cas, en fonction de son impédance, qui le déterminera et le générateur ne pourra pas fonctionner à son MPP.

Vue l'importance de la maximisation de la puissance des générateurs *PV*, la littérature propose plusieurs travaux de recherche qui s'intéressent à l'amélioration des algorithmes de maximisation de puissance des générateurs *PV* [15–19]. Cette problématique a, notamment fait l'objet de travaux au cours de cette thèse [20, 21] ainsi que de travaux de notre partenaire AVENUE GSU [22].

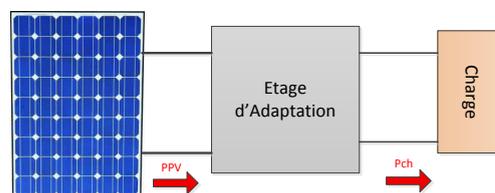


FIGURE 2.8: Chaîne de conversion photovoltaïque

Différentes topologies d'étage d'adaptation ont été rapportées dans la littérature [12]. Les architectures de convertisseurs les plus utilisés pour les générateurs photovoltaïques sont illustrées sur la figure 2.9. Les types de convertisseurs sont choisis en adéquation avec le fonctionnement du système et selon les objectifs que nous souhaitons atteindre.

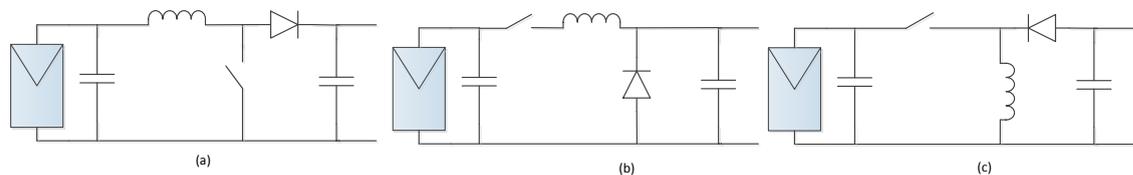


FIGURE 2.9: Étage d'adaptation : (a) hacheur élévateur, (b) hacheur abaisseur , (c) hacheur inverseur

Ces différentes architectures représentent en réalité les différentes topologies d'un hacheur (convertisseur DC/DC). Le choix d'une topologie à utiliser dépendra de la tension choisie pour le bus. Selon la tension du générateur *PV* soit au-dessus ; au-dessous ou aux alentours de la tension de bus, il faudra utiliser respectivement, le hacheur élévateur (boost (a)), l'abaisseur (buck (b)) ou l'inverseur (buck-boost (c)). Cependant, d'autres formes de convertisseur existent qui peuvent aussi reproduire ces trois fonctions (élever, abaisser, inverser) de la tension du générateur, mais qui ne sont pas citées ici.

- *Éolienne*

L'éolienne occupe un rôle très important parmi les différentes sources d'EnR. Elle est l'une des plus prometteuses en termes de potentiel, d'écologie, de champs d'application, etc. De fait de sa fiabilité et de la souplesse de sa mise en œuvre, il en existe de différentes tailles, globalement proportionnelles à la puissance, allant de quelques centaines de watts à plusieurs mégawatts, ce qui rend son champs d'application relativement vaste.

En France, cette énergie représente une part considérable parmi d'autres énergies renouvelables. En effet, la capacité installée en France métropolitaine ainsi que la Corse, passe de 2.2TWh en 2006 à 4.1 TWh en 2007, ce qui signifie une augmentation de 82% de potentiel installé d'après l'agence internationale de l'énergie (AIE).

Différentes topologies de connexion d'éolienne aux systèmes hybrides isolés sont proposées dans la littérature. Le choix du convertisseur se fait selon l'architecture du système multi-sources et le bus sur lequel l'éolienne est connectée, mais aussi selon les objectifs que l'on souhaite réaliser. Néanmoins, deux configurations figurent parmi les plus utilisées dans les systèmes multi-sources isolés. L'architecture de ces deux topologies est illustrée par la figure 2.10.

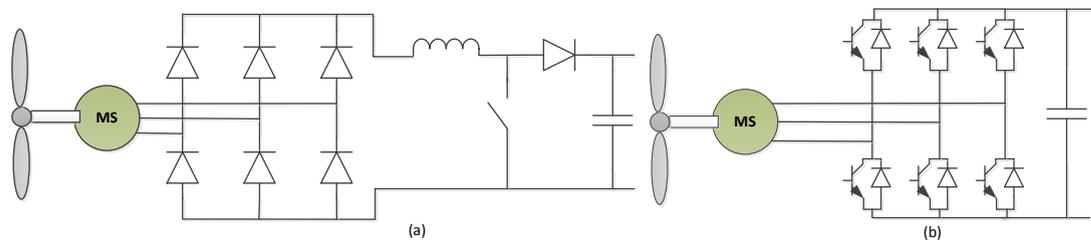


FIGURE 2.10: Convertisseurs utilisés en étage d'adaptation : (a) Redresseur à diodes + hacheur, (b) Redresseur MLI

Ces architectures permettent d'adapter la forme de l'onde produite par la génératrice éolienne au bus auquel elle est connectée. Ici en l'occurrence pour une connexion au bus *CC* deux solutions sont possibles : l'association d'un redresseur à diodes et un hacheur (architecture (a)) permettant d'avoir une seule variable de commande à gérer [23], ou le redresseur MLI permettant d'utiliser un seul convertisseur [24].

- *Générateur hydraulique*

L'énergie hydroélectrique est de loin l'énergie renouvelable la plus mature utilisée pour la production d'électricité. En France, une capacité de 25GW a été installée en 2007 et qui a produit 58.2TWh d'électricité. Elle est la deuxième forme de production électrique derrière l'énergie nucléaire et représente 12% de la production électrique française. Le principe d'un générateur hydroélectrique repose sur l'énergie cinétique de l'eau coulant d'une haute altitude à une basse altitude à cause de la gravité terrestre. Cette énergie cinétique est, à son tour, utilisée pour entraîner une turbine qui produit de l'électricité. L'eau qui passe à travers la turbine reste intacte et disponible pour toutes autres utilisations [25]. Les rivières et les ruisseaux, petits et grands, qui coulent dans la nature peuvent alimenter des sites appropriés pour la production hydroélectrique. Si la chute de l'eau est plus forte, comme dans les cascades, elle peut être utilisée directement pour entraîner les turbines. Dans le cas contraire, un barrage peut être créé avec l'eau de la

rivière/ruisseau, ou bien détourner son cours à un emplacement où l'eau peut tomber par gravité et entraîner une turbine. Le réservoir permet également de stocker l'eau quand elle est disponible en excès, pour une utilisation dans des moments où le flux est faible[26]. Le principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique est illustré par la figure 2.11.

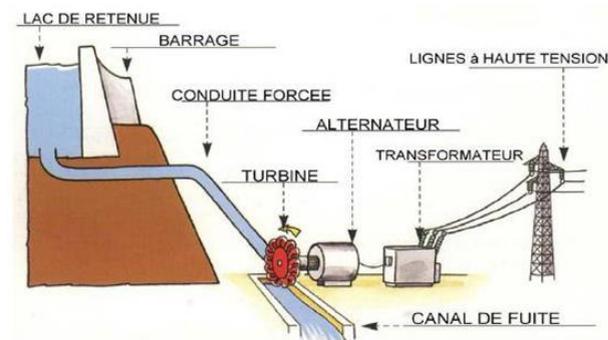


FIGURE 2.11: Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique

2.4.2 Sources conventionnelles

Les énergies dites conventionnelles (par opposition aux énergies alternatives qui visent à remplacer les énergies déjà existantes) sont des formes d'énergie massivement employées pour répondre aux besoins de production et consommation humaines. Parmi ces énergies, les plus utilisées sont l'énergie nucléaire et l'énergie issue des combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel).

Parmi les systèmes de production d'électricité, largement utilisés dans des systèmes multi-sources et qui est à base de ces énergies, on trouve le générateur Diesel.

- *Générateur Diesel*

Le générateur Diesel est un dispositif capable de produire de l'électricité en brûlant le gasoil. Ce dispositif utilise donc une source primaire supposée accessible partout et tout le temps. L'utilisation de ce dispositif dans les systèmes hybrides a pour but de pallier une éventuelle insuffisance de production ou une coupure d'alimentation électrique due à un quelconque problème technique. Effectivement, la présence d'un générateur Diesel dans certains cas de figure, notamment dans le cas des systèmes hybrides, s'avère très importante dans la mesure où une interruption de l'alimentation électrique peut entraîner des conséquences graves et/ou des pertes financières importantes.

Plusieurs applications ont recours à l'utilisation du générateur Diesel. Ils ont été largement utilisés comme alimentation de secours, comme alimentation complémentaire répondant aux pics de charge ou encore comme source d'approvisionnement en électricité dans les systèmes électriques isolés. Ils sont disponibles à partir de petites tailles de 1 kVA aux unités de quelques milliers de kVA. Du fait de sa disponibilité avec une telle largeur de gamme, a probablement contribué à son utilisation dans plusieurs applications et systèmes électriques en particulier dans les systèmes autonomes et dans le but d'assurer une alimentation sans interruption ou bien une alimentation de secours. Ils sont souvent couplés à d'autres dispositifs pour répondre aux objectifs en termes de qualité d'énergie électrique [27].



FIGURE 2.12: Générateur Diesel

2.4.3 Dispositifs de stockage

Un dispositif de stockage est un élément essentiel dans un système multi-sources. Sans lui, la garantie de l'autonomie du site ne peut pas être assurée. Ce dispositif sert de réservoir d'énergie lorsque les sources produisent en excédent et la restitue lorsque les sources ne produisent pas assez. Mais au-delà de cet aspect de réservoir d'énergie, un dispositif de stockage est essentiel pour l'équilibre des puissances dans un réseau électrique. Le principe de conservation impose que la puissance produite par les sources corresponde à la somme de la puissance consommée par l'utilisateur et de celle absorbée par le système lui-même. À un instant donné, il y a peu de chance d'avoir la puissance produite correspondant exactement à celle consommée. L'une des solutions pour ce cas de figure est d'utiliser un système de stockage pour assurer l'équilibre des puissances [12].

Ils existent plusieurs technologies et types de stockage qui peuvent être utilisés dans

un réseau électrique de petite taille comme dans un système multi-sources autonome. Dans le paragraphe suivant, nous allons présenter les dispositifs de stockage les plus utilisés dans un système multi-sources.

- *La batterie électrochimique*

La batterie est un système capable de convertir de l'énergie électrique en énergie chimique et réciproquement. Ces deux opérations s'appellent respectivement charge et décharge de la batterie.

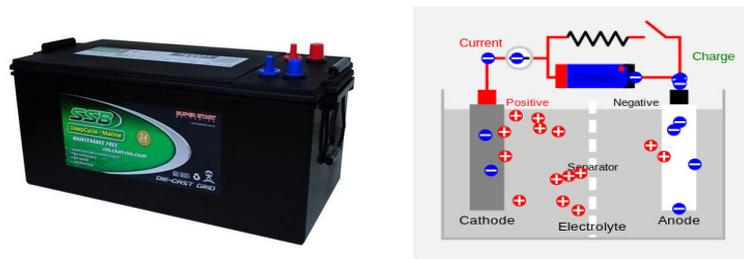


FIGURE 2.13: Batterie électrochimique

Les batteries électrochimiques (figure 2.13), sont conçues par empilement de disques composés de différents types d'éléments chimiques. La capacité de stockage d'énergie et de puissance varie en fonction des technologies utilisées pour fabriquer ces batteries. Il existe ainsi des batteries plomb-acide, nickel-cadmium, nickel-hydrure métallique, lithium-ion, lithium-polymère, lithium-air, sodium-soufre, chlorure de sodium (zebra), etc.

Le choix de la technologie permet de fixer les caractéristiques de l'accumulateur utilisé. La batterie est donc obtenue par l'assemblage d'un nombre d'éléments en série et éventuellement en parallèle selon le besoin en termes de puissance et de capacité. Le tableau 2.1 résume les différentes technologies des batteries et leurs caractéristiques en termes de durée de vie et de densité énergétique.

/	Pb	Ni-Cd	Ni-Mh	Ni-Zn	Zebra	LMP	Li-ion	Li-Po	LiFePo4	Li-air
densité énergétique (Wh/kg)	40	60	90	80	120	110	150	190	110	1000
Durée de vie (cycles)	500	2000	1500	nc	nc	1800	1000	2000	2000	nc

TABLE 2.1: Différentes technologies de la batterie [3]

D'une façon générale, la capacité d'une batterie C_{bat} est la quantité de charges électriques pouvant être délivrée lors d'une décharge complète. Cette quantité est mesurée

en Ampère-heure (Ah). La relation entre la capacité d'une batterie et le courant de décharge est donnée par l'équation 2.3 :

$$C_{bat} = \int i_{bat}(t)dt \quad (2.3)$$

Avec :

C_{bat} : la capacité de la batterie en Ampère-heure (Ah).

$i_{bat}(t)$: le courant de charge et de décharge de la batterie en Ampère (A).

t : le temps en heure (h).

Dans le domaine des batteries, nous pouvons rencontrer des notions de type C_5, C_{10}, \dots qui indiquent la quantité d'électricité que la batterie peut fournir au cours d'une décharge complète à courant constant en $x = 5, 10, \dots$ heures. Par exemple pour une capacité $C_{10} = 100Ah$, le courant correspondant est $I_{10} = 100Ah/10h = 10A = 0.1C_{10}$. C'est-à-dire si on décharge cette batterie avec un courant $10A$ elle dure $10H$, cette même batterie se décharge en $100h$ avec un courant de $1A$. En d'autres termes, la vitesse de décharge de la batterie a un impact sur sa capacité : plus la rapidité de la décharge est importante, plus la capacité réelle de la batterie sera faible. Ainsi, une batterie présentant la capacité de $70Ah$ en C_{100} aura réellement une capacité de $C_{bat} = 70Ah$ si la décharge prend $100h$, environ $C_{bat} = 55Ah$ en $20h$ et seulement $50Ah$ en $10h$.

L'état de charge de la batterie (State of Charge : SoC) peut être défini comme étant la capacité restante, c'est-à-dire la quantité de charge que la batterie peut encore délivrer avec un courant donné jusqu'à la décharge. De ce fait, elle peut s'exprimer selon l'équation 2.4 [28] :

$$SoC = \frac{C_r}{C_n} = \frac{C_n - C_u}{C_n} \quad (2.4)$$

Avec :

C_n : la capacité nominale de la batterie en Ah .

C_r : la capacité restante en Ah .

C_u : la capacité utilisée en Ah .

- **Le supercondensateur**

Un supercondensateur est constitué de deux électrodes séparées par une membrane perméable aux ions et un électrolyte reliant électriquement les deux électrodes. La

structure typique d'un supercondensateur est donnée par la figure 2.14.

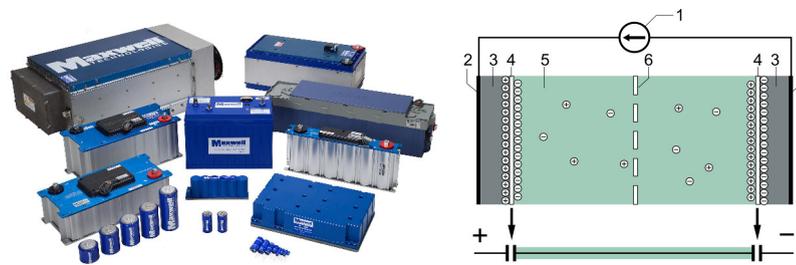


FIGURE 2.14: Supercondensateur : 1)Source d'alimentation, 2)Collecteur, 3) Électrode polarisée, 4) Doubles couche de Helmholtz, 5)Électrolyte ayant des ions positifs et négatifs, 6)Séparateur

Le supercondensateur est considéré, ces dernières années, comme une solution alternative aux batteries possédant une très grande capacité. En effet, ce système de stockage peut absorber de très fortes variations de puissance sur un très grand nombre de cycles de décharge complets. Cependant, les supercapacités subissent des pertes de charges en raison de phénomène d'autodécharge, par conséquent, ils sont plus adaptés pour le stockage de puissance que pour celui d'énergie. De ce fait, les supercondensateurs sont plus adaptés aux applications de régulation et d'augmentation de la qualité de l'énergie électrique. Ils sont utilisés dans les réseaux électriques notamment pour de faire face aux importants pics de puissance.

- *Pile à combustible*

La pile à combustible est annoncée comme étant la solution de stockage de l'avenir qui permet de stocker un combustible et de le faire réagir suivant le même mécanisme que la batterie. C'est un convertisseur électrochimique qui permet de transformer l'énergie chimique d'un gaz ou d'un liquide combustible en énergie électrique (figure 2.15). Le combustible utilisé dans la plupart des cas est l'hydrogène.

Dans les piles à hydrogène, la conversion d'énergie chimique en énergie électrique, avec production simultanée de l'eau et de la chaleur, est réalisée par une réaction chimique de type oxodo/reduction. En effet, l'hydrogène se combine avec l'oxygène pour former de l'eau selon la relation 2.5 :



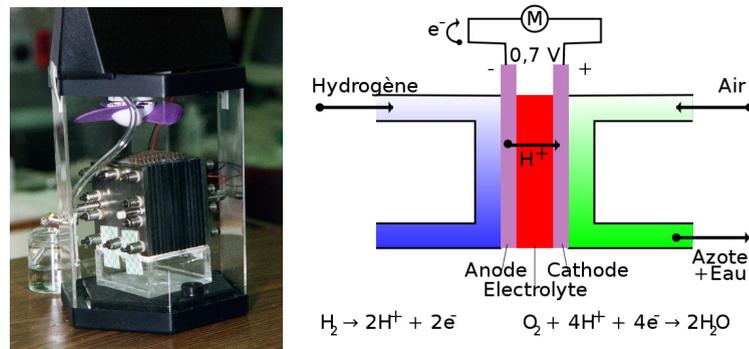


FIGURE 2.15: Pile à Combustible

Le principe de base de la technologie de la pile à combustible repose sur la séparation de la réaction d'oxydation de l'hydrogène et celle de réduction de l'oxygène comme l'illustre la figure 2.16. De ce fait, la cellule de base de la pile à combustible est constituée de deux électrodes (anode, cathode) séparées par un électrolyte [1].

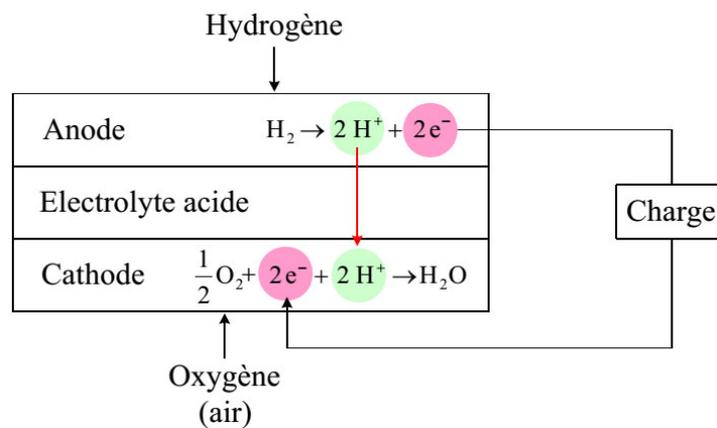


FIGURE 2.16: Réactions de base dans une pile à combustible (avec électrolyte acide)[1]

Il existe plusieurs types de piles à combustible. C'est l'électrolyte utilisé qui les différencie les uns des autres et qui donne leurs noms aux grande familles de piles. La température de fonctionnement est aussi un facteur de différenciation et on trouve alors des piles à basse et à haute température. Les principales piles à combustible sont les suivantes [1] :

- pile alcaline (en Anglais Alkaline fuel Cell : AFC)
- pile à membrane échangeuse de protons (en Anglais PEMFC : *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*)

- pile à méthanol direct (en Anglais DMFC : *Direct Methanol Fuel Cell*)
- pile à acide phosphorique (en Anglais PAFC : *Phosphoric Acid Fuel Cell*)
- pile à carbonate fondu (en Anglais MCFC : *Molten carbonate Fuel Cell*)
- pile à électrolyte solide (en Anglais SOFC : *Solid Oxide Fuel Cell*)

Tous les éléments que nous venons de présenter dans cette section peuvent donc faire partie de la composition d'un système multi-sources. Avec des technologies et dynamiques différentes, l'association de ces éléments pour composer un système multi-sources nécessitent une bonne stratégie de gestion afin d'exploiter convenablement chacun de ces éléments et améliorer le rendement du système multi-sources. Par conséquent, plusieurs stratégies de gestion ont été abordées dans la littérature et qui varient en fonction de la composition du système multi-sources et les objectifs visés par ce dernier. Nous allons présenter dans la section suivante un petit aperçu de ces stratégies proposées dans la littérature.

2.5 État de l'art de la gestion et supervision des systèmes multi-sources

Les systèmes hybrides autonomes deviennent de plus en plus populaires en regardant la tendance de ces dernières années. Plusieurs systèmes basés sur la conversion des énergies renouvelables ont été développés et présentés comme étant des solutions durables pour se procurer d'une énergie inépuisable, respectueuse de l'environnement et souvent pour alimenter des sites et régions éloignées et difficilement raccordables aux réseaux publics. Dans le but d'améliorer le rendement des installations, et relever ainsi des défis plus importants en assurant un taux de pénétration des EnR plus élevés voir assurer l'autonomie des sites isolés, plusieurs de ces systèmes ont été associés. C'est pour cette raison que ces dernières années, les systèmes hybrides deviennent de plus en plus populaires. Néanmoins, en raison de la nature intermittente des sources d'EnR notamment le soleil et le vent, ainsi que la demande aléatoire de la charge, une bonne et fiable stratégie de gestion est plus que souhaitable afin d'optimiser l'exploitation du système et assurer une alimentation fiable de la charge. En conséquence à cette tendance croissante à l'utilisation des systèmes hybrides, plusieurs stratégies de gestion et d'optimisation pour ce genre de systèmes sont développées et proposées dans

la littérature. Elles varient notamment fonction des systèmes hybrides et des objectifs recherchés.

La performance d'un système multi-sources, en termes de rendement et de durée de vie, est influencée d'une part par la conception, c'est-à-dire par le dimensionnement des différentes composantes, le type de ces composantes, l'architecture, etc. D'autre part, par le choix de la stratégie de gestion choisie. La performance se mesure essentiellement par l'économie de carburant, le prix de kWh , le nombre de pannes, etc.

En effet, au-delà du choix de l'architecture, un système multi-sources ne peut atteindre les objectifs attendus sans un bon contrôle des différentes sources ainsi qu'une bonne stratégie de supervision et de gestion des flux de puissance. Concernant le contrôle des différentes sources (comme les éoliennes et les panneaux photovoltaïques), la problématique est de trouver une technique adéquate pour la commande des convertisseurs associés à chacune des sources afin d'atteindre les objectifs fixés notamment en termes de suivi de référence, rejet de perturbations, de temps de réponse, etc. En général, les convertisseurs de puissances associés à ces sources permettent soit de maximiser la production de puissance de chacune des sources, soit d'adapter la production en fonction du besoin. En réalité, le contrôle des convertisseurs permet de maîtriser le point de fonctionnement des différentes sources et par conséquent, produire autant de puissance possible pour répondre à la demande de la charge. Une fois la commande des convertisseurs associés aux différentes sources ainsi que celui du dispositif de stockage maîtrisée, une stratégie de gestion et de supervision permet de gérer les flux de puissances entre les sources et les dispositifs de stockage pour assurer l'autonomie de la charge. En outre, la stratégie de supervision permet d'adapter la production en fonction de l'état du système de stockage et de la demande de la charge.

Plusieurs stratégies de gestion et de supervision sont proposées dans la littérature pour traiter les différentes problématiques propres aux différents systèmes multi-sources. Dans [29], l'auteur considère un système multi-sources composé de panneaux *PV*, un banc de batteries et d'une pile à combustible montés sur un bus continu à travers des convertisseurs adéquats. Le principe de fonctionnement de ce système consiste à charger les batteries lorsque la production des panneaux *PV* est supérieure à la consommation de la charge. À l'inverse, lorsque la consommation est plus élevée que la production, les batteries se déchargent pour compenser le manque d'énergie. La pile à combustible ne s'active que lorsque les batteries atteignent un faible niveau. L'idée proposée

par l'auteur est de développer une stratégie de gestion basée sur un système multi-agents. Chaque agent contrôle un élément du système multi-sources et permet aussi de communiquer son état à d'autres agents ce qui conduit à une gestion décentralisée du système multi-sources.

Dans [30], les auteurs proposent une stratégie de supervision et de gestion basée sur une commande prédictive (en anglais : *Model Predictive Control* (MPC)). En effet, une commande prédictive est appliquée pour la gestion optimale d'un système multi-sources autonome composé d'une éolienne, de panneaux PV et d'un banc de batteries. Cette stratégie s'effectue en deux étapes, la première consiste à générer des références en puissance, qui permettent de satisfaire la demande de la charge, pour chaque sous-système. La deuxième étape consiste à concevoir des lois de commande pour chaque sous-système et optimiser leurs points de fonctionnement afin de réduire les pics des courants et ainsi protéger le système et rallonger sa durée de vie. Dans [31], les auteurs présentent un autre algorithme de gestion et de supervision pour un système hybride éolienne/photovoltaïque dans le cadre d'une application isolée. Les auteurs ont défini trois modes opératoires principaux qui permettent d'inclure tous les états et les scénarios auxquels le système multi-sources peut amener à faire face. Le premier mode consiste à utiliser une seule source pour satisfaire la demande de la charge, en l'occurrence ici la source éolienne. Le deuxième mode consiste à utiliser la source photovoltaïque en complément du premier mode. Le dernier mode utilise les deux sources au maximum et sollicite la batterie si besoin. Par conséquent, la stratégie de gestion permet de choisir le bon mode de fonctionnement qui conviendra au système en tenant compte de l'évolution de son état. Néanmoins, les auteurs n'ont pas prévu de source de secours pour pallier une éventuelle panne des sources ou des conditions météorologiques très défavorables. Pour remédier à cet inconvénient, les auteurs de [32] ont apporté une solution en associant au système hybride éolienne/photovoltaïque une pile à combustible/électrolyseur comme source de secours et comme un dispositif de stockage d'énergie à long terme. Par ailleurs, [33] propose un algorithme de gestion pour un système multi-source autonome en maximisant les puissances des sources d'EnR et en ajustant les puissances de la batterie et de la micro turbine (turbine à gaz) pour équilibrer les puissances. Comme les sources EnR fonctionnent en mode puissance maximale, les auteurs ont prévu une charge supplémentaire (de dissipation) en cas de surplus de production. Les auteurs ont utilisé une architecture mixte pour relier les différentes composantes de leur système avec un bus CC et un bus CA reliés par un convertisseur

DC/AC comme ce qui a été rapporté par [34]. Dans [35], les auteurs proposent une stratégie de gestion pour un système composé d'un panneau *PV*, une éolienne et une pile à combustible alimentée par un bioéthanol transformé en hydrogène. Cette stratégie est basée sur la prédiction des puissances renouvelables ainsi que celui de la charge et vise à minimiser la consommation du bioéthanol. Dans [36], l'auteur propose une stratégie de gestion qui consiste à optimiser l'exploitation du système multi-sources selon la disponibilité des EnR en minimisant un critère coût tout en garantissant les besoins de la demande. L'auteur a défini la fonction objectif comme étant la somme des coûts (coût d'investissement, coût de l'énergie, coût d'utilisation) garantissant au système hybride la couverture des besoins de la charge. Dans [37], une comparaison de trois stratégies de gestion de flux de puissances pour un système multi-source composé d'un panneau *PV*, une éolienne et une pile à combustible avec une batterie comme dispositif de stockage est proposée pour une application en site isolé. Ces stratégies sont basées sur l'évaluation de l'état de charge de la batterie ainsi que la différence entre la puissance totale produite et consommée comme condition d'activation ou non de la pile à combustible. Les critères de comparaison entre ces stratégies sont en rapport avec la protection de la batterie contre les courants de surcharge ainsi que le nombre d'activation de la pile à combustible. Cette problématique a été traitée et analysée par [38] mais en utilisant cette fois-ci un dispositif de stockage hybride composé d'une batterie et d'une super capacité pour contrer les fluctuations instantanées de la puissance au niveau du bus à courant continu. [39] a proposé une stratégie basée sur les réseaux de Petri pour le gestion d'un système multi-sources connectés à un bus à courant continu. L'idée développée par les auteurs pour la gestion s'est basée sur l'utilisation des valeurs des rapports cycliques des convertisseurs DC/DC comme variables de décisions dans la commutation des sources d'énergie comme il a été présenté dans [40].

D'autres architectures proposent justement l'hybridation du dispositif de stockage pour des systèmes multi-sources opérants en sites isolés [29]. C'est dans ce cadre là que l'auteur de [12] propose dans sa thèse un dispositif de stockage composé d'un banc de batteries et de supercondensateurs pour un système hybride éolien/photovoltaïque isolé. L'utilisation d'un dispositif de stockage hybride est motivée par le fait qu'il est plus performant et surtout plus adapté aux applications en site isolé. Effectivement, les supercondensateurs, par leur caractéristique de puissance spécifique importante, jouent le rôle d'un "tampon" entre la production et la consommation. Ce qui leur permet de répondre instantanément aux variations ainsi qu'aux pics de puissance générés

par les changements brusques des conditions météo ou de la demande de la charge. À l'inverse, les batteries possèdent une grande énergie spécifique, mais une faible puissance spécifique, ce qui rend sa dynamique lente. De ce fait, les batteries ne supportent pas les changements brusques de puissance au niveau du bus, ce qui ne leur permet pas de couvrir certaines variations instantanées de la charge et/ou des conditions météo.

D'une manière générale, la stratégie de gestion d'un système vise à optimiser l'exploitation des différentes sources d'énergie mises en jeu dans le réseau hybride. Cette stratégie consiste à prendre les bonnes décisions vis-à-vis des différents scénarios auxquels le système multi-sources sera confronté aux cours de son fonctionnement. Pour atteindre ses objectifs, le processus de gestion d'un système multi-sources doit, d'une manière générale, suivre la démarche stratégique illustrée par la figure 2.17.

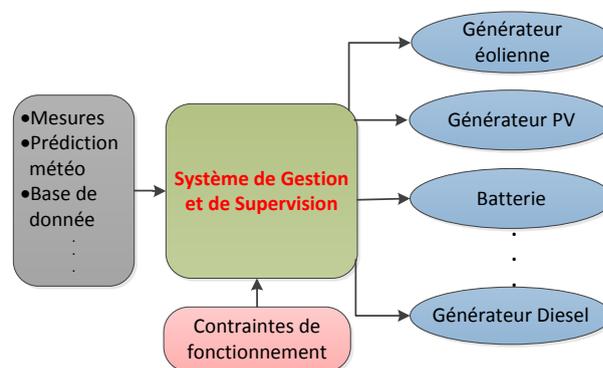


FIGURE 2.17: Synoptique de gestion d'un système multi-sources

En se référant à la figure précédente, la stratégie de gestion comporte en général trois étapes : la première partie représente les mesures et les estimations sur un horizon donné, de l'évolution du système ou des différents paramètres influençant son l'état. Cette partie est essentielle pour les algorithmes de gestion dans la mesure où elle fournit des informations précieuses sur les conditions d'évolution du système à chaque instant. Ainsi, elle fournit entre autres, la prédiction de certains paramètres afin d'anticiper des scénarios défavorables. La deuxième partie consiste en la conception d'une stratégie (algorithme) intelligente qui permet de prendre les bonnes décisions au bon moment tout en tenant compte les contraintes du bon fonctionnement du système. Cette partie vise ainsi à générer des consignes à suivre (troisième partie) par les différents modules qui composent le système multi-sources dans le but de réaliser

les objectifs fixés au préalable.

2.6 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art sur les systèmes hybrides à EnR. Dans un premier lieu, la définition d'un système hybride puis les différentes applications de ce genre de systèmes ainsi que les objectifs recherchés ont été présentés. Par la suite, différentes architectures d'un système hybride multi-sources avec leurs avantages et inconvénients ont été présentées pour des applications en mode isolé. Nous avons vu que ces différentes architectures sont choisies pour mieux s'adapter aux exigences et objectifs visés par l'installation. Finalement, la dernière section de ce chapitre est consacrée à un état de l'art des différentes stratégies de gestion proposée dans la littérature. Ces différentes stratégies varient avec les différentes architectures de système multi-sources et surtout avec les objectifs recherchés par les utilisateurs. À travers l'état de l'art présenté dans ce chapitre, nous avons résumé des travaux de littérature sur lesquels nous allons nous baser que ce soit pour le choix de l'architecture du système multi-sources ou bien de la stratégie de gestion à élaborer pour atteindre les objectifs attendus.

Chapitre 3

Dimensionnement et modélisation du système hybride autonome

3.1 Introduction

Le précédent chapitre nous a permis de voir les différentes architectures et les façons de composer un système multi-sources avec des avantages et des inconvénients d'une architecture à une autre. Suite à cet état de l'art, nous avons décidé de centrer notre étude sur un système composé d'un générateur *PV*, générateur éolien, une batterie et comme source de secours, un générateur Diesel. Tous ces modules sont connectés à un bus à courant continu (CC) à travers des convertisseurs de tension adéquats.

Une fois l'architecture du système multi-sources définie, un dimensionnement de ses différents modules est nécessaire. Par conséquent, l'objectif de ce chapitre est de faire, dans un premier temps, le dimensionnement des différents modules de ce système, puis par la suite, élaborer une modélisation de cette architecture et ainsi obtenir un modèle dynamique pour l'ensemble des composants du système multi-sources.

3.2 Présentation du cas d'étude

La problématique traitée dans cette thèse vise à mettre au point un dispositif capable d'alimenter en électricité une habitation isolée à partir des sources d'énergie renouvelable, c'est-à-dire de la rendre autonome vis-à-vis du réseau public. Pour répondre à cette problématique, nous avons considéré un système multi-sources composé d'une éolienne, de panneaux *PV*, des batteries de stockage et un générateur Diesel. Tous ces modules sont reliés de telle sorte à assurer une alimentation permanente de la charge représentée par une maison individuelle. L'architecture de ce système est à base de bus CC selon la figure 3.1.

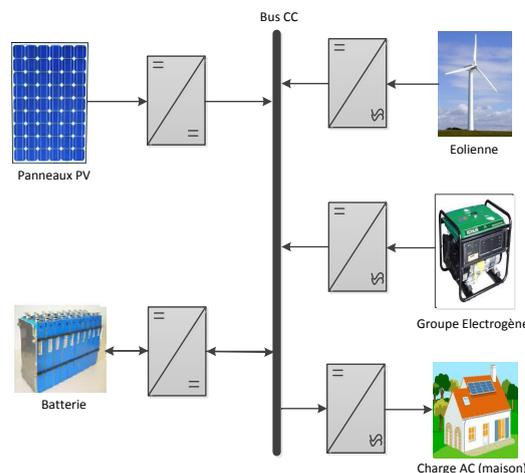


FIGURE 3.1: Architecture du système hybride autonome

Une fois l'architecture du système multi-source établie, nous allons passer au dimensionnement de ces différents modules. Un bon dimensionnement nous permet de déterminer les puissances nominales de chacune des sources renouvelables (éolienne et PV) ainsi que la capacité de la batterie de stockage permettant de couvrir la demande de la charge et nous évite ainsi un éventuel coûteux surdimensionnement.

3.3 Dimensionnement du système hybride autonome

3.3.1 Définition du profil de consommation

L'habitat que nous avons retenu et dont va dépendre bien entendu le profil de consommation, est un habitat d'une surface de 90 m^2 accueillant une famille de 2 adultes et de 2 enfants. Nous nous plaçons logiquement dans un contexte de consommation électrique dite «sobre» et nous ne considérerons pas la consommation propre au chauffage. La consommation de l'habitat considéré est d'environ 17 kWh/an.m^2 (50 kWh/an.m^2 pour une consommation «standard» incluant le chauffage), ce qui se traduit par une consommation journalière de 4200 Wh . Ce profil de consommation intègre des pics de puissance (1100 W maximum) que l'on peut retrouver en début de matinée, le midi et en fin d'après-midi.

3.3.2 Choix de technologie de la batterie

Dans le cadre de cette thèse, et en s'appuyant sur les compétences et les conseils des laboratoires spécialistes des batteries en l'occurrence le laboratoire LRCS et le laboratoire

LEC, nous nous sommes orienté vers une solution «lithium» en cours d'apparition dans les applications «énergie» principalement liées à la filière du véhicule propre (hybride ou électrique). En effet, de nombreux modèles économiques consistent à considérer le marché du «stationnaire» comme une opportunité à une «seconde vie» des systèmes de stockage des véhicules propres. Notre choix s'est alors porté sur une technologie de type LiFePO₄ (LFP) d'une capacité de 40 Ah de la société E4V. Les batteries choisies sont de forme prismatique (32 mm x 100 mm x 192 mm) et d'une tension nominale de 3,2 V. Celles-ci doivent donc être assemblées en série pour obtenir une tension significative de l'application. Le coût du prototype étant directement lié au nombre d'éléments associés, un compromis a dû être recherché. De ce fait, nous nous sommes orientés vers 10 éléments, constituant ainsi un pack d'environ 1,3 kWh et étant capable d'absorber des pics de courants (de quelques secondes) allant jusqu'à 300A.

3.3.3 Dimensionnement du module PV et de l'éolienne

Afin d'utiliser d'une façon efficace et économique les sources d'EnR, un dimensionnement optimal des systèmes hybrides est essentiel. Un bon dimensionnement du système multi-sources peut aider à réduire le coût d'investissement avec l'utilisation adéquate du générateur PV, du système éolienne et des batteries, de sorte que le système hybride puisse fonctionner dans des conditions optimales en termes d'investissement et de fiabilité vis-à-vis de l'exigence du système d'alimentation. Pour ce faire, il faut prendre en compte le coût souvent élevé des équipements de stockage ainsi que la nature intermittente des conditions météorologiques comme l'ensoleillement et la vitesse du vent qui influence énormément la qualité de l'énergie produite.

Différentes techniques d'optimisation pour le dimensionnement des systèmes hybrides PV/éolien ont été rapportées dans la littérature. En effet, on trouve la programmation dynamique, la technique de construction graphique, l'approche probabiliste, les méthodes d'intelligence artificielle, la conception multi-objectifs, la programmation linéaire et les techniques itératives [41].

Borowy *et al.* [42] ont proposé une méthode de dimensionnement optimal des panneaux photovoltaïques et des batteries dans un système hybride PV/éolien. Le système est simulé pour différentes combinaisons de panneaux PV et batteries et la probabilité de perte de puissance générée (en anglais, *Loss of Power Supply Probability* : LPSP) est alors calculée. Ensuite, pour une LPSP désirée, le tracé des courbes donnant les dimensions

des panneaux PV en fonction des dimensions des batteries nous permet de choisir la solution qui minimise le plus le coût de l'installation donnée par l'équation :

$$\frac{\partial N_{PV}}{\partial N_{batt}} = -\frac{\beta}{\alpha} \quad (3.1)$$

avec N_{PV} et N_{batt} respectivement, le nombre de modules photovoltaïques et de batteries et α, β le coût d'un module photovoltaïque et celui d'une batterie.

Une méthode alternative pour l'optimisation du dimensionnement d'un système PV/éolien a été proposée dans les travaux de *Koutroulis et al.* [43] où le but est de trouver la combinaison optimale du nombre et du type de panneaux photovoltaïques, des générateurs éoliens et des batteries ainsi que l'inclinaison des panneaux PV et la hauteur des éoliennes pour garantir, sur une période de 20 ans, une satisfaction complète de la puissance demandée et un coût minimal sur le prix de l'installation et le coût de sa maintenance. La résolution du problème d'optimisation a été faite en utilisant les algorithmes génétiques. *Chedid et al.* [44] ont utilisé la programmation linéaire pour déterminer la taille optimale des différentes sources mais en se basant sur une évaluation statique de l'énergie disponible où l'énergie délivrée par les sources renouvelables est considérée constante sur une période de temps. *Belfkira et al.* [45] ont apporté plus de flexibilité à la solution précédente en se basant sur une évaluation dynamique des puissances disponibles qui est fonction du site d'étude. *Bernal-Agustín et al.* [46] ont présenté une méthode basée sur l'optimisation multi-objectifs (NPC contre les émissions de gaz CO_2) pour un système hybride PV/éolien/Diesel avec des batteries de stockage sur la base d'algorithme révolutionnaire multi-objectifs (en anglais, *Multi-Objective Evolutionary Algorithms* : MOEAs). *Kaabeche et al.* [47] propose un modèle de dimensionnement basé sur une technique itérative pour optimiser la taille des différentes composantes du système hybride PV/éolien/batteries. Le modèle proposé tient compte des sous-modèles du système hybride, de la LPSP et du coût unitaire moyen de l'électricité (en anglais, *Levelised Unit Electricity Cost* : LUEC).

D'autre part, les programmes de simulation offrent une autre alternative pour le dimensionnement des systèmes hybrides. En effet, ces programmes deviennent les outils les plus courants pour évaluer la performance des systèmes hybrides. En utilisant la simulation par ordinateur, la configuration optimale d'un système de production peut être trouvée en comparant la performance et le coût énergétique de différentes configurations. Plusieurs logiciels sont disponibles pour la conception de ce genre de systèmes

hybrides, on trouve Homer, Hybrid2, HOGA et HYBRIDS, etc.

La méthode de dimensionnement des sources PV et éolienne utilisée dans le cadre de cette thèse s'appuie sur le méthode proposée par Wang *et al.* [32]. Notre démarche est présentée ci-dessous :

- Nous nous positionnons dans le cas le plus défavorable en termes de production d'énergie photovoltaïque, à savoir que des conditions météorologiques d'un mois de décembre seront considérées. Une relation proportionnelle entre la puissance crête $P_{pv,c}$ du module photovoltaïque et la puissance réellement générée par ce dernier P_{pv} sera considérée :

$$P_{pv} = k_{PV} P_{pv,c} \quad (3.2)$$

Une valeur approchée du coefficient k_{PV} obtenue en utilisant un outil gratuit, proposé en ligne par le centre de recherche de l'Union Européenne [48] et qui donne une estimation de l'énergie journalière produite par un module PV (selon sa technologie), chaque mois de l'année, en fonction de sa puissance P_{PV} mais également de plusieurs autres paramètres : localité, inclinaison des modules, orientation (azimut) des modules, pertes estimées dues à la température : (7.1% en utilisant les données locales de température), à la longueur des câbles, etc. Dans le cadre de notre étude, nous prendrons $k_{PV} = 0,03$ et nous pouvons ainsi exprimer l'énergie moyenne produite par le module sur la journée :

$$E_{pv} = 24.P_{pv} = 0.72.P_{pv,c} \quad (3.3)$$

- Nous supposerons également que l'éolienne fournit une puissance moyenne E_W proportionnelle à sa puissance nominale $P_{W,N}$ en prenant comme facteur de charge (pour la région Picardie) : $k_W = 0,2$. L'énergie produite par l'éolienne sur une journée s'exprime alors telle que :

$$E_W = 4.8.P_{W,N} \quad (3.4)$$

- D'autre part, nous considérerons deux périodes dans la journée :

1. **Une période de décharge** : pendant laquelle les batteries fourniront de l'énergie à la charge. Nous estimerons que cette période (toujours pour un

mois de décembre) est de 21 heures et que durant cette période, les batteries utiliseront 60% de leur énergie (soit $768Wh$) afin de maintenir l'état de charge (SoC) entre 20% et 80%. L'énergie moyenne fournie par la batterie sera toutefois de $E_M = 0.5 \times 1280 = 640Wh$ et nous supposons durant ces 21 heures, que le module PV produira seulement 25% de l'énergie journalière. Cela se traduit mathématiquement par :

$$0.18.P_{pv} + 4.2.P_{W,N} = \frac{21}{24}E_H - E_M \quad (3.5)$$

2. **Une période de charge** : pendant laquelle se chargeront les batteries. Il s'agit de la période de la journée la plus favorable pour le module P_{pv} et nous estimons que ce dernier produira durant ces 3 heures, 75% de l'énergie photovoltaïque journalière E_{pv} . Cela se traduit mathématiquement par :

$$0.54.P_{pv} + 0.6.P_{W,N} = \frac{3}{24}E_H - E_M \quad (3.6)$$

- Finalement, les équations 3.2 à 3.6 nous conduisent à résoudre un système de deux équations avec deux inconnues (P_{pv} et $P_{W,N}$) qui a donc une solution unique. Cela signifie que le critère prix n'est pas été pris en considération dans ce travail. Rappelons toutefois que ce critère a été pris en compte lors du choix des batteries. Nous obtenons ainsi les valeurs de puissances suivantes :

$$P_{pv,c} = 1422W \text{ et } P_{W,N} = 958W \quad (3.7)$$

3.4 Description et modélisation du système hybride autonome

3.4.1 Chaîne photovoltaïque

3.4.1.1 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière (figure 3.2). Le plus connu d'entre eux est le silicium cristallin qui est utilisé aujourd'hui par 90% des panneaux produits dans le monde. Néanmoins, il existe de nombreuses autres technologies déjà industrialisées comme les couches minces, et d'autre en phase de recherche. Bien que d'autres suscitent également l'intérêt des chercheurs, le silicium

reste aujourd'hui le matériau le plus utilisé de fait de sa large présence sur terre puisqu'il constitue environ 28% de l'écorce terrestre.

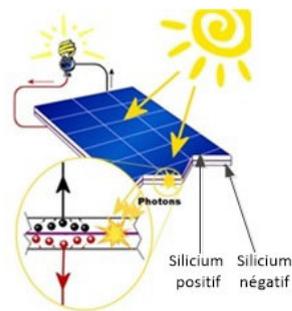


FIGURE 3.2: Principe de l'effet photovoltaïque

3.4.1.2 Cellule Photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif transformant une partie de l'énergie lumineuse, issue du soleil par exemple, en énergie électrique. La proportion de l'énergie transformée constitue le rendement de conversion de la cellule photovoltaïque.

Il existe différentes cellules et elles se distinguent en fonction des technologies de silicium qu'elles utilisent (figure 3.3) :

- **Cellule mono-cristalline** : les cellules en silicium mono-cristallin sont constituées d'un seul cristal de silicium.
- **Cellule poly-cristalline** : les cellules en silicium poly-cristallin sont constituées de plusieurs cristaux de silicium.
- **Cellule amorphe** : les cellules en silicium amorphe sont réalisées avec du silicium amorphe, non cristallisé, étalé sur une plaque de verre.



(A) Cellule mono-cristalline



(B) Cellule poly-cristalline



(C) Cellule amorphe

FIGURE 3.3: Cellules photovoltaïques

3.4.1.3 Modèle du panneau photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou en parallèle afin d'obtenir certaines caractéristiques électriques telles que la puissance, le courant de court-circuit ou la tension en circuit ouvert.

Pour pouvoir modéliser un panneau photovoltaïque, on cherche le comportement électrique d'une cellule. Plusieurs circuits équivalents sont proposés dans la littérature pour identifier le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque, nous avons résumé quelques-unes dans la table [49] ci-dessous :

Le modèle que nous avons choisi dans le cadre de cette thèse est à base d'une diode. Son circuit équivalent est donné par la figure 3.4 .

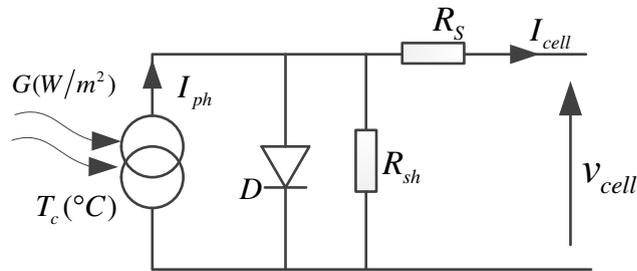


FIGURE 3.4: Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le courant généré par une cellule photovoltaïque est donné par l'équation 3.8 :

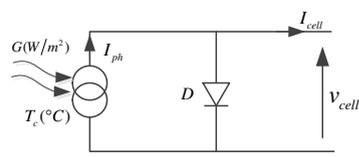
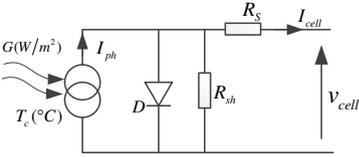
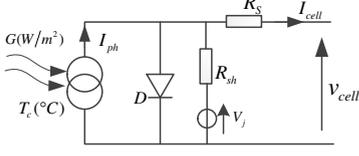
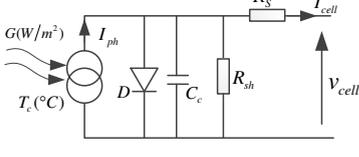
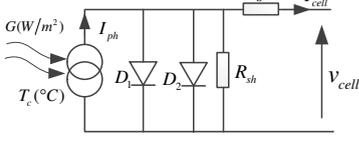
$$\begin{cases} I_{cell} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp\left[\frac{q(v_{cell} + I_{cell}R_s)}{\tau kT}\right] - 1 \right\} - \frac{V_{cell} + I_{cell}R_s}{R_{sh}} \\ I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}\right) \exp\left(-\frac{V_{oc}}{AV_T}\right) \\ V_T = \frac{kT}{q} \end{cases} \quad (3.8)$$

Un panneau photovoltaïque est composé de N_s cellules en série et N_p en parallèle, par conséquent, le courant généré par le panneau s'écrit selon l'équation 3.9 :

$$I_{pv} = N_s I_{ph} - I_0 \left\{ \exp\left[\frac{q}{N_s \tau kT} \left(\frac{v_{pv}}{N_s} + \frac{I_{pv} R_s}{N_p}\right)\right] - 1 \right\} - \frac{N_p}{R_p} \left(\frac{v_{pv}}{N_s} + \frac{I_{pv} R_s}{N_p}\right) \quad (3.9)$$

La puissance générée par un panneau photovoltaïque dépend de plusieurs paramètres

TABLE 3.1: Différents modèles électrique pour une cellule PV

Modèle	Circuit équivalent	Nb paramètres	Précision
Idéal		3	Faible
Une diode		5	Bonne
Bishop's		8	Bonne
Dynamique		6	Bonne
Deux diodes		7	Très bonne

notamment des conditions météorologiques (irradiation solaire, vitesse du vent, température, humidité) sous lesquelles est soumis le panneau ainsi que le type de matériaux utilisé, etc. Néanmoins elle est sensiblement influencée par l'irradiation solaire et la température des cellules. Cette influence est illustrée par les figures ci-après.

- **Influence de l'irradiation sur le générateur photovoltaïque** L'influence de l'ensoleillement (irradiation solaire) sur la caractéristique du panneau est donnée par la figure 3.5

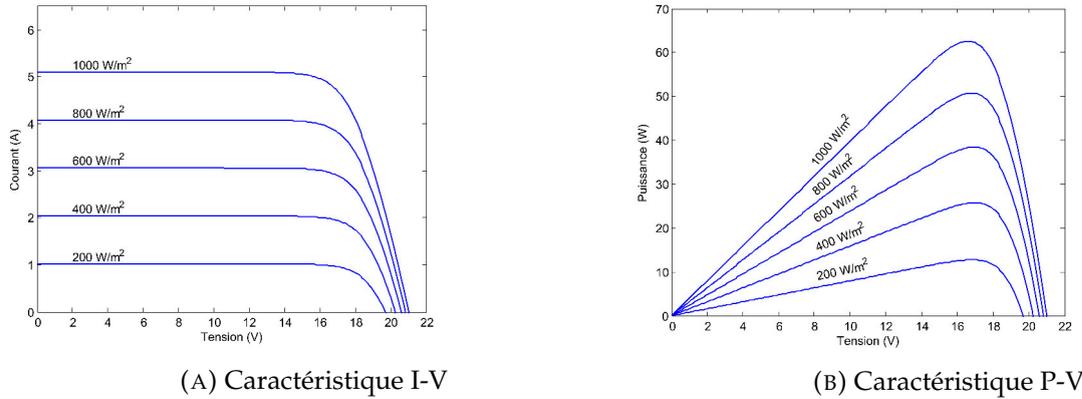


FIGURE 3.5: Influence de l'irradiation solaire

D'après ces figures, nous pouvons voir que la puissance générée par le panneau augmente avec l'irradiation solaire, cela se traduit par une augmentation du courant du panneau. Ce courant délivré par le panneau est pratiquement proportionnel à l'intensité de l'irradiation solaire.

- **Influence de la température des cellules sur le générateur photovoltaïque** L'influence de la température des cellules sur la caractéristique du panneau est donnée par la figure 3.6

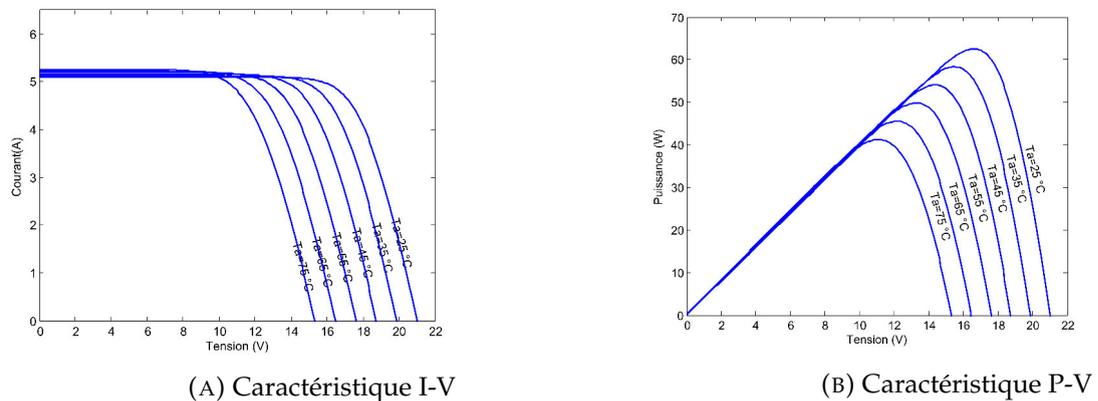


FIGURE 3.6: Influence de la température des cellules

Contrairement à l'irradiation solaire, la température des cellules agit négativement sur la puissance délivrée par le panneau. En effet, plus cette température augmente plus la puissance du panneau diminue, et cela se traduit par la diminution de la tension à ces bornes.

Les courbes des figures 3.5 et 3.6 sont obtenues en utilisant un panneau mono-cristallin *UNI-Solar ES-62T* avec les paramètres de la table 3.2[50]. Les caractéristiques électriques de ce panneau sont obtenues sous les conditions standards de 1000 W/m^2 et $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

TABLE 3.2: Paramètres du panneau PV

Paramètre	Valeur	Unité
Puissance nominale (P_{pv})	62	W
Tension de la puissance maximale (V_{MPP})	15	V
Courant de la puissance maximale (I_{MPP})	4.1	A
Tension du circuit ouvert (V_{CO})	21	V
Courant de court-circuit (I_{CC})	5.1	A
Longueur	1258	mm
Largeur	793	mm
Poids	10.9	kg
Garantie	20	ans

En se référant aux figures précédentes, nous pouvons facilement voir que le point sur lequel la puissance du panneau est maximale change. Par conséquent, dans le but de maximiser la production du panneau quelle que soient les conditions météorologiques, un convertisseur de puissance est utilisé en aval du panneau. Ce convertisseur permet aussi d'adapter les tensions à la demande de la charge. La description de ce convertisseur est donnée dans le paragraphe suivant.

3.4.1.4 Modèle du convertisseur DC/DC

Le convertisseur de la puissance photovoltaïque utilisé dans cette étude est de type DC/DC élévateur (boost). Le schéma électrique équivalent du boost est présenté par la figure 3.7.

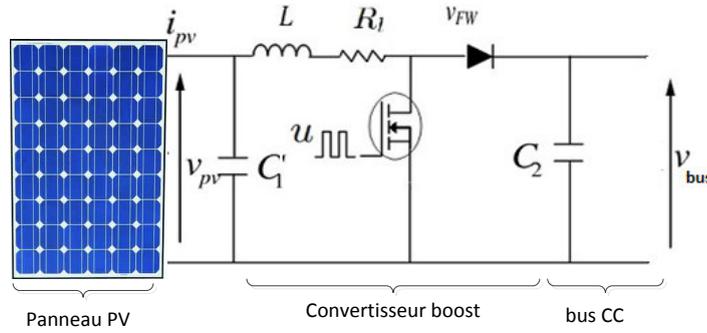


FIGURE 3.7: Schéma électrique d'un convertisseur boost

Le panneau PV qui se comporte ici comme une source de courant avec une tension v_{pv} à ces bornes et qui débite un courant i_{pv} sur le convertisseur boost.

En se référant au schéma de la figure 3.7, le modèle d'état de convertisseur boost peut être obtenu en appliquant les lois de Kirchhoff. Elles conduisent aux équations différentielles suivantes :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_L = -\frac{R_L}{L} i_L - \frac{1-u}{L} (v_{FW} + v_{bus}) + \frac{1}{L} v_{pv} \\ \frac{d}{dt} v_{pv} = -\frac{1}{C_1} i_L + \frac{1}{C_1} i_{pv} \end{cases} \quad (3.10)$$

avec L la self-inductance du convertisseur avec une résistance interne modélisée par R_l , C_1 la capacité à l'entrée du boost qui sert à filtrer la tension au bornes du panneau et C_2 représente la capacité du bus CC. La commande (en ouverture et fermeture) du transistor MOSFET est représenté par le signal u . v_{FW} représente la chute de tension au niveau de la diode anti retour.

Les paramètres du ce convertisseur sont donné dans le tableau 3.3.

TABLE 3.3: Paramètres du convertisseur boost

Élément	Paramètre	Valeur
Inductance	L	2e-3 H
Résistance interne	R_l	0.5 Ω
Capacité d'entrée	C_1	1e-3 F
Capacité de sortie	C_2	47e-6 F
Tension de la diode	v_{FW}	1.9 V

3.4.2 Chaîne éolienne

L'éolienne est un système qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (rotation de l'axe de la turbine) par le biais de la turbine éolienne, puis en énergie électrique via une génératrice électrique. La chaîne de conversion éolienne considérée est à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents. Ce système de conversion d'énergie est composé d'une turbine éolienne montée directement sur une génératrice à aimants permanents, d'un redresseur *MLI* triphasé qui est connecté au bus CC. La configuration de ce système est présentée par la figure 3.8.

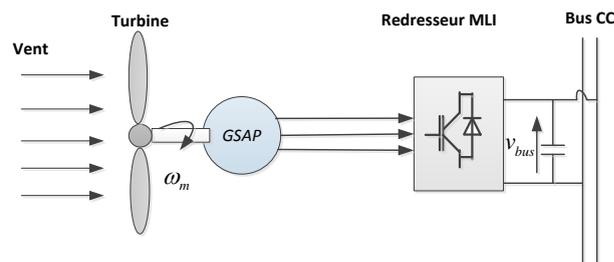


FIGURE 3.8: Configuration de la chaîne éolienne

3.4.2.1 Modèle de la turbine éolienne

La turbine éolienne est représentée par une partie mécanique et une partie aérodynamique. L'énergie dE d'une colonne d'air de longueur dl , de section S , de masse volumique ρ qui circule avec une vitesse de V_v (voir figure 3.9) peut être exprimée selon l'équation 3.11 [51].

$$dE = \frac{1}{2} \rho S dl V_v^2 \quad (3.11)$$

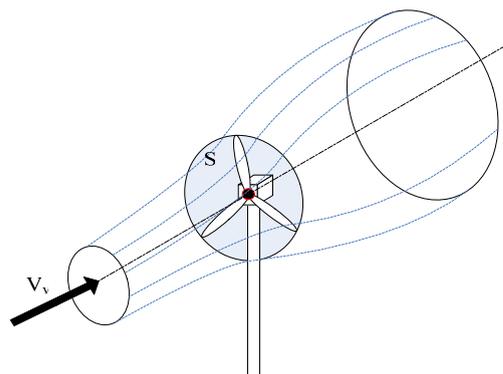


FIGURE 3.9: Conversion de l'énergie aérodynamique en énergie mécanique

En supposant $dl = V_v dt$, on peut trouver l'expression de la puissance P de la masse d'air qui traverse la section de la turbine éolienne avec une vitesse V_v :

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \rho S V_v^3 \quad (3.12)$$

Malheureusement, une partie seulement de cette puissance est captée par la turbine éolienne. Le taux de puissance récupérée est caractérisé par un coefficient aérodynamique (coefficient de puissance) que nous allons présenter ci-dessous.

- **Le coefficient de vitesse réduite λ**

Avant de parler de coefficient de puissance, nous présentons tout d'abord un autre coefficient qui caractérise l'aérodynamisme des turbines éoliennes qui est le coefficient de vitesse réduite λ (en anglais *tip-speed ration*). Le coefficient λ est un facteur spécifique aux turbines éoliennes. Il est défini comme étant le rapport de la vitesse tangentielle au bout des pales et la vitesse instantanée du vent V_v (équation 3.13) [52] :

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V_v} \quad (3.13)$$

- **Le coefficient de puissance**

Comme souligné précédemment, la turbine éolienne ne peut pas capter la totalité de la puissance P fournie par le déplacement de la masse d'air, autrement, la vitesse du vent sera nulle en amont des pales de la turbine. Le coefficient de puissance est défini alors comme suit (equation 3.14) :

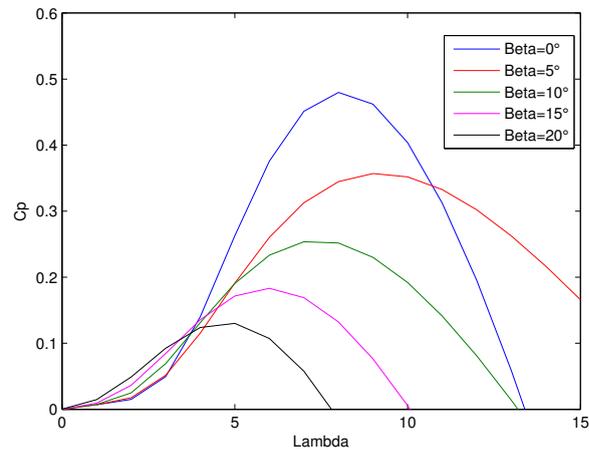
$$C_p = \frac{P_t}{P} = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho S V_v^3} \quad (3.14)$$

avec P_t est la puissance captée par la turbine éolienne. Le coefficient C_p est une grandeur variable en fonction du coefficient de la vitesse réduite λ et de l'angle de calage des pales β . La valeur maximale théorique possible de C_p est de $\frac{16}{27} = 0.5926$, qui s'appelle limite de Betz [53]. L'expression de ce coefficient est donnée par l'équation 3.15.

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(-\frac{21}{\lambda_i}\right) + 0.0068\lambda \quad (3.15)$$

$$\text{avec } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}}$$

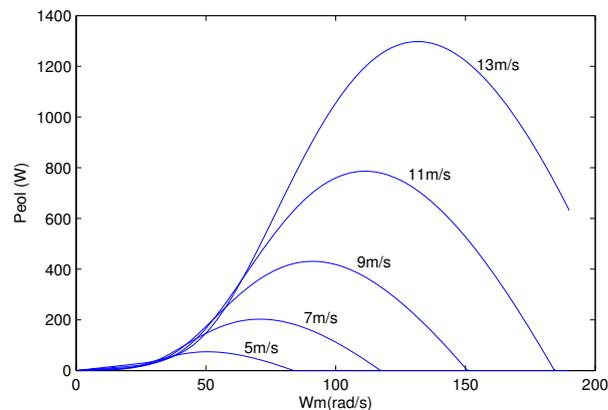
Les variations de coefficient de puissance en fonction de λ et β sont illustrées par la figure 3.10.

FIGURE 3.10: Coefficient de puissance en fonction de β et λ

La puissance capturée par la turbine éolienne est fonction de la vitesse du vent, l'angle de pales, la densité de l'air, etc. Elle s'exprime selon l'équation 3.16 :

$$P_t = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho S V_v^3 \quad (3.16)$$

En remplaçant l'expression de la vitesse réduite 3.13 dans l'équation 3.16, nous pouvons tracer les caractéristiques de la puissance de l'éolienne en fonction de sa vitesse de rotation ω_m . Ces caractéristiques qui varient avec la vitesse du vent sont données par la figure 3.14.

FIGURE 3.11: Caractéristiques Puissance/Vitesse de rotation de l'éolienne ($\beta = 0, \lambda = \lambda_{opt}$)

Nous pouvons voir que pour chaque vitesse de vent donnée, il existe une seule vitesse de rotation pour laquelle l'éolienne produite une puissance maximale.

- *Différents types de turbines éoliennes*

Il existe plusieurs types d'aérogénérateurs (turbines) permettant de capter l'énergie du vent. Ils sont classés en deux familles de turbines : les turbines à axe vertical et à axe horizontal. Le coefficient de puissance est également différent d'un type de turbine à l'autre comme l'indique la figure 3.12.

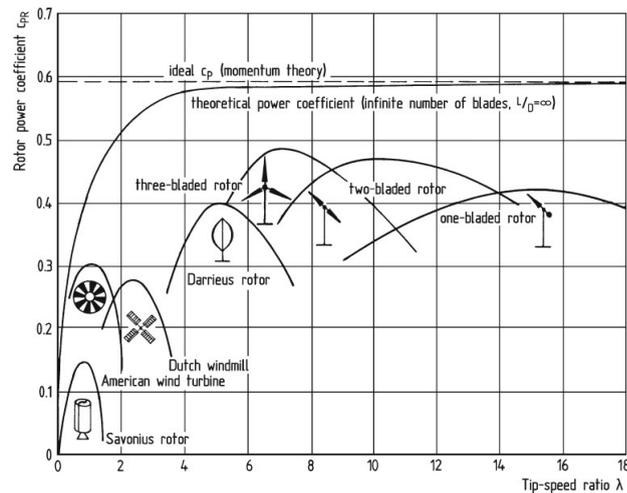


FIGURE 3.12: Coefficient de puissance pour différents types de turbine [2]

La figure 3.12 montre l'avantage intrinsèque des turbines à axe horizontales en termes de puissance par rapport aux turbines à axes verticaux. L'autre remarque que nous pouvons tirer de cette figure est que les turbines avec moins de pales possèdent une caractéristique $C_p(\lambda)$ plates par rapport aux turbines avec plus de pales ou bien celles aux axes verticaux. Ce genre de turbines sont donc moins sensibles aux variations de λ .

- **Caractéristique de la puissance éolienne**

La caractéristique de la puissance de l'éolienne est définie par la courbe de puissance qui rapporte la puissance mécanique de la turbine en fonction de la vitesse de vent. La courbe de puissance est le certificat de performance de l'éolienne qui est garanti par le fabricant. L'association internationale de l'énergie (en anglais : *International Energy Association IAE*) a développé des recommandations pour la définition de la courbe de puissance. La norme IEC61400-12 de la commission internationale de l'électrotechnique (en anglais ; *Internationale Electrotechnical Commission IEC*), est généralement acceptée comme base de référence pour définir la courbe de puissance [54].

La turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale à partir

d'une vitesse nominale du vent. Pour les vitesses du vent supérieures à la vitesse nominale, la turbine doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin que la puissance produite ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue [55]. D'une manière générale, la courbe de puissance (figure 3.13) est caractérisée par trois vitesses du vent : le vitesse d'accrochage V_{in} (*cut-in wind speed*), la vitesse nominale du vent V_n (*rated wind speed*) et la vitesse de décrochage V_{out} (*cut-out wind speed*). La vitesse d'accrochage, comme son nom l'indique, est la vitesse à laquelle la turbine éolienne commence à tourner et à transformer l'énergie. En effet, à cette vitesse les pales de l'éolienne devraient être en mesure de capter suffisamment d'énergie pour compenser les pertes de puissance de la turbine. La vitesse nominale est la vitesse à laquelle l'éolienne produit le maximum de puissance. La vitesse de décrochage est la plus grande vitesse du vent supportée par la turbine éolienne avant d'être arrêtée. Pour des vitesses du vent supérieures à la vitesse de décrochage, l'éolienne doit être arrêtée, par prévention des dommages qui peuvent être causés par l'excès de vent.

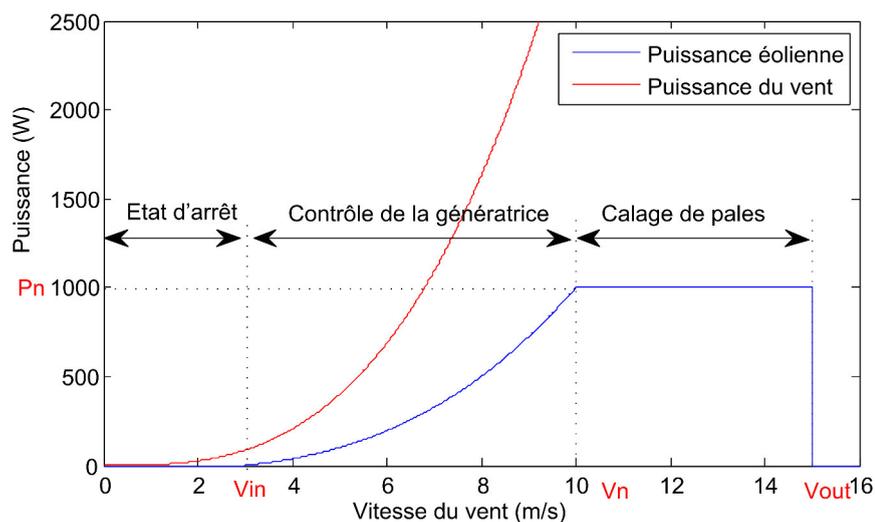


FIGURE 3.13: Courbe de puissance de l'éolienne

3.4.2.2 Génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP)

La topologie la plus utilisée jusqu'à présent dans les éoliennes à vitesse variables est celle basée sur des génératrices à induction, notamment les génératrices à double alimentation. Cependant, la topologie utilisant la génératrice à aimants permanents a aussi une part importante du marché et croissante ces dernières années. Comparativement à la machine à induction, la machine à aimants permanents est plus efficace, moins encombrante et surtout plus facile à contrôler.

Les équations qui régissent le fonctionnement des machines électriques triphasées dépendent des résistances et inductances du stator et du rotor, mais également des inductances mutuelles rotor-stator. Ces inductances mutuelles dépendent en réalité de la position relative du rotor par rapport au stator.

Dans le but de simplifier la formulation des équations différentielles, il est préférable de faire un changement de coordonnées des grandeurs triphasées. En effet, pour obtenir des inductances mutuelles constantes, il est habituel le recours à l'utilisation des transformations de Concordia et de Park (Voir Annexe D).

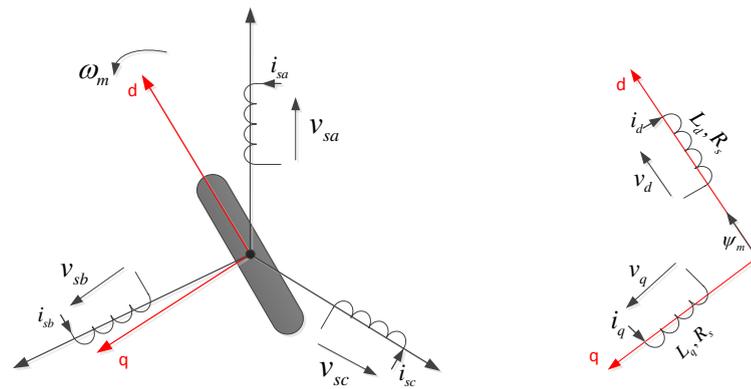


FIGURE 3.14: Représentation de la GSAP dans le repère triphasé (a, b, c) et diphasé (dq)

Le modèle de la *GSAP* exprimé dans le repère de Park dq est donné par l'équation 3.17 :

$$\begin{cases} u_d = R_s i_d + \frac{d\psi_d}{dt} - \omega_e \psi_q \\ u_q = R_s i_q + \frac{d\psi_q}{dt} + \omega_e \psi_d \end{cases} \quad (3.17)$$

avec :

u_d et u_q les tensions statoriques exprimées dans le repère $d - q$.

i_d et i_q les courants statoriques exprimés dans le repère $d - q$.

ψ_d et ψ_q les flux statoriques exprimés dans le repère $d - q$.

R_s la résistance statorique.

ω_e la pulsation électrique.

Les expressions des flux électriques sont données par l'équation 3.18.

$$\begin{cases} \psi_d = L_d i_d + \psi_m \\ \psi_q = L_q i_q \end{cases} \quad (3.18)$$

avec L_d et L_q les inductances statoriques exprimées dans le repère $d - q$, ψ_m le flux des aimants permanents.

Le couple électromagnétique de la *GSAP* peut être obtenu à partir de l'expression de la puissance électromagnétique donnée par l'équation 3.19 :

$$P_e = \omega_m T_e = \frac{3}{2} \omega_e (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (3.19)$$

Comme $\omega_e = \frac{p}{2} \omega_m$, avec p le nombre de pôles de la *GSAP*. Le couple électromagnétique peut alors s'exprimer selon l'équation 3.20.

$$T_e = \frac{3p}{2} (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (3.20)$$

Si l'on considère que $L_d = L_q = L_s$, alors l'expression du couple devient comme suit :

$$T_e = \frac{3p}{2} \psi_m i_q \quad (3.21)$$

Les expressions des puissances active et réactive sont présentées par l'équation 3.22

$$\begin{cases} P = u_d i_d + u_q i_q \\ Q = u_d i_q - u_q i_d \end{cases} \quad (3.22)$$

L'expression générale de la dynamique de la *GSAP* est présentée par l'équation 3.23

$$T_t = T_e + f \omega_m + T_d + J \frac{d}{dt} \omega_m. \quad (3.23)$$

avec :

T_e , le couple électromagnétique.

T_t , le couple de la turbine.

f , le coefficient de frottement visqueux.

T_d , le couple de frottement sec.

J , le moment d'inertie.

Les paramètres de la génératrice considérée dans le cadre de cette thèse sont donnés dans la table 3.4.

TABLE 3.4: Paramètres de la GSAP

Paramètre	Symbole	Valeur	Unité
Nombre de pôles	P	6	-
Résistance statorique	R_s	1.906	$[\Omega]$
Inductance statorique (axe d)	L_d	38.36	$[\text{mH}]$
Inductance statorique (axe q)	L_q	38.36	$[\text{mH}]$
Moment d'inertie	J	0.002	$[\text{kg.m}^2]$
Frottement visqueux	f	0.0028	-
Constante de tension	K_e	495.3	-

3.4.2.3 Redresseur *MLI* triphasé

L'architecture du redresseur triphasé est donnée par la figure 3.15. En effet, le redresseur est composé de 6 interrupteurs semi-conducteur de types *IGBT* qui sont montés sur trois bras.

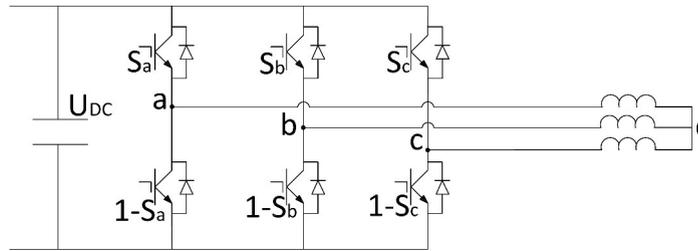


FIGURE 3.15: Schéma électrique équivalent d'un redresseur triphasé

Ces interrupteurs peuvent être commandés en ouverture et en fermeture et la tension redressée U_{dc} est fonction des états de ces interrupteurs. Les différents états de ces interrupteurs sont résumés dans la figure 3.16 :

À partir de ces différents cas, on peut déduire le modèle de redresseur donné par les équations 3.24 :

$$\begin{cases} u_{ab} = (S_a - S_b)U_{dc} \\ u_{bc} = (S_b - S_c)U_{dc} \\ u_{ca} = (S_c - S_a)U_{dc} \end{cases} \quad (3.24)$$

S_i sont des fonctions de commutation définies par l'équation 3.25 avec $i = a, b, c$:

$$S_i = \begin{cases} 1 = \text{le commutateur est fermé} \\ 0 = \text{le commutateur est ouvert} \end{cases} \quad (3.25)$$

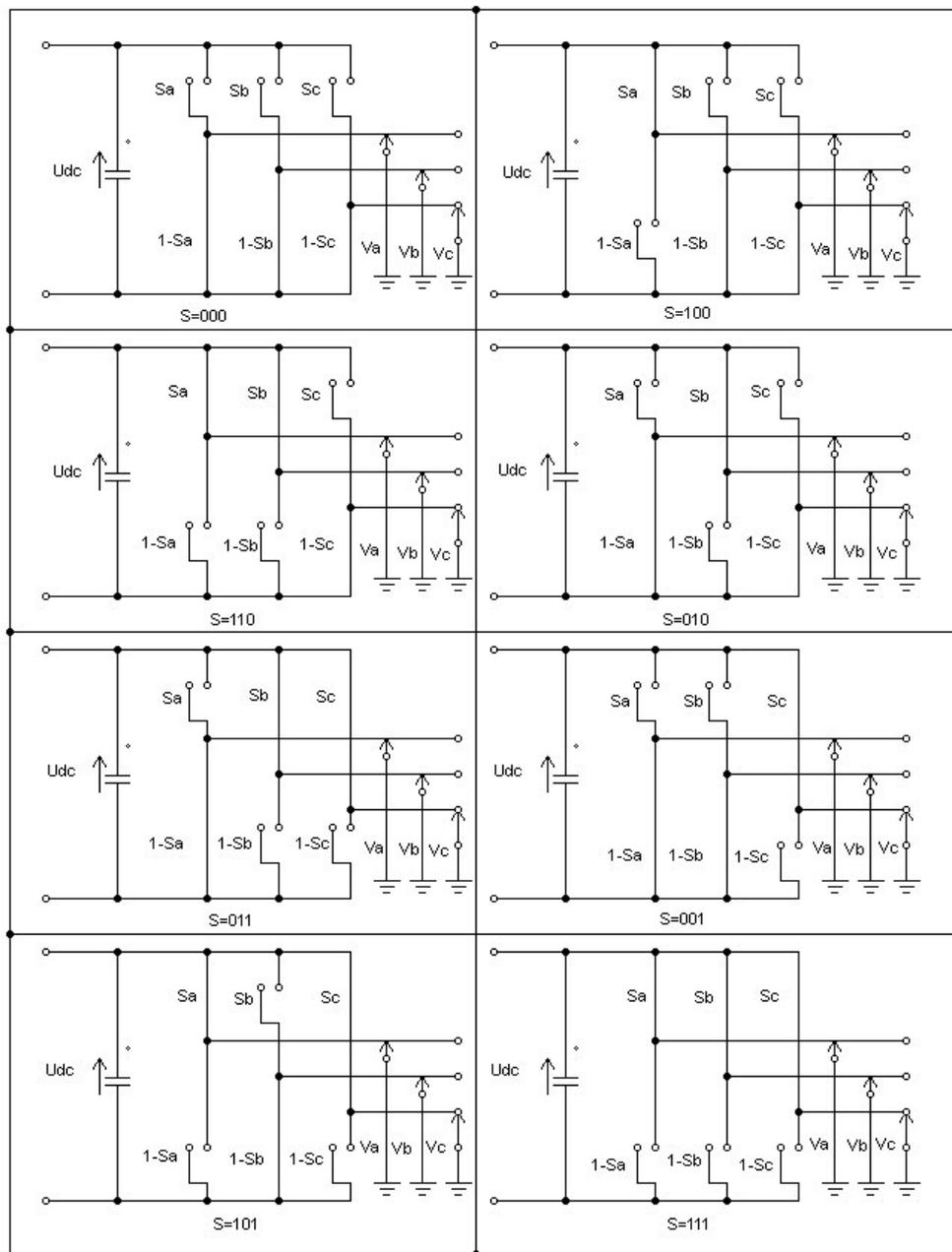


FIGURE 3.16: Différents états de commutation des interrupteurs du redresseur

Les tensions simples du redresseur sont données par l'équation 3.26 :

$$\begin{cases} u_a = \frac{2S_a - (S_b + S_c)}{3} U_{dc} \\ u_b = \frac{2S_b - (S_a + S_c)}{3} U_{dc} \\ u_c = \frac{2S_c - (S_a + S_b)}{3} U_{dc} \end{cases} \quad (3.26)$$

Le redresseur triphasé est modélisé par quatre équations : une équation pour chaque

phase et la dernière pour le courant de bus CC. Finalement, le modèle d'état du redresseur est donné par l'équation 3.27.

$$\begin{cases} \begin{pmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{pmatrix} = R \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} u_{Sa} \\ u_{Sb} \\ u_{Sc} \end{pmatrix} \\ C_{bus} \frac{d}{dt} U_{dc} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \end{cases} \quad (3.27)$$

3.4.3 Chaîne de stockage

3.4.3.1 Description et modélisation de la batterie

Dans le cadre de cette thèse, la technologie choisie pour la batterie est le lithium fer phosphate ($LiFePO_4$). Cette technologie est apparue en 2007 et elle permet un stockage d'énergie moindre que celui de la technologie lithium Ion mais elle est entièrement stable, parmi les technologies les plus sûres actuellement. Ses éléments constitutifs permettent à la batterie d'être moins chère que la technologie ion quoiqu'elle reste relativement chère en raison de sa forte demande. Pour les spécialistes, il est connu que ce type de batterie permet une haute densité énergétique, de bonnes performances en température. Ce sont également des batteries faciles à recycler. Ce sont les raisons pour lesquelles, ces dernières années, une attention particulière est attribuée à ce type de technologie de batterie.

Afin de modéliser cette batterie, des essais expérimentaux ont été effectués sur un banc batteries lithium fer phosphate. Cela consiste à identifier un modèle électrique composé de cellules RC parallèles. Le schéma équivalent de la batterie utilisée dans cette thèse est présenté par la figure 3.17 :

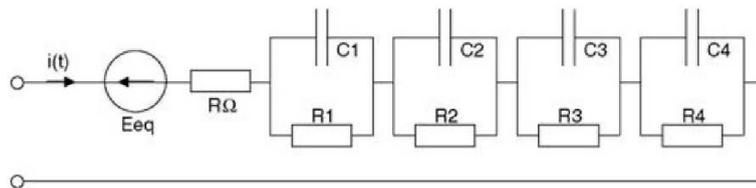


FIGURE 3.17: Circuit électrique équivalent de la batterie

Les valeurs des résistances $R_{1,2,3,4}$ et les capacités $C_{1,2,3,4}$ sont déterminées par identification en déterminant les deux coefficients k_1 et k_2 qui sont fonction de l'état de charge de la batterie (SoC). La relation entre les résistances et les capacités avec ces coefficients

est donnée par le modèle 3.28 [56].

$$\begin{cases} R_n = \frac{8.k_1}{(2.n-1)^2.\pi^2} \\ C_n = \frac{k_1}{2.k_2^2} \end{cases} \quad (3.28)$$

Pour : $n = 1, \dots, 4$.

Les relation entre les paramètres k_1 et k_2 et l'état de charge de la batterie sont données par la figure 3.18 :

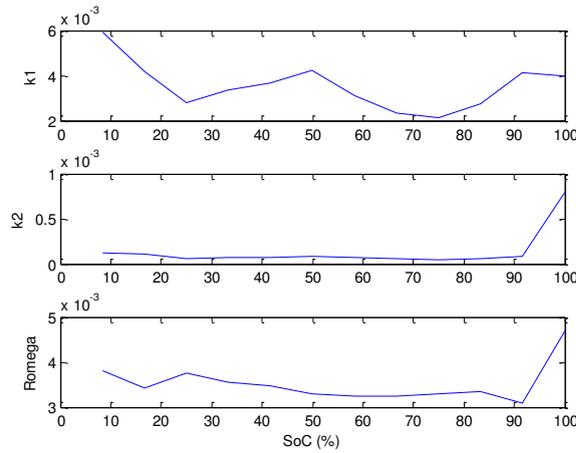


FIGURE 3.18: Variation de k_1 , k_2 et R_{ω} en fonction de SoC

Le modèle dynamique de la batterie est donnée par les équations 3.29 et 3.30 :

$$\begin{cases} \dot{v}_1 = -\frac{1}{C_1 R_1} . v_1 + \frac{1}{C_1} . i_{bat} \\ \dot{v}_2 = -\frac{1}{C_2 R_2} . v_2 + \frac{1}{C_2} . i_{bat} \\ \dot{v}_3 = -\frac{1}{C_3 R_3} . v_3 + \frac{1}{C_3} . i_{bat} \\ \dot{v}_4 = -\frac{1}{C_4 R_4} . v_4 + \frac{1}{C_4} . i_{bat} \end{cases} \quad (3.29)$$

$$v_{bat} = E_{eq} + R_{\Omega} . i_{bat} + v_1 + v_2 + v_3 + v_4 \quad (3.30)$$

avec $v_{1,\dots,4}$ sont les tensions de chaque cellule R, C et v_{bat} est la tension aux bornes de la batterie.

3.4.3.2 Estimation de l'état de charge de la batterie (SoC)

Plusieurs méthodes pour déterminer l'état de charge de la batterie [57]. Dans ce travail nous avons utilisé la méthode d'Ampère-métrique pour calculer l'état de charge

de la batterie [58]. La méthode Ampère-métrique, dite aussi méthode coulométrique, consiste à calculer le bilan de flux de courant entrant et sortant sur la période d'utilisation de la batterie. En connaissant la capacité totale de la batterie et le courant échangé (entrant ou sortant) à chaque instant, nous pouvons calculer la capacité échangée de telle sorte à estimer la capacité restante. C'est le rapport de cette capacité restante avec la capacité totale de la batterie qui détermine la valeur du SoC. L'expression de l'évolution de l'état de charge de la batterie en fonction de son courant est donnée par l'équation suivante.

$$SoC(t) = SoC(t - 1) + \frac{1}{C_{bat}} \int_{t-1}^t i_{bat} \cdot dt \quad (3.31)$$

i_{bat} est peut être positif ou négatif selon le mode de fonctionnement de la batterie (charge ou décharge).

3.4.3.3 Modélisation du convertisseur DC/DC bidirectionnel

Le hacheur (boost) utilisé dans la chaîne PV permet un transfert unidirectionnel de la puissance des panneaux PV vers le bus CC. Dans le cas du hacheur utilisé pour réaliser la charge et la décharge de la batterie, le transfert de puissance (courant) doit être réversible.

Le schéma électrique équivalent d'un convertisseur bidirectionnel est donné par la figure 3.19. Afin de réaliser la réversibilité du flux de puissance, les commutateurs du convertisseur doivent idéalement transférer le courant dans les deux directions. La première direction correspond au mode décharge. Le convertisseur transfère l'énergie de la batterie vers le bus CC lorsque la production d'énergie renouvelable est déficitaire. Le second représente le mode charge. Quand il y a un excès de production d'énergie renouvelable, le convertisseur bidirectionnel transfère l'excès de puissance du bus CC vers la batterie. Le convertisseur bidirectionnel fonctionne comme convertisseur élévateur (boost) pendant la décharge de la batterie et comme convertisseur abaisseur (buck) pendant la charge de la batterie. Dans les deux modes (charge et décharge), le convertisseur bidirectionnel régule la tension du bus CC et contrôle le flux de puissance [59].

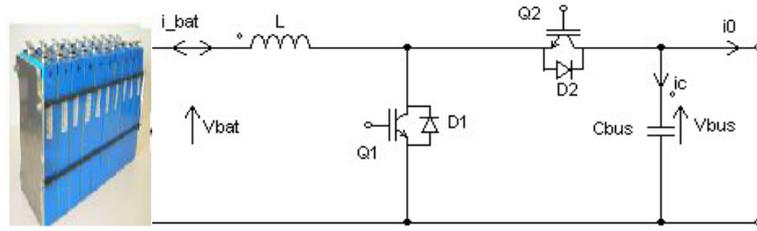


FIGURE 3.19: Schéma électrique du convertisseur bidirectionnel

Où $i_L = i_{bat}$.

À noter que la commande des interrupteurs Q_1 et Q_2 est réalisée simultanément avec deux signaux (rapports cycliques) complémentaires u et $1 - u$. Le modèle du convertisseur bidirectionnel est donné par le système d'équations (3.32) [60] :

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_L = \frac{1}{L} [v_{bat} - (1 - u)v_{bus}] \\ \frac{d}{dt} v_{bus} = \frac{1}{C_{bus}} [(1 - u)i_L - i_0] \end{cases} \quad (3.32)$$

Le convertisseur bidirectionnel que nous avons choisi fonctionne comme convertisseur élévateur pour décharger la batterie et comme convertisseur abaisseur pour charger [61]. En prenant $x^T = [i_L, v_{bus}]$ comme vecteur d'état, u la commande du convertisseur, le modèle d'état de ce convertisseur est donné par l'équation 3.33.

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \frac{-1}{L} \\ \frac{1}{C_{bus}} & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{x_2}{L} \\ -\frac{x_1}{C_{bus}} \end{pmatrix} u + \begin{pmatrix} \frac{v_{bat}}{L} \\ -\frac{i_0}{C_{bus}} \end{pmatrix} \quad (3.33)$$

En appliquant la loi de conservation de la puissance, nous pouvons exprimer le courant échangé avec le bus CC comme suit :

$$i_0 = (1 - u)i_{bat}. \quad (3.34)$$

3.4.4 Générateur Diesel

Le générateur Diesel est un générateur programmable dont la source primaire d'énergie est disponible à chaque instant (fuel, gaz naturel, etc.). Il délivre une puissance contrôlable.

Le couple développé par le générateur Diesel C_{de} peut être exprimé par l'expression

3.35. Il dépend du flux de fuel \emptyset ajusté par le gouverneur et le processus de combustion qui introduit le retard τ_1 [62].

$$C_{de} = G_1 \emptyset(s) \exp^{-\tau_1 s} \quad (3.35)$$

Le gouverneur (actionneur) est un système mécanique, électromécanique, ou électronique utilisé dans tous les moteurs Diesel pour assurer le contrôle automatique de l'injection de carburant en fonction de la charge. Il permet d'ajuster le flux de fuel en fonction du signal de commande S_{de} [63]. Il est modélisé par la fonction de transfert donnée par le relation 3.36.

$$\emptyset(s) = \frac{G_2}{1 + \tau_2 s} S_{de} \quad (3.36)$$

avec s , la variable de Laplace.

Le moteur Diesel est un dispositif fortement non-linéaire. Il présente des temps morts, des retards, son comportement non linéaire rend difficile son contrôle. En effet, pour simuler la dynamique complète d'un tel système, un modèle d'ordre élevé serait nécessaire. Cependant, ce dernier n'est pas indispensable pour étudier la réponse du système. Un modèle plus simple peut être considéré [63]. Un schéma fonctionnel simplifié fonctionnel général d'un moteur Diesel incluant le système de régulation de vitesse est présenté par la figure 3.20 :

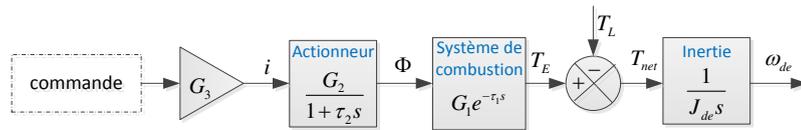


FIGURE 3.20: Modèle de commande moteur Diesel

3.5 Conclusions

Dans ce chapitre, après avoir décrit l'architecture du système multi-sources, le dimensionnement des différentes sources a été effectué. Cette étape est importante dans le mesure où elle a permis de déterminer la taille de chacune des sources et par conséquent rationaliser le coût d'investissement et éviter un sous-dimensionnement qui empêchera le système de remplir sa fonction convenablement. Par la suite, la modélisation de ces

différentes sources a été élaborée. Cette modélisation nous permet d'effectuer des tests de commande en simulation.

Chapitre 4

Stratégie de gestion du système hybride autonome

4.1 Introduction

Le précédent chapitre nous a permis d'avoir les modèles dynamiques pour chacun des modules qui constituent le système multi-sources ainsi que le dimensionnement de chacun de ces modules. Cette étape de modélisation est incontournable puisqu'elle permet d'un côté d'établir des modèles pour la synthèse des lois de commande, et d'un autre côté de comprendre la dynamique de chacun de ces différents modules pour la prendre en considération lors de la conception d'une stratégie de gestion. En effet, une fois le système multi-sources est bien dimensionné et le modèle dynamique de chacun de ses modules établi, il est nécessaire de concevoir une stratégie de gestion optimale qui gère les flux de puissance échangés entre les différents modules du système multi-sources tout en tenant à assurer l'autonomie de la charge. L'objectif de ce chapitre rentre alors dans ce cadre puisqu'il est question de présenter, dans un premier temps, un outil de prédiction du potentiel énergétique des deux sources principales (éolienne et photovoltaïque) ainsi que la prédiction de la consommation de la maison individuelle. Par la suite, nous allons présenter un algorithme de gestion des puissances qui tiendra compte de ces prédictions préalablement établies et qui assurera le bon fonctionnement du système multi-sources. Des résultats de simulation seront ensuite présentés pour valider la stratégie de gestion proposée.

4.2 Description du système multi-sources

Dans le cadre de cette thèse, un système hybride comprenant les sources éolienne et photovoltaïque comme étant les sources principales pour alimenter une maison isolée est considéré. En plus de ces deux sources, un banc de batteries pour le stockage d'énergie est utilisé pour faire face aux phases de faible production. Effectivement, la batterie est utilisée soit comme une source secondaire pour combler le déficit de puissance provoqué par le déséquilibre des puissances, soit pour stocker le surplus de puissance pendant les phases de surproduction [64]. En plus de ces différentes sources, un générateur Diesel est utilisé comme source d'appoint et de secours en cas de défaillance du système. L'architecture du système considéré dans le cadre de cette thèse est illustré par la figure 4.1.

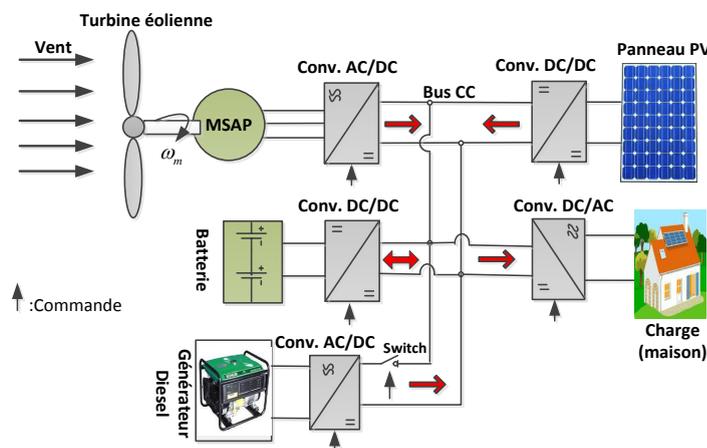


FIGURE 4.1: Architecture du système hybride autonome

Comme il a été discuté dans le chapitre 2, la topologie choisie utilise un générateur éolien et un générateur photovoltaïque comme étant les sources principales pour alimenter la charge représentée par une maison individuelle pour quatre personnes. Ces deux sources d'énergie qui sont connectées au bus à courant continu (CC) opèrent en parallèle afin d'alimenter la charge à travers des convertisseurs de puissance adéquats. Cette éolienne est à base d'une génératrice synchrone à aimants permanents (en anglais : *Permanent Magnet Synchronous Generator* : PMSG) qui est connectée au bus CC à travers un convertisseur triphasé de type *MLI*. Nous avons choisi ce type de génératrice car il est devenu très populaire notamment pour les éoliennes de petites tailles pour ses différents avantages par rapport à d'autres types de génératrices [65]. La technologie des panneaux photovoltaïques utilisée est à base de cellules mono-cristallin [66]. Les panneaux sont reliés au bus CC à travers un convertisseur DC/DC élévateur. En outre, vue la nature intermittente de ces deux sources d'énergie renouvelables, leurs associations avec un dispositif de stockage offre de meilleures solutions afin de satisfaire en permanence la demande de la charge. De ce fait, une batterie de type *LiFePO4* est choisie afin d'épauler ces deux sources d'énergie pour assurer une alimentation continue de la charge. Le choix de ce type de batterie est fait en tenant compte des avantages de cette technologie pour ce genre d'application, comme le taux d'auto-décharge faible, la densité énergétique intéressante, le rapport qualité/prix intéressant, le recyclage possible (deuxième vie), etc. [67, 68]. Ce dispositif de stockage est relié au bus CC à travers un convertisseur *DC/DC* bidirectionnel.

4.3 Formulation du problème de gestion

L'un des objectifs principaux de ce chapitre consiste à proposer une stratégie de gestion optimale des flux de puissance échangés entre les différents modules du système multi-sources. Cette stratégie de gestion doit répondre à la finalité fixée par le cahier des charges donnée dans le chapitre 1. Pour atteindre ces objectifs et répondre à ces exigences, la stratégie de gestion que nous proposons comporte trois parties ordonnées en cascade comme le montre la figure 4.2. La première étape consiste en la prédiction des potentiels énergétiques de chacune des sources d'énergie renouvelables au niveau du site où se situe le système multi-sources. En effet, cette prédiction est importante dans la mesure où elle nous permet de prévoir sur un horizon prédéfini, les scénarios auxquels le système est susceptible de faire face. La deuxième étape vise à concevoir un algorithme intelligent qui permet de gérer d'une façon optimale les flux de puissance échangée entre les différentes parties du système tout en prenant en compte les caractéristiques dynamiques et technologiques de chaque module. Plus précisément, l'algorithme de gestion doit exploiter d'une façon optimale les différents modules afin de rallonger leurs durées de vie et par conséquent rendre le système le plus performant possible. La génération de références par l'algorithme de gestion dépend de la demande de la charge, mais aussi de nombreux paramètres tels que le potentiel énergétique disponible, la variation maximale de la puissance admissible par chacun des systèmes de conversion, les courants de charge et de décharge de la batterie, etc. En effet, nous proposons deux algorithmes de gestion différents pour générer ces références : le premier est à base de règles logiques permettant d'activer ou non une ou deux sources renouvelables en fonction de l'évolution du système, mais qui fait appel à une autre charge auxiliaire qui sert de trop-plein ; le deuxième consiste à générer des références permettant de répondre uniquement aux besoins du système, c'est-à-dire sans le recours à une charge supplémentaire. La troisième étape consiste à établir des lois de commande locales pour chaque système de conversion d'énergie pour répondre au mieux aux exigences décrites dans la deuxième partie.

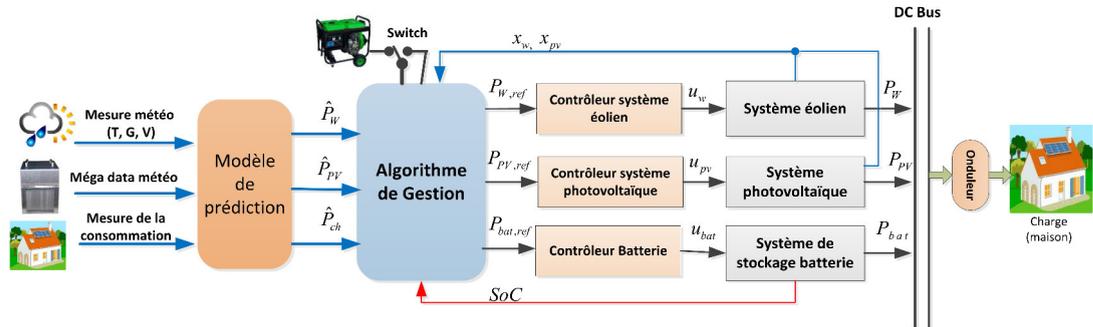


FIGURE 4.2: Stratégie de supervision du système multi-sources

4.4 Outil de prédiction des potentiels énergétiques

Une bonne prédiction des conditions atmosphériques telles que l'irradiation solaire, la température ambiante et la vitesse du vent est souvent nécessaire pour ce genre d'application, en particulier dans la gestion de l'énergie. Vue l'importance de celle-ci, différents modèles et techniques sont proposés dans la littérature pour prédire les conditions météorologiques. En effet, ces méthodes permettent entre autre de bien choisir le site de l'implantation des systèmes de conversion des énergies renouvelables, d'avoir une prévision fiable, de bien dimensionner les systèmes (taille d'éolienne, nombre de panneaux, etc).

D'une manière générale, les méthodes de prédiction météorologique peuvent être classées selon deux types : les méthodes statistiques et les méthodes par apprentissage [69]. Les méthodes de prédiction statistiques sont basées sur l'analyse d'un ensemble de points de données dans une série chronologique du paramètre en question. En effet, on trouve des méthodes utilisant des modèles autorégressifs (AR) comme celui proposé par *Rehman et al.* dans [70]. Une autre méthode de ce type a été proposée par *Mora-Lopez et al.* [71]. Cette méthode utilise un modèle autorégressif à moyenne ajustée (ARMA) pour la prédiction de l'irradiation solaire globale. *Amato et al.* [72] a utilisé les chaînes de Markov pour analyser 20 années de mesures afin de caractériser un modèle de l'irradiation solaire en Italie. L'inconvénient de ces méthodes est qu'elles sont pour la plupart des cas, basées sur des hypothèses statistiques simplificatrices sur les données mesurées, mais qui ne sont pas toujours vraies.

L'autre méthode, encore plus récente, a été utilisée pour la prédiction et qui se présente sous forme d'algorithme d'apprentissage, principalement sous forme de réseaux de neurones. D'autres méthodes plus récentes ont été aussi utilisées pour la prédiction

des conditions météorologiques comme les méthodes à base de logique floue, de flou combiné avec les réseaux de neurones artificiels, etc. Le principal avantage de ces méthodes est qu'elles sont capables de représenter la relation non linéaire entre les états antérieurs et futurs d'un système dynamique. Ces méthodes sont souvent basées sur un processus d'apprentissage sur un ensemble de mesures donc nul besoin de faire des hypothèses statistiques. Sur ce principe, *Mellit et al.* [73] a proposé une méthode basée sur la théorie des ondelettes adaptée par des réseaux de neurones pour trouver un meilleur modèle de prédiction de l'irradiation solaire et en le comparant aux modèles classiques (AR, ARMA, chaînes de Markov, etc). *Mohandes et al.* [74] a proposé une comparaison entre les performances de deux méthodes de prédiction l'une est à base des machines à vecteurs de support ou séparateurs à vaste marge (en anglais : *Support Vector Machines* : SVM) [75] et l'autre à base des réseaux de neurones pour la prédiction de la vitesse du vent. *Chaabene et al.* [76] propose un prédicteur à horizon moyen (1 jour) basé sur un algorithme neuro-flou pour la prédiction de l'irradiation solaire et la température ambiante. *Yona et al.* [77] propose un algorithme basé sur la théorie de la logique floue pour prédire sur un horizon de 24h la puissance produite par un système PV. *Taylor et al.* [78] a, par ailleurs, utilisé les réseaux de neurones pour la prédiction de la consommation électrique de l'Angleterre et de pays de Galles. Tous ces travaux proposés avec ces différentes méthodes montrent l'importance de la prédiction des paramètres météorologiques pour des applications comme la nôtre.

Dans le cadre de cette thèse, nous nous sommes inspiré du travail effectué par *Wilson* [79] pour développer un outil de prédiction basé sur l'algorithme neuro flou de type ANFIS et estimer les potentiels énergétiques (éolienne et photovoltaïque) sur un court horizon. Le raisonnement de la prédiction est effectué par la logique floue alors que les paramètres du système flou sont adaptés par un réseau de neurones. Le principe général de cet outil de prédiction peut être résumé par la figure 4.3. Pour mieux comprendre le principe de fonctionnement de l'algorithme et plus de détails sur sa composition, le lecteur est invité à voir l'annexe C.

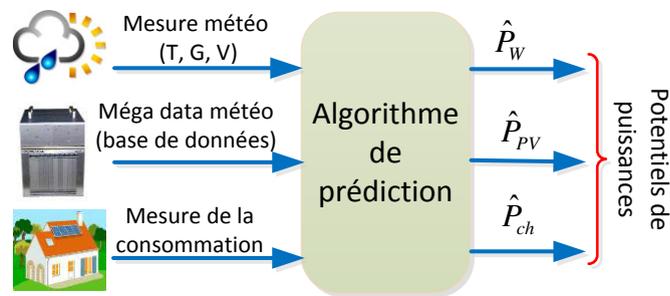


FIGURE 4.3: Schéma principe de l'outil de prédiction

4.4.1 Prédiction avec ANFIS

Comme nous l'avons précédemment mentionné, la méthode de prédiction proposée est basée sur un algorithme neuro-flou adaptatif ANFIS. La prédiction avec ANFIS consiste à utiliser des mesures des conditions météorologiques comme l'irradiation solaire, la température ambiante, la vitesse du vent, etc. et former des séries temporelles. La modélisation par les séries temporelles est différente par rapport à la modélisation conceptuelle des systèmes parce qu'une série temporelle est interprétée comme une sortie d'un système inconnu. Ni les caractéristiques du système, ni les entrées ne sont connues. Par conséquent, l'analyse des séries temporelles doit se contenter d'estimer les valeurs de sortie grâce à leurs valeurs précédentes.

Dans la prédiction des séries temporelles avec ANFIS, deux jeux de données sont nécessaires afin de prédire sur un horizon donné : les données d'apprentissage et les données de validation. La phase d'apprentissage comprend une procédure itérative, qui cherche à calculer les valeurs optimales des paramètres du système en utilisant un algorithme d'optimisation qui combine la descente du gradient et les moindres carrés. Une fois la phase d'apprentissage terminée, un ensemble de données entrée/sortie est appliqué à ce modèle afin de calculer la sortie de prédiction par ANFIS.

Partant de ce principe, l'idée est de créer une série temporelle de pas r des n dernières mesures antérieures à celle de l'instant t , $[m(t - (n - 1)r), m(t - (n - 2)r), \dots, m(t)]$ comme base de données d'apprentissage et $[m(t - (n - 2)r), m(t - (n - 3)r), \dots, m(t + r)]$ comme données de validation pour estimer lors d'un intervalle de temps glissant les futures valeurs de la série temporelle $[\hat{m}(t - (n - 2)r), \hat{m}(t - (n - 3)r), \dots, \hat{m}(t + r)]$. Ainsi, la valeur estimée retenue est $\hat{m}(t + r)$. Dans notre cas, nous avons considéré la minute

comme base de temps pour de la phase d'apprentissage et n correspond à trois mois de mesure pour chacun des paramètres météorologiques (irradiation solaire, température ambiante, vitesse du vent). Ces mesures ont été fournies par météo France [80] et elles sont prélevées à une altitude de 60 m et non loin de notre laboratoire (site d'implantation du système multi-sources).

Pour prétendre à la prédiction de chacun de ces paramètres météorologiques $m(t+r)$, nous avons considéré un vecteur des entrées (E) de 4 dimensions pour le processus d'apprentissage tel que $E(t) = [m(t-3r), m(t-2r), m(t-r), m(t)]$ et la sortie qui correspond à la valeur prédite $s(t) = m(t+r)$. Pour chaque instant t la base de données d'apprentissage entrée/sortie est structurée de telle sorte que les premières données correspondent au vecteur des entrées E et les autres données correspondent au vecteur de sortie s .

Si deux fonctions d'appartenance (MF), *Petite* et *Grande*, sont affectées à chaque variable d'entrée, alors $2^4 = 16$ règles floues sont formulées pour prédire la future valeur du paramètre en question ($m(t+r)$). Ces règles sont formulées selon l'équation 4.1.

$$R_j : Si (m_{t-3r} \text{ is } A_1^j) Et (m_{t-2r} \text{ is } A_2^j) Et (m_{t-r} \text{ is } A_3^j) Et (m_t \text{ is } A_4^j) \quad (4.1)$$

$$Alors m_{t+r} = a_1^j m_{t-3r} + a_2^j m_{t-2r} + a_3^j m_{t-r} + a_4^j m_t + a_0^j$$

avec $j = 1, \dots, n_j$, n_j nombre de règles et $m(t)$ représente soit G , T_a ou Vw qui représentent respectivement l'irradiation solaire, la température ambiante et la vitesse du vent.

Finalement, l'estimation des potentiels énergétiques (éolienne et photovoltaïque) sur un horizon de prédiction donné, est obtenue en se basant sur les modèles dynamiques de chacun des systèmes de conversion d'énergie présentés dans le chapitre 3 et en utilisant les résultats de la prédiction des différents paramètres météorologiques. Le principe général de cet outil de prédiction est illustré par la figure 4.4.

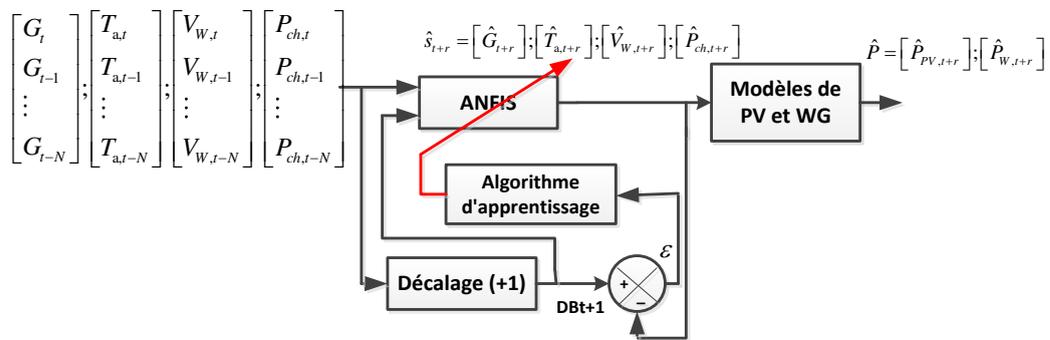


FIGURE 4.4: Synoptique de prédiction par ANFIS

Avec $G = [G_t, \dots, G_{t-N}]$, $T_a = [T_{a,t}, \dots, T_{a,t-N}]$, $V_W = [V_{W,t}, \dots, V_{W,t-N}]$ et $P_{ch} = [P_{ch,t}, \dots, P_{ch,t-N}]$ sont respectivement les mesures de l'irradiation, de la température ambiante, de la vitesse du vent et la consommation de la maison. À noter que la prédiction de ces différents paramètres s'effectue séparément.

Les mesures utilisées pour la phase d'apprentissage avec l'outil de prédiction ANFIS qui sont fournies par *météo-France* s'étendent sur toute l'année 2013 avec un temps d'échantillonnage de 1 minute. Pour valider cet outil de prédiction, nous l'avons testé en simulation avec des mesures de deux mois différents (Janvier et Juillet) dans le but de voir son efficacité sous différentes conditions météorologiques. Les résultats de ces tests sont illustrés par les figures ci-dessous.

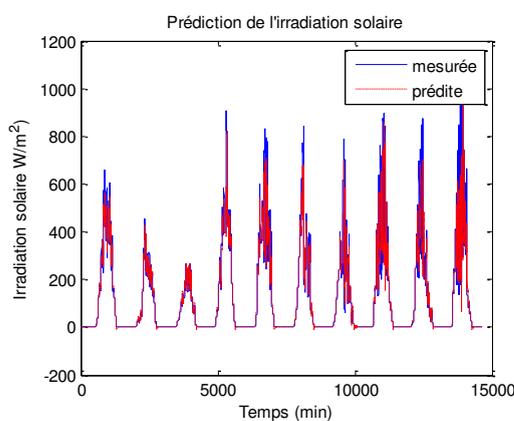


FIGURE 4.5: Prédiction de l'Irradiation

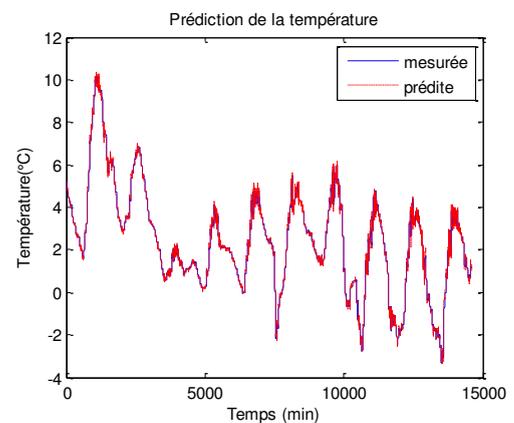


FIGURE 4.6: Prédiction de la température ambiante

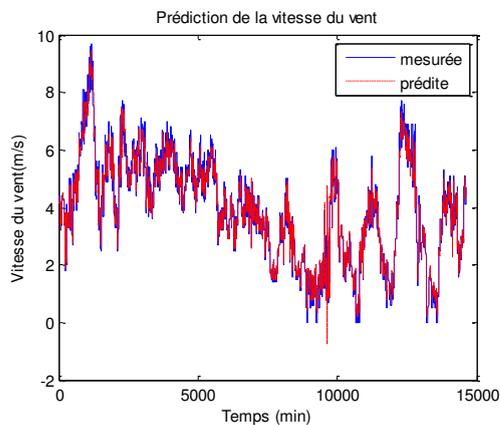


FIGURE 4.7: Prédiction de la vitesse du vent

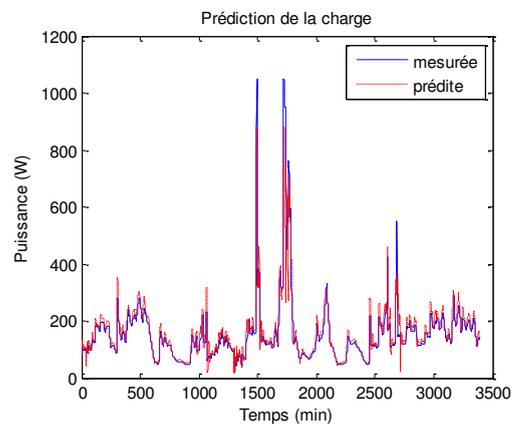


FIGURE 4.8: Prédiction de la charge

D'après ces figures, on peut voir que la qualité de la prédiction diffère d'un paramètre à un autre. En fait, la qualité de prédiction diminue avec l'augmentation de la dynamique du paramètre météorologique. La figure 4.5 illustre la prédiction de l'irradiation solaire. Effectivement, comme la dynamique de l'irradiation solaire est importante durant ce mois-ci, en particulier dans cette région du nord de la France (Amiens) où le ciel est souvent nuageux, une prédiction plus précise devient difficile. Contrairement à l'irradiation solaire, la température ambiante a une dynamique plus lente, ce qui rend sa prédiction moins difficile. Par conséquent, une meilleure prédiction peut être obtenue (figure 4.6). Dans certaines situations, la dynamique de la vitesse du vent peut être comparée à celle de l'irradiation solaire, ce qui sous-entend la difficulté d'obtenir une prédiction bien précise. Néanmoins, les résultats obtenus par notre outil de prédiction sont relativement bons comme on peut le voir sur la figure 4.7. Ces mêmes remarques restent valables aussi pour le résultat de prédiction de la consommation de la charge illustré par la figure 4.8.

À travers ces résultats de prédiction, nous pouvons conclure que la qualité de la prédiction dépend fortement de la dynamique du paramètre. Au-delà du fait que la base de données d'apprentissage soit riche, ce qui est essentielle pour obtenir une bonne prédiction, la dynamique de paramètre météorologique joue un rôle important sur la qualité de la prédiction. En effet, comme la dynamique de la vitesse du vent, de l'ensoleillement et de la consommation de la charge qui sont des processus aléatoires et peuvent varier énormément en laps de temps très court. Par conséquent, leur prédiction sur un horizon très court, comme étant le cas dans ce travail, devient beaucoup

plus compliqué.

Afin d'illustrer cet aspect, nous avons considéré la prédiction de l'irradiation solaire de deux jours distincts. Un jour bien ensoleillé du mois de juillet avec une dynamique très lente et un autre jour du mois de janvier avec une dynamique beaucoup plus importante. Les résultats de la prédiction de ces deux jours sont donnés par les figures 4.9 et 4.10 :

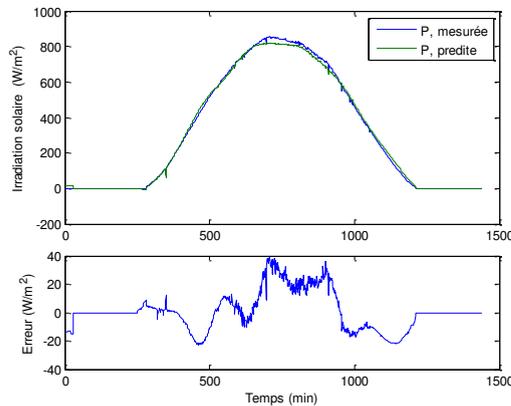


FIGURE 4.9: Prédiction de 09 Juillet 2013

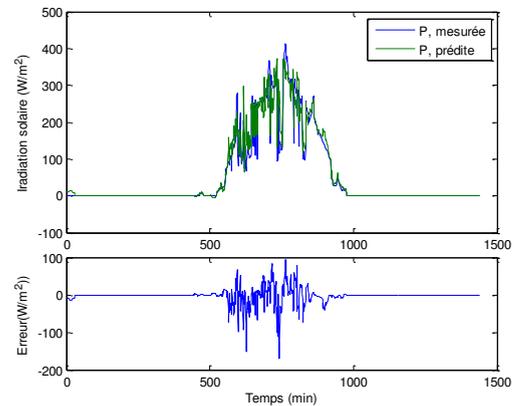


FIGURE 4.10: Prédiction de 05 janvier 2013

D'après ces deux figures, on peut dire que notre algorithme de prédiction donne de meilleurs résultats lorsque la dynamique du paramètre météorologique est lente. En l'occurrence ici la prédiction du 09 juillet est meilleure que celle de 05 janvier. En effet, l'erreur moyenne absolue de la prédiction passe de $6.6 W/m^2$ au mois de juillet à $18.8 W/m^2$ au mois de janvier. Néanmoins, quelle que soient ces conditions, les résultats obtenus nous satisfont avec des erreurs plus au moins acceptables.

Plusieurs autres paramètres peuvent aussi influencer la qualité de la prédiction par l'algorithme ANFIS. De ce fait, il est important de noter que l'horizon de prédiction peut avoir une grande influence sur la qualité de la prédiction. En outre, le choix du type et/ou du nombre de fonctions d'appartenance de l'algorithme flou ainsi que le nombre de ses entrées peut avoir un impact non négligeable sur la qualité de prédiction. Afin d'illustrer l'influence de ces différents paramètres, nous avons effectué une série de tests. La table 4.1 synthétise l'impact de ces différents paramètres sur la qualité de la prédiction. En effet, la qualité de la prédiction dans ce cas est évaluée en utilisant des critères statistiques comme l'erreur moyenne absolue (en anglais : *mean absolute error*

(MAE)), le pourcentage de l'erreur moyenne absolue (en anglais : *mean absolute percentage error (MAPE)*) et le critère d'information d'Akaike (en anglais : *Akaike information criterion (AIC)*) [81].

TABLE 4.1: Paramètres influençant la qualité de prédiction

Tests	MAE	MAPE	AIC
NI=4 ;MF=2,HP=1	3.014	2.486	5.043
NI=4 ;MF=2,HP=5	6.798	3.736	6.556
NI=4 ;MF=2,HP=10	10.308	7.187	7.131
NI=4 ;MF=2,HP=20	15.133	13.864	7.565
NI=4 ;MF=2,HP=30	20.889	19.175	7.737

avec NI , MF et HP sont respectivement le nombre des entrées de *ANFIS*, le nombre de fonctions d'appartenance de chaque entrée et l'horizon de prédiction (en minute).

À partir de la table 4.1, on peut voir que la qualité de prédiction diminue avec l'horizon de prédiction. De ce fait, un compromis doit être trouvé entre la qualité de prédiction et les exigences du système de gestion de puissances afin d'achever les objectifs escomptés. Dans le cadre de cette thèse, le choix de l'horizon de prédiction s'est porté sur un horizon de 10 minutes afin de satisfaire les exigences du système de gestion en termes de précision de la prédiction.

4.4.2 Estimation de la température des cellules

Pour éviter le recours à la mesure de la température des cellules, qui n'est pas toujours évidente, une estimation de cette dernière nous permet de faire des économies sur les capteurs. Pour ce faire, plusieurs modèles sont développés et proposés par la littérature [82],[83]. Dans le cadre de cette thèse, nous avons choisi un modèle largement utilisé pour estimer la température des cellules à partir de la température de l'air et l'irradiation solaire. Ce modèle est donné par l'équation 4.2.

$$T_c = T_a + (NOCT - T_{ref}) \frac{G}{G_{ref}} \quad (4.2)$$

avec $T_{ref} = 20C$ et $G_{ref} = 1000W/m^2$ sont respectivement les conditions standards de température et de l'irradiations solaire et $NOCT \simeq 48$ est la température de fonctionnement nominal des cellules (en anglais : *Nominal Operation Cell Temperature*) qui est

donnée par le constructeur [84]. T_a et G sont respectivement la température ambiante et l'irradiation solaire.

4.5 Stratégies de gestion

L'objectif principal des stratégies de gestion proposées dans cette thèse est de générer des références de puissance pour chacun des systèmes PV , WG et BS dans le but d'assurer d'une façon optimale, une alimentation sans interruption de la charge. Pour cela nous avons proposé deux algorithmes pour gérer les flux de puissances entre les différents modules : le premier est à base de règle logique "tout ou rien", avec pour objectif d'activer ou non le système PV et le générateur Diesel selon l'évolution de l'état de système multi-sources. Pour cet algorithme, les systèmes de conversion d'EnR opèrent en mode MPPT lorsqu'ils sont sollicités. Le second algorithme est formulé sous forme de problème d'optimisation non linéaire et qui se base sur la prédiction du potentiel énergétique des deux sources d'énergie renouvelable. L'idée de cet algorithme est la suivante : À partir des prédictions des potentiels énergétiques de chaque source (\hat{P}_{pv} , \hat{P}_w) ainsi que la prédiction de la charge (\hat{P}_{ch}) sur un horizon de prédiction, l'algorithme de gestion détermine, dans un premier lieu, des références de puissance qui satisferont la demande de la charge. Ce premier objectif se traduit par la formulation de l'algorithme de gestion par une fonction coût à optimiser sur l'horizon de prédiction. Par ailleurs, ces références doivent être optimisées afin de réduire les variations brusques des courants au niveau de chaque système de conversion d'énergie et aussi prendre en considération les caractéristiques technologiques de chaque module. Ce second objectif se traduit par des contraintes pour le problème d'optimisation qui visent à réduire entre autres les variations importantes et brusques des puissances générées par le système éolien et le système photovoltaïque, par conséquent, les courants de charge/décharge de la batterie. La figure 4.11 illustre le rôle de cet algorithme qui se situe au cœur du système multi-sources et qui assure la gestion des flux de puissances entre ces différentes parties.

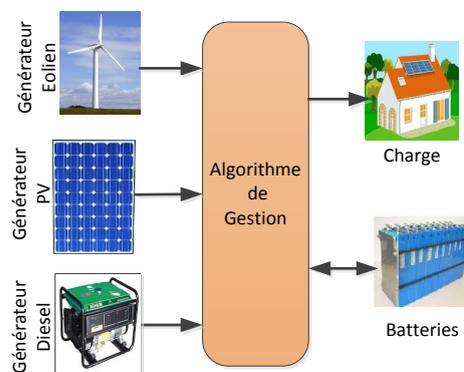


FIGURE 4.11: Schéma de principe de la stratégie de gestion

Plus précisément, l'objectif de l'algorithme de gestion est en fait, de déterminer les points de fonctionnement des systèmes *PV* et *WG* dans le but de produire autant de puissance que celle demandée par la charge, et cela en favorisant les sources d'EnR au détriment de la source d'énergie conventionnelle (fuel). Une autre tâche que l'algorithme de gestion doit remplir consiste à exploiter d'une façon optimale la batterie de stockage dans le but de rallonger sa durée de vie. En effet, une bonne estimation de son état de charge (SoC) ainsi que ses courants de charge/décharge est nécessaire. Il est évident que pour préserver la batterie, il faut réduire sa sollicitation et ainsi favoriser l'énergie provenant des sources renouvelables. En outre, dans les situations critiques où les sources renouvelables ne suffisent pas et que le SoC de la batterie est trop faible, le générateur Diesel doit se mettre en marche afin de venir au secours au système multi-sources et alimenter la charge.

4.5.1 Stratégie de gestion à base de règles logiques

La première stratégie de gestion que nous avons développée est représentée par un algorithme à base de règles logiques *Si...alors*. Pour cette stratégie, tous les systèmes de conversion d'énergie (éolienne, et PV) opèrent en mode de maximisation de puissance (en anglais : *Maximum Power Point Tracking* : *MPPT*). Néanmoins, cette stratégie considère le système de conversion éolien comme étant la source principale pour alimenter la charge. Le système de conversion PV est activé dans le cas où le premier ne répond pas à la demande de la charge. La batterie est utilisée à la fois comme source dans le cas d'un déficit de production, et comme système de stockage dans le cas d'une surproduction. Le générateur Diesel est considéré comme source de secours.

Du fait que les deux sources de production énergétique opèrent en mode MPPT, et que le système multi-sources est isolé, nous avons prévu une charge dissipative qui sert de "trop-plein" aux éventuelles surproductions. Le principe de fonctionnement de cet algorithme est représenté par l'organigramme de la figure 4.12.

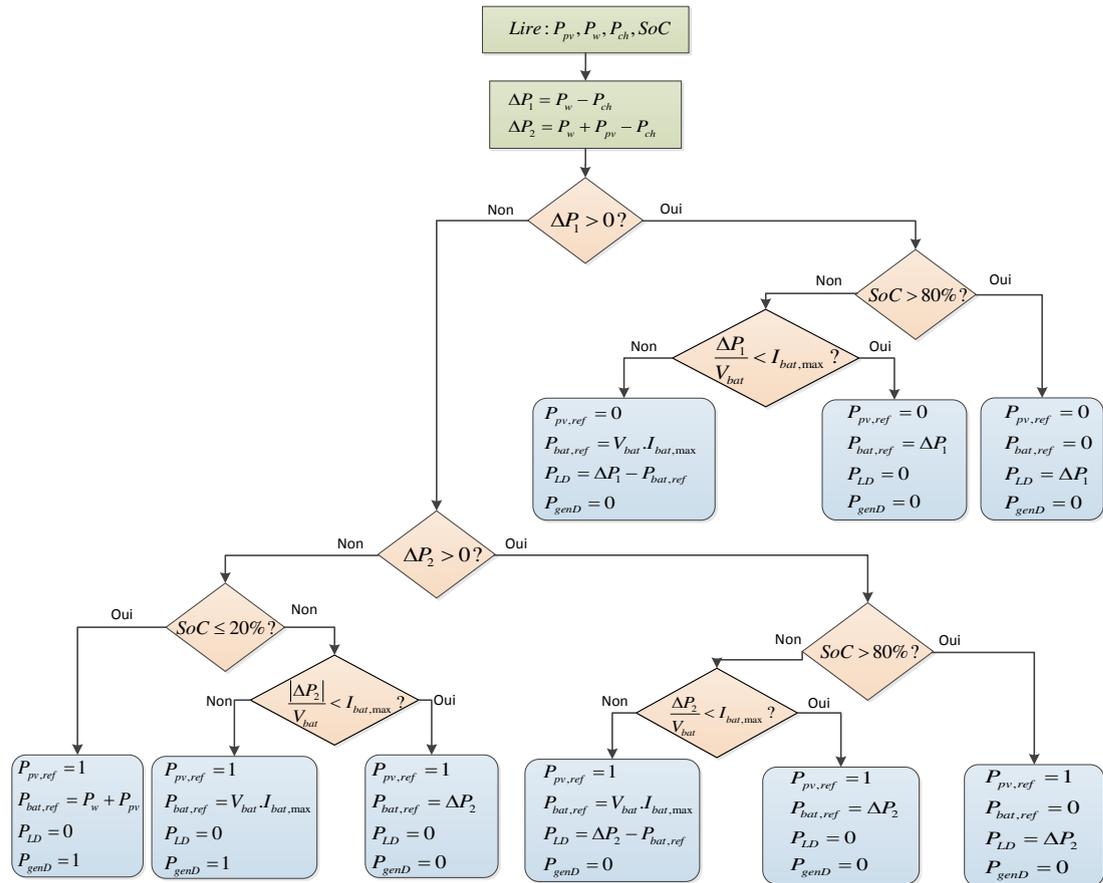


FIGURE 4.12: L'algorithme tout ou rien

Cet organigramme reprend toutes les situations possibles auxquelles le système multi-sources peut-être amené à faire face. En fonction de la situation, l'algorithme prend la décision d'activer ($P_{pv,ref} = 1$) ou non ($P_{pv,ref} = 0$) le module PV. Dans le cas où on est en surproduction, l'algorithme ordonne la charge de la batterie avec une intensité qui ne dépassera pas le courant maximal de la batterie ($I_{bat} \leq I_{max}$). L'éventuel surplus de puissance (P_{LD}) sera dissipé avec la charge auxiliaire.

Pour valider en simulation cette stratégie de gestion, nous avons considéré quelques scénarios de simulation que le système multi-sources est amené à faire face en fonctionnement réel. Les résultats de simulations de ces cas de figure sont donnés par les figures ci-dessous.

- **Cas où $\Delta P_1 > 0$; $\Delta P_2 > 0$ et $SoC \in [20\% - 80\%]$**

Ce cas illustre une simulation d'une variation au niveau de la charge dans le cas où les deux sources renouvelables peuvent satisfaire sa demande.

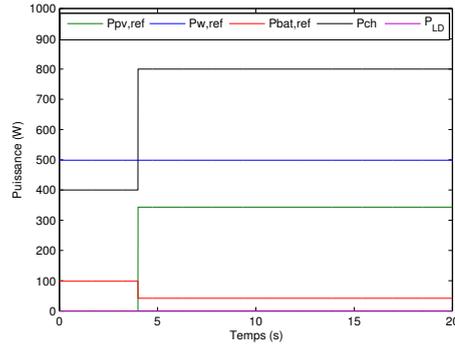


FIGURE 4.13: Puissances références

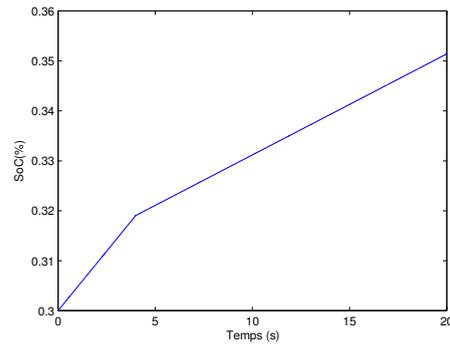


FIGURE 4.14: SoC de la batterie

La figure 4.13 montre que lorsque la source éolienne peut seule couvrir la demande de la charge, la source PV est déconnectée (0s – 4s). Autrement, les deux sources sont utilisées ainsi que la batterie pour satisfaire la charge. La figure 4.14 illustre l'évolution de l'état de charge SoC de la batterie.

- **Cas où $\Delta P_1 > 0$; $\Delta P_2 > 0$ et $SoC \geq 80\%$**

Ce cas de figure illustre la situation où l'éolienne parvient à elle seule à subvenir à la demande de la charge dans un premier temps (0-8s), puis les deux sources sont activées ensemble pour y parvenir (8s-20s). La figure 4.16 illustre l'évolution de l'état de charge SoC de la batterie pour ce scénario, durant lequel la batterie se charge jusqu'à son niveau maximal (80%). L'excédent de production est dissipé par la charge auxiliaire P_{LD} .

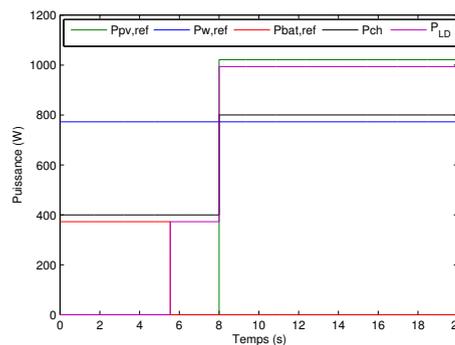


FIGURE 4.15: Les puissances références

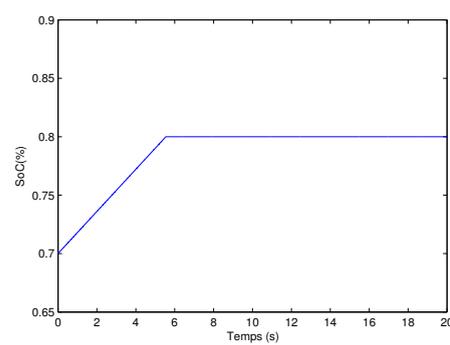


FIGURE 4.16: SoC de la batterie

- Cas où $\Delta P_1 < 0$; $\Delta P_2 < 0$ et $SoC \leq 20\%$

Le dernier scénario considéré ici concerne le cas où les deux sources renouvelables ne peuvent pas subvenir à la demande de la charge. La figure 4.17 illustre ce scénario avec la batterie qui comble de déficit de production jusqu'à son état de charge minimal. Le SoC de la batterie pour ce scénario est illustré par la figure 4.18 qui diminue jusqu'à $SoC = 20\%$ ce qui déclenche le générateur Diesel. Dans ce cas, on suppose que le générateur Diesel peut subvenir à la demande de la charge, par conséquent toute la production d'EnR est stockée dans la batterie (4.17).

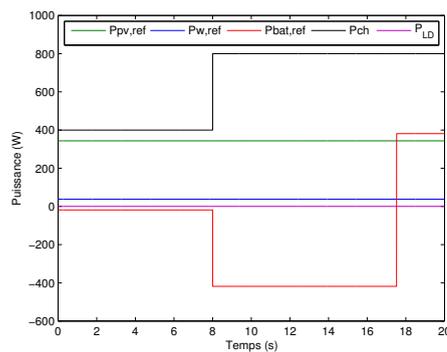


FIGURE 4.17: Les puissances références

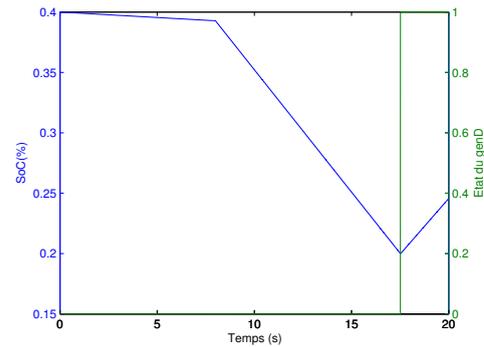


FIGURE 4.18: SoC de la batterie

L'avantage de cette stratégie traduit l'exploitation maximale des sources d'énergie renouvelable. En effet, lorsqu'un système de conversion est sollicité, il fonctionne en mode MPPT. Néanmoins, comme le dimensionnement des modules du système multi-sources est effectué sur la base de situations défavorables par rapport aux conditions météorologiques, nous nous retrouvons dans la plupart des cas face à une surproduction. Ce qui nous a amené à considérer une charge auxiliaire qui permet de dissiper ce surplus de production. Par ailleurs, cette stratégie de gestion est basée essentiellement sur la connaissance du principe de fonctionnement du système multi-sources, par conséquent, il est nécessaire de connaître tous les scénarios possibles afin d'assurer le bon déroulement de l'algorithme. En effet, si un des cas de figure de l'état du système n'est pas pris en compte, l'algorithme risque de se retrouver dans une impasse et cesse de fonctionner.

Pour tenir compte du cahier des charges de la thèse qui stipule de considérer un système multi-sources sans charge supplémentaire avec son coût non-négligeable à ajouter

au coût total du système multi-sources, nous allons proposer ci-après une autre stratégie de gestion pour exploiter de manière optimale les sources d'EnR sans recours à une charge de dissipation.

4.5.1.1 Algorithmes MPPT pour le système PV

Dans le cas de la stratégie de gestion par les règles logiques, les sources opèrent comme nous l'avons déjà souligné en mode MPPT. Par conséquent, la stratégie de commande de ses systèmes est composée de deux parties : la première représente l'algorithme MPPT qui permet de générer une consigne (référence) à laquelle la puissance est maximale, alors que la deuxième représente une loi de commande permettant de suivre cette référence. Dans ce paragraphe, nous allons présenter cette première partie pour les deux chaînes de conversion d'EnR.

Plusieurs algorithmes de recherche de point de puissance maximale (MPPT) sont proposés dans la littérature.

- **Algorithme Perturbation & Observation**

La technique MPPT la plus utilisée est l'algorithme perturbation et observation (en anglais **Perturb& Observe** : P&O). Le principe de cette technique consiste à perturber la tension de références de $V_{pv,ref}$ d'une faible amplitude ΔV_{pv} et de voir en sortie la variation de la puissance P_{pv} qui en résulte [85–87]. Ainsi, comme la montre la figure 4.19, avec cette perturbation de la tension, on peut voir si elle engendre un accroissement ou au contraire, un décroissement de la puissance, et selon le cas, on oriente le sens de notre perturbation.

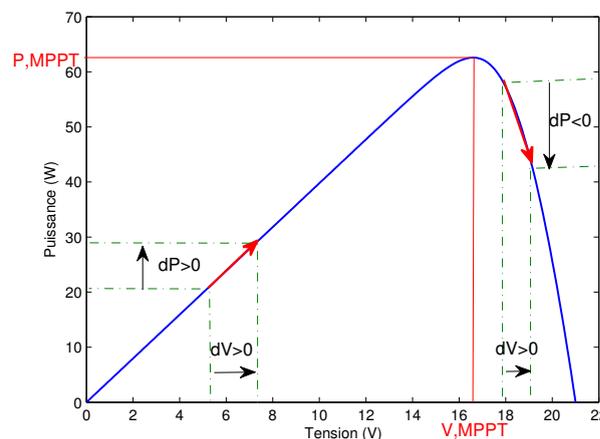


FIGURE 4.19: Principe de fonctionnement de l'algorithme P&O

L'algorithme général de la méthode perturbation et observation est donné par la figure 4.20. À noter que pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du panneau) sont nécessaires pour déterminer la puissance à chaque instant.

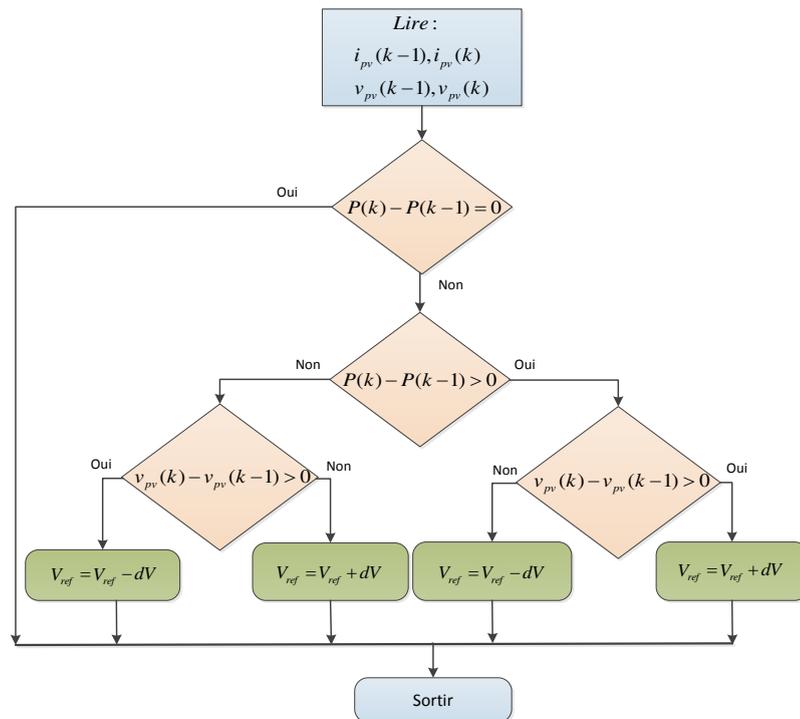


FIGURE 4.20: Algorithme Perturbation & Observation

- **MPPT à base de logique floue**

Un autre algorithme que nous avons considéré dans le cadre de cette thèse est à base de logique floue. Cet algorithme se base sur la mesure de l'irradiation solaire et la température des cellules pour générer la tension au point de puissance maximale. En fait, l'algorithme utilise une base de données que nous avons réalisée au préalable à l'aide des données du constructeur du panneau qui permet de générer une tension de référence à partir des mesures directes de l'irradiation et de la température des cellules. Une partie de cette base de données est illustrée par la Table 4.2.

TABLE 4.2: Paramètres du convertisseur Boost

Irradiation solaire (W/m^2)	Température cellules ($^{\circ}C$)	$V_{pv,ref}(V)$
200	30	15.19
300	30	15.96
400	40	15.28
600	50	15.05
700	55	15.1
900	30	17.45
1000	40	16.53

Cette base de données est, par la suite, transformée en variables floues (fuzzification) en utilisant le logiciel MATLAB comme le montre la figure 4.22. Le schéma synoptique de fonctionnement de l'algorithme MPPT flou est donné par la figure 4.21

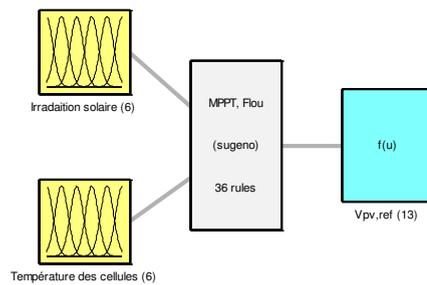


FIGURE 4.21: Schéma de principe de l'algorithme MPPT flou

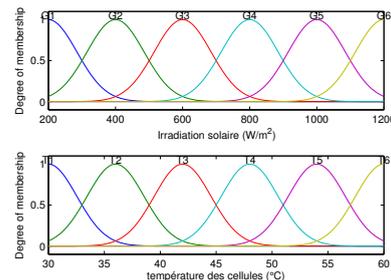


FIGURE 4.22: Fonctions d'appartenance des entrées floues

4.5.1.2 Algorithmes MPPT pour le système éolien

L'objectif de l'algorithme MPPT pour l'éolienne est de trouver un point de fonctionnement pour lequel la puissance maximale quelle que soit la vitesse du vent. Pour atteindre cet objectif, nous allons exploiter l'avantage de l'éolienne d'être caractérisée par la fonction $C_p(\lambda)$ (3.15) spécifique à la turbine. Par conséquent, le but est de ramener le point de fonctionnement de l'éolienne au sommet de la courbe de $C_p(\lambda)$. Ceci implique que la caractéristique $P_t(\omega_m)$ atteint son point maximal. Cette puissance maximale s'écrit alors comme suit :

$$P_{t,max} = \frac{1}{2} \frac{C_{p,max} \rho S R^3}{\lambda_{opt}^3} \omega_m^3 = K_{opt} \omega_m^3 \quad (4.3)$$

À partir de cette puissance maximale, on peut déduire une référence en couple, vitesse, tension ou courant, selon les mesures disponibles et/ou la stratégie de commande utilisée.

4.5.2 Stratégie de gestion à références optimales

Ce problème de gestion optimale des énergies peut être formulé sous forme d'un problème d'optimisation avec contraintes comme ci-dessous (équations 4.4 et 4.5). L'équation 4.4 représente la fonction objectif (fonction coût) à minimiser avec des contraintes linéaires (équation 4.5) qui veillent au bon fonctionnement de chaque module du système multi-sources.

La mise en œuvre de ce problème d'optimisation est faite de sorte qu'il soit évalué à des instants d'échantillonnage $t = t_0, \delta t_0, \dots$ avec t_0 le temps initial et δ période d'échantillonnage, et les références optimales $P_{w,ref}, P_{pv,ref}$ et $P_{bat,ref}$ sont obtenues sur l'horizon de prédiction (t_{HP}) et sont envoyées aux contrôleurs locaux. Afin de résoudre ce problème d'optimisation, la période d'échantillonnage ainsi que l'horizon de prédiction doivent être choisis.

$$\min_{P_{w,ref}; P_{pv,ref}; P_{bat,ref}} \int_{t_0}^{t_{HP}} (\alpha(P_{ch} - P_{w,ref} - P_{pv,ref} - P_{bat,ref})^2 + \beta \cdot P_{pv,ref} + \gamma P_{bat,ref} + \xi \Delta P_{bat,ref}^2) dt \quad (4.4)$$

s.t :

$$P_{w,ref} \leq \hat{P}_w \quad (4.5a)$$

$$P_{pv,ref} \leq \hat{P}_{pv} \quad (4.5b)$$

$$P_{w,ref}(t + \delta) - P_{w,ref}(t) \leq dP_{w,max} \quad (4.5c)$$

$$P_{pv,ref}(t + \delta) - P_{pv,ref}(t) \leq dP_{pv,max} \quad (4.5d)$$

$$20\% < SOC < 80\% \quad (4.5e)$$

$$3C \text{ maximum pendant } 1min, \text{ et } 1C \text{ maximum pour le reste du temps.} \quad (4.5f)$$

$$P_{gen} = \begin{cases} 550W, & \text{Si } (SOC < 25\%) \& (\hat{P}_w + \hat{P}_{pv} < \hat{P}_{ch}) \\ 0W, & \text{Sinon} \end{cases} \quad (4.5g)$$

L'équation 4.4 a pour but d'assurer l'équilibre entre les puissances produites par les différentes sources et la puissance consommée par la charge, tout en favorisant les puissances en provenances des sources renouvelables au détriment de celle des batteries. Avec α, β, γ et ξ des paramètres de pondération fixés par l'utilisateur en fonction des objectifs souhaités. En effet, α un paramètre pénalisant l'équilibre des puissances et il permet ainsi de suivre la demande de la charge. Le paramètre de pondération β représente une petite contrainte pour le système *PV* dans le but est de favoriser la production éolienne au détriment du photovoltaïque. En réalité, il existe une infinité de combinaisons $P_{w,ref}$ et $P_{pv,ref}$ qui peuvent satisfaire la première contrainte (équilibre des puissances), alors nous avons choisi de considérer une petite contrainte supplémentaire pour $P_{pv,ref}$ pour rendre la solution unique. Ce choix est pris en tenant compte du potentiel éolien plus intéressant par rapport à celui du solaire, que la région Amiennoise possède (figures 1.10a et 1.10b). À noter que ce choix n'est pas fixe mais peut être pris autrement pour d'autres circonstances. Les paramètres γ et ξ visent respectivement à préserver la batterie contre les sollicitations inutiles ainsi que les variations importantes des courants de charge/décharge. En effet, la batterie est considérée comme étant le maillon faible du système multi-source, de ce fait, son utilisation d'une manière optimale permet de rallonger sa durée de vie et la durée de vie du système en conséquence. Par ailleurs, les contraintes (4.5a) et (4.5b) veillent à ce que les solutions obtenues après la résolution de l'algorithme restent dans le domaine accessible, c'est-à-dire que les références proposées par l'algorithme seront atteignables par les systèmes de conversion des énergies. En d'autres termes, à chaque période d'échantillonnage, chacune de ces références doit être inférieure au potentiel énergétique de la source correspondante. Les équations (4.5c) et (4.5d) représentent des contraintes sur les variations trop importantes des puissances générées par les systèmes *PW* et *PV* entre deux instants d'échantillonnage (t et $t + \delta$) qui peuvent endommager ces systèmes. Les équations (4.5e) et (4.5f) représentent respectivement une contrainte sur la plage utilisable du SoC de la batterie ainsi qu'une contrainte sur les courants de charge/décharge admissibles par la batterie. À noter que ces contraintes sont choisies en tenant compte de la technologie de la batterie afin d'assurer son exploitation sous des conditions idéales pour la préserver. Enfin, l'équation (4.5g) représente les conditions de mise en marche ou l'arrêt du générateur Diesel.

4.5.2.1 Résolution du problème d'optimisation proposé

Pour résoudre le problème d'optimisation que nous proposons à travers les équations 4.4 et 4.5, nous avons utilisé un algorithme d'optimisation non-linéaire sous MATLAB. Cet algorithme permet de trouver le minimum d'une fonction à plusieurs variables avec contraintes linéaires et/ou non-linéaires. Pour chercher le minimum des fonctions, l'algorithme peut faire appel à différents algorithmes d'optimisation comme l'algorithme des points intérieurs, l'algorithme de programmation quadratique séquentielle : (en anglais : *Sequential Quadratic Programming :SQP*), etc. L'algorithme débute avec des conditions initiales $X_{0,op} = [P_{w,ref}(0), P_{pv,ref}(0), P_{bat,ref}(0)]^t$ pour trouver le vecteur optimal $X_{op} = [P_{w,ref}, P_{pv,ref}, P_{bat,ref}]^t$ qui minimise la fonction objectif et satisfait ses contraintes données par les équations 4.5.

Pour la résolution de ce problème d'optimisation, \hat{P}_w , respectivement \hat{P}_{pv} prend la valeur minimale de la puissance disponible P_w respectivement P_{pv} sur l'horizon de prédiction. Ce choix pris ainsi, a pour objectif de palier aux éventuelles erreurs de prédiction sur les potentiels éolien et PV existants à un moment donné et qui peuvent engendrer des références $P_{w,ref}$ et $P_{pv,ref}$ réalisables pour cause de surestimation des potentiels de puissances renouvelables. Néanmoins, ce choix présente un inconvénient dans la mesure où il nous impose un certain conservatisme en prenant les minimums des puissances disponibles sur le long de l'horizon de prédiction. Par ailleurs, pour la résolution de ce problème d'optimisation, les paramètres de pondération doivent être fixés en fonction des objectifs espérés. Dans notre cas, nous avons choisi $\alpha = 1$, $\beta = 0.1$, $\gamma = 1000$ et $\xi = 10$ pour les raisons expliquées précédemment. À noter que ces paramètres sont obtenus par tâtonnement ce qui fait qu'ils ne sont pas forcément les bons pour tous les scénarios possibles auxquels le système peut faire face.

4.5.2.2 Validation de la stratégie de gestion en simulation

Cette section est consacrée, dans un premier temps, à démontrer en simulation la faisabilité de la stratégie de gestion proposée dans ce chapitre à travers des tests en utilisant des profils théoriques. Par ailleurs, dans le but de tester cette stratégie de gestion sous des conditions proches de ce qu'on peut rencontrer dans un fonctionnement réel, d'autres tests en utilisant des profils réels des différents paramètres météorologiques (irradiation solaire, température ambiante, vitesse du vent) ont été effectués.

Ce test illustre le comportement du système multi-sources sous différents scénarios (conditions favorables, phases critiques, etc).

4.5.2.3 Résultats de simulation en utilisant des profils théoriques

Dans un premier temps, nous avons considéré une variation instantanée de la charge pour voir comment l'algorithme réagi par rapport à cette situation. En effet, nous avons simulé une variation de la demande de la charge qui passe de $P_{CH} = 400\text{ W}$ à $P_{CH} = 600\text{ W}$ et l'algorithme de gestion a généré des références en puissance pour chaque module du système multi-sources.

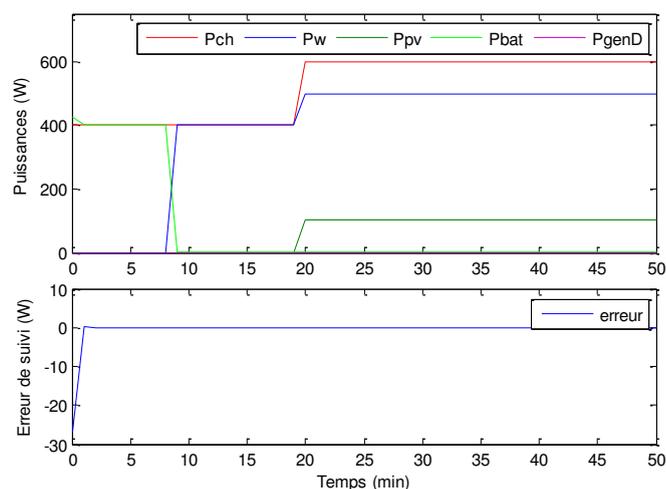


FIGURE 4.23: Puissances références générées sous les variations de la charge

Comme on peut le voir sur la figure 4.23, l'équilibre entre les puissances produites et celle consommée par la charge est établie vue l'erreur de suivi qui reste pratiquement égale à zéro (avec des pics minimes dus aux changements brusques de la charge) le long de la durée du scénario de simulation. On peut aussi remarquer que le système de conversion éolien (ligne bleue) joue le rôle de la source principale et que le système photovoltaïque (ligne verte) le complète en cas de besoin, cela en accord avec les choix effectués lors de la conception de l'algorithme. À noter que durant les premières minutes (environ 6), en l'absence des sources renouvelables, la batterie prend le rôle de la source qui alimente la charge.

4.5.2.4 Résultats de simulation en utilisant des profils réels

Dans le but de rapprocher les conditions de simulation de ce que le système peut affronter en fonctionnement réel, des mesures de conditions météorologiques ainsi que celle de la consommation d'une maison à énergie positive ont été considérées dans les simulations qui vont suivre. En effet, les mesures de la météo (température ambiante, irradiation solaire et vitesse du vent) sont fournies par l'agence *Météo-France* [80] et qui ont été effectuées non loin de notre laboratoire.

Dans un premier temps, nous avons testé notre algorithme avec des mesures effectuées le 09 *Juillet* 2013 et dont les profils sont illustrés par la figure 4.24

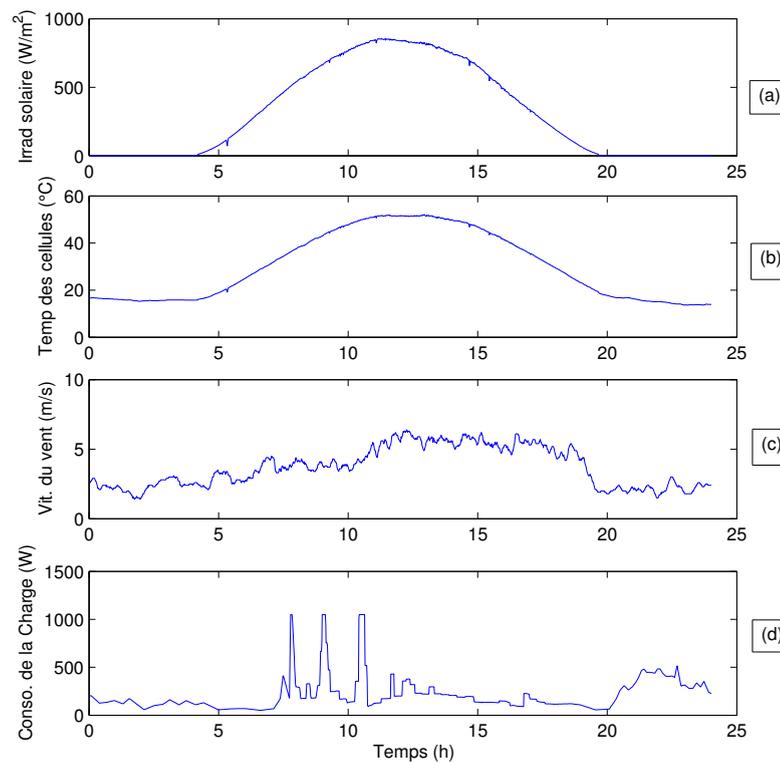


FIGURE 4.24: (a) : irradiation solaire, (b) : température des cellules, (c) : vitesse du vent, (d) : consommation de la charge

Ces profils montrent que la journée est bien ensoleillée avec un vent relativement faible. Les pics de consommation de la figure 4.24 (d) peuvent correspondre à la mise en marche de certains appareils électriques où encore à des heures de pics de consommation de la journée (7h, 8h, 12h, etc.). Les résultats obtenus en utilisant les profils précédents sont donnés par les figures ci-dessous.

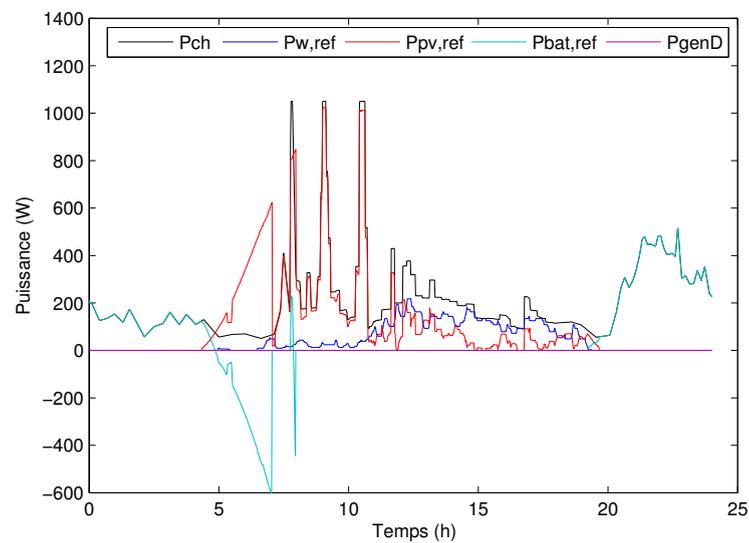


FIGURE 4.25: Puissances de références obtenues

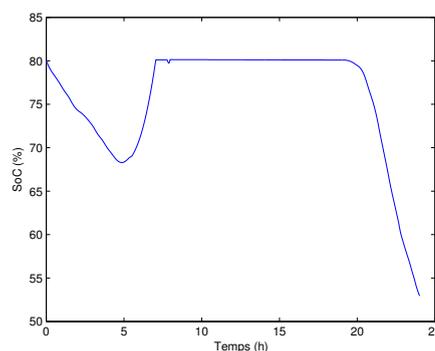


FIGURE 4.26: État de charge de la batterie

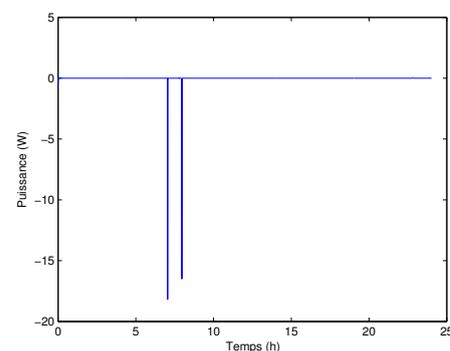


FIGURE 4.27: Erreur de suivi de la charge

La figure 4.25 illustre les différentes puissances références générées par l'algorithme en utilisant les profils de la figure 4.24. Nous pouvons voir qu'au début de la journée (entre 0h et 5h) c'est la batterie qui assure l'alimentation de la charge vue que la production PV est nulle (la nuit) et que la vitesse du vent est trop faible ($< 3 \text{ m/s}$, vitesse de décrochage) pour la transformée en puissance éolienne. Par la suite, la source PV prend le relais et non seulement assure l'alimentation de la charge, mais aussi charge la batterie jusqu'à son seuil maximal comme la montre la figure 4.26. Comme l'éolienne est prise comme la source prioritaire, nous pouvons voir sur la figure 4.25 que lorsque la puissance éolienne peut couvrir toute la demande de la charge (ce qui n'arrive pas souvent dans ce cas) alors la chaîne PV est mise au repos ($P_{pv,ref} = 0$). Finalement, en se référant à la figure 4.27 nous pouvons dire que l'objectif principal (répondre à

la demande de la charge) est bien atteint, et ce, sans le recours à la source de secours ($P_{genD} = 0$).

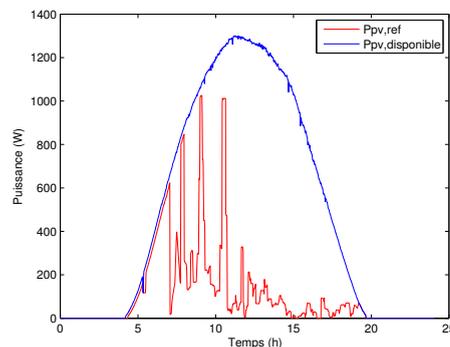


FIGURE 4.28: Puissance PV utilisée/puissance disponible

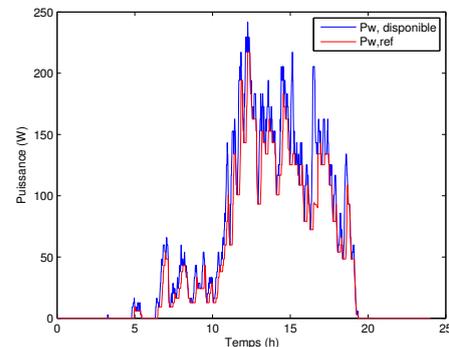


FIGURE 4.29: Puissance éolienne utilisée/puissance disponible

Les figures 4.28 et 4.29 montrent les puissances PV et éolienne utilisées par rapport aux potentiels disponibles pour ces deux puissances. Nous pouvons remarquer que l'éolienne fonctionne pratiquement en mode MPPT sur tout le long de la durée de simulation alors que la chaîne PV a fonctionné au début en mode MPPT jusqu'à que le SoC de la batterie a atteint son maximum après elle a basculé en mode limitation de puissance. Le potentiel éolien est utilisé à 82,5% alors que le potentiel photovoltaïque n'est utilisé qu'à 21.25%. Avec ces chiffres, on a tendance à dire que le système est surdimensionné, cependant il faut rappeler que les conditions météorologiques considérées lors de cette simulation sont plutôt favorables (figure 4.24) alors que le dimensionnement est fait sur la base de cas défavorable.

Dans le but de voir le comportement de notre algorithme sur une période plus longue, c'est-à-dire plus significative, nous avons considéré un scénario de simulation qui correspond à 10 jours consécutifs. Ce scénario correspond à des mesures effectuées entre le 1^{er} le 10 Mars 2013. Les profils de ces paramètres météorologiques ainsi que celui de la consommation de la maison sont donnés par la figure 4.30.

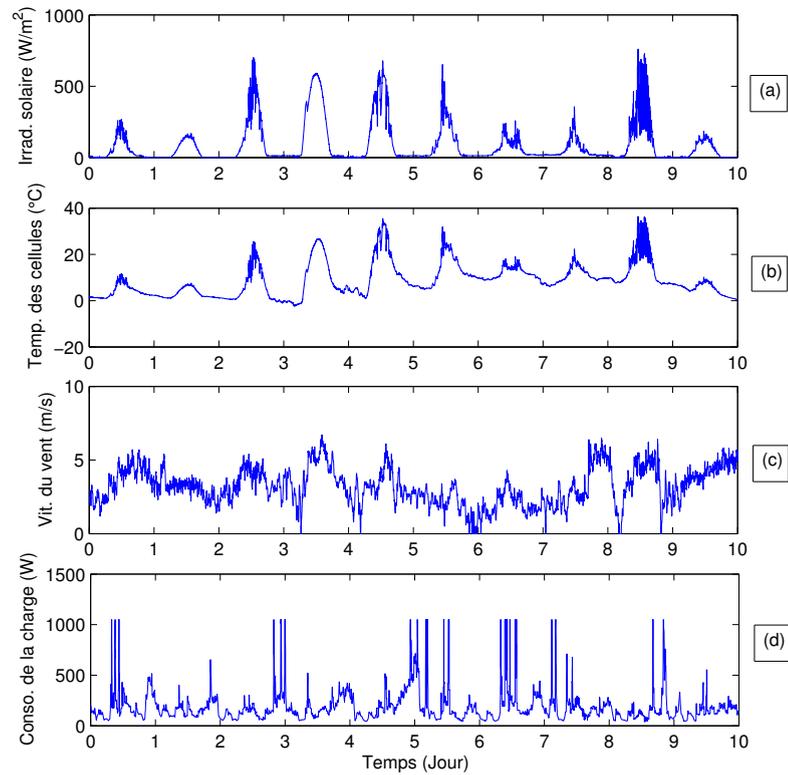


FIGURE 4.30: (a) : Irradiation solaire, (b) : Température des cellules, (c) : vitesse du vent, (d) : Consommation

Ces profils sont très intéressants pour tester notre algorithme dans la mesure où ils comportent des dynamiques importantes des paramètres météorologiques ainsi que celui de la charge. Les résultats de simulation de l'algorithme de gestion en utilisant ce scénario sont donnés par les figures ci-après.

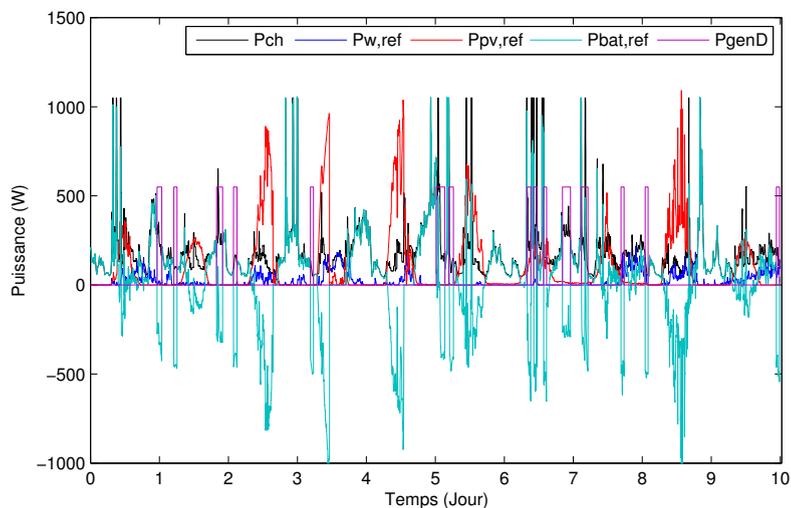


FIGURE 4.31: Les puissances références

La figure 4.31 illustre les différentes références des puissances pour chaque partie de système multi-sources générées par l'algorithme de gestion. En effet, face la dynamique importante de la charge P_{CH} (ligne noire), l'algorithme génère des références pour chacun des systèmes de conversion des énergies renouvelables ($P_{w,ref}$ (ligne bleue) pour le système éolien et $P_{pv,ref}$ (ligne rouge) pour le système photovoltaïque) ainsi que pour les batteries de stockage $P_{bat,ref}$ (ligne verte) qui permettent de suivre cette charge.

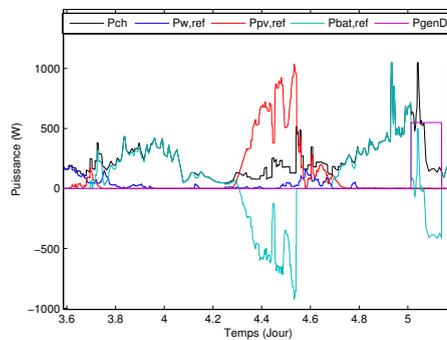


FIGURE 4.32: Les puissances références (Zoom)

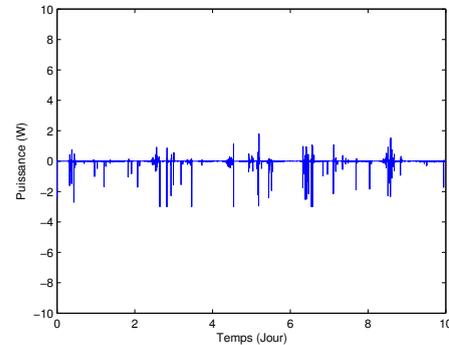


FIGURE 4.33: Erreur de suivi de consommation de la charge

Comme on peut le voir sur la figure 4.32, le choix qui consiste à considérer le système éolien comme étant la source principale est vérifié du fait qu'elle peut alimenter la charge toute seule si les conditions le permettent sinon elle est épaulée par la source photovoltaïque dans un premier lieu et la batterie si c'est nécessaire. Dans les situations critiques (conditions météo défavorables et batterie faiblement chargée) le générateur Diesel est mis en marche pour alimenter la charge.

En se référant à la figure 4.33, on peut dire que l'objectif principal, qui consiste à répondre à la demande de la charge, c'est-à-dire rendre la maison autonome, est atteint vue l'erreur de suivi qui globalement très faible sur le long du scénario de simulation, excepté quelques pics de quelques watts qui sont dus aux variations brusques des conditions météorologiques.

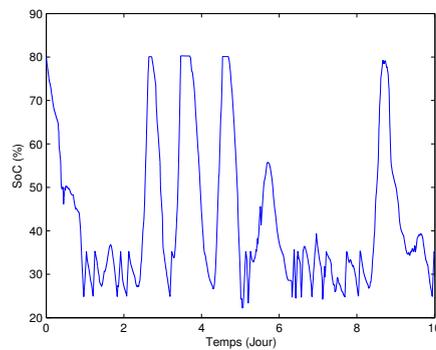


FIGURE 4.34: État de charge de la batterie (SoC)

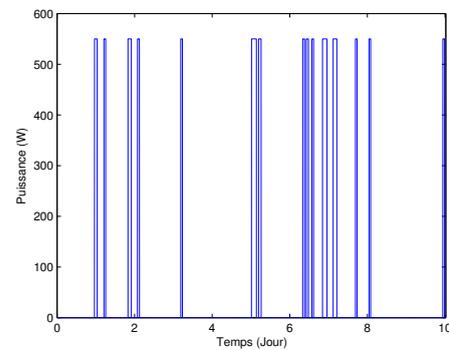


FIGURE 4.35: Puissance fournie par le générateur Diesel

Les figures 4.34 et 4.35 représentent respectivement, l'état de charge de la batterie et la puissance fournie par le générateur Diesel. Comme étant imposé par l'algorithme de gestion, le *SoC* de la batterie reste tout le temps entre 20% et 80%. D'autre part, dans le souci de préserver le générateur Diesel vis-à-vis des phases marche/arrêt à répétition et qui affectent essentiellement son démarreur, nous avons rajouté une condition qui fait que lorsque ce générateur est mis en marche, il doit y rester au moins 5 min. Cela permet d'optimiser son fonctionnement et de rallonger ainsi sa durée de vie.

La figure 4.36 illustre les puissances renouvelables utilisées par rapport aux potentiels existants sur ce scénario. À travers ces courbes, nous pouvons voir aussi que l'énergie éolienne disponible est exploitée au maximum (source principale) alors que celle de photovoltaïque n'est pas totalement exploitée et elle est déconnectée carrément lors des moments de surproduction. En effet, sur ce scénario, le potentiel éolien est utilisé à 78,8% alors que le potentiel photovoltaïque est utilisé à 71,40%.

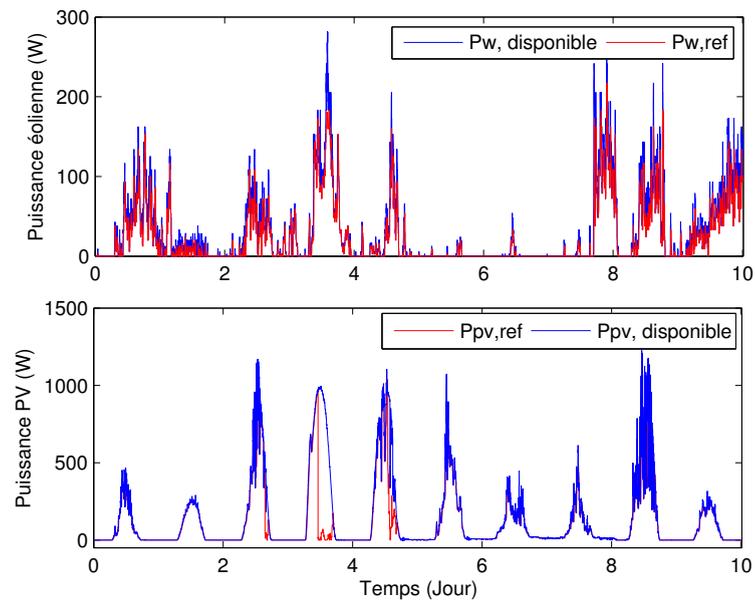


FIGURE 4.36: Puissances renouvelables utilisées/puissances disponibles

4.5.2.5 Objectifs d'optimisation

L'objectif principal de l'algorithme d'optimisation est de définir des références optimales pour chacun des systèmes de conversion des EnR dans le but de rendre la charge autonome. En effet, ces références sont générées de telles sortes que la charge soit alimentée principalement en utilisant les énergies renouvelables, par conséquent, le recours à l'utilisation du générateur Diesel doit être le moins possible. Qui dit fonctionnement optimal, dit entre autres, consommation minimale du fuel.

Afin d'améliorer un peu plus la performance en termes d'autonomie du système multi-sources et minimiser ainsi encore plus son recours au générateur Diesel nous définissons ci-après deux paramètres qui ont un impact sur la performance de l'algorithme proposé.

1. Paramètre technique : horizon de prédiction

Dans ce paragraphe, nous allons essayer de montrer l'importance d'avoir un outil de prédiction précis et son influence sur l'autonomie de la charge. Effectivement, plus la prédiction est précise, plus le potentiel est bien exploité. Plus le potentiel d'EnR est bien exploité, moins le générateur Diesel est sollicité.

Comme on l'a vu dans la section 4.4.1, la qualité de prédiction dépend de plusieurs paramètres comme le nombre des entrées de l'algorithme *ANFIS* ainsi que le nombre de fonctions d'appartenance de chaque entrée etc., mais aussi de

l'horizon de prédiction. En effet, comme on l'a vu précédemment, la qualité de la prédiction est inversement proportionnelle à l'horizon de prédiction.

Pour illustrer l'influence de cet aspect sur les performances en termes d'autonomie du système multi-sources, nous avons testé la stratégie de gestion proposée avec deux horizons de prédiction différents et prélever l'impact sur le recours à l'utilisation du générateur Diesel.

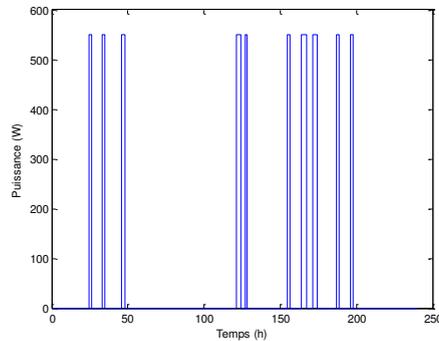


FIGURE 4.37: Puissance fournie par le générateur Diesel horizon de prédiction 5 min

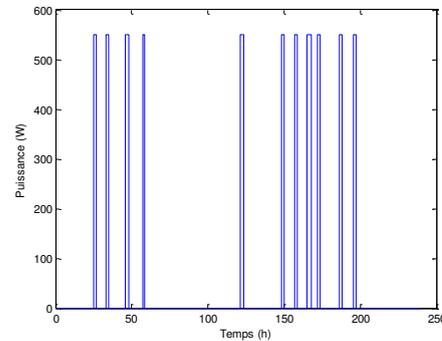


FIGURE 4.38: Puissance fournie par le générateur Diesel horizon de prédiction 10 min

La figure 4.37 illustre la puissance générée par le générateur Diesel dans le cas de l'horizon de prédiction de $5min$. En effet, pour ce cas de figure, le générateur s'est mis en marche pour un total de $t_{on} = 1243 min$ avec un nombre de mise en marche est de 10 tout le long de ce scénario de simulation. Par ailleurs, dans le cas de la figure 4.38 qui correspond au profil de puissance de générateur Diesel dans le cas où l'horizon de prédiction est de $10min$. On peut voir que dans ce cas, le générateur est allumé un peu plus longtemps par rapport au cas précédent puisque sa durée totale de mise en marche est de $t_{on} = 1276 min$ et que le nombre de son déclenchement est de 11 fois sur toute la durée de simulation.

À partir de ces deux simulations, on peut conclure que la précision de la prédiction est très importante car elle permet l'exploitation optimale du potentiel des EnR et par conséquent réduire la durée de recours aux sources conventionnelles. Néanmoins, pour des besoins de l'algorithme de gestion et d'anticiper aux mieux les situations critiques qui peuvent mettre en cause l'alimentation sans interruption de la maison, il faut fixer un horizon de prédiction limite et qui tient compte de la dynamique et du temps de réponse du système multi-sources.

2. Paramètre technologique : utilisation de la batterie $LiFePO_4$

Normalement, pour la plupart des types de batteries, la plage de fonctionnement optimal définie par le constructeur est de 25% – 80%. Toutefois, pour les technologies des batteries choisies ($LiFePO_4$) cette plage peut s'étendre entre 20% – 90% sans problèmes (la tension de la batterie LFP (Lithium-Fer-Phosphate) reste stable sur cette plage), sous les conditions normales de fonctionnement. Par ailleurs, l'avantage de cette technologie de batterie réside aussi dans le fait qu'elle est recyclable dans la mesure où elle peut être encore exploitée dans des applications qui ne nécessitent pas des batteries avec des dynamiques importantes. Ce choix de technologie nous permet en fait de réduire le nombre et la durée de mise en marche de générateur Diesel. En effet, dans ce cas, sa durée totale passe à 1276 *min*) sur l'ensemble du scénario de simulation (elle était de 1355 *min*) ce qui nous fait une économie sur le fuel de 79 *min* de mise en marche de générateur. Par ailleurs, le nombre de fois que le générateur est mis en marche passe de son côté à 11 fois au lieu de 15. Sachant que la durée de vie d'un tel générateur est fortement liée au nombre de sa mise en marche, la durée de vie du système multi-sources est sûrement améliorée.

4.6 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons proposé une stratégie de gestion des énergies pour assurer l'autonomie énergétique de la charge (habitat isolé). Cette stratégie de gestion est composée de deux parties essentielles : la première consiste en un outil de prédiction basé sur un algorithme neuro-flou adaptatif de type ANFIS qui permet de prédire sur un horizon donné, le potentiel de puissance des sources renouvelables ainsi que la prédiction de la consommation de la charge. La deuxième partie de notre stratégie représente les deux algorithmes de gestion qui permettent de gérer d'une façon intelligente les flux de puissance entre les différents modules du système multi-sources dans le but de répondre instantanément à la demande de la charge. Ces algorithmes se basent, en réalité, sur les résultats de l'outil de prédiction pour générer des références pour chacune des composantes du système multi-sources en tenant compte de leurs caractéristiques technologiques et dynamiques afin de rallonger au maximum la durée de vie de système.

Finalement, des simulations en utilisant des profils réel des conditions météorologiques

et de la consommation de la charge ont été effectuées pour valider les algorithmes de gestion ainsi que l'outil de prédiction.

Chapitre 5

Mise en œuvre de la stratégie de gestion du système

5.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons présenté une stratégie de gestion des flux de puissances échangées entre les différents modules du système multi-sources. Aux termes de cette stratégie de gestion des puissances, des consignes pour chacun des modules ont été générées. Ces références devraient permettre le bon fonctionnement du système tout en assurant l'autonomie énergétique de la maison isolée (charge). Une fois ces références sont définies, des lois de commande d'asservissement au niveau de chaque module s'imposent. Ces commandes permettent à chacun des modules de suivre sa référence et produire ainsi autant de puissance exigée par l'algorithme de gestion. L'objectif de ce chapitre est de concevoir des lois de commande robustes pour la stabilisation et le suivi de références pour chacun des modules en se basant sur les modèles développés dans le chapitre 3. La première section de ce chapitre sera consacrée à la présentation des résultats théoriques ainsi que des rappels de quelques notions et théorèmes de la théorie de modélisation et de commande des systèmes de type TS sur lesquels nous allons s'appuyer pour concevoir des lois de commande. Par la suite, nous allons appliquer ces résultats pour obtenir la modélisation TS de chaque module du système multi-sources puis concevoir des lois de commande robustes pour réaliser la poursuite des références avec spécification de performances transitoires. Des résultats de simulation seront ensuite présentés pour valider ces stratégies de commande.

5.2 Commande floue de type Takagi-Sugeno (TS)

5.2.1 Le modèle flou type TS

Un modèle flou de type Takagi-Sugeno (TS) qui porte le nom de personnes qui l'ont proposé (Tomohiro Takagi et Michio Sugeno), est un modèle approprié pour l'approximation d'une classe générale de systèmes non-linéaires [88]. Ce type de modèles est, comme celui de Mamdani, construit à partir d'une base de règles "Si...Alors" dans laquelle la prémisse est exprimée linguistiquement, mais la conséquence utilise des variables numériques plutôt que des variables linguistiques.

En commande floue, la question de l'approximation universelle est primordiale : un modèle flou peut-il uniformément approximer n'importe quelle fonction réelle ? La capacité de l'approximation universelle d'un modèle flou est la base de presque toutes les recherches théoriques et des applications en commande et en identification floue

[89]. Trois méthodes distinctes peuvent être employées pour l'obtention d'un modèle de type TS :

- **Méthode basée sur la linéarisation autour de plusieurs points de fonctionnement**

Cette méthode consiste à linéariser un modèle non-linéaire ou un système (identification), autour de plusieurs points de fonctionnement [90] et de relier ces modèles linéaires par des fonctions non-linéaires.

- **Méthode basée sur l'identification**

Dans le cas où aucun modèle de connaissance du système n'est disponible, une identification du modèle flou TS à partir d'un ensemble de mesures entrées/sorties peut être réalisée [88].

- **Directement à partir du modèle de connaissance**

Dans le cas où nous disposons d'un modèle non linéaire, il est possible d'obtenir un modèle TS qui le représente de manière exacte dans un ensemble compact de variables d'état [91].

Un modèle flou de type TS peut être représenté sous forme de r règles floues [88] comme dans l'équation 5.1 :

$$R^i : Si \ z_1(t) \text{ est } M_1^i \text{ et } \dots \ z_v(t) \text{ est } M_v^i$$

$$\text{Alors : } \begin{cases} \dot{x} = A_i x(t) + B_i u(t) \\ y(t) = C_i x(t) \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, r. \quad (5.1)$$

avec r le nombre de règles, M_n^i sont les sous-ensembles flous des prémisses, $x(t) \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ est le vecteur d'état, $u(t) \in \mathbb{R}^m$ est le vecteur d'entrées, $y(t) \in \mathbb{R}^q$ est le vecteur de sorties, $A_i \in \mathbb{R}^{n \times n}$ est la matrice d'état, $B_i \in \mathbb{R}^{n \times m}$ est la matrice d'entrées, $C_i \in \mathbb{R}^{q \times n}$ est la matrice de sorties, $z_1(t), \dots, z_v(t)$ sont les variables de prémisses mesurables.

À chaque règle floue R^i , est associé un paramètre $\omega_i(z(t))$ qui définit le poids de cette règle. Ce paramètre dépend du degré de connexion de la variable de prémisses $z_j(t)$ aux sous-ensembles flous M_j^i et le choix de l'opérateur de connexion des prémisses. En général, l'opérateur logique ET (le produit) est utilisé dans les modèles flous TS pour cette connexion. De ce fait, l'expression de ce paramètre poids est donnée par l'équation 5.2 :

$$\omega_i(z(t)) = \prod_{j=1}^r M_j^i(z(t)), \quad i = 1, 2, \dots, r. \quad (5.2)$$

avec $\forall t, \omega_i(z(t)) > 0$. À partir des poids attribués à chaque règle, les sorties finales du modèle flou sont inférées de la manière suivante, qui correspond à une "défuzzification" barycentrique comme dans l'équation 5.3 :

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{x}(t) = \frac{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t)) \{A_i x(t) + B_i u(t)\}}{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t))} \\ y(t) = \frac{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t)) C_i x(t)}{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t))} \end{array} \right. \quad (5.3)$$

En posant :

$$h_i(z(t)) = \frac{\omega_i(z(t))}{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t))} \quad (5.4)$$

avec :

$$\forall t, \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) = 1 \quad (5.5)$$

Nous pouvons écrire le modèle flou de type TS suivant (équation 5.6) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{x}(t) = \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) \{A_i x(t) + B_i u(t)\} \\ y(t) = \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) C_i x(t) \end{array} \right. \quad (5.6)$$

La fonction $h_i(z(t))$ dite d'appartenance détermine le degré d'appartenance du i^{me} modèle local associé. Selon la zone de fonctionnement du modèle global, cette fonction détermine la contribution plus ou moins importante du modèle local correspondant. Elle assure un passage progressif de ce modèle aux modèles locaux voisins.

Nous avons défini ici la représentation TS des systèmes non-linéaires dans le domaine continu sachant que de la même manière un modèle TS dans le domaine discret peut être obtenu. Dans ce chapitre, un modèle TS est utilisé pour représenter les modèles dynamiques de chacun des systèmes de conversion des énergies qui composent le système multi-source. Une fois la modélisation TS de ces systèmes obtenue, nous allons

passer, dans la section suivante à l'étude de stabilité de ce genre de modèle.

5.2.2 Stabilité des systèmes flou-TS

On considère le modèle flou-TS en boucle ouverte donné par l'équation 5.7 suivante :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^r h_i(z(t))A_i x(t) \quad (5.7)$$

La condition suffisante de stabilité proposée par Tanaka et Sugeno [92] pour assurer la stabilité des systèmes TS donné par l'équation (5.7) est donnée par le théorème suivant.

Théorème 1[92] : *L'équilibre du système flou-TS donné par (5.7) est asymptotiquement stable dans le sens large s'il existe une matrice commune définie positive P telle que :*

$$A_i^t P + P A_i < 0, \quad i = 1, \dots, r. \quad (5.8)$$

P doit être commune à tous les sous-systèmes.

Cette condition résulte de l'approche quadratique qui consiste à déterminer une matrice de Lyapunov unique vérifiant la stabilité asymptotique de l'ensemble du multi-modèle. Elle est donc par définition conservatives et peut parfois ne pas permettre aux algorithmes de résolution numérique d'aboutir à une solution. Lorsque il n'est pas possible de calculer cette matrice P , il est alors impossible de conclure quant à la stabilité ou pas du système.

La condition de stabilité du **Théorème 1** est obtenue donc en utilisant la fonction Lyapunov quadratique suivante :

$$V(x) = x^t P x \quad (5.9)$$

avec x^t est le transposé de x .

S'il existe une matrice $P > 0$ tel que $V(x) = x^t P x$ vérifie la stabilité du système donné par (5.7) alors le système (5.7) est dit quadratiquement stable et que V est dite fonction quadratique de Lyapunov. Le **Théorème 1** présente alors une condition suffisante pour la stabilité quadratique du système (5.7). Nous pouvons deviner intuitivement qu'un système non-linéaire est stable si tous les systèmes linéaires approximatifs localement sont stables. Toutefois, ce n'est, en général, pas le cas.

Pour vérifier la stabilité du système (5.7), il est reconnu depuis longtemps qu'il y a une

absence d'une procédure systématique pour trouver une matrice commune définie positive P . La plupart du temps, des procédures basées sur le tâtonnement sont utilisées [92].

5.2.2.1 Commande des systèmes flou-TS

Wang *et al.* a proposé une méthode pour trouver la matrice P en utilisant les techniques d'optimisation convexes des LMI (*Linear Matrix Inequality*). La loi de commande par retour d'état pour le système flou-TS donné dans ce cas par (5.7).

Ce concept utilise une loi de commande linéaire pour chaque sous-modèle flou du système TS et l'idée est de créer un compensateur pour chaque règle. Chaque loi de commande est conçue à partir de la règle correspondante du modèle flou. La théorie du contrôle linéaire peut être utilisée pour concevoir les parties conséquentes des règles de contrôleur flou, parce que les parties conséquentes du modèle flou-TS sont décrites par des équations d'état linéaires. Le régulateur ainsi construit partage la même base de règle que le système flou à commander. La commande PDC est définie alors comme suit :

$$\begin{aligned} R^i : & \text{Si } z_1(t) \text{ est } M_1^i \text{ et } \dots z_v(t) \text{ est } M_v^i \\ \text{Alors : } & u(t) = K_i x(t) \quad i = 1, 2, \dots, r. \end{aligned} \quad (5.10)$$

Chacune des règles peut être considérée comme décrivant un contrôleur par retour d'état "local" associé au sous-modèle "local" correspondant du système flou-TS . La commande globale résultante s'écrit alors comme suit :

$$u(t) = \frac{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t)) K_i x(t)}{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t))} = \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) K_i x(t) \quad (5.11)$$

avec K_i les matrices des gains du contrôleur. La conception de la commande PDC revient alors à calculer les gains locaux K_i .

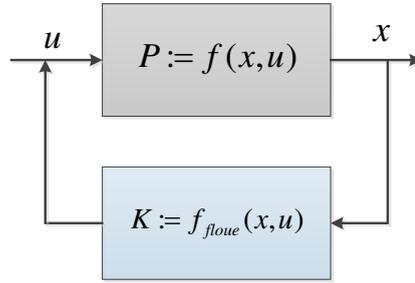


FIGURE 5.1: Schéma blocs de contrôleur flou-TS

En remplaçant l'expression de la commande (5.11) dans (5.6), le modèle du système flou-TS en boucle fermée peut être représenté par l'expression suivante :

$$\dot{x}(t) = A_{bf}x(t) \quad (5.12)$$

Avec :

$$A_{bf} = \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^r h_i(z(t))h_j(z(t))(A_i + B_iK_j) \quad (5.13)$$

5.2.3 Synthèse de commande floue basée sur les LMI

Plusieurs synthèses de commande des systèmes dynamiques linéaires peuvent être obtenues par la résolution de problèmes d'optimisation convexes. Cette approche est connue sous le nom de LMI [93].

Définition 1 : L'Inégalité matricielle linéaire (LMI) s'écrit sous la forme [93] :

$$F(x) \triangleq F_0 + \sum_{i=1}^m x_i F_i > 0 \quad i = 1, \dots, m. \quad (5.14)$$

Avec $x \in \mathbb{R}^n$ est le vecteur des variables et $F_i = F_i^t \in \mathbb{R}^{n \times n}$ sont des matrices symétriques données.

La LMI représentée par (5.14) est une contrainte convexe en x , i.e., l'ensemble $\{x | F(x) > 0\}$ est convexe. Bien que la LMI (5.14) peut prendre plusieurs formes, elle peut représenter une large variété de contraintes convexes en x . En particulier, les inégalités linéaires, inégalités quadratiques (convexes), inégalités de normes matricielles, et les contraintes qui se posent dans la théorie de la commande robuste et d'optimisation comme les contraintes de Lyapunov et les inégalités matricielles convexes du second degré, peuvent toutes être représentées sous forme d'une LMI [93].

Lorsque les matrices F_i sont diagonales, alors la LMI $F(x) > 0$ est un ensemble d'inégalités linéaires. Les inégalités non-linéaires sont converties en inégalités linéaires en utilisant les compléments de Shur. L'idée est la suivante :

$$\begin{bmatrix} Q(x) & S(x) \\ S(x)^t & R(x) \end{bmatrix} > 0 \quad (5.15)$$

La LMI (5.15) avec $Q(x) = Q(x)^t$, $R(x) = R(x)^t$ et $S(x)$ une fonction affine de x , est équivalente à :

$$R(x) > 0, \quad Q(x) - S(x)R(x)^{-1}S(x)^t > 0. \quad (5.16)$$

En d'autres termes, l'ensemble des LMI (5.16) peut être représenté par la LMI (5.15).

5.2.3.1 Conditions de stabilité en boucle fermée

Durant ces dernières années, plusieurs travaux ont été développés pour la synthèse des lois de commande de type PDC pour les modèles flous-TS [92] [88], [94]. Avant la réalisation d'un contrôleur basé sur la commande PDC pour le système flou-TS, nous devons d'abord vérifier la commandabilité de ce dernier. Pour cela, la définition suivante est nécessaire.

Définition 2 : Si les paires (A_i, B_i) sont commandables (stabilisables), alors le modèle flou TS (5.6) est dit localement commandable (stabilisable).

Considérant le changement de variable suivant : $G_{ij} = A_i + B_i K_j$, l'expression du modèle flou-TS donnée par l'équation (5.12) devient alors :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^r h_i(z(t))h_j(z(t))G_{ij}x(t) + 2 \sum_{i<j}^r h_i(z(t))h_j(z(t)) \left\{ \frac{G_{ij} + G_{ji}}{2} \right\} x(t) \quad (5.17)$$

En appliquant le **Théorème 1** au système en boucle fermée 5.17 on obtient les conditions suffisantes de stabilité suivantes (**Théorème 2**) :

Théorème 2 [90] : Le système en boucle fermée décrit par (5.17) est asymptotiquement stable s'il existe une matrice $P > 0$ définie positive telle que :

$$G_{ii}^t P + P G_{ii} < 0, \quad i = 1, \dots, r. \quad (5.18)$$

$$\left(\frac{G_{ij} + G_{ji}}{2}\right)^t P + P \left(\frac{G_{ij} + G_{ji}}{2}\right) \leq 0, \quad i < j, \quad h_i(z(t))h_j(z(t)) \neq 0. \quad (5.19)$$

En posant $X = P^{-1}$ et $Y_i = K_i P^{-1}$, on obtient alors les conditions linéaires, en X et en Y_i , de stabilité suivantes :

$$X A_i^t + A_i X + Y_i^t B_i^t + B_i Y_i < 0, \quad \forall i = 1, \dots, r. \quad (5.20)$$

$$X A_i^t + A_i X + X A_j^t + A_j X + Y_j^t B_i^t + B_i Y_j + Y_i^t B_j^t + B_j Y_i \leq 0. \quad (5.21)$$

$(i < j, \quad h_i(z(t))h_j(z(t)) \neq 0).$

La synthèse de contrôleurs par la méthode quadratique, exige l'existence d'une matrice symétrique définie positive commune, satisfaisant l'équation de Lyapunov pour les modèles locaux et croisés [89]. Dans le but de réduire le conservatisme des conditions de stabilisation, des relaxations ont été apportées à la loi de commande PDC [91],[94].

Remarque : Les conditions 5.18 et 5.19 sont des conditions relaxées puisqu'elles ne prennent pas en compte tous les modèles croisés ($i < j$) mais restent quand même conservatives.

5.2.3.2 Relaxation des conditions de stabilité

Nous avons vu que l'analyse de stabilité du système de commande à logique floue est réduite à un problème de trouver une matrice commune P . Dans le cas où le nombre de règles r est très grand, il pourrait être très difficile de trouver cette matrice commune P qui satisfera les conditions du **Théorème 2**. Dans le but de réduire le conservatisme des conditions de stabilité (5.9) et de stabilisation données par les équations 5.18 et 5.19, Tanaka et al. [91] et Kim et Lee [94] ont apporté des relaxations à ces conditions pour la conception de commandes pour les système TS.

Le théorème suivant permet de réduire ce conservatisme en tenant compte des interactions entre les modèles locaux voisins caractérisés par le nombre s ($1 < s \leq r$) de modèles locaux actifs à chaque instant. Les conditions obtenues ne concernent que les modèles dominants.

Théorème 3 [91] : *S'il existe des matrices symétriques $P > 0$, $M \geq 0$ et des matrices K_i ($i = 1, \dots, r$) qui vérifient :*

$$\begin{aligned} G_{ii}^t P + P G_{ii} + (s-1)M < 0, \quad i = 1, \dots, r. \\ \left(\frac{G_{ij} + G_{ji}}{2}\right)^t P + P \left(\frac{G_{ij} + G_{ji}}{2} - M\right) \leq 0, \quad i < j, \quad h_i(z(t))h_j(z(t)) \neq 0. \end{aligned} \quad (5.22)$$

avec s le nombre maximal de modèles locaux activés simultanément, alors le modèle flou-TS décrit par 5.17 est globalement asymptotiquement stable.

Pour réduire d'avantage le conservatisme sur les résultats du **Théorème 3**, Kim et Lee [94] propose le théorème suivant :

Théorème 4[94] : S'il existe des matrices symétriques $P > 0$, X_{ij} et des matrices K_i ($i = 1, \dots, r$) qui vérifient :

$$\begin{aligned} G_{ii}^t P + P G_{ii} + X_{ii} &< 0, & i = 1, \dots, r, \\ G_{ii}^t P + P G_{ii} + X_{ij} &\leq 0, & i < j \leq r. \end{aligned}$$

$$\tilde{X} \equiv \begin{pmatrix} X_{11} & X_{12} & \cdots & X_{1r} \\ X_{12} & X_{22} & \cdots & X_{2r} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ X_{1r} & X_{2r} & \cdots & X_{rr} \end{pmatrix} > 0 \quad (5.23)$$

avec $i < j$, $h_i(z(t))h_j(z(t)) \neq 0$ alors le modèle flou-TS décrit par 5.17 est globalement asymptotiquement stable.

Dans le **Théorème 4**, les interactions entre les modèles locaux sont représentées par la matrice \tilde{X} . Le conservatisme dû à ces interactions est réduit.

Toujours dans le but de réduire le conservatisme du problème, d'autres travaux ont été proposés par Xiaodong et Qingling [95] qui relaxent les conditions proposées dans Kim et Lee [94] :

Théorème 5[95] : S'il existe des matrices symétriques $P > 0$, Y_{ii} , des matrices $Y_{ji} = Y_{ij}^t$ ($i = 1, \dots, r$) et des matrices K_i ($i = 1, \dots, r$) qui vérifient :

$$\begin{aligned} G_{ii}^t P + P G_{ii} &< Y_{ii}, \\ G_{ii}^t P + P G_{ii} &\leq X_{ij} + X_{ij}^t, \end{aligned}$$

$$\tilde{X} \equiv \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1r} \\ Y_{12} & Y_{22} & \cdots & Y_{2r} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ Y_{1r} & Y_{2r} & \cdots & Y_{rr} \end{pmatrix} < 0 \quad (5.24)$$

Alors le modèle de flou-TS décrit par 5.17 est globalement asymptotiquement stable.

Tous ces théorèmes et résultats présentés jusqu'à présent dans ce chapitre concernent la

stabilité et la stabilisation des systèmes flou-TS. Cependant, la synthèse de loi de commande présentée ne considère en aucun cas la notion de performances. C'est pourquoi nous allons nous intéresser à cette notion en étudiant l'approche de placement de pôles afin d'améliorer les performances transitoires du système en boucle fermée.

5.3 \mathcal{D} -stabilisation robuste par retour d'état dynamique

La stabilité est la condition minimale pour la commande des systèmes. Néanmoins, dans la plupart des cas, un bon contrôleur doit assurer un temps de réponse ainsi qu'un amortissement acceptables. Certaines performances transitoires dépendent de la localisation des valeurs propres de la matrice d'état du système en boucle fermée [96]. Un moyen efficace pour garantir ces performances transitoires est de placer les pôles du système en boucle fermée dans des régions spécifiques du plan complexe.

5.3.1 Régions LMI

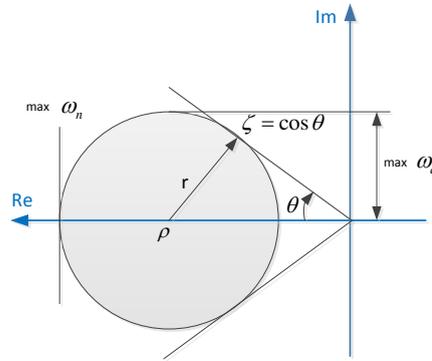
Définition 3 [97] : Un sous ensemble \mathcal{D} du plan complexe est appelé région LMI d'ordre n s'il existe une matrice symétrique $\alpha \in \mathbb{R}^{n \times n}$ et une matrice $\beta \in \mathbb{R}^{n \times n}$ telle que :

$$\mathcal{D} = \{z \in \mathbb{C} : f_{\mathcal{D}}(z) = \alpha + \beta z + \beta^t \bar{z}\} \quad (5.25)$$

α et β sont déterminés en fonction de la région LMI désirés (demi-plan, disque, secteur conique,...). \bar{z} est le conjugué du nombre complexe z .

Définition 4[97] : Soit \mathcal{D} un sous-ensemble du demi-plan complexe gauche. Un système dynamique décrit par $\dot{x}(t) = Ax(t)$ est dit \mathcal{D} -stable si tous ses pôles sont dans la région LMI \mathcal{D} . Par extension, la matrice $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$ est dite \mathcal{D} -stable.

La figure 5.2 montre un exemple de régions LMI. Elle est représentée dans ce cas par un disque de rayon r et de centre ρ dans le demi-plan complexe gauche. D'autres exemples de régions LMI sont donnés dans l'annexe A.

FIGURE 5.2: Exemple d'une région LMI : Disque de rayon r et de centre ρ

Comme le montre la figure 5.2, si $\lambda = -\tau\omega_n \pm \omega_d$ est un pôle complexe se trouvant dans la région LMI \mathcal{D} avec un taux d'amortissement ξ , une fréquence naturelle non amortie ω_n et une fréquence naturelle amortie ω_d alors $\tau > \sqrt{1 - r^2/\rho^2}$, $\omega_n < \rho + r$ et $\omega_n < r$. Par conséquent, cette région circulaire met une borne inférieure à la fois sur le taux de décroissance exponentielle et le coefficient d'amortissement de la réponse en boucle fermée. Ceci sera très intéressant lors de la conception de commande [98].

5.3.2 Conditions de \mathcal{D} -stabilité

Nous rappelant ici deux théorèmes relatifs à la \mathcal{D} -stabilité d'une matrice d'état dans une région LMI \mathcal{D} . Ces deux théorèmes sont proposés par *Chilali et Gahinet* [97].

Théorème 6 [97] : Soient $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$ et \mathcal{D} une région LMI définie par (5.25). La matrice A est \mathcal{D} -stable si et seulement s'il existe une matrice $X \in \mathbb{R}^{n \times n}$ symétrique et définie positive telle que :

$$M_{\mathcal{D}}(A, X) := \alpha \otimes X + \beta \otimes AX + \beta^t \otimes XA^t < 0 \quad (5.26)$$

avec \otimes est le produit de Kronecker.

Corollaire 1[97] : Soient deux régions LMI $\mathcal{D}_1, \mathcal{D}_2$ du demi-plan complexe gauche. Les valeurs propres de la matrice $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$ sont toutes dans la région LMI $\mathcal{D} = \mathcal{D}_1 \cap \mathcal{D}_2$ si et seulement si il existe une matrice symétrique $X \in \mathbb{R}^{n \times n}$ solution du système :

$$\begin{cases} M_{\mathcal{D}_1}(A, X) < 0 \\ M_{\mathcal{D}_2}(A, X) < 0 \end{cases} \quad (5.27)$$

5.3.3 \mathcal{D} -stabilisation nominale des systèmes TS

Dans cette partie, nous allons présenter quelques résultats permettant de calculer un retour d'état stabilisant avec placement de pôles pour les modèles flous-TS. *Chilali et Gahinet* [97] propose une des régions LMI pour spécifier les performances transitoires en boucle fermée des systèmes flous-TS. Par conséquent, on aura r régions LMI qui correspondent aux r sous contrôleurs flous.

$$\alpha \otimes X + \beta \otimes (A_i + B_i K_i)X + \beta^t \otimes X(A_i + B_i K_i)^t < 0, \quad i = 1, \dots, r. \quad (5.28)$$

Cette expression est non-linéaire (ne sont pas des LMI). En posant $Y_i = K_i X$, avec $i = 1, \dots, r$, nous obtenons les LMI suivantes :

$$\alpha \otimes X + \beta \otimes A_i X + \beta \otimes B_i Y_i + \beta^t \otimes X A_i^t + \beta^t \otimes Y_i^t B_i^t < 0, \quad i = 1, \dots, r. \quad (5.29)$$

$\alpha = \alpha^t$ et β sont obtenus en spécifiant les régions LMI (5.25) dans lesquelles on souhaite placer les pôles en boucle fermée. Voir l'annexe A pour plus de détails sur les régions LMI.

Le théorème suivant donne les conditions de stabilisation avec spécification de performances pour un système flou-TS.

Théorème 6 *Farinwata et al.* [99] : *Un contrôleur flou-TS continu de type PDC qui garantit la stabilité asymptotique globale et satisfait les performances désirées en plaçant les pôles de la boucle fermée pour chaque sous modèle dans la région LMI désirée peut être obtenu grâce aux conditions suivantes :*

$$Q A_i^t + A_i Q + V_i^t B_i^t + B_i Y_i < 0, \quad i = 1, \dots, r. \quad (5.30)$$

$$Q A_i^t + A_i Q + Q A_j^t + A_j Q + V_j^t B_i^t + B_i Y_j + V_i^t B_j^t + B_j Y_i < 0, \quad i < j \leq r. \quad (5.31)$$

$$\alpha \otimes Q + \beta \otimes A_i Q + \beta \otimes B_i Y_i + \beta^t \otimes Q A_i^t + \beta^t \otimes V_i^t B_i^t < 0, \quad i = 1, \dots, r. \quad (5.32)$$

telle que Q une matrice symétrique définie positive vérifiant : $Q > a\mathcal{I}$ et a une constante positive.

avec $A_k \in \mathbb{R}^{n_k \times n_k}$, $B_k \in \mathbb{R}^{n_k \times p}$, $C_k \in \mathbb{R}^{m \times n_k}$ et $D_k \in \mathbb{R}^{m \times p}$ sont les matrices du contrôleur dynamique.

Le système augmenté peut être alors s'écrire comme suit :

$$\begin{cases} \dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_s \\ \dot{x}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_s(\rho(t)) & \mathbb{O} \\ -B_k & A_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_s \\ x_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_s(\rho(t)) \\ \mathbb{O} \end{bmatrix} u + \begin{bmatrix} \mathbb{O} \\ B_k \end{bmatrix} y_r + \begin{bmatrix} D_s(\rho(t)) \\ \mathbb{O} \end{bmatrix} W \\ y = x \end{cases} \quad (5.36)$$

Avec $x \in \mathbb{R}^{n+n_k}$ est le vecteur d'état augmenté.

En remplaçant l'expression de u de l'équation 5.35 dans le système augmenté 5.36, nous obtenons le modèle en boucle fermée suivant :

$$\begin{cases} \dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_s \\ \dot{x}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_s(\rho(t)) - B_s(\rho(t))D_k & B_s(\rho(t))C_k \\ -B_k & A_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_s \\ x_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_s(\rho(t))D_k \\ B_k \end{bmatrix} y_r + \begin{bmatrix} D_s(\rho(t)) \\ \mathbb{O} \end{bmatrix} W \\ y = x \end{cases} \quad (5.37)$$

On peut réécrire cela sous la forme suivante :

$$\dot{x} = \left(\underbrace{\begin{bmatrix} A_s(\rho(t)) & \mathbb{O} \\ \mathbb{O} & \mathbb{O} \end{bmatrix}}_{\mathbb{A}} + \underbrace{\begin{bmatrix} B_s(\rho(t)) & \mathbb{O} \\ \mathbb{O} & \mathbb{I} \end{bmatrix}}_{\mathbb{B}} \underbrace{\begin{bmatrix} -D_k & C_k \\ -B_k & A_k \end{bmatrix}}_{\mathbb{K}} \right) x + \underbrace{\begin{bmatrix} B_s(\rho(t)) & \mathbb{O} & D_s(\rho(t)) \\ \mathbb{O} & \mathbb{I} & \mathbb{O} \end{bmatrix}}_{\mathbb{J}} \underbrace{\begin{bmatrix} D_k y_r \\ B_k y_r \\ W \end{bmatrix}}_{\mathbb{E}} \quad (5.38)$$

$\mathbb{E} \in \mathbb{R}^{m+n_k+q}$ est le vecteur de perturbations à rejeter.

Il est question ici alors de calculer les matrices A_k , B_k , C_k et D_k du contrôleur dynamique \mathbb{K} , qui garantit la stabilité asymptotique du système en boucle fermée ($\mathbb{A}_{cl} = \mathbb{A} + \mathbb{B}\mathbb{K}$), mais aussi le rejet de perturbations ainsi que les bonnes performances transitoires telles que le temps de réponse, le taux d'amortissement. Cela se traduit par un problème de placement de pôles. En effet, les valeurs propres du système en boucle fermée doivent être placées dans une certaine région LMI \mathcal{D} (voir Annexe A).

5.3.4.1 Représentation polytopique du modèle en boucle fermée

En se référant à l'équation 5.34, le modèle d'état donné par l'équation 5.38 peut être réécrit sous la forme polytopique suivante :

$$\begin{cases} x(t) = \sum_{i=1}^N \theta_i (A_i + B_i K) x(t) + J_i E(t) \\ y(t) = x(t) \end{cases} \quad (5.39)$$

Avec :

$$\begin{cases} N = 2^\kappa \\ \sum_{i=1}^N \theta_i A_i = \mathbb{A} = A(\theta), \quad \theta = \Theta \\ \sum_{i=1}^N \theta_i B_i = \mathbb{B} = B(\theta) \\ \sum_{i=1}^N \theta_i J_i = \mathbb{J} = J(\theta) \end{cases} \quad (5.40)$$

Où

$$\Theta = \left\{ \theta \in \mathbb{R}^N : \sum_{i=1}^N \theta_i = 1, \quad \theta_i \geq 0 \right\} \quad (5.41)$$

θ_i sont les coordonnées barycentriques tandis que A_i , B_i et J_i sont des matrices incertaines de dimensions appropriées qui représentent les sommets du polytope.

5.3.4.2 Conditions LMI et synthèse du contrôleur dynamique

Considérant le modèle linéaire incertain donné par les équations 5.39, 5.40 et 5.41 et la région LMI donné par l'équation 5.25. Il existe un contrôleur K comme il est défini par l'équation 5.35 tel que $A_{cl}(\theta) = \sum_{i=1}^N \theta_i (A_i + B_i K)$ est \mathcal{D} -stable et en maximisant la matrice de transfert $\Omega = \frac{E(t)}{y(t)}$ telle que $\Omega^t \Omega < \rho^2$ s'il existe une solution pour le problème d'optimisation convexe donné par l'équation 5.42 [96] :

$$\begin{aligned} \min \quad & \gamma \\ & X_i, G, R \end{aligned} \quad (5.42)$$

Où $X_i = X_i^T > 0$, $X_i \in \mathbb{R}^{n+n_k}$, $G \in \mathbb{R}^{(n+n_k) \times (n+n_k)}$ and $R \in \mathbb{R}^{(m+p) \times (n+n_k)}$ satisfait les conditions LMI suivantes :

$$\Upsilon_i < 0, \quad \forall i \in \{1, \dots, N\} \quad (5.43)$$

avec Υ_i est donné par 5.44 :

$$\begin{array}{c}
\left[\begin{array}{c|c|c|c}
\alpha \otimes X_i + \mathcal{H}(\mathbb{I}_d \otimes (A_i G + B_i R)) & \beta^t \otimes X_i + \mathbb{I}_d \otimes (A_i G + B_i R) - \mathbb{I}_d \otimes G^t & \mathbb{I}_d \otimes G^t & \mathbb{I}_d \otimes J_i \\
\hline
\bullet & \mathcal{H}(-\mathbb{I}_d \otimes G) & \mathbb{I}_d \otimes G^t & \mathbb{O}_{dn, dq} \\
\hline
\bullet & \bullet & -\mathbb{I}_{d(n+n_k)} & \mathbb{O}_{dr, dq} \\
\hline
\bullet & \bullet & \bullet & -\gamma \mathbb{I}_{d(m+n_k+q)}
\end{array} \right] \\
(5.44)
\end{array}$$

Remarque : $\mathcal{H}(\bullet) = \bullet + \bullet^t$.

Le contrôleur dynamique est donné par 5.45 :

$$K = \begin{bmatrix} -D_k & C_k \\ -B_k & A_k \end{bmatrix} = RG^{-1} \quad (5.45)$$

garantit la \mathcal{D} -stabilité pour tout $\|\Omega\|_2 \leq \rho = \gamma^{-\frac{1}{2}}$.

À présent, nous allons présenter la technique de commande appliquée pour chaque système de conversion des énergies afin de réaliser la stabilisation et la poursuite de références générées par l'algorithme de gestion.

5.4 Asservissement des chaînes de conversion d'énergie

Les résultats sur la stabilité et la stabilisation de systèmes flous-TS que nous avons abordé jusqu'à présent dans ce chapitre vont nous être très utiles pour la synthèse des contrôleurs pour chacun des modules du système multi-sources. Effectivement, on se basant sur la modélisation présentée dans le chapitre 3, nous allons concevoir un contrôleur pour chacun des systèmes de conversion d'énergie (photovoltaïque et éolien) ainsi que pour le système de stockage d'énergie dans le but de suivre les consignes données par l'algorithme de gestion des puissances.

L'une des problématiques majeures que les systèmes de conversion des énergies rencontrent lorsqu'ils fonctionnent en site isolé est qu'ils sont amenés dans certaines situations à fonctionner en mode limitation de puissance. En effet, le système éolien et/ou le système PV doit limiter sa puissance afin d'éviter une surproduction qui peut affecter le bon fonctionnement du système multi-sources [100, 101]. L'une des solutions est d'utiliser des batteries de stockage afin d'absorber le surplus de puissance [102]. Cependant, le coût élevé ainsi que la durée de vie limitée des batteries entravent le

recours à cette solution. Une autre solution consiste à utiliser une charge auxiliaire comme nous l'avons proposé avec l'algorithme de gestion dans 4.5.1. Cette solution prévoit également des coûts supplémentaires liés à cette charge auxiliaire. Par conséquent, la solution optimale vis-à-vis du coût total de l'installation est de faire en sorte d'éviter le surdimensionnement des batteries ni du recours à l'utilisation de la charge auxiliaire. Cela revient, dans certaines situations, à modifier la stratégie de commande des systèmes de conversion d'EnR afin de s'adapter à la demande de la charge et éviter ainsi des scénarios qui peuvent endommager le système multi-sources.

5.4.1 Commande de la chaîne de conversion photovoltaïque

À présent, nous allons présenter la stratégie de commande de la chaîne de conversion photovoltaïque dans le but de suivre les références générées par l'algorithme de gestion. Plusieurs techniques de commande peuvent être appliquées au système de conversion photovoltaïque. Dans le cadre de cette thèse, nous avons opté pour une commande floue robuste par placement de pôles afin de réaliser les performances de la chaîne en termes de stabilité et de rejet de perturbations. La topologie de la chaîne PV utilisée est à base d'un convertisseur DC/DC de type boost et dont le modèle est présenté dans le chapitre 3.

5.4.1.1 Stratégie de commande de la chaîne PV

L'architecture de la stratégie de contrôle de la chaîne PV peut être représentée par la figure 5.4.

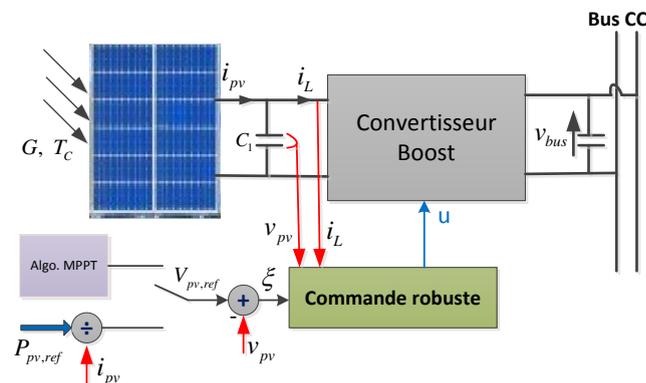


FIGURE 5.4: Schéma de principe de l'asservissement de la chaîne PV

En fonction des conditions météorologiques (l'irradiation solaire G et la température des cellule T_c), le panneau PV produit une certaine puissance traduite par un courant i_{pv} délivré au convertisseur boost ainsi qu'une tension v_{pv} à ses bornes. Ces deux signaux captés à l'aide des capteurs adéquats, sont utilisés dans la conception de la loi de commande. Comme le montre la figure 5.4, le module PV peut fonctionner en mode MPPT ou bien en mode suivi de référence que l'algorithme de gestion lui impose.

Le modèle de la chaîne PV utilisé pour la conception de la commande est donné par l'équation (3.10). En se basant sur ce système d'équations (équation (3.10)) et en considérant $x^T = [i_L, v_{pv}] \in \mathfrak{R}^2$ comme vecteur d'état, avec i_L , le courant de l'inductance du boost et v_{pv} la tension du panneau, le modèle du système de conversion photovoltaïque peut s'écrire sous la forme d'état suivante :

$$\dot{x} = Ax + Bu + W \quad (5.46)$$

Avec : $A \in \mathfrak{R}^{2 \times 2}$ la matrice d'état $B \in \mathfrak{R}^{2 \times 1}$ et $W \in \mathfrak{R}^{2 \times 1}$ représente les perturbations. Le modèle obtenu s'écrit alors comme suit :

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_L}{L} & \frac{1}{L} \\ -\frac{1}{C_1} & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{-R_m i_L + v_{bus} + v_{FW}}{L} \\ 0 \end{pmatrix} u + \begin{pmatrix} -\frac{v_{bus} + v_{FW}}{L} \\ \frac{i_{pv}}{C_1} \end{pmatrix} \quad (5.47)$$

$u \in [0, 1]$ représente le signal de commande.

Dans le but d'assurer un suivi lisse de référence et sans erreur statique, la commande avec intégrateur sera développée. La stratégie de commande est donnée dans la figure 5.5 suivante :

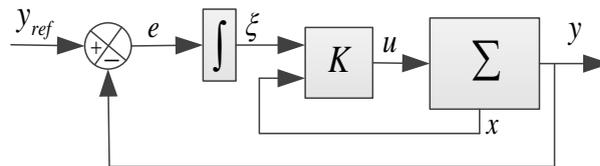


FIGURE 5.5: Stratégie de commande de la chaîne PV

On définit $\xi = \int (y_{ref} - y) dt$. Le modèle dynamique augmenté correspondant s'écrit alors comme suit :

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu + W \\ \dot{\xi} = y_{ref} - y \end{cases} \quad (5.48)$$

Dans notre cas, y_{ref} représente la référence pour la tension du panneau v_{pv} . Par conséquent, ces équations conduisent au modèle d'état augmenté donné par l'équation 5.49 :

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{\xi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_L}{L} & \frac{1}{L} & 0 \\ -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \xi \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\frac{R_m i_L + v_{bus} + v_{FW}}{L} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} u + \begin{pmatrix} -\frac{v_{bus} + v_{FW}}{L} \\ \frac{i_{pv}}{C_1} \\ y_{ref} \end{pmatrix} \quad (5.49)$$

Dans le but d'avoir une commande lisse et robuste vis-à-vis des perturbations, nous avons introduit un autre intégrateur à la sortie de la commande [103]. Une nouvelle entrée de commande (virtuelle) notée u_{pv} devient alors l'entrée de commande pour le système augmenté alors que la commande u sera considérée comme une variable d'état :

$$\dot{u} = u_{pv}. \quad (5.50)$$

En effet, le premier intégrateur utilisé pour la poursuite de la consigne permet aussi de rejeter les entrées exogènes notamment statiques ou faiblement variables. Par conséquent, nous avons eu l'idée de rajouter cet nouvel intégrateur afin de rejeter encore plus les variations des entrées exogènes.

Finalement, le nouveau modèle augmenté est donné par l'équation 5.51 suivante :

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{u} \\ \dot{\xi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_L}{L} & \frac{1}{L} & -\frac{R_m i_L + v_{bus} + v_{FW}}{L} & 0 \\ -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ u \\ \xi \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} u_{pv} + \begin{pmatrix} -\frac{v_{bus} + v_{FW}}{L} \\ \frac{i_{pv}}{C_1} \\ 0 \\ y_{ref} \end{pmatrix} \quad (5.51)$$

Ce nouveau modèle est sous la représentation d'état suivante :

$$\dot{x} = \mathcal{A}x + \mathcal{B}u_{pv} + \mathcal{W} \quad (5.52)$$

En considérant les non-linéarités de la matrice dynamique \mathcal{A} et qui sont traduites d'une part le courant dans la self-inductance $z_1 = i_L$ du boost et d'autre part, par la variation

de la tension au niveau du bus CC $z_2 = v_{bus}$, un modèle flou-TS peut être extrait. En posant $D_1 = \max(z_1)$, $d_1 = \min(z_1)$, $D_2 = \max(z_2)$ et $d_2 = \min(z_2)$, comme bornes aux deux non-linéarités i.e. $z_1 \in [d_1, D_1]$ et $z_2 \in [d_2, D_2]$, les matrices dynamiques des quatre sous-modèles locaux s'écrivent comme suit :

$$\mathcal{A}_1 = \begin{pmatrix} -\frac{R_L}{L} & \frac{1}{L} & \frac{-R_m D_1 + D_2 + v_{FW}}{L} & 0 \\ -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix}; \mathcal{A}_2 = \begin{pmatrix} -\frac{R_L}{L} & \frac{1}{L} & \frac{-R_m D_1 + d_2 + v_{FW}}{L} & 0 \\ -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix};$$

$$\mathcal{A}_3 = \begin{pmatrix} -\frac{R_L}{L} & \frac{1}{L} & \frac{-R_m d_1 + D_2 + v_{FW}}{L} & 0 \\ -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix}; \mathcal{A}_4 = \begin{pmatrix} -\frac{R_L}{L} & \frac{1}{L} & \frac{-R_m d_1 + d_2 + v_{FW}}{L} & 0 \\ -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \text{ Les}$$

matrices \mathcal{B}_i deviennent identiques ($\mathcal{B}_i = \mathcal{B}$). Le modèle TS est alors donné par l'équation 5.53 :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^4 h_i(z(t)) \{ \mathcal{A}_i x(t) + \mathcal{B} u_{pv} + \mathcal{W}_i(t) \} \quad (5.53)$$

En utilisant l'expression de la commande PDC donnée par l'équation 5.11, le modèle TS en boucle fermée peut s'écrire selon l'équation 5.54 :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^4 h_i(z(t)) \{ (\mathcal{A}_i + \mathcal{B}_i K_i) x(t) + \mathcal{W}_i(t) \} \quad (5.54)$$

Les $h_i(z(t))$ s'écrivent dans ce cas selon l'équation 5.55 :

$$\begin{cases} h_1 = \frac{\omega_1}{\sum_{i=1}^4 \omega_i} \\ h_2 = \frac{\omega_2}{\sum_{i=1}^4 \omega_i} \\ h_3 = \frac{\omega_3}{\sum_{i=1}^4 \omega_i} \\ h_4 = \frac{\omega_4}{\sum_{i=1}^4 \omega_i} \end{cases} \quad (5.55)$$

Où :

$$\begin{cases} \omega_1 = M_1 \cdot M_3 \\ \omega_2 = M_1 \cdot M_4 \\ \omega_3 = M_2 \cdot M_3 \\ \omega_4 = M_2 \cdot M_4 \end{cases} \quad (5.56)$$

Et

$$\left\{ \begin{array}{l} M_1 = \frac{z_1 - d_1}{D_1 - d_1} \\ M_2 = \frac{z_1 - d_1}{D_1 - z_1} \\ M_3 = \frac{z_2 - d_2}{D_2 - d_2} \\ M_4 = \frac{z_2 - d_2}{D_2 - z_2} \end{array} \right. \quad (5.57)$$

5.4.1.2 Contrainte sur l'entrée de Commande

Étant donné que nous avons considéré le signal de commande u comme variable d'état dans le modèle augmenté 5.53, on doit s'assurer que celle-ci reste dans l'intervalle $[0, 1]$ puisqu'elle représente le pourcentage du rapport cyclique du convertisseur boost.

Dans le but d'assurer cette condition, *Tanaka et al.* [91] a proposé des conditions sous forme d'une LMI pour borner un signal de sortie telle que :

$$\|y(t)\|_2 \leq \lambda. \quad (5.58)$$

Si les LMIs suivantes sont vérifiées :

$$\begin{bmatrix} 1 & x(0)^t \\ x(0) & X \end{bmatrix} \geq 0 \quad (5.59)$$

$$\begin{bmatrix} X & XC_i^t \\ C_i X & \lambda^2 \mathbb{I} \end{bmatrix} \geq 0 \quad (5.60)$$

avec \mathbb{I} la matrice identité et C_i les matrices de sortie du multi-modèle et $X = P^{-1} > 0$ est la matrice de Lyapunov.

Dans notre cas, nous souhaitons borner la commande u dans l'intervalle $[0, 1]$ qui est considérée comme étant une variable d'état pour le modèle augmenté. Par conséquent, nous prenons dans ce cas, $C_i = C_u = [0 \ 0 \ 1 \ 0]$ et $\lambda = 0.5$. Ces contraintes prises ainsi nous assure en réalité la bornitude de la variable d'état $x_3 = u_{pv}$ dans l'intervalle $[-0.5, 0.5]$. Par conséquent, afin de ramener cet intervalle à $[0, 1]$ nous devons rajouter 0.5 au signal de commande obtenu, c'est-à-dire : $u_{pv} = u_{pv} + 0.5$.

Ces conditions LMIs seront prises en compte lors du calcul des gains de retour d'état K_i .

5.4.1.3 Calcul des gains du contrôleur

Dans le but de concevoir un contrôleur pour le système PV, le calcul des gains de retour d'état est associé à un problème d'optimisation LMI. Nous allons calculer un retour d'état qui assure la stabilité en boucle fermée du système PV ce qui nous amène à suivre la référence en tension.

- **Stabilité globale en boucle fermée**

Ici nous allons proposer des conditions LMIs permettant d'assurer la stabilité globale en boucle fermée. Ceci se traduit en vérifiant la négativité de la fonction de Lyapunov donnée par l'équation 5.9. Cela revient à vérifier la condition suivante :

$$\dot{V}(x) < 0 \quad (5.61)$$

En développant cette condition, nous obtenons l'expression suivante :

$$\sum_{i=1}^4 h_i(z(t)) x^t \{ [(A_i + BK_i)^t P + P(A_i + BK_i)] x + W_i^t P x + x^t P W_i \} < 0. \quad (5.62)$$

Sous forme matricielle nous obtenons :

$$\sum_{i=1}^4 h_i(z(t)) \begin{pmatrix} x \\ W_i \end{pmatrix}^t \begin{pmatrix} Q_i & P \\ P & \mathbb{O} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ W_i \end{pmatrix} < 0 \quad (5.63)$$

avec $Q_i = (A_i + BK_i)^t P + P(A_i + BK_i)$.

Pour que la fonction de Lyapunov soit négative, il faut que les conditions 5.64 soient vérifiées.

$$Q_i < 0, \quad i = 1, \dots, 4 \quad (5.64)$$

Ces conditions sont non linéaires (Bilinear Matrix Inequality : BMI). Pour obtenir des LMIs, nous devons linéariser ces BMIs en multipliant à gauche et à droite par la matrice $X = P^{-1}$:

Finalement nous obtenons les conditions LMIs suivante :

$$X Q_i X < 0, \quad i = 1, \dots, 4. \quad (5.65)$$

Conclusion : Les gains K_i sont obtenus en résolvant les conditions LMI données par les équations 5.59, 5.60 et 5.65 pour $i = 1 : 4$

- **Placement de pôles et performances transitoires**

Pour assurer des performances en régime transitoire et faire face parfois aux variations abruptes des conditions météorologiques, nous avons décidé de placer les pôles en boucle fermée dans une région LMI spécifiques (voir Annexe A).

Les conditions LMI permettant de calculer les gains de retour d'état K_i et de placer les pôles en boucle fermée dans une région, définie par l'équation 5.25, sont obtenues en se référant au *Théorème 7* suivant :

Théorème 7 [104] : *Étant donné un modèle TS défini par 5.53 et une région LMI définie par 5.25, il existe un retour d'état robuste tel que le système 5.54 est \mathcal{D} -stable et que la norme H_∞ de $\frac{W_i(t)}{x} = \gamma$ est minimale s'il existe une solution au problème d'optimisation suivant :*

$$\min_{X, Y_i} \gamma \quad (5.66)$$

Avec : $X = X^t > 0, X \in \mathbb{R}^{4 \times 4}; Y_i = K_i X \in \mathbb{R}^{2 \times 4}$ sont des variables qui vérifient les conditions LMI suivantes $\forall i \in [1, r]$:

$$\begin{bmatrix} \alpha \otimes X + H(\beta \otimes (\mathcal{A}_i X + \mathcal{B} Y_i)) & \beta^T \otimes X^T & \mathbb{I}_d \otimes J^T \\ \beta \otimes X & -\mathbb{I}_n & 0 \\ \mathbb{I}_d \otimes J & 0 & -\gamma \mathbb{I} \end{bmatrix} < 0 \quad (5.67)$$

$$H(L) = L + L^t.$$

Les matrices de retour d'état obtenues après la résolution de cette LMI s'écrivent comme suit :

$$K_i = Y_i X^{-1}; \forall i \in [1, 4]. \quad (5.68)$$

La valeur de la norme H_∞ est égale à : $\|\frac{W}{x}\|_\infty \leq \gamma$.

Une fois ces gains de retour d'état sont obtenus, nous allons les tester sur la plateforme photovoltaïque disponible au niveau de notre laboratoire.

5.4.1.4 Validation et résultats de simulation

- **Commande en mode MPPT**

Comme nous l'avons montré dans 4.5.1.1, pour maximiser la puissance du panneau PV, nous devons faire le suivi d'une référence en tension qui varie en fonction des conditions météorologiques. Pour générer cette référence, nous avons utilisé l'algorithme MPPT à base de la logique floue présenté dans 4.5.1.1.

Dans le but de tester cette loi de commande, nous avons considéré les profils de l'ensoleillement et de température des cellules mesurés le 09 Juillet 2013 (figure 5.6). Les tests sont effectués avec un panneau dont les caractéristiques sont données par la Table 3.2 qui débite sur une batterie de 48V via un convertisseur boost avec les paramètres de la table 3.3 [21].

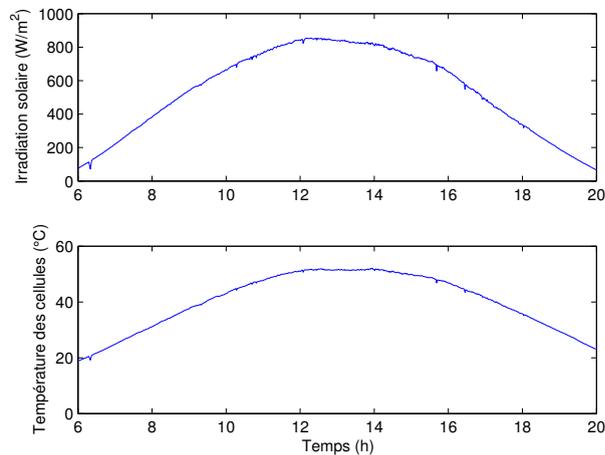


FIGURE 5.6: Profil de l'irradiation et de la température des cellules

Les résultats de simulation en utilisant ces profils sont donnés par les figures ci-dessous.

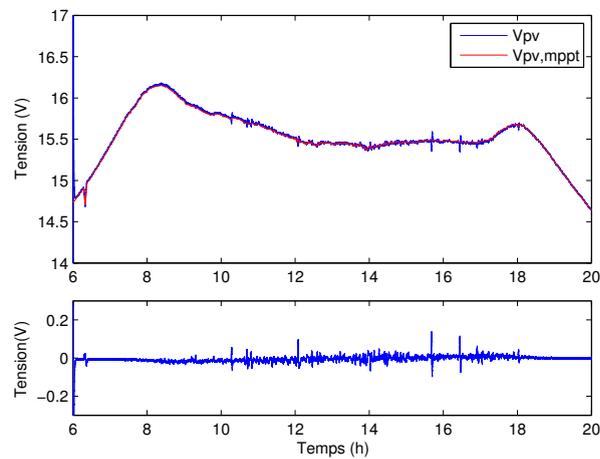


FIGURE 5.7: Suivi de tension de référence

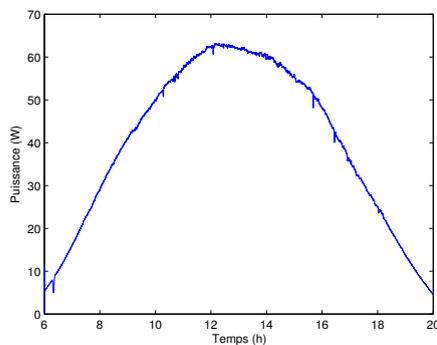


FIGURE 5.8: Puissance du panneau PV

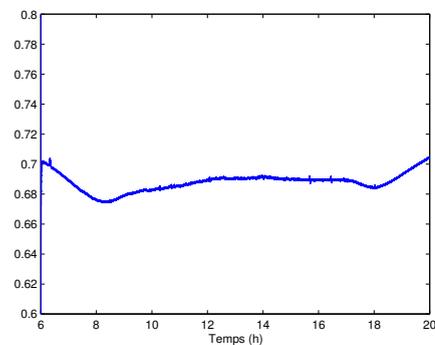


FIGURE 5.9: Signal de commande (u)

La figure 5.7 montre le bon suivi de la tension de référence qui correspond à V_{mpp} avec une erreur de suivi faible. Les figures 5.8 et 5.9 représentent respectivement la puissance fournie par le panneau et le rapport cyclique du convertisseur boost. On remarque que ce rapport cyclique est entre 0 et 1 comme nous l'avons imposé avec la contrainte 5.58.

La figure 5.6, correspond à la journée de 09 juillet 2013, qui est bien ensoleillée comme on peut le constater ce qui se traduit par la dynamique faible des conditions météorologiques. Par conséquent, le suivi de la tension de référence sera plus facile dans ces conditions.

Pour tester la commande sous d'autres conditions, nous avons considéré, dans la simulation qui suit, des profils de l'irradiation et de la température des cellules issus de mesures qui correspondent à une journée hivernale. La figure 5.10 illustre ces deux profils de la journée de 05 janvier 2013.

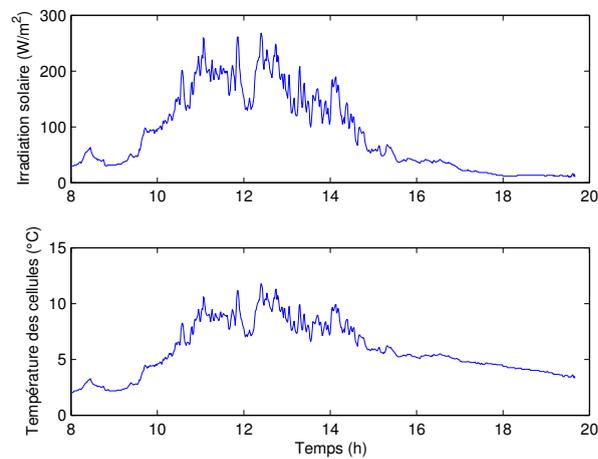


FIGURE 5.10: Profil de l'irradiation et de la température des cellules

Les gains du contrôleur obtenus en plaçant les pôles en boucle fermée dans une région représentée par un disque centré sur l'axe des réels ($c = (-50, 0)$) et de rayon $\rho = 44$, sont : $K_1 = 100.[0.593 \quad -0.216 \quad 9.295 \quad 0.676]$ et $K_2 = 100.[0.593 \quad -0.217 \quad 9.264 \quad 0.677]$. Les résultats de simulation en utilisant ces profils sont donnés par les figures ci-dessous.

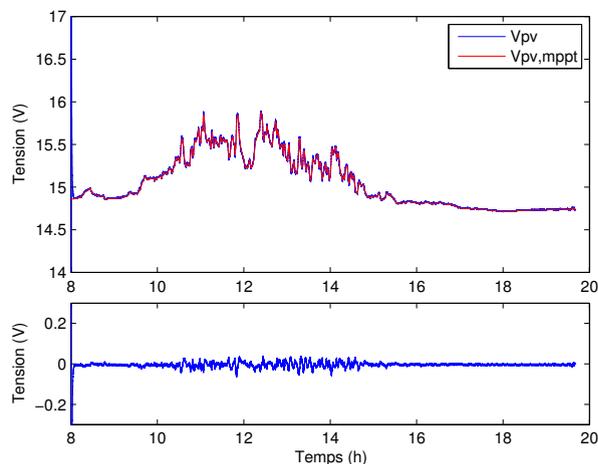


FIGURE 5.11: Suivi de tension de référence

Malgré des variations importantes des conditions météorologiques, par conséquent, la tension de référence, la loi de commande que nous avons conçue réussit un bon suivi avec une erreur minimale. Cela prouve les bonnes performances transitoires de cette loi de commande. Les figures 5.12 et 5.13 présentent respectivement la puissance du panneau et le rapport cyclique du convertisseur boost.

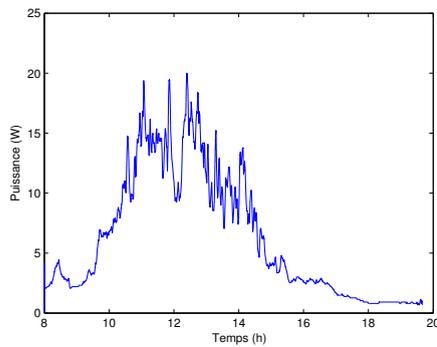


FIGURE 5.12: Puissance du panneau PV

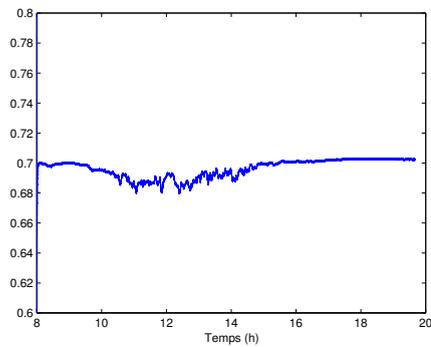


FIGURE 5.13: signal de commande (u)

Le rapport cyclique de la figure 5.13 est, dans ce cas (journée d'hiver), plus grand sur certaines périodes comparativement aux mêmes périodes de celui obtenu dans le cas précédent (figure 5.9) de la journée d'été. Cela s'explique par le fait que la tension du panneau (tension MPPT) est plus élevée avec des conditions météorologiques plus bonnes (notamment l'ensoleillement). Par contre elle est plus faible pour des températures des cellules plus élevées (journée d'été). Par conséquent le rapport cyclique du boost augmente dans ces cas afin d'atteindre en sortie la tension du bus CC. La température des cellules agissent inversement sur la tension du panneau.

- **Commande en mode suivi de référence**

1. **Profil de charge théorique**

Dans certaines situations, le panneau PV est amené à fonctionner en mode limitation de puissance, c'est-à-dire à suivre une consigne de puissance imposée par l'algorithme de gestion et qui est différente de la puissance maximale. L'objectif est de trouver une image de la puissance en tension pour appliquer la stratégie de commande illustrée par la figure 5.4 comme si le système suit le point de puissance maximale "virtuel". De ce fait, le principe de commande peut être illustré par la figure suivante :

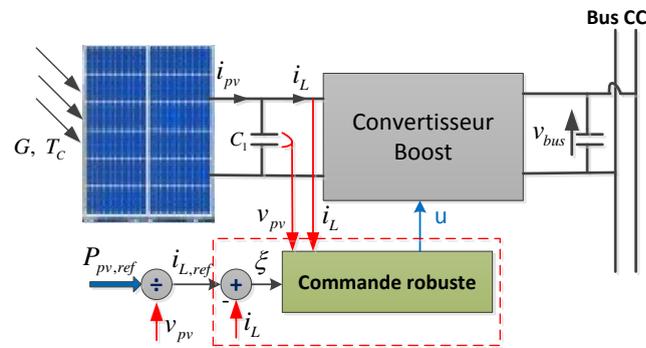


FIGURE 5.14: Stratégie de commande en mode suivi de référence

Nous avons testé en simulation cette stratégie avec une variation instantanée de la demande de la charge sur deux panneaux PV dont les caractéristiques sont données par la table 3.2. Les conditions météorologiques dans ce cas sont : l'irradiation solaire $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et la température $T = 25^\circ \text{ C}$. Les résultats de simulation sont donnés par les figures ci-dessous.

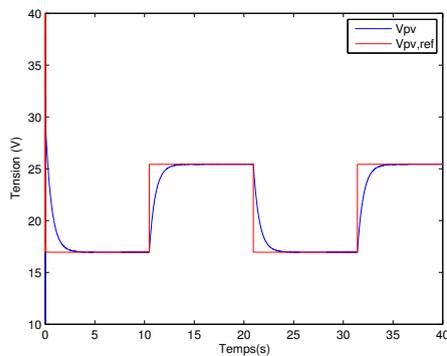


FIGURE 5.15: Suivi de la tension de référence

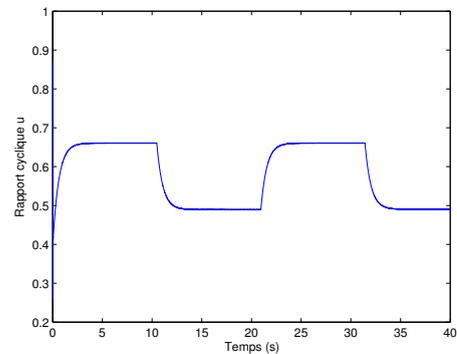


FIGURE 5.16: Rapport cyclique

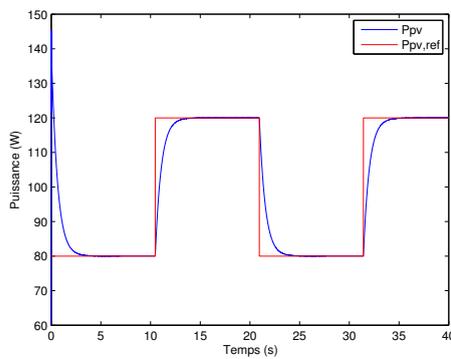


FIGURE 5.17: Suivi de puissance de référence

La figure 5.17 illustre le suivi de la tension de référence qui représente l'image de la puissance de référence qu'on souhaite suivre. Le rapport cyclique du boost permettant de réaliser ce suivi est donné par la figure 5.16. Finalement, la puissance de référence et la puissance générée par le panneau sont illustrées par la figure 5.17. Nous pouvons conclure qu'avec cette stratégie de commande, nous arrivons à suivre la puissance de référence malgré une variation importante de cette dernière.

2. Profil de charge réel

À présent, nous allons refaire la même expérience mais en considérant cette fois-ci un profil de consommation de la charge réel. Pour s'assurer que la puissance demandée par la charge est disponible à chaque instant, nous avons considéré les conditions météorologiques suivantes : l'irradiation solaire $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et la température ambiante $T_a = 25^\circ\text{C}$. Les résultats de simulation obtenus sont illustrés par les figures ci-dessous.

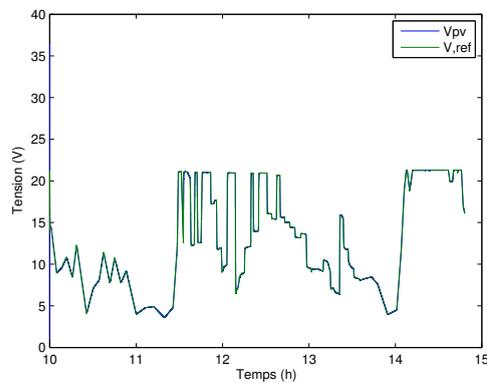


FIGURE 5.18: Suivi de la tension de référence

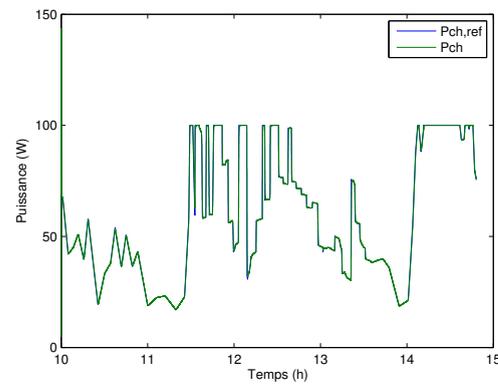


FIGURE 5.19: Suivi de puissance de référence

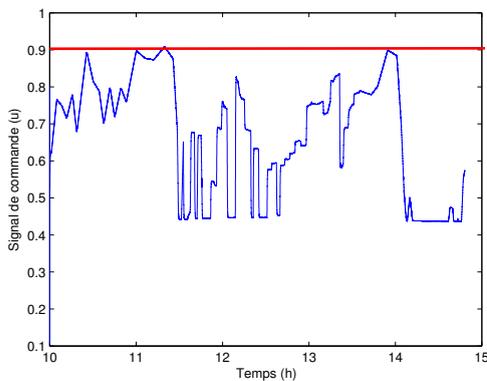


FIGURE 5.20: Le rapport cyclique

La figure 5.19 illustre le bon suivi de la puissance de référence. Cela s'est réalisé grâce à la commande de suivi de tension de référence $V_{pv,ref}$ de la figure 5.18. La figure 5.20 montre que le rapport cyclique reste cette fois dans l'intervalle $[0, 0.9]$.

En réalité, le rapport cyclique du convertisseur boost augmente avec l'augmentation de la tension de sortie. Comme cette tension est sensée être fixe (tension du bus), ce rapport cyclique augmente alors avec la diminution de la tension d'entrée V_{pv} . Par conséquent, pour maintenir ce rapport dans le domaine réalisable $[0.2, 0.9]$ il est primordial d'éviter de fonctionner avec des tensions d'entrées faibles.

5.4.2 Commande de la chaîne de conversion éolienne

5.4.2.1 Présentation générale du système éolien

Le système éolien considéré dans le cadre de cette thèse et présenté dans le chapitre 3, est constitué de trois parties. La première représente la turbine éolienne, qui capte

la puissance du vent qui passe à travers la surface balayée par ses pales. La turbine génère alors un couple T_t qui va entraîner à la vitesse ω_m le rotor de la génératrice qui représente la deuxième partie de l'éolienne. Nous avons pris le choix d'utiliser une génératrice de type GSAP, capable de fonctionner à différentes vitesses. Cette génératrice transforme la puissance mécanique en puissance électrique et ainsi produit, en réaction à son rotor tournant, un couple électromagnétique T_e résistant et des courants triphasés i_a, i_b, i_c qui débitent sur le convertisseur MLI de type AC/DC. Cette partie électrique représente la troisième partie de l'éolienne.

À travers le convertisseur MLI, nous pouvons contrôler les courants des phases en imposant des tensions simples v_a, v_b, v_c , et agir par conséquent sur la vitesse de rotation de la génératrice. Le courant redressé I_w est injecté au bus CC et ce dernier impose une tension fixe v_{bus} à la sortie du redresseur. Le synoptique de la chaîne éolienne considérée ici est illustrée par la figure 5.21.

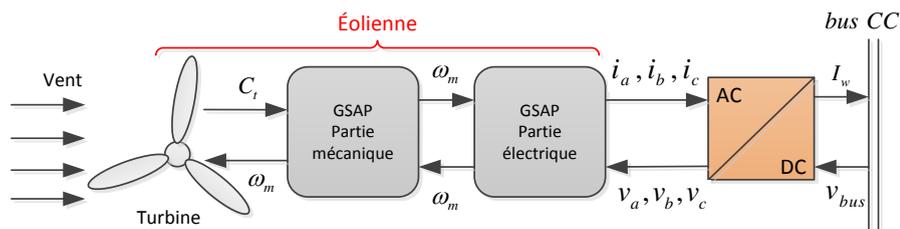


FIGURE 5.21: Synoptique de la composition de l'éolienne

5.4.2.2 Stratégie de commande de la chaîne éolienne

La stratégie de commande de la chaîne de conversion éolienne considérée dans cette thèse est illustrée par la figure 5.22.

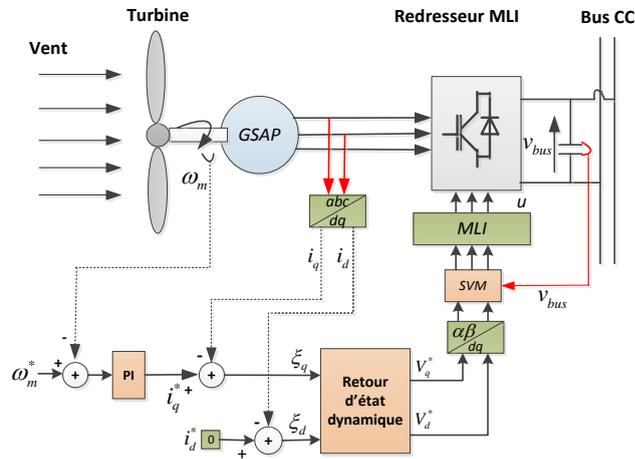


FIGURE 5.22: Schéma principe de l'asservissement de la chaîne éolienne

5.4.2.3 Modulation vectorielle

La stratégie utilisée pour déterminer les rapports cycliques du redresseur MLI est la modulation vectorielle (*en anglais : Space Vector Modulation : SVM*). Le SVM est une stratégie qui permet de déterminer les rapports cycliques à appliquer aux IGBT du convertisseur. Elle est basée sur la représentation du vecteur spatial des tensions alternatives de convertisseur (côté AC). Cette technique permet un contrôle précis de l'amplitude et de la fréquence de la tension, et elle est adaptée pour les charges à couple variable et pour les grandes unités de puissance.

Sur la base des états des commutateurs, il existe seulement huit états possibles de la tension de sortie : 6 d'entre eux sont actifs et produisent des sorties de tension non-nulles et les deux autres produisent des sorties nulles. Le SVM utilise le repère stationnaire (α, β) . Le vecteur spatial de tension de référence U^* est défini comme suit :

$$U^* = u_\alpha + ju_\beta = \frac{2}{3} \left(u_{a,ref} + u_{b,ref} e^{j\frac{2\pi}{3}} + u_{c,ref} e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right) \quad (5.69)$$

Les vecteurs actifs divisent le plan en six secteurs, où le vecteur de référence U^* est obtenu par la mise sous tension (au moment approprié) des deux vecteurs adjacents. On définit les huit vecteurs de tension U_0, \dots, U_7 correspondant aux états des commutateurs IGBT du redresseur (S_0, \dots, S_7) respectivement. Ces huit vecteurs forment l'espace de vecteur de tension tel qu'il apparaît dans la figure 5.23.

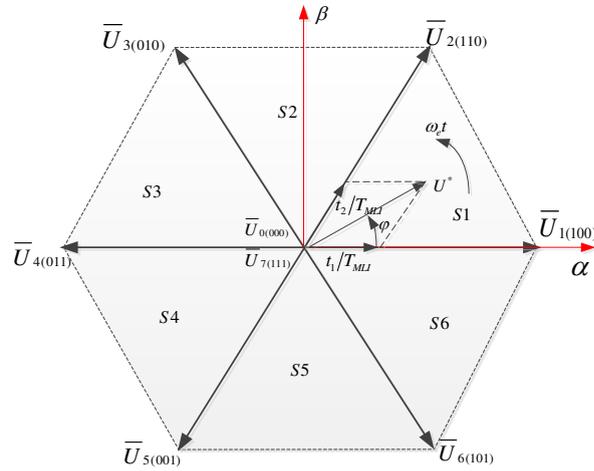


FIGURE 5.23: Représentation de l'espace vectoriel de tension du convertisseur

Sur une période d'échantillonnage, le vecteur de tension de sortie peut être écrit comme suit :

$$U^* = \frac{t_0}{T_{MLI}}U_0 + \frac{t_1}{T_{MLI}}U_1 + \dots + \frac{t_7}{T_{MLI}}U_7 \quad (5.70)$$

avec t_0, \dots, t_7 sont les temps d'activation des vecteurs U_0, \dots, U_7 respectivement. $\sum_{i=1}^7 t_i = T_{MLI}$ et T_{MLI} est la période d'échantillonnage.

Toutefois, afin de réduire le nombre d'actions de commutation et de faire pleinement usage du temps d'activation pour les vecteurs de l'espace actif, le vecteur U^* est généralement divisé en deux vecteurs de tension du voisinage le plus proche et des vecteurs nuls et dans un secteur arbitraire [105]. Par exemple, dans le secteur (I), dans une période d'échantillonnage, le vecteur U^* s'écrit comme suit :

$$U^* = \frac{t_1}{T_{MLI}}U_1 + \frac{t_2}{T_{MLI}}U_2 + \frac{t_7}{T_{MLI}}U_7 + \frac{t_0}{T_{MLI}}U_0 \quad (5.71)$$

avec : $T_{MLI} - t_1 - t_2 = t_0 + t_7 \geq 0, t_0 \geq 0$ et $t_7 \geq 0$.

La norme maximale de U^* pour chaque φ est $U_{max}^* = \frac{v_{bus}}{\sqrt{3}}$. U^* dans le secteur (I) peut être calculée comme suit :

$$U^* = \frac{t_1}{T_{MLI}}U_{(100)} + \frac{t_2}{T_{MLI}}U_{(110)} \quad (5.72)$$

avec $U_{(100)} = \frac{2}{3}v_{bus}$ et $U_{(110)} = \frac{2}{3}v_{bus} \left(\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right)$ En réécrivant l'équation 5.72 sous forme

$U^* = U^* (\cos \varphi + j \sin \varphi)$ et en le divisant en partie réelle et imaginaire, les durées t_1 et t_2 peuvent être calculées comme suit :

$$\begin{cases} t_1 = \sqrt{3} \frac{U^*}{v_{bus}} T_{MLI} \sin \left(\frac{\pi}{3} - \varphi \right) . \\ t_2 = \sqrt{3} \frac{U^*}{v_{bus}} T_{MLI} \sin \varphi . \end{cases} \quad (5.73)$$

Après avoir calculé les temps des vecteurs actifs, le temps résiduel est réservé au vecteurs nuls U_0 et U_7 . La condition est que $t_1 + t_2 \leq T_{MLI}$. Finalement, les rapports cycliques pour le secteur (I) peuvent être calculés comme suit :

$$\begin{cases} D_a = \frac{t_1 + t_2 + t_0/2}{T_{MLI}} . \\ D_b = \frac{t_2 + t_0/2}{T_{MLI}} . \\ D_c = \frac{t_0/2}{T_{MLI}} \end{cases} \quad (5.74)$$

Les expressions pour les autres secteurs peuvent être calculées de la même manière. Ayant les rapports cycliques, les signaux de commutation pour les IGBT du convertisseur sont obtenus à partir du générateur MLI.

5.4.2.4 Commande à flux orienté

Les éoliennes à vitesse variables deviennent la solution la plus attractive puisque, en raison de leur vitesse variable, la puissance maximale peut être extraite. Cependant, la puissance obtenue à partir d'une éolienne dépend non seulement des régimes de vent sur le site, mais aussi de la stratégie de contrôle utilisée. La technique la plus utilisée pour la commande d'une machine de type MSAP est la méthode d'orientation de flux (*en anglais : Field Oriented Control : FOC*, qui utilise la position du rotor et de la vitesse du générateur.

La technique d'orientation de flux est une commande en boucle fermée, où le couple de la génératrice est contrôlé indirectement à travers la commande du courant statorique. Cette stratégie consiste à garder l'angle du couple T_e à 90° . La composante sur l'axe d du courant est nulle ce qui fait que le courant a juste une seule composante qui est sur l'axe q . Étant donné que le flux des aimants permanents ainsi que l'angle du couple sont constants, le couple ne dépend finalement que de l'amplitude de la composante q du courant statorique. En effet, comme le montre l'équation 3.21, avec Ψ_m constant, en commandant le courant statorique i_q le couple T_e peut être contrôlé. Par ailleurs, en

se référant à l'équation dynamique de la génératrice GSAP donné par l'équation 3.23, l'équation de la vitesse de rotation de la machine s'exprime comme suit :

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{J} (T_t - T_e - f\omega_m - T_d) \quad (5.75)$$

En tenant compte de l'expression du couple de la génératrice GSAP donnée par l'équation 3.21, la vitesse de rotation de la machine peut être contrôlée à travers le courant i_q comme le montre la figure 5.22.

Les paramètres mesurés pour cette stratégie de commande sont la tension du bus continu v_{bus} , les courants statoriques et la position du rotor. Le courant i_d est réglé à 0 alors que la référence du courant i_q est obtenue par un régulateur PI. Les tensions dq requis sont obtenus à partir d'une commande robuste des courants dq . La modulation vectorielle (SVM) est utilisée pour créer rapports cycliques pour les tensions de références souhaitées et le bloc du générateur MLI calcule les signaux de commutation pour le convertisseur de puissance.

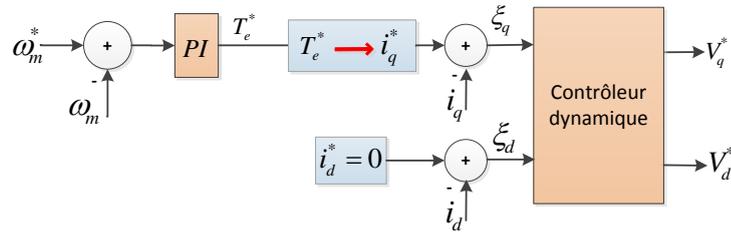


FIGURE 5.24: Synoptique du contrôle des courants

5.4.2.5 Description de la commande des courants i_d et i_q

Le modèle de la GSAP exprimé dans le repère dq est donné par l'équation 5.76

$$\begin{cases} v_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - L_q \omega_e i_q \\ v_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + L_d \omega_e i_d + \omega_e \psi_m \end{cases} \quad (5.76)$$

Les courants générés par la GSAP s'écrivent alors comme suit :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = \frac{1}{L_d} (-R_s i_d + L_q \omega_e i_q + v_d) \\ \frac{di_q}{dt} = \frac{1}{L_q} (-L_d \omega_e i_d - R_s i_q + v_d - \omega_e \psi_m) \end{cases} \quad (5.77)$$

Nous pouvons écrire l'équation 5.77 sous forme de modèle d'état suivant :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \frac{L_q}{L_d}\omega_e \\ -\frac{L_d}{L_q}\omega_e & -\frac{R_s}{L_d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{\psi_m}{L_q} \end{bmatrix} \omega_e \quad (5.78)$$

En considérant $x^t = [i_d, i_q]$, $u^t = [v_d, v_q]$ et $D^t = [0, -\frac{\psi_m}{L_q}\omega_e]$, alors le modèle 5.78 s'écrit sous la forme :

$$\dot{x} = Ax + Bu + DW \quad (5.79)$$

Le modèle obtenu dans 5.78 est un modèle linéaire à paramètres variants (LPV). Le paramètre ω_e varie en fonction de la vitesse de rotation de la turbine et donc en fonction de la vitesse du vent.

L'architecture du contrôle de la GSPA considéré est illustrée par la figure 5.25.

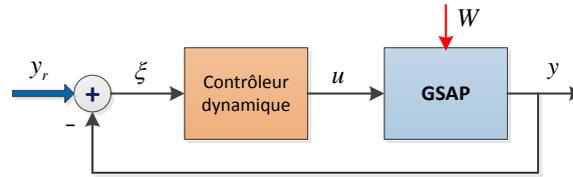


FIGURE 5.25: Synoptique du contrôleur dynamique

avec $W \in \mathbb{R}^l$ le vecteur d'ordre l de perturbations qui doit être rejeté, $u \in \mathbb{R}^m$ est le vecteur de commande, $y_s \in \mathbb{R}^p$ est le vecteur de sortie du système à contrôler et $\xi \in \mathbb{R}^p$ est l'erreur de poursuite.

Le contrôleur dynamique a été obtenu en utilisant la méthode donnée dans le paragraphe 5.3.4.2.

5.4.2.6 Validation et résultats de simulation

Dans le but de valider ce contrôleur dynamique et montrer ses performances vis-à-vis des changements brusques de la vitesse du vent, nous avons effectué des tests en simulation avec MATLAB/Simulink.

Avant de passer aux résultats de simulation, nous devons tout d'abord choisir une région LMI pour le placement de pôles du système en boucle fermée. La région LMI

considérée ici est le croisement entre un demi-plan vertical éloigné de $\alpha = 10$ de l'axe imaginaire et un secteur conique avec un angle d'ouverture de $\theta = 40^\circ$ par rapport à l'axe imaginaire (Voir la figure 5.26). Cette région permet d'assurer de bonnes performances transitoires en termes de temps de réponse (plan α) et du taux d'amortissement (l'angle d'ouverture θ).

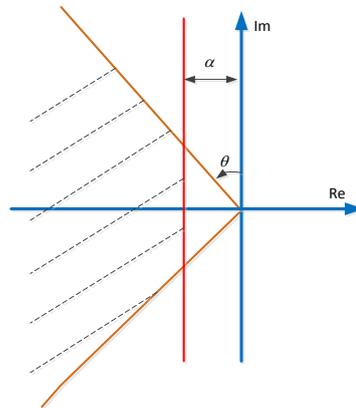
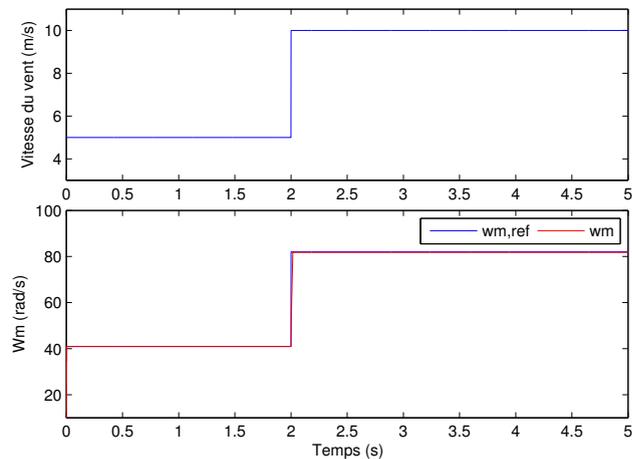
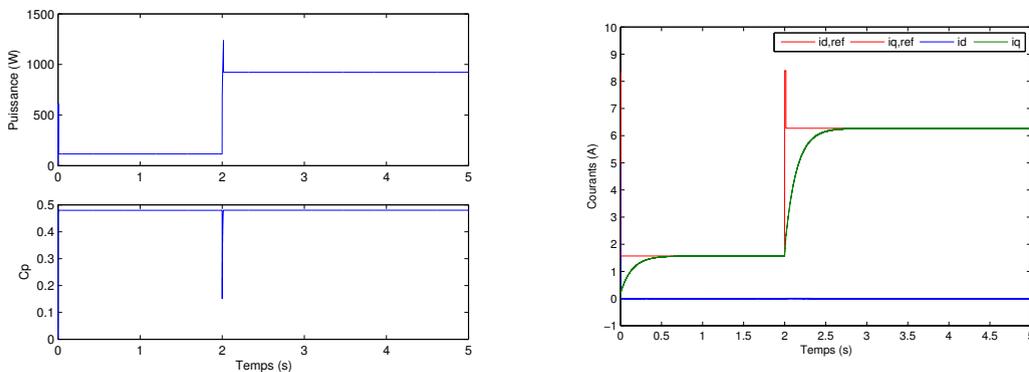


FIGURE 5.26: Région LMI considérée : croisement de deux régions LMIs

- **Commande en mode MPPT :**

Pour le cas du mode MPPT, l'objectif est de maintenir le coefficient de puissance à sa valeur maximale ($C_{p,max} = 0.48$) quelle que soit la vitesse du vent. Dans un premier temps, nous avons simulé une forte variation de la vitesse du vent qui passe instantanément de $5m/s$ à $10m/s$, ce qui se traduit par des variations brusques au niveau de la vitesse de rotation ainsi qu'au niveau des courants i_d et i_q . La figure 5.29 illustre la manière dont le contrôleur a réagi par rapport à ces échelons.

FIGURE 5.27: Variation de la vitesse de rotation ω_e avec la vitesse du ventFIGURE 5.28: Puissance active et coefficient de puissance C_p FIGURE 5.29: Suivi des courants de références dans le repère dq

La figure 5.27 montre le suivi de la vitesse de rotation optimale malgré une variation brusque de la vitesse de vent. Ce suivi de vitesse est réalisé par un contrôleur PI. Les gains de ce régulateur ont été synthétisés par la méthode de Ziegler-Nichols [106] et nous avons obtenu les gains suivants : $K_P = 50$ et $K_I = 1$. La puissance extraite par cette commande MPPT est donnée par la figure 5.28. Sur cette figure, nous pouvons aussi constater que le coefficient de puissance C_p reste pratiquement tout le temps proche de sa valeur maximale, ce qui justifie la maximisation de la puissance fournie par l'éolienne.

Pour tester cette commande sous des conditions proches de la réalité du terrain, nous avons considéré un profil de vent réel qui correspond aux mesures effectuées le 05 Janvier 2013 sur la région Amiénoise (figure 6.24).

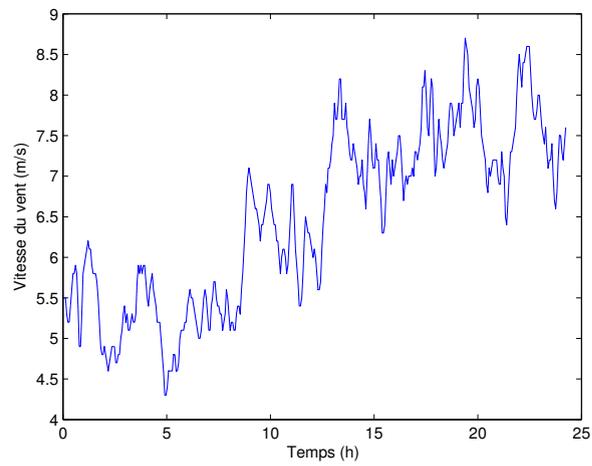
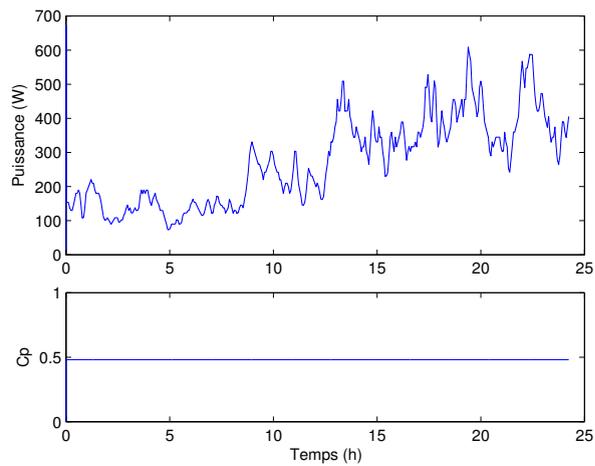


FIGURE 5.30: Profil de vitesse de vent

Les résultats de simulation en utilisant ce profil sont donnés par les figures ci-dessous :

FIGURE 5.31: Puissance et le C_P de l'éolienne

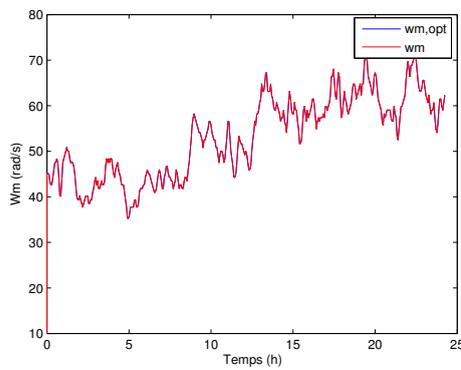


FIGURE 5.32: Suivi de la vitesse de rotation optimale

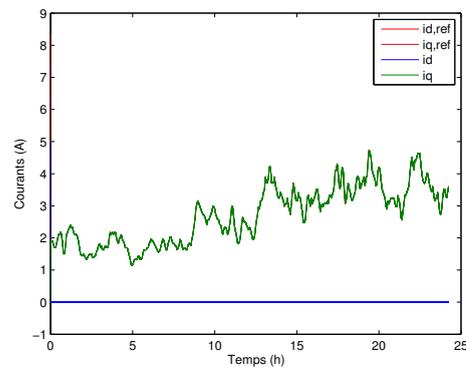


FIGURE 5.33: Suivi des courants i_d et i_q

La figure 5.31 montre la puissance générée par l'éolienne avec le coefficient C_p qui reste tout le temps à sa valeur maximale, ce qui signifie la maximisation de la puissance extraite. Les figures 5.32 et 5.33 illustrent les suivis de vitesse de rotation optimale et les courants $i_{id,ref}$, $i_{iq,ref}$ respectivement.

- **Commande en mode suivi de puissance de référence :**

Dans le cas où l'éolienne fonctionne en mode limitation de puissance, c'est-à-dire pour suivre une puissance référence et au-dessous de la maximale, l'objectif est de trouver une référence à la vitesse de rotation de la turbine qui sera l'image de cette puissance. Cela revient en fait à trouver un coefficient de puissance C_p permettant de suivre cette référence. Le principe de la commande en mode suivi de référence est illustré par la figure 5.34.

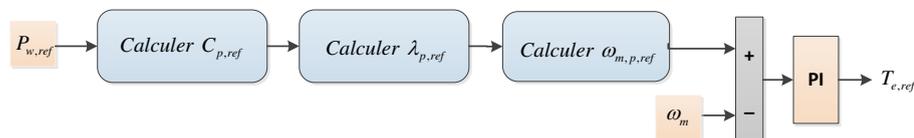


FIGURE 5.34: Principe de la commande de suivi de référence

1. Profil théorique de la charge

Nous avons testé cette stratégie en utilisant un profil de puissance de référence qui varie de 200W à 500W. Ci-dessous les résultats que nous avons

obtenus. La figure 5.35 montre le suivi des références du coefficient de puissance C_p et de la vitesse de rotation ω_m qui est l'image de la puissance référence. Le suivi de ces deux variables permet d'avoir la courbe de puissance qui suit sa référence comme l'indique la figure 5.36.

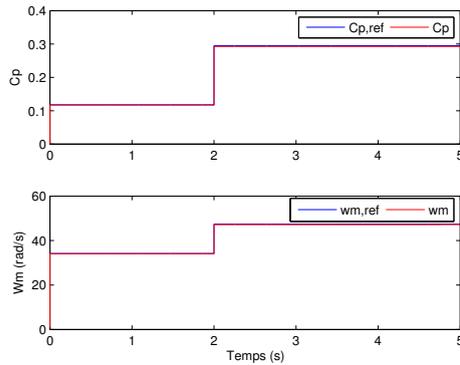


FIGURE 5.35: Suivi du coefficient de référence et de ω_m

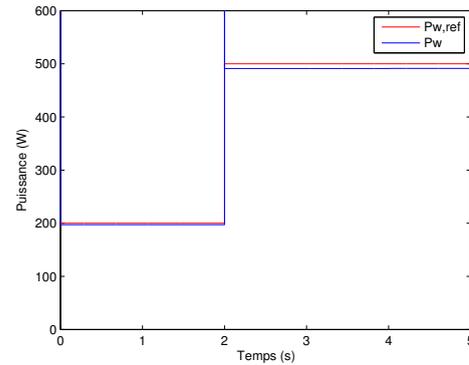


FIGURE 5.36: Suivi de la puissance référence

Avec ces stratégies de commandes pour les différents modes de fonctionnement des systèmes éolien et PV, nous pouvons réaliser le suivi de références imposées par l'algorithme de gestion dans le but de répondre à la demande de la charge en fonction des variations des conditions météorologiques.

2. Profil de charge réel

À présent, nous allons refaire la même expérience mais en considérant cette fois-ci un profil de consommation de la charge réel. Pour s'assurer que la puissance demandée par la charge est disponible à chaque instant, nous avons considéré la vitesse de vent $V = 10m/s$. Les résultats obtenus en simulation sont illustrés par les figures ci-dessous.

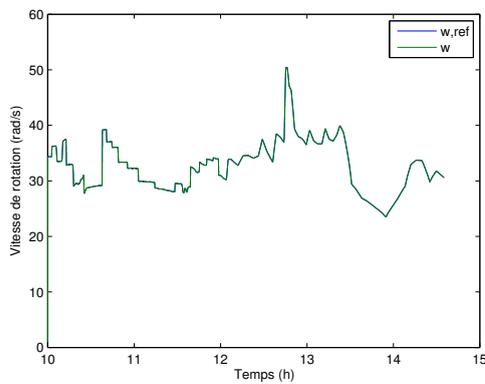
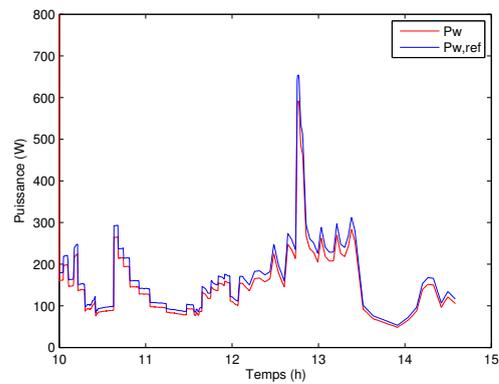
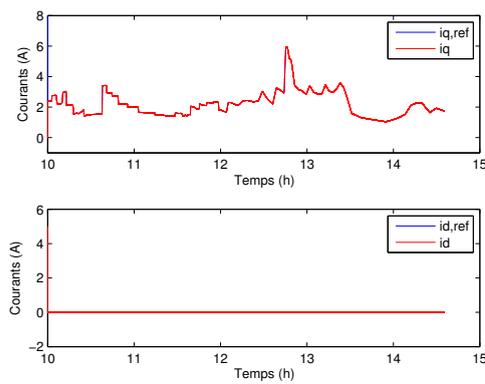
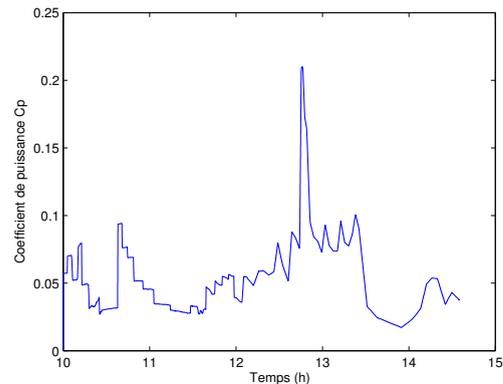
FIGURE 5.37: Suivi de la vitesse de rotation ω_m 

FIGURE 5.38: Suivi de la puissance référence

FIGURE 5.39: Suivi des courants $i_{d,ref}$ et $i_{q,ref}$ FIGURE 5.40: Coefficient de puissance C_p

La figure 5.37 illustre le bon suivi de la vitesse de rotation de la génératrice. Ce suivi de la vitesse de rotation conduit au suivi de la puissance électrique extraire comme le montre la figure 5.38. Par ailleurs, le suivi des courants $i_{d,ref}$ et $i_{q,ref}$ est illustré par la figure 5.39. Cette figure montre bien le bon suivi de la composante quadratique du courant et le maintien de la composante directe du courant à zéro ($i_d = 0$). L'évolution du coefficient de puissance en fonction de la demande de la charge (vitesse du vent fixe) est donnée par la figure 5.40. Contrairement au mode MPPT, ce coefficient est, dans ce cas, au-dessous de sa valeur maximale ($C_{p,max}=0.48$).

L'erreur de suivi de la puissance de référence peut traduire les pertes à effet joule de la génératrice et/ou les pertes mécaniques de l'axe de rotation.

5.4.3 Commande du système de stockage

Dans notre cas, la stratégie de commande du convertisseur bidirectionnel comporte deux objectifs : le premier est le contrôle du sens du flux de puissance. C'est-à-dire décider quand la batterie va jouer le rôle d'une source d'énergie, et lorsqu'elle est plutôt en mode charge (stockage d'énergie) tout cela en fonction de l'évolution de l'état du système multi-sources. Cet objectif est dicté en réalité, par l'algorithme de gestion qui décide dans quelle configuration la batterie doit fonctionner. Le deuxième objectif est de régler la tension du bus CC v_{bus} . Le schéma principe de la commande du convertisseur est illustré dans la figure 5.41.

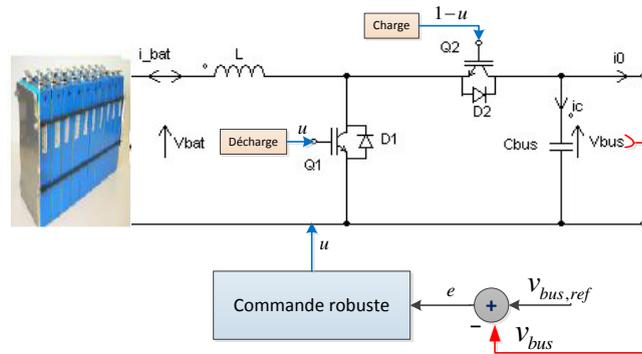


FIGURE 5.41: Schéma principe de commande du convertisseur bidirectionnel

En définissant une autre variable d'état qui consiste en l'intégration de l'erreur de suivi $e = v_{bus,ref} - v_{bus}$, le modèle d'état augmenté du convertisseur bidirectionnel donné par l'équation 3.33 devient alors comme suit :

$$\begin{pmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_e \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \frac{-1}{L} & 0 \\ \frac{1}{C_{bus}} & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_e \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{x_2}{L} \\ -\frac{x_1}{C_{bus}} \\ 0 \end{pmatrix} u + \begin{pmatrix} \frac{v_{bat}}{L} \\ -\frac{i_0}{C_{bus}} \\ v_{bus,ref} \end{pmatrix} \quad (5.80)$$

Comme il a été mentionné dans la chapitre 3, le convertisseur bidirectionnel joue le rôle d'interface entre la batterie et le bus à CC, par conséquent, il admet deux modes : charger et décharger la batterie.

- **mode charge**

Pour le mode charge, le modèle du convertisseur dépend de l'état du MOSFET

Q_2 . En effet, avec ce MOSFET et la diode D_1 , on retrouve la dynamique d'un convertisseur buck (abaisseur).

- **Mode décharge**

Pour la décharge, le modèle du convertisseur dépend de l'état du MOSFET Q_1 . Dans ce cas, l'état ce MOSFET ainsi que la diode D_2 permet d'avoir la dynamique d'un convertisseur boost.

Le mode de fonctionnement du convertisseur (charge ou décharge) est régi par le sens du courant. En effet, pour le mode charge, le courant de la batterie est considéré positif alors que pour le mode de décharge il est négatif. Le tableau 5.1 résume le fonctionnement du convertisseur bidirectionnel.

TABLE 5.1: Modèle dynamique du convertisseur bidirectionnel pour les différents mode

	Commande	Q_1	D_1
Mode charge ($x_1 > 0$)	$u_1 = 1, u_2 = 0$	ON	OFF
	$u_1 = 0, u_2 = 0$	OFF	ON
	Commande	Q_2	D_2
Mode décharge ($x_1 < 0$)	$u_1 = 0, u_2 = 1$	ON	OFF
	$u_1 = 0, u_2 = 0$	OFF	ON

Où $u_1 = u$ et $u_2 = 1 - u$.

Le passage entre les deux modes est manipulé par l'algorithme de gestion qui décide en fonction du sens du courant (positif ou négatif) d'activer le buck ou le boost pour charger ou décharger la batterie.

Pour tester la commande du convertisseur bidirectionnel (en mode décharge), nous avons considéré une variation du courant de la charge. Cette variation se traduit par une perturbation au niveau de la tension du bus CC. Les figures ci-dessous illustrent les résultats obtenus.

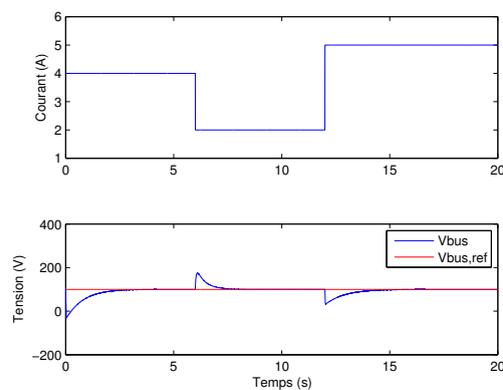


FIGURE 5.42: Variation du courant de charge

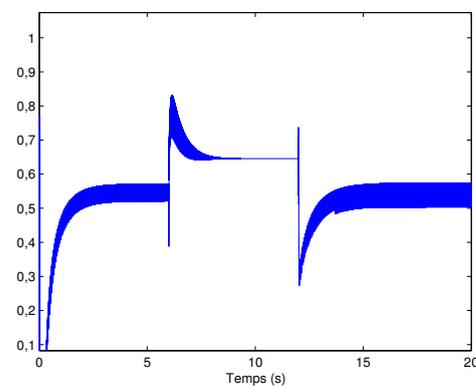


FIGURE 5.43: Signal de commande

La figure 5.42 illustre la réponse de la commande pour maintenir la tension du bus constante $v_{bus} = 100\text{ V}$ face à la variation du courant de la charge. Le signal de commande est donné par la figure 5.43.

5.5 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons présenté les stratégies de commande pour les différents modules du système multi-sources. La première section de ce chapitre a été consacrée aux rappels théoriques des techniques de modélisation et d'analyse de stabilité des systèmes dynamiques sur lesquels nous nous sommes appuyés pour la synthèse de lois de commande robustes pour chacun des modules. Ces techniques de modélisation sont basées sur la méthode de TS qui permet de modéliser des systèmes non-linéaires sous forme d'une somme pondérée d'un certain nombre de modèles linéaires. Cette méthode est très intéressante du fait qu'elle nous a permis de synthétiser de lois de commandes pour des systèmes qui sont souvent fortement non-linéaires tout en s'appuyant sur des notions de théorie de commande des systèmes linéaires. Cela est très avantageux puisqu'elle nous a épargné des calculs en général laborieux des lois de commandes non-linéaires. Tout cela est rendu possible grâce à des outils de calcul mathématiques et de résolution de problèmes d'optimisation sous formes LMI comme la boîte à outil de MATLAB *LMI toolbox*.

Par la suite, des stratégies de commande de chaque module du système multi-sources ont été définies. Des résultats de simulation et en utilisant des données expérimentales ont été effectués pour valider les objectifs de commande. Par ailleurs, la commande

de ces différents modules nous a permis de boucler la boucle en suivant les consignes définies par l'algorithme de gestion pour chacun des modules.

Chapitre 6

Validation Expérimentale

6.1 Introduction

Le chapitre précédent a été consacré principalement au développement des modèles dynamiques ainsi que des stratégies de commande pour chacun des modules du système multi-sources. Ceci nous a permis de valider en simulation les résultats théoriques développés. Dans le présent chapitre, nous allons valider nos résultats théoriques en appliquant les lois de commandes proposées sur une maquette expérimentale du système multi-sources conçue pour cet objectif. Dans un premier temps, nous commencerons par tester séparément chaque système de conversion (éolien et PV). Par la suite, nous allons valider la stratégie de gestion proposée pour générer des références pour chaque modules qui composent le système hybride.

Avant de passer à la présentation des résultats des tests que nous avons réalisés, nous allons tout d'abord présenter la maquette expérimentale dont nous disposons.

6.2 Présentation de la maquette expérimentale

Dans le cadre de cette thèse, une maquette expérimentale a été assemblée au laboratoire MIS pour réaliser des tests et valider les lois de commande théoriques développées. Cette maquette est équipée, entre autres de panneaux PV avec différentes technologies, d'un émulateur éolien, d'un banc de batteries, d'une charge active (programmable) ainsi que des convertisseurs de tension associés. Ces convertisseurs sont commandables à l'aide d'une carte de contrôle en temps réel dSPACE DS1103 pilotée avec Matlab/Simulink. La charge active permet de reproduire le comportement d'un profil de consommation d'une maison (voir section 3.3.1). Les photos de ces composants sont données par la figure 6.1.

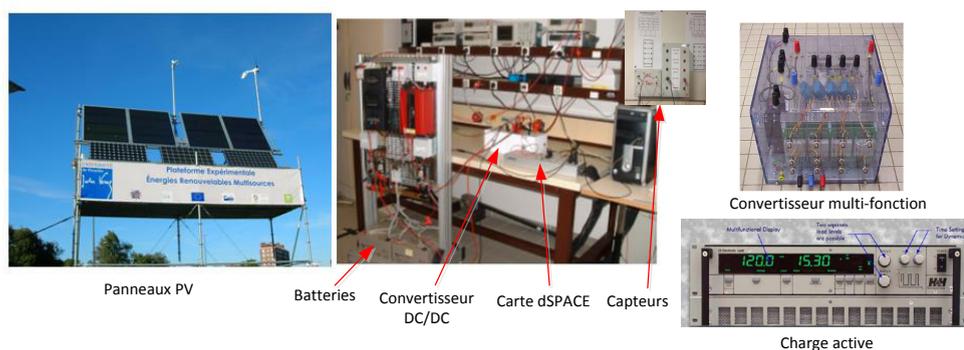


FIGURE 6.1: Différents composants du banc d'essai

Ces derniers sont présentés dans la section suivante.

6.2.1 Charge programmable

La charge programmable dont nous disposons fait partie de la gamme ZS de la société Hoherl&Hackl. Ce type de charge est conçu et optimisé pour une utilisation simple dans le cadre de tests expérimentaux réalisés en laboratoire. Cette charge a pour rôle d'émuler la consommation de la maison. Il s'agit d'une charge à courant continu de puissance 1.8 kW (référence ZS-1806). Elle permet de réaliser des profils de puissance ou de courant. Pour cela, elle est commandée soit manuellement ou via l'ordinateur pilotée par la carte dSPACE. Cette charge peut supporter une tension de 60V (V_{max}) et absorber un courant d'intensité allant jusqu'à 150A (I_{max}).

La charge ZS-1806 peut être programmée selon différents modes de fonctionnement : mode courant, mode tension, mode résistance et mode puissance. Nous pouvons sélectionner un mode de pilotage ou un autre en fonction des applications et des objectifs à réaliser.

6.2.2 Convertisseurs

La plateforme multi-sources comporte deux convertisseurs DC/DC ainsi qu'un convertisseur AC/DC qui servent de liens entre les différents modules et le bus à CC. Le premier convertisseur DC/DC est unidirectionnel et de type boost. Il est associé à la chaîne PV. Le deuxième est bidirectionnel en courant et il sert d'interface entre la batterie et les différentes sources. Quant au convertisseur triphasé AC/DC sert d'interface entre la génératrice éolienne (GSAP) et le bus CC. Tous ces convertisseurs sont des convertisseurs multi-fonctions à base d'IGBT de fréquence $f = 25 \text{ kHz}$, SEMITEACH-IGBT "SEMIKRON" qui peuvent être utilisés en tant que boost, buck, onduleur/redresseur triphasé ou onduleur/redresseur monophasé. Ils supportent des tensions maximales côté alternatif de 440 V et 750 V côté continu ainsi que des courants allant jusqu'à 50A.

6.2.3 Carte dSPACE

La carte dSPACE DS1103 est un contrôleur spécialement développé pour le prototypage rapide de commandes. C'est une carte normalisée qui peut être installée pratiquement dans tous les PC possédant un connecteur PCI 5V libre sur leur carte

mère [107]. Son interface est dotée de 8 convertisseurs analogique–numérique et 8 convertisseurs numérique–analogique. Cette carte dSPACE est accompagnée d'un logiciel "Control Desk" qui sert d'interface Homme-machine et permet d'accéder aux différentes variables du système de contrôle ainsi que de visualiser les mesures en temps réel, modifier les paramètres de la commande, etc.

Les bancs d'essais éolien et PV seront présentés dans des sections dédiées ci-dessous.

6.3 Implémentation et résultats expérimentaux

6.3.1 Implémentation de l'outil de prédiction

Pour l'implémentation de la méthode de prédiction à base de l'algorithme ANFIS, nous considérons les mesures de l'irradiation solaire ainsi que celui de la température des cellules des panneaux. L'ensoleillement capté par les panneaux est mesuré à l'aide d'une sonde d'ensoleillement (pyranomètre CS300) placée au niveau des panneaux PV. La température des cellules est mesurée à l'aide d'une sonde PT100 fixée sur module PV. Nous supposons que la température des cellules est homogène sur tous les panneaux et l'effet de l'ombrage partiel n'est pas pris en compte dans cette étude. Toutes ces mesures ainsi que celles du courant et de la tension des panneaux sont récupérées au niveau de la maquette à l'aide de câbles d'une dizaine de mètres permettant la transmission des différentes données entre la plateforme et le système d'acquisition. Néanmoins la perte au niveau des câbles n'est pas prise en compte (figure 6.2).

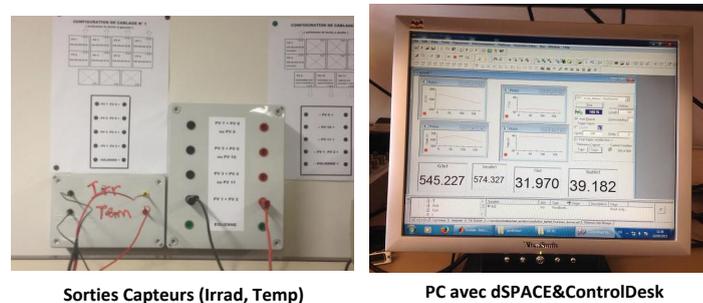


FIGURE 6.2: Banc de test de prédiction

Les mesures récupérées au niveau des capteurs seront traitées par la carte dSPACE et le programme MATLAB/Simulink que nous avons développé. Le programme Simulink de l'implémentation de l'algorithme de prédiction est donnée par la figure 6.3.

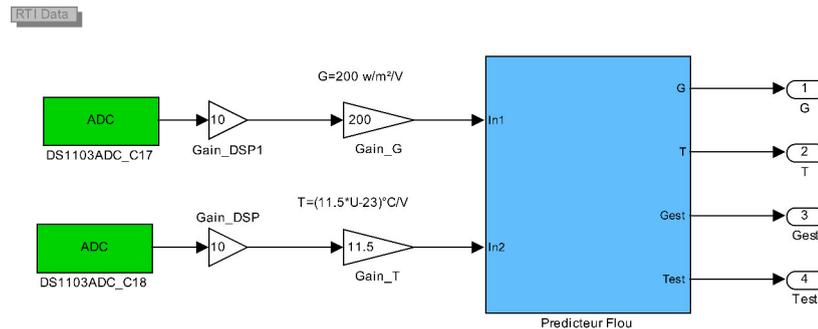


FIGURE 6.3: Programme d'implémentation de l'outil de prédiction

Les gains en amont des mesures de la figure 6.3 représentent l'étalonnage des capteurs de l'irradiation solaire et de la température des cellules. À noter qu'un fichier *file.fis* est obtenu au terme de l'apprentissage par l'algorithme ANFIS sur une base de données qui correspond à 3 mois de mesures effectuées avec une fréquence d'une mesure par minute. Ce fichier *file.fis* est utilisé par l'algorithme de prédiction pour estimer les valeurs des paramètres météorologiques, en fonction des mesures récupérées par les capteurs, sur l'horizon de prédiction fixé ici à 10 minutes.

Différents tests ont été effectués afin de valider les résultats théoriques propres à l'algorithme de prédiction. Les principales expériences sont résumées ci-dessous.

- **Temps de convergence**

Afin que l'algorithme de prédiction puisse fournir des résultats rationnels, il est nécessaire de connaître le temps nécessaire à l'algorithme pour donner une bonne estimation de la grandeur (temps de convergence). En effet, l'erreur de prédiction pendant cette période peut être énorme, elle dépend des conditions initiales de l'algorithme. Nous avons illustré cet aspect à travers l'exemple de la figure ci-dessous.

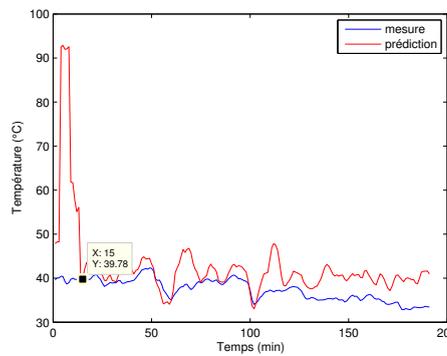


FIGURE 6.4: Prédiction de la température

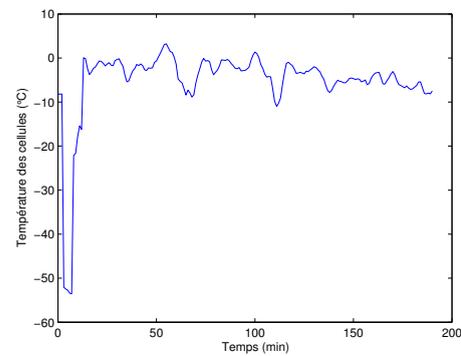


FIGURE 6.5: Erreur de prédiction

Les figures 6.4 et 6.5 représentent le résultat de la prédiction de la température des cellules PV. Comme ces figures l'illustrent, nous pouvons constater que l'erreur de prédiction est importante pendant les premières 15 min du test. Cette période correspond au temps nécessaire aux quatre entrées (t , $t - 5 \text{ min}$, $t - 10 \text{ min}$, $t - 15 \text{ min}$) de l'algorithme pour avoir une donnée de mesure. À noter que nous avons considéré ici un horizon de prédiction de 5 min ($t + 5 \text{ min}$) afin de minimiser le temps de calcul.

- **Richesse de la base d'apprentissage**

La base d'apprentissage considérée pour notre algorithme de prédiction correspond aux données mesurées durant les mois d'hiver (ensoleillement ne dépassant pas 700 W/m^2) et nous l'avons appliquée pour une journée bien ensoleillée du mois de mars. La figure ci-dessous illustre les résultats de cette expérience.

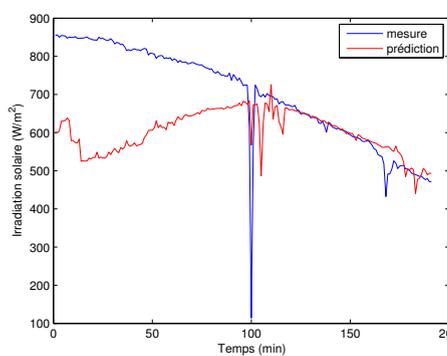


FIGURE 6.6: Prédiction de l'irradiation solaire

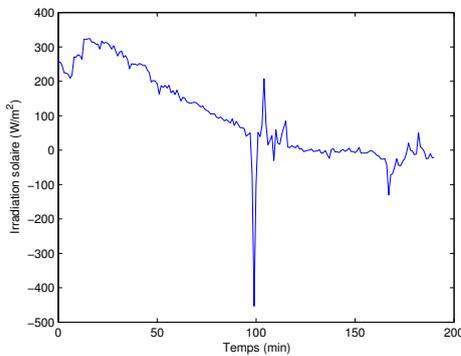


FIGURE 6.7: Erreur de prédiction

Ces figures montrent bien que lorsque la valeur de la mesure de l'ensoleillement est en dehors de celles présentes dans la base d'apprentissage ($t < 100 \text{ min}$), la prédiction n'est pas satisfaisante. En revanche, elle s'améliore nettement lorsque les mesures atteignent des valeurs proches de celles de la base d'apprentissage ($t > 100 \text{ min}$).

- **Horizon de prédiction**

Le but de cette expérience est de montrer l'importance de l'horizon de prédiction sur la qualité de cette dernière. Nous avons vu précédemment que plus l'horizon de prédiction est court, plus la qualité de prédiction est bonne. Afin d'illustrer ce constat, nous avons testé notre algorithme en considérant un horizon de prédiction de 10 s. Les résultats obtenus sont illustrés par les figures ci-dessous.

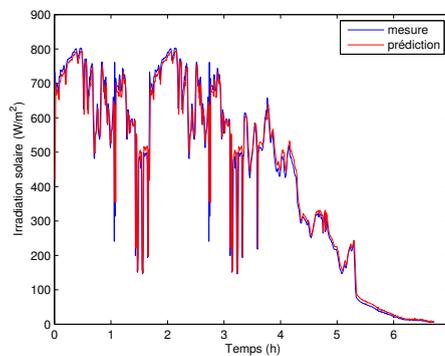


FIGURE 6.8: Prédiction de l'irradiation solaire

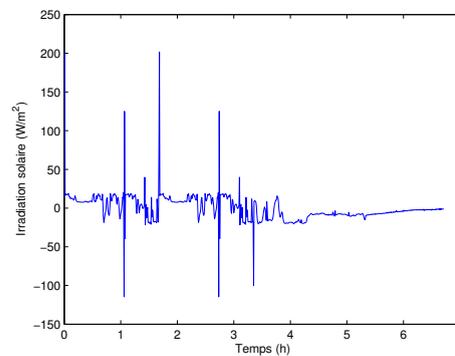


FIGURE 6.9: Erreur de prédiction

Nous remarquons que l'erreur de prédiction est faible avec une moyenne absolue $MAE = 27.6 \text{ W/m}^2$.

6.3.2 Implémentation et résultats expérimentaux de la chaîne PV

Le banc expérimental dont nous disposons au laboratoire est constitué de plusieurs panneaux PV de technologies différentes, un convertisseur DC/DC de type boost, une interface de prototypage temps réel dSPACE (DS1104) [108] ainsi qu'une charge à courant continu reliée au bus CC. La synoptique de notre banc expérimental est illustrée par la figure 6.10.

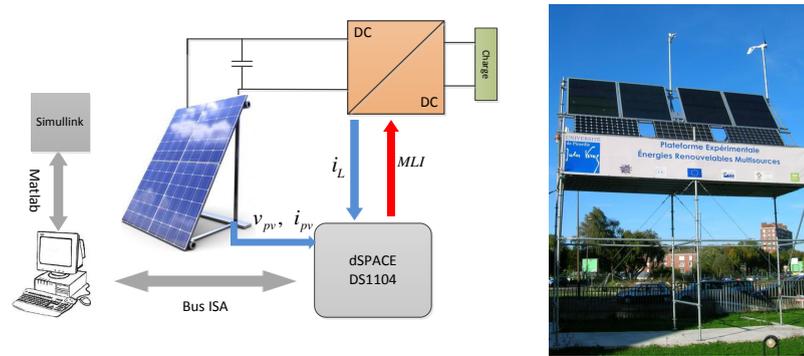


FIGURE 6.10: Maquette PV du Laboratoire MIS

Les résultats de l'expérimentation qui sont donnés ci-dessous ont été effectués le 6 juin 2013. Les conditions météorologiques correspondantes sont illustrées par la figure 6.11 pour l'irradiation solaire et par la figure 6.12 pour la température des cellules PV.

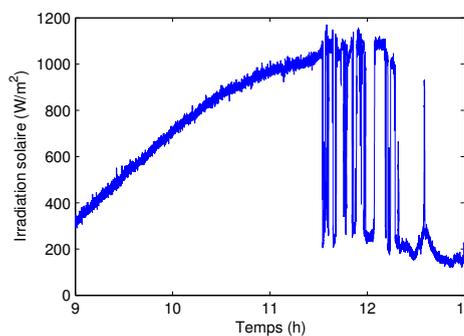


FIGURE 6.11: Profil réel de l'irradiation solaire

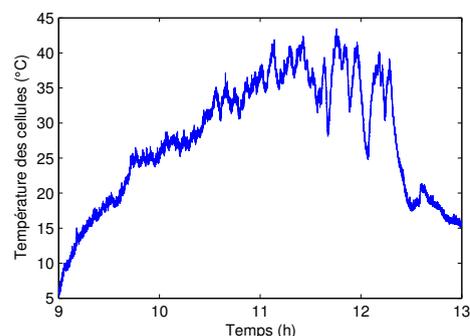


FIGURE 6.12: Profil réel de la température des cellules

Afin d'illustrer l'importance de la commande proposée, plusieurs tests ont été réalisés. Parmi ces tests, il nous a paru judicieux de mettre en avant deux d'entre eux afin de mettre l'accent sur l'importance du placement de pôles sur la qualité de la commande. Ils sont illustrés ci-dessous :

- **Placement de pôles dans le demi-plan complexe gauche**

Lors de cette expérimentation, les matrices de gains de retour d'état sont obtenus avec un placement de pôles dans le demi-plan gauche, i.e. ils sont libres de se placer dans tout le demi plan complexe gauche et ne garantissant uniquement que la stabilité asymptotique. Cela se traduit par des valeurs de α et β telles que $\alpha = 0$ et $\beta = 1$ dans les conditions LMIs données par 5.67. Les gains des retours d'état obtenus dans ce cas sont comme suit :

$$\begin{cases} K_1^1 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.03813 & 0.01255 & -1.03475 & -0.00519 \end{pmatrix} \\ K_2^1 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.03756 & 0.01237 & -1.01914 & -0.00512 \end{pmatrix} \\ K_3^1 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.03817 & 0.01257 & -1.03582 & -0.00520 \end{pmatrix} \\ K_4^1 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.03756 & 0.01237 & -1.01935 & -0.00512 \end{pmatrix} \end{cases} \quad (6.1)$$

Avec ces gains de retour d'état, nous avons obtenus les résultats suivants :

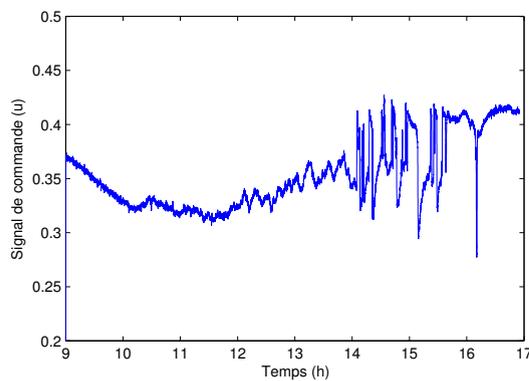


FIGURE 6.13: Signal de commande u

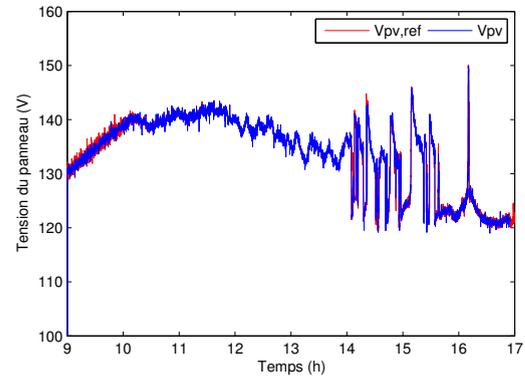


FIGURE 6.14: Suivi de la tension de référence

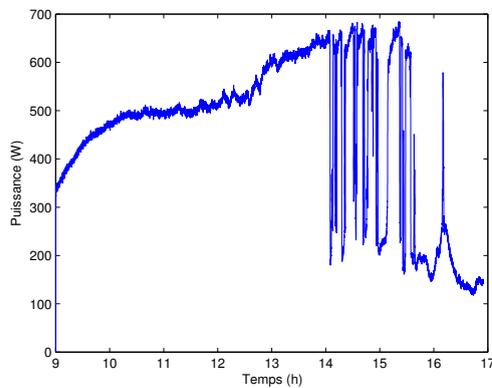


FIGURE 6.15: Profil de puissance extraite

- **Placement de pôles dans des régions LMIs plus sophistiquées.**

Contrairement au cas précédent, cette fois les pôles en boucle fermée sont placés dans une région LMI spécifique ($\alpha = \begin{pmatrix} -44 & -50 \\ -50 & -44 \end{pmatrix}$ et $\beta = \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}$). Ici un disque centré sur l'axe des réels ($c = (-50, 0)$ et de rayon $\rho = 44$). Les gains de retour d'état obtenus dans ce cas sont :

$$\left\{ \begin{array}{l} K_1^2 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.12254 & 0.05128 & -3.49367 & -0.4429 \end{pmatrix} \\ K_2^2 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.12071 & 0.05052 & -3.44147 & -0.4366 \end{pmatrix} \\ K_3^2 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.12256 & 0.05129 & -3.49431 & -0.4430 \end{pmatrix} \\ K_4^2 = 10^3 \times \begin{pmatrix} -0.12076 & 0.05054 & -3.44298 & -0.4368 \end{pmatrix} \end{array} \right. \quad (6.2)$$

Les courbes qui en résultent sont illustrées ci-dessous :

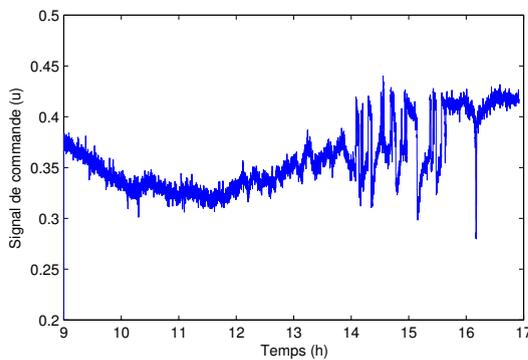


FIGURE 6.16: Signal de commande u

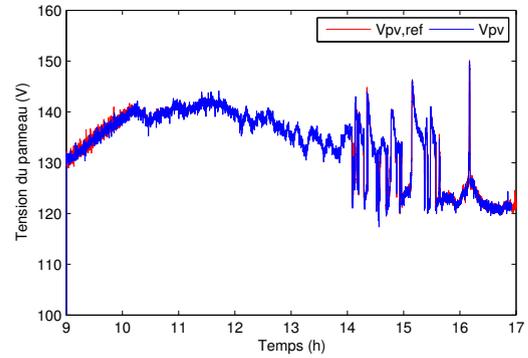


FIGURE 6.17: Suivi de la tension de référence

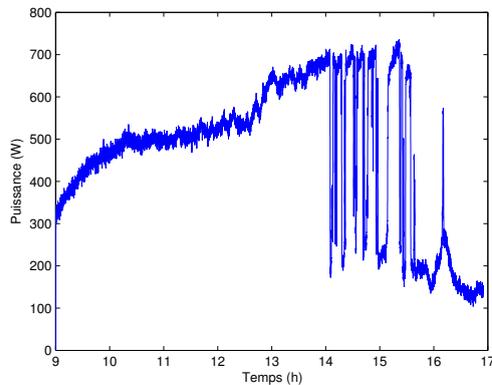


FIGURE 6.18: Profil de puissance extraite

- **Comparaison des deux cas d'étude**

Afin de comparer les deux cas d'étude, la figure 6.19 illustre les deux profils de puissance extraite. L'un des cas considère un placement de pôles dans le demi-plan gauche et l'autre dans une région spécifique.

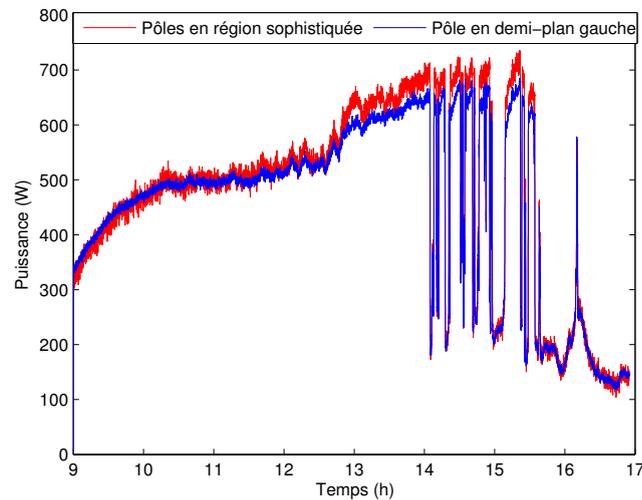


FIGURE 6.19: Puissances extraites avec/sans placement de pôles

Dans les deux cas, nous avons calculé la puissance moyenne.

- **Placement de pôles dans la régions LMI sophistiquée** : la puissance moyenne $P_m = 586.18W$.
- **Placement de pôles dans le demi-plan complexe gauche** : la puissance moyenne $P_m = 564.77W$

Cette comparaison montre qu'avec le placement de pôles, le rendement de la chaîne PV est meilleur. Cela s'explique par la qualité de suivi de référence ainsi que les bonnes performances vis-à-vis de variations brusques des conditions météorologiques de la commande par placement de pôles comparée à la commande sans placement de pôles.

Remarque :

Un bruit accompagne pratiquement toutes les mesures que nous avons effectuées, ce qui eu pour conséquence de rendre nos résultats peu exploitables en l'état. Par conséquent, un filtrage des signaux s'est imposé. Ainsi, tous les résultats obtenus et exploités dans ce rapport sont issus d'un filtre passe-bas (figure 6.20). Le filtre utilisé est du premier ordre et dont la pulsation de coupure $\omega_c = \frac{1}{5}$.

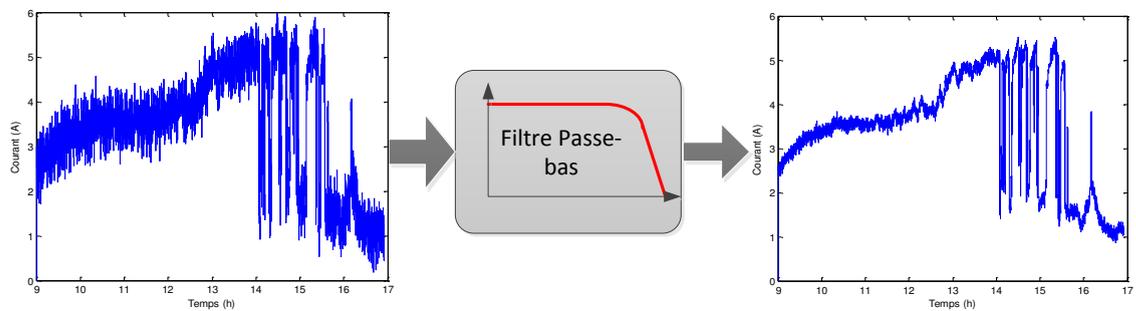


FIGURE 6.20: Filtrage des signaux : filtre passe-bas

6.3.3 Implémentation et résultats expérimentaux de la chaîne éolienne

6.3.3.1 Description du simulateur de la chaîne éolienne

À défaut d'avoir une éolienne réelle au niveau de notre laboratoire, nous disposons d'un dispositif qui simule le comportement d'une éolienne. Ce simulateur a par ailleurs l'avantage d'être installé dans le laboratoire et d'être disponible pour l'utiliser à tout moment et surtout de pouvoir reproduire n'importe quelle puissance à partir d'un profil de vent que l'utilisateur est libre de définir. Ce n'est bien entendu pas possible avec une éolienne. Le simulateur éolien est composé de deux parties essentielles : un moteur qui émule la turbine éolienne et la génératrice qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Ces deux machines sont connectées à travers un couple-mètre et la vitesse de rotation est mesurée à l'aide d'un capteur incrémental placé à l'extrémité de la génératrice comme l'illustre la figure 6.21 :



FIGURE 6.21: Émulateur éolien : partie puissance

Néanmoins, le simulateur dont nous disposons au laboratoire est muni d'un système de contrôle (figure 6.22) intégré qui lui permet de fonctionner seulement en mode MPPT. Cela ne nous empêche pas d'exploiter ce système pour obtenir des profils expérimentaux de puissance (ou autres) que nous utilisons pour tester l'algorithme de gestion.

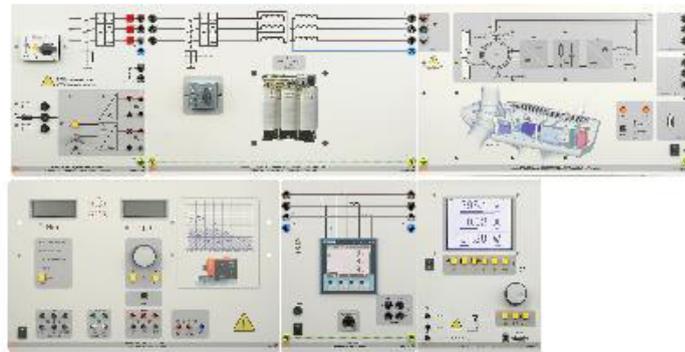


FIGURE 6.22: Émulateur éolien : partie contrôle

Les différents composants du simulateur éolien sont détaillés dans l'Annexe E.

6.3.3.2 Résultats expérimentaux

Le simulateur d'éolien est utilisé dans le but de générer la puissance exigée par l'algorithme de gestion afin de répondre à la demande de la charge. Dans le cas où cette puissance ne couvre pas totalement la demande de la charge, le système photovoltaïque intervient pour combler le déficit et charger les batteries le cas échéant. Le banc éolien installé au sein de notre laboratoire est illustré dans la figure 6.23.

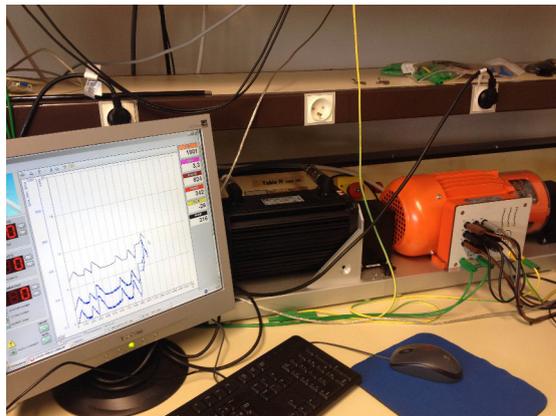


FIGURE 6.23: Banc éolien

Les résultats obtenus en utilisant différents profils de vitesse du vent sont donnés ci-dessous.

- **Profil théorique de la vitesse du vent**

Le but de cette expérience est de tester le comportement du simulateur au changement de vitesse du vent. Le simulateur admet une vitesse de décrochage de

4.4 m/s et atteint sa puissance nominale (0.8 kW) pour une vitesse du vent $V_n = 10 m/s$.

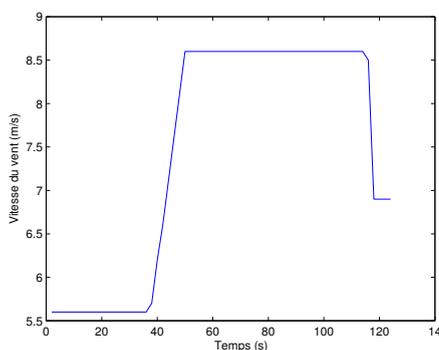


FIGURE 6.24: Profil du vent

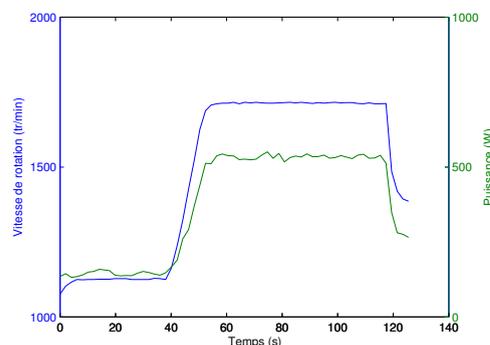


FIGURE 6.25: Profils de puissance et de vitesse de rotation

- **Profils réels de la vitesse du vent**

Lors de cette expérience, nous avons considéré des profils issus de mesures néanmoins nous les avons traitées (lissées) afin d'éliminer les vibrations.

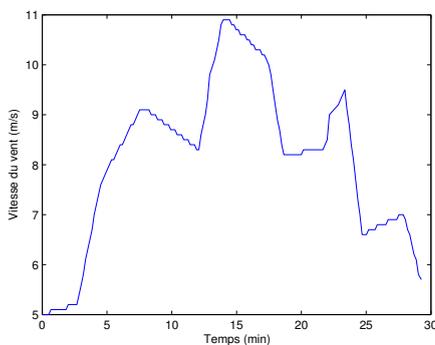


FIGURE 6.26: Profil du vent

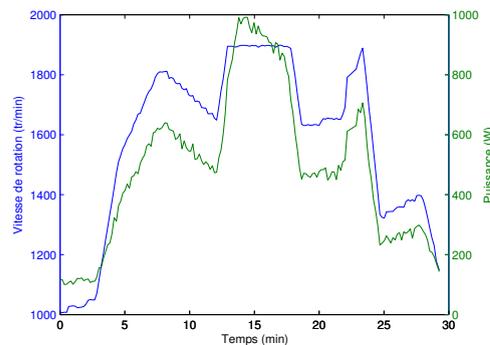


FIGURE 6.27: Profils de puissance et de vitesse de rotation

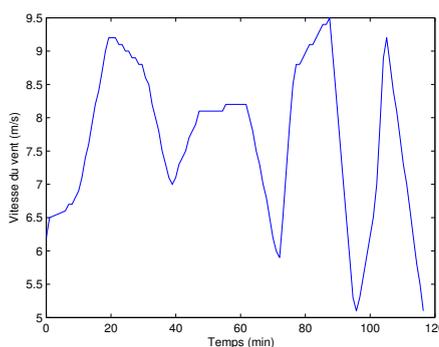


FIGURE 6.28: Profil du vent

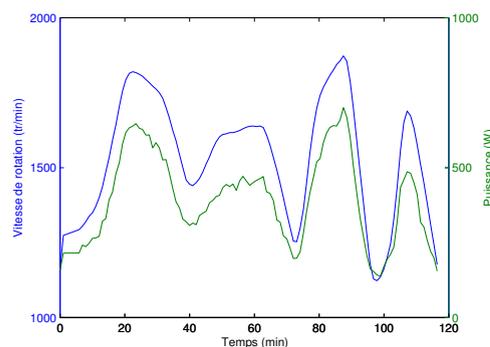


FIGURE 6.29: Profils de puissance et de vitesse de rotation

Les deux profils du vent utilisés pour ces deux expériences proviennent des mesures fournis par *météo-France* effectuées sur la région Amiénoise. Afin d'éviter des vibrations qui peuvent nuire au simulateur et dans le but de simplifier la mise en œuvre des expériences, nous avons "lissé" les profils du vent pour obtenir des profils de puissances lisses et donc simple à exploiter.

6.3.4 Résultats expérimentaux de l'algorithme de gestion

Dans cette section, nous avons testé l'algorithme de gestion avec des conditions de fonctionnement qui se rapprochent de la réalité. En effet, nous avons considéré un profil de charge obtenu à l'issue d'une série de mesures correspondant à la consommation d'un habitat (90 m^2 , 4 personnes,...). Par ailleurs, les conditions météorologiques du déroulement de l'expérience sont données par les figures ci-dessous sur une période qui s'étend de 9 h à 17h.

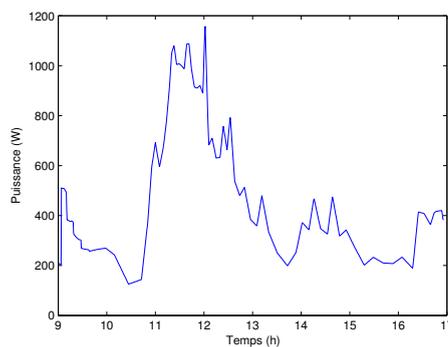


FIGURE 6.30: Profil de consommation de la charge

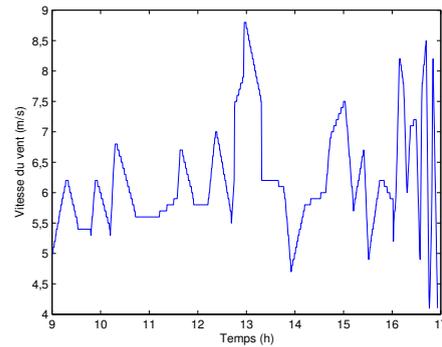


FIGURE 6.31: Profil du vent

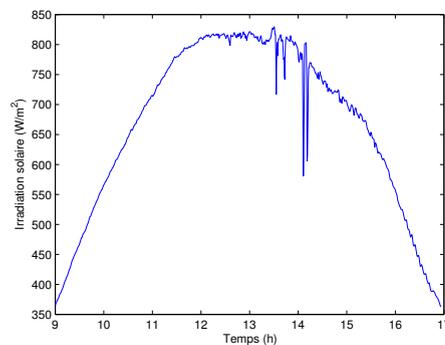


FIGURE 6.32: Profil de l'irradiation solaire

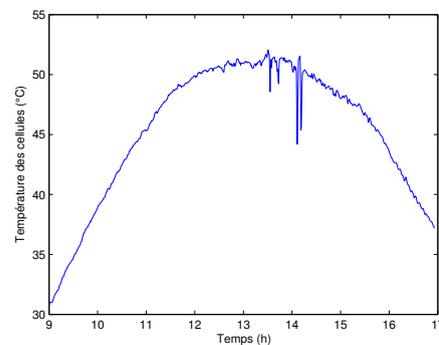


FIGURE 6.33: Profil de la température des cellules

Comme la plateforme expérimentale n'est pas totalement prête pour l'exploitation,

nous avons testé l'algorithme de gestion en *off-line* en utilisant des données expérimentales provenant des différentes sources d'EnR et obtenues dans des conditions réelles. C'est-à-dire, nous avons utilisé les puissances générées par les plateformes éolienne et PV comme paramètres d'entrées de l'algorithme de gestion afin d'obtenir des références de puissance pour chaque sous-système (PV, éolienne, batterie). Par la suite, nous avons utilisé ces références comme consignes pour le système éolien et le système photovoltaïque.

- **Conservatisme sur la prédiction**

Comme toute prédiction, les potentiels énergétiques estimés avec notre outil de prédiction sont bien entendu loin d'être parfaits. Ces erreurs issues de la prédiction peuvent être préjudiciables pour l'algorithme de gestion du fait que par moment, ce prédicteur surestime la valeur du potentiel comme on peut le voir sur les deux figures ci-dessous (figure 6.34 et 6.35). Par conséquent, ces erreurs de prédiction peuvent induire l'algorithme de gestion à générer des références non réalisables par les modules PV et éolien.

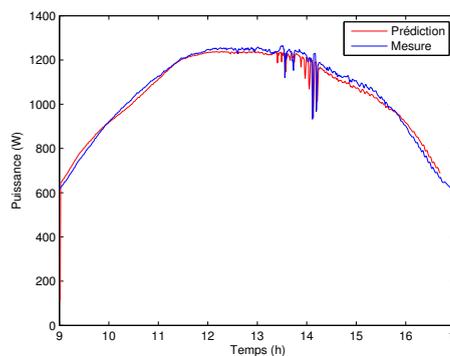


FIGURE 6.34: Potentiel PV : mesuré et estimé

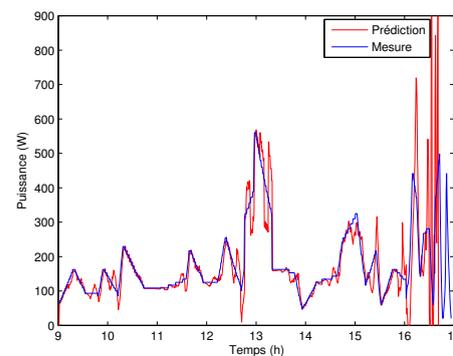


FIGURE 6.35: Potentiel éolien : mesuré et estimé

Pour éviter de se retrouver dans de telles situations indésirables, l'algorithme de gestion considère pour son calcul la plus petite valeur du potentiel énergétique sur l'horizon de prédiction (10 *min*). Comme conséquence à cette décision, un certain conservatisme vis-à-vis de l'exploitation maximale des potentiels énergétiques peut-être parfois inévitable.

Finalement, les potentiels PV et éolien que l'algorithme de gestion considère réellement sont illustrés respectivement par les figures 6.36 et 6.37.

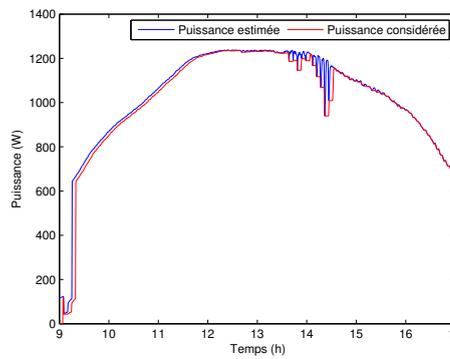


FIGURE 6.36: Puissance PV considérée par l'algorithme de gestion

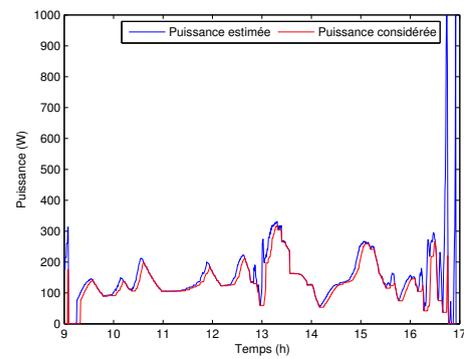


FIGURE 6.37: Puissance éolienne considérée par l'algorithme de gestion

Ces figures montrent qu'en considérant ce choix du conservatisme sur les potentiels estimés, l'algorithme de gestion lisse, en quelque sorte, les profils des puissances disponibles. Par conséquent, les références générées seront plus faciles à suivre par les différents modules.

En partant de ces considérations, nous avons testé l'algorithme de gestion en considérant les conditions météorologiques et le profil de consommation précédemment présentés. Les résultats obtenus sont illustrés par les figures suivantes :

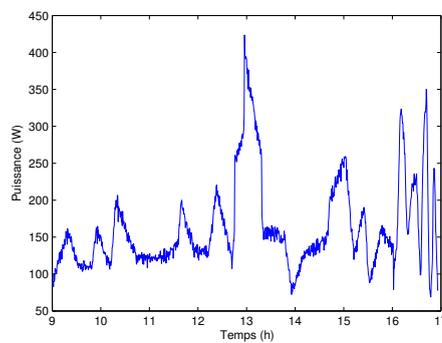


FIGURE 6.38: Puissance éolienne

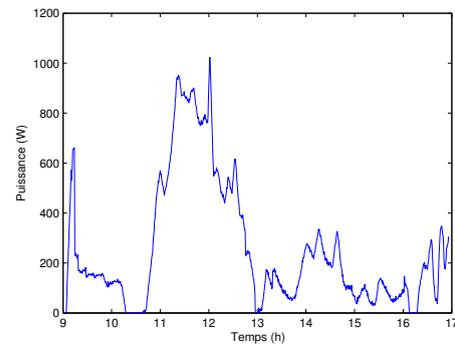


FIGURE 6.39: Puissance photovoltaïque

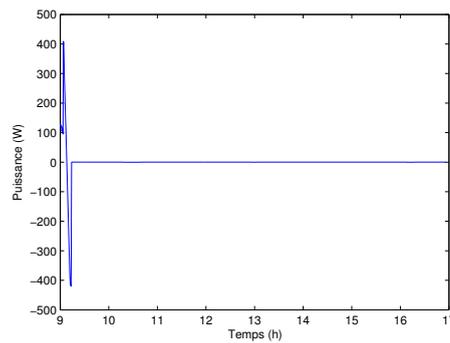


FIGURE 6.40: Puissance de la batterie

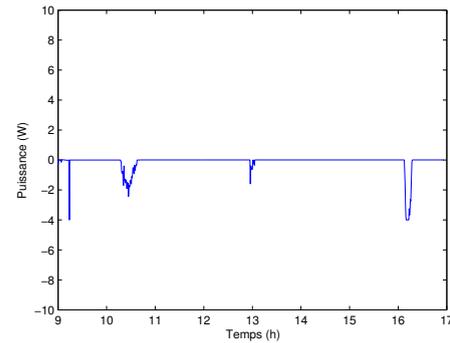


FIGURE 6.41: Équilibre des puissances

La figure 6.38 représente le profil de puissance générée par le système éolien. Ce profil est l'image de la vitesse du vent car le système éolien fonctionne en mode MPPT dans notre cas. Par ailleurs, le profil de puissance du système PV donné par la figure 6.39 fonctionne selon les deux modes (MPPT et puissance limitée) en fonction des références exigées par l'algorithme de gestion. La puissance de la batterie est donnée par la figure 6.40. Cette puissance est quasiment nulle du fait qu'elle intervient uniquement lorsque la production des sources renouvelables (principales) est insuffisante. Les puissances générées par ces différents modules arrivent à satisfaire la charge.

Malgré le fait que l'algorithme de gestion est testé *off-line*, avec des puissances PV et éolienne réelles, l'objectif principal du système de gestion est atteint puisque l'algorithme de gestion permet un équilibre des puissances.

- **Taux d'exploitation des EnR**

Les figures ci-dessous illustrent le degré d'exploitation des EnR par rapport aux potentiels disponibles.

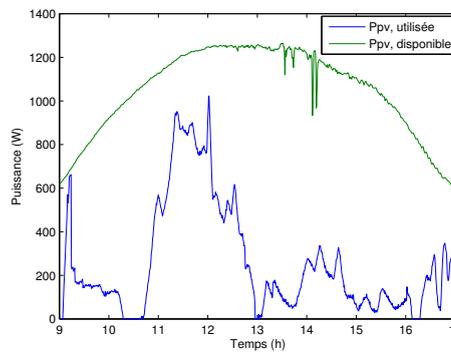


FIGURE 6.42: Puissance PV utilisée

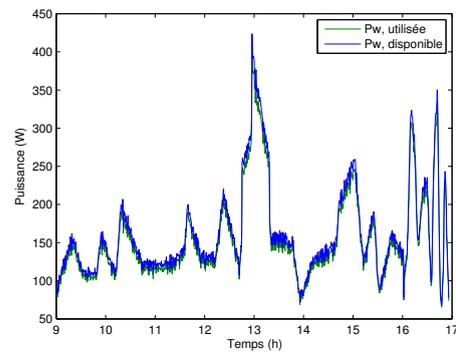


FIGURE 6.43: Puissance éolienne utilisée

La figure 6.42 illustre les courbes du potentiel PV disponible et la puissance utilisée pour répondre à la demande de la charge. Nous remarquons que la puissance exploitée est bien inférieure au potentiel disponible, elle représente en réalité que 25% du potentiel disponible. Par ailleurs, en se référant à la figure 6.43, nous remarquons que quasiment tout le potentiel éolien est exploité (environ 96%).

Le taux d'exploitation de la source PV paraît faible ce qui laisse penser à un éventuel surdimensionnement de la chaîne PV. Néanmoins, les conditions météorologiques favorables du déroulement de l'expérience ainsi que son horaire (journée) d'un côté, le dimensionnement qui s'est effectué sur la base d'un scénario défavorable de l'autre côté, peuvent justifier cette apparence. Ces degrés d'exploitation des potentiels énergétiques varient bien entendu selon la météo du jour (ou bien la saison de l'année) mais aussi de la demande de la charge.

- **Répartition des puissances**

La répartition des puissances représente les taux de contribution de chaque source pour répondre à la demande de la charge. Ces taux nous permettent de voir exactement le degré d'importance de chaque source au cours de cette expérience. Là aussi, ce taux n'est pas figé mais varie selon les conditions du déroulement de l'expérience.

Pour illustrer le degré de contribution de chaque source pour répondre à la charge, nous avons considéré le diagramme camembert ci-dessous.

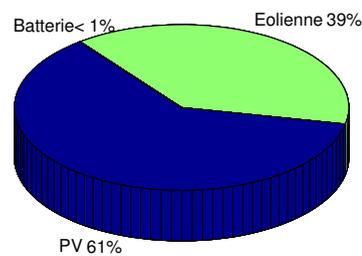


FIGURE 6.44: Taux de contribution de chaque source

La figure 6.44 montre que malgré le fait que la chaîne PV est "sous-exploitée", elle reste la source qui couvre le maximum du besoin de la charge. Cela est dû, bien entendu au conditions météo favorables du mois de mars.

6.4 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons présenté une plateforme expérimentale que nous avons exploitée pour tester les lois de commande et les algorithmes de gestion développés. Cette plateforme est constituée de plusieurs modules. Un module photovoltaïque relié à un banc de batteries à travers un convertisseur DC/DC. Ce générateur PV nous a permis, dans un premier temps, de tester nos outils de commande aussi bien en mode "MPPT" qu'en mode "suivi de référence". L'accent a été mis sur les techniques de commande par placement de pôles qui permettent un meilleur suivi et, par conséquent, une meilleure exploitation de la puissance disponible.

Concernant la chaîne éolienne, un émulateur de la turbine connecté à une génératrice a permis de réaliser des tests en mode MPPT. Ce simulateur doté de son propre environnement d'exploitation nous a permis de générer les puissances que peut fournir un tel module éolien en fonction des profils de vent mesurés, à priori, par notre station.

Par ailleurs, l'algorithme de gestion a été validé en utilisant les mesures issues des plateformes PV et éolienne. Dans un premier temps, l'outil de prédiction des potentiels énergétiques a été testé et validé en utilisant le banc expérimental de notre laboratoire.

Par la suite, l'efficacité de l'algorithme de gestion proposé a été illustrée en utilisant des mesures expérimentales et en se basant sur les résultats du prédicteur. Malgré le fait que les tests sont effectués en mode *off-line*, l'algorithme de gestion a rempli convenablement sa tâche principale en générant des références qui assurent l'équilibre des puissances, in fine, l'autonomie de la charge. L'un des avantages de cet algorithme réside dans le fait qu'il est modulable et simple à adapter pour d'autres systèmes multi-sources.

Chapitre 7

Conclusions générales et perspectives

Ce rapport de thèse a présenté un dispositif capable d'alimenter en électricité un habitat isolé à partir des sources d'EnR et de la rendre autonome. Ce dispositif doit permettre d'une part l'exploitation et l'optimisation des sources d'énergie renouvelable, d'autre part, de gérer les échanges de puissances entre les différents modules afin d'assurer le bon fonctionnement du système multi-sources.

À travers l'étude faite au cours de cette thèse, nous avons proposé une stratégie pour la gestion des flux de puissance du système multi-sources composé d'un générateur éolien, générateur PV, d'un banc de batteries et d'un générateur Diesel. Cette stratégie est capable d'assurer l'autonomie de la charge tout en prenant compte les caractéristiques dynamiques et techniques de chaque module. Ces stratégies ont été validées en simulation en utilisant des paramètres météorologiques issus de mesures réalisées sur une plateforme. Cette stratégie a pu être validée en montrant tout l'intérêt de l'outil de prédiction des potentiels des EnR proposé, qui permet d'anticiper des situations critiques et d'atteindre l'objectif d'autonomie de la charge, même dans ces conditions.

Pour ce faire, nous avons dans un premier temps défini l'architecture du système puis réalisé son dimensionnement, module par module, afin qu'ils assurent correctement leurs fonctions. D'autre part, ce travail de dimensionnement nous a permis de rationaliser les coûts de l'installation en évitant un éventuel surdimensionnement. Il était alors question de modéliser notre système multi-source dans sa globalité. Étant donné que les différents modules comportaient des dynamiques non-linéaires, nous avons eu recours à des techniques de modélisation de type TS. L'avantage de ces techniques de modélisation est qu'elles offrent la possibilité d'exprimer la dynamique d'un système non-linéaire en une combinaison de systèmes linéaires, permettant ainsi d'exploiter les nombreux outils d'analyse et de commande qui y sont associés. Ces modèles TS nous ont permis de développer des techniques de commande sophistiquées exploitant l'approche *PDC* et le placement de pôles par retour d'état statique et dynamique. Les bonnes performances, en termes de suivi notamment, ont été mise en valeur lors de différentes validation expérimentales.

Concernant les techniques de gestion, le premier algorithme que nous avons conçu considère des règles logiques, relativement basique. Néanmoins, nous avons pu constater qu'il a pu assurer sa fonction convenablement en permettant la génération

des puissances références pour chaque module et assurant finalement l'autonomie de la charge. L'inconvénient de cet algorithme est qu'il nous est contraint, dans certains cas, à faire appel à une charge auxiliaire, c'est-à-dire, une charge supplémentaire qui sert de trop-plein pour d'éventuels surplus de production. Cet algorithme nécessite par ailleurs, l'identification et la prise en compte de tous les scénarios et cas possibles afin d'assurer son bon fonctionnement. En effet, dans ce type d'algorithme à base de règles logiques, si une règle (cas) est omise, l'algorithme risque de ne pas proposer de solution. Pour remédier à ces inconvénients, le deuxième algorithme que nous avons proposé, exprimé sous forme de problème d'optimisation, permet de générer des références de puissances permettant de répondre uniquement aux besoins de système, c'est-à-dire sans le recours à une charge supplémentaire. Cet algorithme offre une meilleure souplesse et facilite la gestion du système multi-sources. En effet, comme cet algorithme était formulé par une fonction objectif avec contraintes, il est alors plus facile de modifier les paramètres de cette fonction (ou ses contraintes) afin d'améliorer (modifier) les objectifs de l'algorithme de gestion. Par ailleurs cet algorithme offre la possibilité de modifier la structure du système multi-sources en intégrant ou en supprimant facilement un module et sans engendrer nécessairement de grosses modifications contrairement à un algorithme à base de règles logique ou floues.

Ces deux stratégies de gestion nécessitent un outil de prédiction des potentiels des EnR que nous avons conçus à partir d'algorithmes neuro-flous de type ANFIS. Cet outil a été développé afin d'obtenir la prédiction des paramètres météorologiques sur un horizon de 10 minutes. Des tests en simulation et en pratique ont validé cette approche. La stratégie de gestion avec ses deux algorithmes a été validée en simulation en utilisant des profils réels de consommation (maison de 90 m^2) et de paramètres météorologiques (ensoleillement, vitesse du vent, température).

Une fois la technique de gestion développée, nous nous sommes intéressés à la commande dite "locale" des chaînes de conversion d' EnR. L'accent a été notamment mis sur les techniques de placement de pôles pour le suivi de références qui assurent de meilleures performances en termes de précision, de rapidité, d'amortissement et/ou de robustesse. Ces techniques de commande ont été validées, dans un premiers temps, en simulation en utilisant des signaux obtenus via des tests effectués sur les différents bancs expérimentaux ou bien fournies par l'agence de météo-France pour

les conditions météorologiques. D'autre part, certaines de ces commandes ont pu être validées expérimentalement au laboratoire.

Enfin, l'algorithme de gestion avec son outil de prédiction a été validé expérimentalement. Dans un premier temps, l'outil de prédiction seul a été validé expérimentalement en utilisant les mesures effectuées sur la maquette expérimentale du laboratoire. Les résultats obtenus ont permis de valider l'algorithme de gestion. Ce dernier gère des références qui assurent l'équilibre des puissances et ce malgré les variations de la charge et des conditions météorologiques. Le fait que les tests aient été effectués en *off-line* n'enlève rien à l'efficacité et la performance de l'algorithme de gestion qui permet d'alimenter la charge de façon autonome en exploitant autant que faire se peut, les sources d'EnR.

Les résultats et les observations qui se dégagent de ce travail nous amènent à envisager plusieurs pistes pour aller encore plus loin dans l'étude.

- La mise en œuvre d'un simulateur éolien permettant de tester des lois de commande via une carte de commande temps réel comme la dSPACE. Ce simulateur et ces différents modules ont été dernièrement commandés au laboratoire, mais faute de temps, il n'a malheureusement pas pu être installé à temps pour être exploité dans le cadre de cette thèse.
- La validation expérimentale de la commande du convertisseur MLI triphasé de la chaîne éolienne.
- Validation expérimentale de la chaîne de stockage.

Concernant ce dernier point, la mise en œuvre de tels tests n'est pas simple. En effet, l'ajout d'un dispositif de stockage constitué de 10 cellules Li-Ion de 3.2 V est prévu prochainement sur la plateforme. Cela dit, et avant de passer à la phase expérimentale, l'estimation de l'état de charge (SoC) du module était nécessaire pour l'algorithme de gestion mériterait également d'être estimée de façon plus précise. Cela fait actuellement l'objet de travaux au laboratoire.

Enfin, du point de vue de la commande, il serait également possible d'exploiter d'autres techniques. Il en existe bien d'autres dans la littérature et il serait alors intéressant de les comparer aux nôtres, même si ces dernières semblent déjà répondre au cahier des charges.

Annexe A

Quelques exemples de régions LMI

L'équation générale d'une région LMI est définie par l'expression suivantes :

$$\mathcal{D} = \{z \in \mathbb{C} : f_{\mathcal{D}}(z) = \alpha + \beta z + \beta^t \bar{z}\} \quad (\text{A.1})$$

Avec α et β sont des matrices telles que $\beta = \beta^t$. la fonction de valeurs matricielles

$$f_{\mathcal{D}}(z) = \alpha + \beta z + \beta^t \bar{z}$$

est appelée la fonction caractéristique de \mathcal{D} . Ci-dessous quelques exemples de régions LMI :

- **Demi-plan complexe gauche**

Le demi plan complexe gauche est caractérisé par $\mathcal{R}e(z) \leq 0$. La fonction caractéristique du demi plan complexe gauche est donnée par :

$$f_{\mathcal{D}}(z) = z + \bar{z} < 0 \quad (\text{A.2})$$

Il suffit de prendre $\alpha = 0$ et $\beta = 1$ dans (5.26). De (A.2) on déduit la LMI suivante :

$$AX + XA^t < 0 \quad (\text{A.3})$$

- **demi-plans verticaux**

Les demi-plan peuvent êtres caractérisés par $\mathcal{R}e(z) \leq -a$ ($a \in \mathbb{R}^+$). Dans ce cas, la fonction caractéristique est donnée par :

$$f_{\mathcal{D}}(z) = z + \bar{z} + 2a < 0 \quad (\text{A.4})$$

Il suffit de prendre $\alpha = 2a$ et $\beta = 1$ dans (5.26). De (A.4) on déduit la LMI suivante :

$$2aX + AX + XA^t < 0 \quad (\text{A.5})$$

- **Disque de rayon ρ et de centre $(q, 0)$**

La fonction caractéristique est donnée par :

$$|z - q| < \rho \Leftrightarrow f_{\mathcal{D}}(z) = \begin{pmatrix} -\rho & z - q \\ \bar{z} - q & -\rho \end{pmatrix} < 0 \quad (\text{A.6})$$

Dans ce cas, si on prends $\alpha = \begin{pmatrix} -\rho & -q \\ -q & -\rho \end{pmatrix}$, $\beta = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}$, on déduit la LMI suivante :

$$\begin{pmatrix} -\rho X & -qX + AX \\ -qX + XA^t & -\rho X \end{pmatrix} < 0 \quad (\text{A.7})$$

- **Secteur conique avec centre à l'origine et angle intérieur $0 < \theta < \frac{\pi}{2}$**

Le secteur conique est caractérisé par :

$$a.\mathcal{R}e(z) + |b.\mathcal{I}m(z)| < 0 \Leftrightarrow f_{\mathcal{D}}(z) = \begin{pmatrix} \sin(\theta)(\bar{z} + z) & \cos(\theta)(\bar{z} - z) \\ -\cos(\theta)(\bar{z} - z) & \sin(\theta)(\bar{z} + z) \end{pmatrix} < 0 \quad (\text{A.8})$$

Si on prends $\alpha = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}$, $\beta = \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \cos(\theta) \\ -\cos(\theta) & \sin(\theta) \end{pmatrix}$, on déduit la LMI suivante :

$$\begin{pmatrix} \sin(\theta)(AX + XA^t) & \cos(\theta)(AX - XA^t) \\ -\cos(\theta)(AX - XA^t) & \sin(\theta)(AX + XA^t) \end{pmatrix} < 0 \quad (\text{A.9})$$

Annexe B

Produit de Kronecker

Le produit de Kronecker est un opérateur portant sur les matrices, c'est un outil très utile dans le développement de calcul des LMIs. Rappelant que le produit de Kronecker de deux matrices A et B donne une matrice bloc $C = A_{ij}B$:

$$A \otimes B = [A_{ij}B]_{ij}$$

Les principales propriétés du produit de Kronecker sont les suivantes :

$$\begin{aligned} 1 \otimes A &= A \\ (A + B) \otimes C &= A \otimes C + B \otimes C \\ (A \otimes B)(C \otimes D) &= AC \otimes BD \\ (A \otimes B)^t &= A^t \otimes B^t \\ (A \otimes B)^{-1} &= A^{-1} \otimes B^{-1} \end{aligned}$$

Annexe C

Algorithme ANFIS

Les modèles développés à base de logique floue ont joué un rôle important dans la conception et la mise en valeur d'un grand nombre d'applications. Cependant, dans la plupart des cas, le choix approprié du nombre, du type et les paramètres des fonctions et des règles d'appartenance floues, est crucial pour obtenir les performances désirées. Cela souligne l'importance de réglage des systèmes flous. De ce fait, un prédicteur neuro-flou adaptatif (en anglais *Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System* : ANFIS) est proposé. Le raisonnement de prédiction est réalisé par la logique floue. La structure d'inférence floue est déterminée par expertise, alors que ses fonctions d'appartenance (en anglais *Membership Functions* :MF) sont optimisées à l'aide des réseaux de neurones. ANFIS est un modèle flou de type Takagi Sugeno mis dans le cadre de systèmes adaptatifs pour faciliter l'apprentissage et l'adaptation. Pour présenter l'architecture ANFIS, considérons deux règles floues basées sur un modèle Sugeno de premier ordre :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Regle 1 : Si } (x \text{ est } A_1) \text{ Et } (y \text{ est } B_1) \text{ Alors } (f_1 = p_1x + q_1y + r_1) \\ \text{Regle 2 : Si } (x \text{ est } A_2) \text{ Et } (y \text{ est } B_2) \text{ Alors } (f_2 = p_2x + q_2y + r_2) \end{array} \right. \quad (\text{C.1})$$

Une architecture possible de ANFIS permettant d'implémenter ces deux règles floues est représentée par la figure C.1. Elle comporte 5 couches (*layers*).

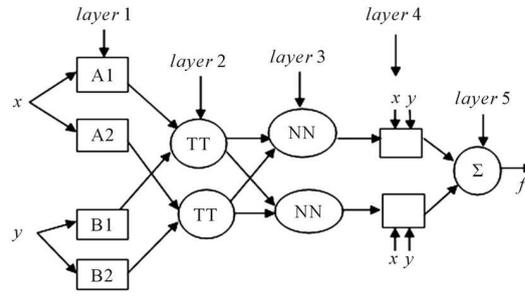


FIGURE C.1: L'architecture de l'algorithme ANFIS

Couche 1 : Tous les nœuds de cette couche sont des nœuds adaptatifs. La sortie de chaque nœud i est le degré d'appartenance de l'entrée de la fonction d'appartenance floue (MF), représenté par le nœud :

$$\begin{cases} \mathcal{O}_{1,i} = \mu_{A_i}(x); & i = 1, 2 \\ \mathcal{O}_{1,i} = \mu_{B_{i-2}}(x); & i = 3, 4 \end{cases} \quad (\text{C.2})$$

A_i et B_i peuvent être des ensembles flous paramétrés appropriés. Par exemple, si la fonction de Bell est utilisée alors :

$$\mu_{A_i}(x) = \frac{1}{1 + \left[\left(\frac{x-c_i}{a_i} \right)^2 \right]^{b_i}} \quad (\text{C.3})$$

Avec a_i , b_i et c_i sont les paramètres de la fonction d'appartenance.

Couche 2 : Les nœuds dans cette couche sont fixés (non adaptatifs). Ils sont notés TT et ils jouent le rôle d'un simple multiplicateur. Les sorties de ces nœuds sont données par cette expression :

$$\mathcal{O}_{2,i} = \omega_i = \mu_{A_i}(x)\mu_{B_i}(x) \quad (\text{C.4})$$

La sortie de chaque nœud de cette couche représente le poids de la règle.

Couche 3 : Les nœuds de cette couche sont également des nœuds fixes. Ils sont étiquetés NN pour indiquer qu'ils effectuent une normalisation des poids de la couche précédente. La sortie de chaque nœud dans cette couche est donnée par :

$$\mathcal{O}_{3,i} = \bar{\omega}_i = \frac{\omega_i}{\omega_1 + \omega_2} \quad i = 1, 2 \quad (\text{C.5})$$

Couche 4 : Tous les nœuds dans cette couche sont des nœuds adaptatifs. La sortie de chaque nœud est simplement le produit des poids normalisés de la couche précédente et un polynôme du premier ordre (pour un modèle Sugeno du premier ordre) :

$$\mathcal{O}_{4,i} = \bar{\omega}_i f_i = \bar{\omega}_i (p_i x + q_i y + r_i) \quad i = 1, 2 \quad (\text{C.6})$$

Avec p_i , q_i et r_i sont les paramètres de conception. (appelés paramètres de conséquence car il sont issue de la partie conséquence (Alors) des règles floues).

Couche 5 : Cette couche a un seul nœud marqué \sum pour indiquer qu'il exécute la fonction sommation. La sortie de ce nœud est donnée par :

$$\mathcal{O}_{5,i} = \sum_i \bar{\omega}_i f_i = \frac{\sum \omega_i f_i}{\sum \omega_i} \quad i = 1, 2 \quad (\text{C.7})$$

L'architecture de l'algorithme ANFIS n'est pas unique. Des couches peuvent être combinées et produisent toujours la même sortie. Dans cette architecture (C.1), il existe deux couches adaptatives (couches 1 et 4). Couche 1 a trois paramètres modifiables (a_i , b_i et c_i) relatifs à la fonction d'appartenance (MF). Ces paramètres sont appelés paramètres de prémisses. Couche 4 a également trois paramètres modifiables (p_i , q_i et r_i) relatifs au polynôme de premier ordre. Ces paramètres sont appelés, comme précédemment mentionné, les paramètres de conséquences.

Pour cette architecture, l'étape d'apprentissage de l'algorithme consiste à régler tous les paramètres modifiables afin de rendre le modèle ANFIS le plus précis possible. À noter que ici a_i , b_i et c_i décrivent respectivement le sigma, la pente, et le centre de la MF de Bell. si ces paramètres sont fixés, la sortie du réseau devient :

$$\begin{aligned} f &= \frac{\omega_1}{\omega_1 + \omega_2} f_1 + \frac{\omega_2}{\omega_1 + \omega_2} f_2 \\ &= \bar{\omega}_1 f_1 + \bar{\omega}_2 f_2 \\ &= \bar{\omega}_1 (p_1 x + q_1 y + r_1) + \bar{\omega}_2 (p_2 x + q_2 y + r_2) \\ &= (\bar{\omega}_1 x) p_1 + (\bar{\omega}_1 y) q_1 + (\bar{\omega}_1) r_1 + (\bar{\omega}_2 x) p_2 + (\bar{\omega}_2 y) q_2 + (\bar{\omega}_2) r_2 \end{aligned} \quad (\text{C.8})$$

qui est une combinaison linéaire des paramètres modifiables. Par conséquent, une combinaison de descente de gradient et de la méthode des moindres carrés peut facilement déterminer les valeurs optimales pour les paramètres p_i , q_i et r_i . Toutefois, si les MF ne sont pas fixes et sont amenées à varier, l'espace de recherche devient plus grand et par conséquent, la convergence de l'algorithme d'apprentissage devient plus lente.

Annexe D

Changement de coordonnées : Triphasées-Diphasées

D.1 Transformée de Concordia

La transformée de Concordia permet le passage des composantes triphasées X_{abc} aux coordonnées dans le plan $\alpha - \beta$. Cette transformation est donnée par la relation

$$X_{\alpha\beta h} = k \cdot C_{23} \cdot X_{abc} \quad (\text{D.1})$$

avec :

$$C_{23} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{D.2})$$

Cette transformation dépend d'un coefficient de normalisation k . Les valeurs usuelles de k sont :

- $k = \frac{2}{3}$ si on veut conserver lors de la transformation la norme de X qui représente dans le cas d'un générateur, les courants, les tensions ou les flux.
- $k = \sqrt{\frac{2}{3}}$ si on veut conserver lors de la transformation la norme de la puissance.

D.2 Transformée de Park

Le repère de Park correspond au repère diphasé noté dq . Ce repère est tournant et généralement lié au champ tournant de la machine synchrone. Le passage d'un repère

fixe à un repère tournant est donné par matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = R(\theta)^t \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{D.3})$$

Avec :

$$R(\theta)^t = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{D.4})$$

Pour le passage directement du repère triphasé au repère diphasé tournant dq , on utilise la relation suivante qui est la combinaison de D.6 et de D.1

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = R(\theta)^t \cdot k \cdot C_{23} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{D.5})$$

En développant la relation D.5, on obtient :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = k \cdot P_{23} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{D.6})$$

Avec :

$$P_{23} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (\text{D.7})$$

Annexe E

Simulateur éolien

Le banc éolien que nous disposons au laboratoire est développé par la société LUCAS-NÜLLE et qui est mené d'un logiciel d'exploitation Labsoft [109].

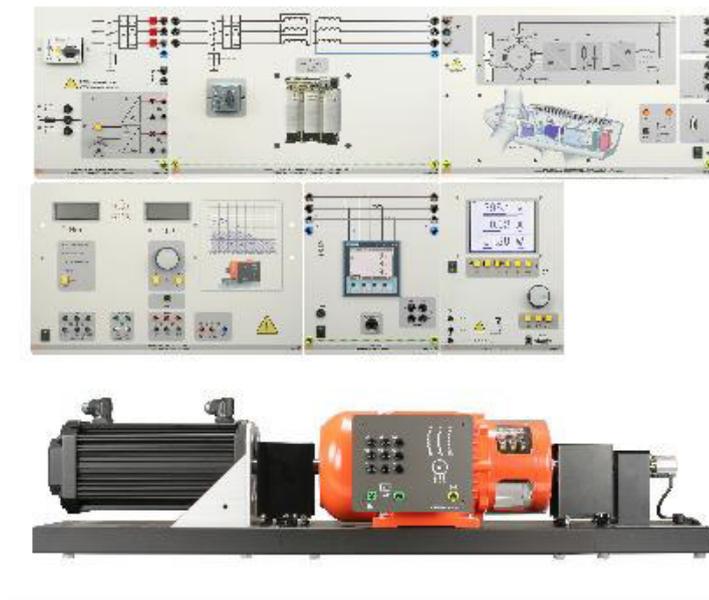


FIGURE E.1: Émulateur éolien

Le simulateur éolien est composé essentiellement d'un moteur électrique, qui joue le rôle de la turbine éolienne entraînant une génératrice électrique qui produit de l'électricité sur un bus. Les principaux composants du banc éolien sont listé ci-dessous :

- **Système de commande**

L'unité de commande présente les caractéristiques suivantes :

- Unité de commande avec deux onduleurs triphasés.

- Exploitation du générateur asynchrone à double alimentation en mode sous-synchrone et sur-synchrone.
- Interrupteur de puissance intégré pour l'injection au réseau.
- Régulation de la puissance active et réactive, de la fréquence, de la tension.
- Synchronisation du réseau manuelle et automatique.
- Interface USB.
- Entrée pour capteur incrémental.
- Chopper de freinage intégré pour des expériences «Fault Ride Through». - Tension d'alimentation : 3x400V, 50...60 Hz.
- Puissance de sortie maximale : 1 kVA.

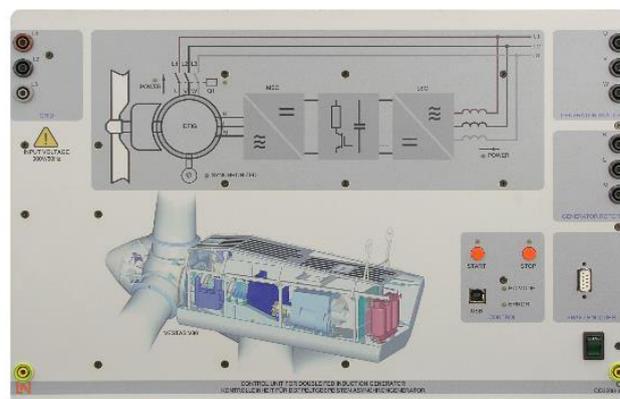


FIGURE E.2

- **Génératrice asynchrone**

- Tension nominale : 400/230 V, 50 Hz.
- Courant nominal : 2,0A/3,5 A.
- Régime nominal : 1400/1500 min^{-1} .
- Puissance nominale : 0,8 kW.
- cos phi : 0,75.
- Tension d'excitation : 130V CA/24V CC.
- Courant d'excitation : 4A CA/11A CC.



FIGURE E.3

- **Encodeur incrémental** Le capteur incrémental présente les caractéristiques suivantes :
 - 1024 impulsions.
 - Niveau TTL.
 - Régime : 6000/min.
 - Moment d'inertie : 35 g/cm^2 .



FIGURE E.4

Bibliographie

- [1] Idris SADLI. *Modélisation par Impédance d'une pile à Combustible PEM Pour Utilisation en électronique de puissance*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Lorraine, 2006.
- [2] Erich Hau. *Wind-turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer (<http://www.springer.de>), Third, translated edition, 2013.
- [3] <http://www.avem.fr/>.
- [4] B. Multon, J. Seignurbieux, M. Ruellan, and H. Ben Ahmed. Energie et développement durable. In *ENSET/ENS de Cachan.*, 2006.
- [5] World Wide Fund (WWF). Rapport planète vivante. Technical report, http://www.wwf.fr/vous_informer/rapports_pdf_a_telecharger/planete_vivante/?3420/rapport-planete-vivante-2014, 2014.
- [6] Commissariat général au développement durable. Chiffres clés des énergies renouvelables. Technical report, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-dernieres-publications-du.html>, 2014.
- [7] REN21. Renewables 2015, global status report. Technical report, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/06/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf, 2015.
- [8] Rim MISSAOUI BADREDDINE. *Gestion Energétique optimisée pour un bâtiment intelligent multi-sources multi-charges : différents principes de validations*. PhD thesis, Université de Grenoble, 2012.
- [9] Agence de l' environnement et de la maitrise de l' énergie (ADEME) www.ademe.fr.

- [10] Diego Feroldi, Lucas Nieto Degliuomini, and Marta Basualdo. Energy management of a hybrid system based on wind solar power sources and bioethanol. *Chemical Engineering Research and Design*, (91) :1440–1455, 2013.
- [11] Ionel Vechiu. *Modélisation et Analyse de l'intégration des Energies Renouvelables dans un Réseau Autonome*. PhD thesis, Université du Havre, 2005.
- [12] Lila Croci. *Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs*. PhD thesis, UNIVERSITE DE POITIERS, 2014.
- [13] M. Ashari and C.V. Nayar. An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (pv)–diesel–battery hybrid power system. *Solar Energy*, 66(1) :1 – 9, 1999. ISSN 0038-092X. doi : [http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(99\)00016-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(99)00016-X). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X9900016X>.
- [14] PETIBON Stephane. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. PhD thesis, Université de Toulouse, 2009.
- [15] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada. Maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 142(1) :59–64, 1995.
- [16] A. Medeiros Torres, F.L.M. Antunes, and F.S. dos Reis. An artificial neural network-based real time maximum power tracking controller for connecting a pv system to the grid. In *Industrial Electronics Society, IECON '98. Proceedings of the 24th Annual Conference of the IEEE*, volume 1, pages 554–558, 1998.
- [17] C. Liu, B. Wu, and R. Cheung. Advanced algorithm for mppt control of photovoltaic systems. In *In Canadian Solar Buildings Conference Montreal*, pages 20–24, 2004.
- [18] A. El Shahat. Maximum power point genetic identification function for photovoltaic system. *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences*, 3 (3) :264–273., 2010.

- [19] Fangrui Liu, Shanxu Duan, Fei Liu, Bangyin Liu, and Yong Kang. A variable step size inc mppt method for pv systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(7) :2622–2628, 2008.
- [20] M. Dahmane, J. Bosche, A. El-Hajjaji, and X. Pierre. Mppt for photovoltaic conversion systems using genetic algorithm and robust control. In *American Control Conference (ACC)*, 2013.
- [21] M. Dahmane, J. Bosche, A. El-Hajjaji, and M. Davarifar. T-s implementation of an mppt algorithm for photovoltaic conversion system using poles placement and h infinity performances. In *International Conference on Systems and Control (ICSC)*, pages 1116–1121, 2013.
- [22] Issam Houssamo, Fabrice Locment, and Manuela Sechilariu. Experimental analysis of impact of {MPPT} methods on energy efficiency for photovoltaic power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 46 : 98 – 107, 2013. ISSN 0142-0615. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.048>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512006114>.
- [23] N.A. Ahmed and M. Miyatake. A stand-alone hybrid generation system combining solar photovoltaic and wind turbine with simple maximum power point tracking control. In *CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference*, volume 1, pages 1–7, 2006.
- [24] S.A. Daniel and N. Ammasaigounden. A novel hybrid isolated generating system based on pv fed inverter-assisted wind-driven induction generators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(2) :416–422, 2004.
- [25] Tasneem Abbasi and S.A. Abbasi. Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4) : 2134 – 2143, 2011. ISSN 1364-0321. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.050>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004193>.
- [26] Demetrio Antonio Zema, Angelo Nicotra, Vincenzo Tamburino, and Santo Marcello Zimbone. A simple method to evaluate the technical and economic feasibility of micro hydro power plants in existing irrigation systems. *Renewable Energy*,

- 85 :498 – 506, 2016. ISSN 0960-1481. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.066>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115300896>.
- [27] D. Canever, G.J.W. Dudgeon, S. Massucco, J.R. McDonald, and F. Silvestro. Model validation and coordinated operation of a photovoltaic array and a diesel power plant for distributed generation. In *Power Engineering Society Summer Meeting*, volume 1, pages 626–631, 2011.
- [28] Mohamed Karim ABDENNADHER. *Etude et Elaboration d un Systeme de Maintenance Predictive pour les Coondensateurs et les Batteries Utilisees dans les Alimentation sans Interruption (ASI)*. PhD thesis, Universite de LYON 1, 2010.
- [29] Jeremy LAGORSE. *Modélisation, Dimentionnement et Optimisation des Systèmes d’Alimentation Descentralisés à Energie Renouvelables- Application des Systèmes Multi-Agents pour la Gestion de l’Energie*. PhD thesis, Université de Technologie de Belfort-Montbeliard, 2009.
- [30] W. Qi, J. Liu, X. Chen, and P. D. Christofides. Supervisory predictive control of standalone wind/solar energy generation systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 19(1) :199–207, 2011.
- [31] F. Valenciaga and P. F. Puleston. Supervisor control for a stand-alone hybrid generation system using wind and photovoltaic energy. *IEEE Transactions. Energy Conversion*, 20(2) :398–405, 2005.
- [32] Caisheng Wang and M. Hashem Nehrir. Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel cell energy system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(3) :957–967, 2008.
- [33] M. Kalantar and S.M. Mousavi G. Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage. *Applied Energy*, 87(10) :3051 – 3064, 2010. ISSN 0306-2619. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.02.019>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261910000504>.
- [34] N. Muntean, M. Gavris, and O. Cornea. Dual input, small power, pv and wind energy conversion system. In *13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*,, pages 906–911, 2012.

- [35] Diego Feroldi, Pablo Rullo, and David Zumoffen. Energy management strategy based on receding horizon for a power hybrid system. *Renewable Energy*, 75(0) : 550 – 559, 2015. ISSN 0960-1481. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.056>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114006211>.
- [36] Mohsen Ben Ammar. *Contribution à l'Optimisation de la Gestion des Systèmes Multi-sources d'Energies Renouvelables*. PhD thesis, École Nationale d'Ingenieur de Sfax, 2011.
- [37] E. Dursun and O. Kilic. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone pv/wind/pemfc hybrid power system. *Electrical Power and Energy Systems*, 34 :81–89, 2012.
- [38] Nicu Bizon, Mihai Oproescu, and Mircea Raceanu. Efficient energy control strategies for a standalone renewable/fuel cell hybrid power source. *Energy Conversion and Management*, 90(0) :93 – 110, 2015. ISSN 0196-8904. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.002>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414009522>.
- [39] F. Guerin, D. Lefebvre, and V. Loisel. Supervisory control design for systems of multiple sources of energy. *Control Engineering Practice*, 20(12) :1310–1324, 2012. ISSN 0967-0661. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.conengprac.2012.07.006>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066112001499>.
- [40] Mboup B., Guerin F., Ndiaye P., and Lefebvre D. Control design for hybrid system based on dc/dc converters duty cycle value. *COMPEL*, 30(1) :310–335, 2011.
- [41] Zhou W., Lou C., Li Z., Lu L., and Yang H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solarewind power generation systems. *Applied Energy*, 87(2) :380–389, 2010.
- [42] B.S. Borowy and Z.M Salameh. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and pv array in a wind/pv hybrid system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11(2) :367–375, 1996.

- [43] Eftichios Koutroulis, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, and Kostas Kalitza. Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 80(9) :1072 – 1088, 2006. ISSN 0038-092X. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2005.11.002>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X05003713>.
- [44] R. Chedid and S. Rahman. Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 12(1) :79–85, 1997.
- [45] R. Belfkira, O. Hajji, C. Nichita, and G Barakat. Optimal sizing of stand-alone hybrid wind/pv system with battery storage. *European Conference on Power Electronics and Applications*, pages 1–10, 2007.
- [46] José L. Bernal-Agustin, Rodolfo Dufo-Lopez, and David M. Rivas-Ascaso. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy*, 31(14) :2227 – 2244, 2006. ISSN 0960-1481. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2005.11.002>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148105003356>.
- [47] A. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtouen. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy*, 36(2) : 1214 – 1222, 2011. ISSN 0360-5442. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.024>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210006699>.
- [48] *European Commission Joint Research Center* : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pogis>.
- [49] Damien Picault. *Reduction of Mismatch Losses in Grid-Connected Photovoltaic Systems Using Alternative Topologies*. PhD thesis, Université de Grenoble, 2010.
- [50] *UNI-Solar Framed Solar Module ECO-Series model ES-62T, DataSheet*. UNI-Solar. www.uni-solar.com.
- [51] Martine O. and L. Hansen. *Aerodynamics of wind Turbines*. Published by Earthscan in the UK and USA., 2008.
- [52] Duc-Hoan TRAN. *Conception Optimal Intégrée d'une chaîne "passive" : Analyse de robustesse, validation expérimentale*. PhD thesis, Université de Toulouse, 2010.

- [53] Gary L. Johnson. *Wind Energy Systems*. Electronic Edition, 2001.
- [54] Bin Wu, Yongqiang Lang, Navid Zargari, and Samir Kouro. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. A John Wiley & Sons, INC., Hoboken, New Jersey, 2011.
- [55] Olivier GERGAUD. *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. PhD thesis, ECOLE NORMALE SUPERIEURE de CACHAN, 2002.
- [56] E. Kuhn, C. Forgez, P. Lagonotte, and G. Friedrich. Modelling ni-mh battery using cauer and foster structures. *Journal of Power Sources*, 158 :1490–1497, 2006.
- [57] Mohamed Karim ABDENNADHER. *Etude et Elaboration d'un système de Maintenance Prédicative Pour les condensateurs et les Batteries Utilisés dans les Alimentations sans Interruptions (ASI)*. PhD thesis, Université Caude Bernard Lyon 1, 2010.
- [58] L. Gagneur, C. Forgez, and A.L.D. Franco. Lithium-ion state of charge observer with open circuit voltage hysteresis model. In *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*,, pages 1–7, 2013.
- [59] Junhong Zhang, Jih-Sheng Lai, and Wensong Yu. Bidirectional dc-dc converter modeling and unified controller with digital implementation. In *Applied Power Electronics Conference and Exposition*, pages 1747–1753, 2008.
- [60] O. Gomis-Bellmunt, D. Montesinos-Miracle, S. Galceran-Arellano, and J. Rull-Duran. Sliding mode control based buck-boost bidirectional converter to drive piezoelectric loads. *Journal of Electrical Energy*, 90 :115–125, 2007.
- [61] M.A. Abdullah, A.H.M. Yatim, C.W. Tan, and A.S. Samosir. Control of a bidirectional converter to interface ultracapacitor with renewable energy sources. pages 673 – 678, 2013.
- [62] Mohamed Rashed, A. Elmitwally, and Sahar Kaddah. New control approach for a pv-diesel autonomous power system. *Electric Power Systems Research*, 78(6) : 949 – 956, 2008. ISSN 0378-7796. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2007.07.003>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607001654>.

- [63] V.M. Pereira, J.A. Pomilio, and P.A.V. Ferreira. Induction generator driven by internal combustion engine with voltage and frequency regulation. In *Industrial Electronics, 2002. ISIE 2002. Proceedings of the 2002 IEEE International Symposium on*, volume 3, pages 834–839, 2002.
- [64] Nicu Bizon. Load following mode control of stand-alone renewable/ fuel cell hybrid power source. *Energy Conversion and Management*, 77 :763–772, 2014.
- [65] Shuhui Li and Tim A. Haskew. Characteristic study of vector-controlled direct driven permanent magnet synchronous generator in wind power generation. In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [66] UNI-Solar Framed Solar Module ECO-Series model ES-62T, DataSheet.
- [67] Wei Zhang, Dong Dong, Igor Cvetkovic, Fred C. Lee, and Dushan Boroyevich. Lithium-based energy storage management for dc distributed renewable energy system. In *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2011.
- [68] Thanh-Son Dao and Chandrika P. Vyasarayaniand John McPhee. Simplification and order reduction of lithium-ion battery model based on porous-electrode theory. *Journal of Power Sources*, 198 :329–377, 2012.
- [69] Dimitris Lazos, Alistair B. Sproul, and Merlinde Kay. Optimisation of energy management in commercial buildings with weather forecasting inputs : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39(0) :587 – 603, 2014. ISSN 1364-0321. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.053>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211400505X>.
- [70] Shafiqur Rehman and Talal Omar Halawani. Statistical characteristics of wind in saudi arabia. *Renewable Energy*, 4(8) :949 – 956, 1994. ISSN 0960-1481. doi : [http://dx.doi.org/10.1016/0960-1481\(94\)90229-1](http://dx.doi.org/10.1016/0960-1481(94)90229-1). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0960148194902291>.
- [71] Ll. Mora-Lopez and M. Sidrach de Cardona. Multiplicative arma models to generate hourly series of global irradiation. *Solar Energy*, 63(5) :283 – 291, 1998. ISSN 0038-092X. doi : [http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(98\)00078-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00078-4). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X98000784>.

- [72] U. Amato, A. Andretta, B. Bartoli, B. Coluzzi, V. Cuomo, F. Fontana, and C. Serio. Markov processes and fourier analysis as a tool to describe and simulate daily solar irradiance. *Solar Energy*, 37(3) :179 – 194, 1986. ISSN 0038-092X. doi : [http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X\(86\)90075-7](http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(86)90075-7). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X86900757>.
- [73] A. Mellit, M. Benghanem, and S.A. Kalogirou. An adaptive wavelet-network model for forecasting daily total solar-radiation. *Applied Energy*, 83(7) :705 – 722, 2006. ISSN 0306-2619. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2005.06.003>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261905000875>.
- [74] M.A. Mohandes, T.O. Halawani, S. Rehman, and Ahmed A. Hussain. Support vector machines for wind speed prediction. *Renewable Energy*, 29(6) :939 – 947, 2004. ISSN 0960-1481. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2003.11.009>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148103003860>.
- [75] Cristiani N and Shaw-Taylor J. *Support vector machines and other kernel-based learning methods*. Cambridge University Press, 2000.
- [76] Maher Chaabene and Mohsen Ben Ammar. Neuro-fuzzy dynamic model with kalman filter to forecast irradiance and temperature for solar energy systems. *Renewable Energy*, 33(7) :1435 – 1443, 2008. ISSN 0960-1481. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2007.10.004>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148107003035>.
- [77] A. Yona, T. Senjyu, T. Funabashi, and Chul-Hwan Kim. Determination method of insolation prediction with fuzzy and applying neural network for long-term ahead pv power output correction. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 4(2) : 527–533, 2013.
- [78] J.W. Taylor and R Buizza. Neural network load forecasting with weather ensemble predictions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17(3) :626–632, 2002.
- [79] Wilson Wang. An adaptive predictor for dynamic system forecasting. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 21(2) :809 – 823, 2007. ISSN 0888-3270. doi : <http://>

- dx.doi.org/10.1016/j.ymsp.2005.12.008. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0888327006000021>.
- [80] Agence Météo France : www.meteofrance.com.
- [81] Hirotogu Akaike. Information theory as an extension of the maximum likelihood principle. In *In B.N. Petrov and R. Csaki (Eds.), second International Symposium on Information Theory*, pages 267–281, 1973.
- [82] A.Q. Malik and Salmi Jan Bin Haji Damit. Outdoor testing of single crystal silicon solar cells. *Renewable Energy*, 28(9) :1433 – 1445, 2003. ISSN 0960-1481. doi : [http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481\(02\)00255-0](http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00255-0). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148102002550>.
- [83] Marion B, Kroposki B, Emery K, del Cueto J, Myers D, and Osterwald C. V. Validation of a photovoltaic module energy ratings procedure at nrel. Technical report, NREL report NREL/TP-520-26909, 1999.
- [84] M.C. Alonso Garcia and J.L. Balenzategui. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations. *Renewable Energy*, 29(12) :1997 – 2010, 2004. ISSN 0960-1481. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2004.03.010>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148104001260>.
- [85] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 20(4) :963–973, 2005.
- [86] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, and F. Blaadbjerg. Improved mppt algorithms for rapidly changing environmental conditions. In *Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC*, 2006.
- [87] Issam Houssamo, Fabrice Locment, and Manuela Sechilariu. Maximum power tracking for photovoltaic power system : Development and experimental comparison of two algorithms. *Renewable Energy*, 35(10) :2381 – 2387, 2010. ISSN 0960-1481. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.006>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148110001588>.

- [88] Tomohiro Takagi and Michio Sugeno. Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control. *IEEE Trans. on Systems, Man and Cybernetics*, 15(1) :116–132, 1985.
- [89] Wissam El Messoussi. *Contribution à la commande robuste de la dynamique du véhicule*. PhD thesis, Université de Picardie Jules Verne, 2008.
- [90] K. Tanaka and M. Sano. A robust stabilization problem of fuzzy control systems and its application to backing up control of a truck-trailer. *Fuzzy Systems, IEEE Transactions on*, 2(2) :119–134, 1994.
- [91] K. Tanaka, T. Ikeda, and H.O. Wang. Fuzzy regulators and fuzzy observers : relaxed stability conditions and lmi-based designs. *Fuzzy Systems, IEEE Transactions on*, 6(2) :250–265, 1998.
- [92] Kazuo Tanaka and Michio Sugeno. Stability analysis and design of fuzzy control systems. *Fuzzy Sets and Systems*, 45(2) :135 – 156, 1992. ISSN 0165-0114. doi : [http://dx.doi.org/10.1016/0165-0114\(92\)90113-I](http://dx.doi.org/10.1016/0165-0114(92)90113-I). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/016501149290113I>.
- [93] S. Boyd, L. El Ghaoui, E. Feron, and V. Balakrishnan. *Linear Matrix Inequalities in System and Control Theory*. Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia,, 1994.
- [94] Euntai Kim and Heejin Lee. New approaches to relaxed quadratic stability condition of fuzzy control systems. *IEEE Transaction on Fuzzy Systems*, 8(5) :523–534, 2000.
- [95] L. Xiaodong and Z. Qingling. New approaches to controller designs based on fuzzy observers for t-s fuzzy systems via lmi. *Automatica*, 39(9) :1571–1582, 2003.
- [96] Jérôme Bosche. *Analyse et Commande par Placement de Pôles en D-Stabilité Robuste*. PhD thesis, Université de Poitiers, 2003.
- [97] Mahmoud Chilali and Pascal Gahinet. H-infinity design with pole placement constraints : An lmi approach. *IEEE Transaction on Automatic Control*, 41(3) :358–367, 1996.
- [98] Sung-Kyung Hong and Reza Langari. An lmi-based h infinity fuzzy control system design with {TS} framwork. *Information Sciences*, 123(3–4) :163 –

- 179, 2000. ISSN 0020-0255. doi : [http://dx.doi.org/10.1016/S0020-0255\(99\)00131-0](http://dx.doi.org/10.1016/S0020-0255(99)00131-0). URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0020025599001310>.
- [99] S. S. Farinwata, D. Filev, and R. Langari. *Fuzzy Control : Synthesis and Analysis*. New york, 2000.
- [100] Yongheng Yang, F. Blaabjerg, and Huai Wang. Constant power generation of photovoltaic systems considering the distributed grid capacity. In *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Twenty-Ninth Annual IEEE*, pages 379–385, 2014.
- [101] A. Ahmed, Li Ran, Sol Moon, and Joung-Hu Park. A fast pv power tracking control algorithm with reduced power mode. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 28(3) :565–575, 2013.
- [102] Yongheng Yang, P. Enjeti, F. Blaabjerg, and Huai Wang. Suggested grid code modifications to ensure wide-scale adoption of photovoltaic energy in distributed power generation systems. In *Industry Applications Society Annual Meeting, IEEE*, pages 1–8, 2013.
- [103] Kuang-Yow Lian, Ya-Lun Ouyang, and Wei-Lun Wu. Realization of maximum power tracking approach for photovoltaic array systems based on t-s fuzzy method. In *IEEE International Conference on Fuzzy Systems, (IEEE World Congress on Computational Intelligence)*, pages 1874–1879, 2008.
- [104] J. Bosche. Bachelier and D. Mehdi. Placement de pôles roboratif par retour statique détat. *Journal Européen des Ssytème Automatisés*, 36(10) :1413–1437, 2002.
- [105] Keliang Zhou and Danwei Wang. Relationship between space-vector modulation and three-phase carrier-based pwm : A comprehensive analysis. *IEEE transactions on Industrial Electronics*, 49(1) :186–196, 2000.
- [106] John G. Ziegler et Nathaniel B. Nichols. Optimum settings for automatic controllers. *Transactions of the ASME*, 64 :759–768, 1942.
- [107] Toufik AZIB. *Contribution à l'Etude d'Electro-générateurs à Pile à Comustible*. PhD thesis, Université Paris-Sud XI, 2010.
- [108] *dSPACE, Solutions for Control*, <http://www.dspace.de/ww/en/pub/start.cfm>.

[109] LUCAS-NULLE <http://www.lucas-nuelle.com/>.