الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Ferhat ABBAS Sétif 1

UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF 1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THESE

Présentée au Département d'Electrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Commande Electrique

Par

ZEBIRI Fouad

THÈME

Etude et implantation d'une commande non conventionnelle pour un système de pompage photovoltaïque.

Soutenue le ……./……./…… devant le Jury:

RADJEAI Hammoud	**Professeur**	**Univ. Ferhat Abbas Sétif 1**	**Président**
RAHMANI Lazhar	**Professeur**	**Univ. Ferhat Abbas Sétif 1**	**Directeur de thèse**
KESSAL Abdelhalim	**Professeur**	**Univ. Bordj Bou Arreridj**	**Co-Directeur**
MOUSSI Amar	**Professeur**	**Univ. Mohamed Khider Biskra**	**Examinateur**
AZZOUI Boubaker	**Professeur**	**Univ. Mostefa Ben Boulaïd Batna 2**	**Examinateur**
BADOUD Abd Essalam	**M.C.A.**	**Univ. Ferhat Abbas Sétif 1**	**Examinateur**

AVANT-PROPOS

J'adresse mes respectueux remerciements à mes directeurs de thèse L. RAHMANI, PROFESSEUR à l'Université de Sétif et A. KESSAL, PROFESSEUR à l'Université de Bordj Bou Arreridj, pour avoir suivis, dirigés et pour les précieux conseils qu'ils m'ont sus donnes et l'attention et le sérieux avec lesquels ils ont suivi de près mes travaux de recherche.

Je tiens également à remercier vivement les membres de jury pour avoir acceptés d'évaluer ce travail : Monsieur RADJEAI Hammoud, Professeur à l'Université de Sétif, d'avoir accepté de juger mon travail et de présider le jury de soutenance de cette thèse. Monsieur MOUSSI Amar Professeurs à l'Université de Biskra, Monsieur AZZOUI Boubaker Professeurs à l'Université de Batna et BADOUD Abd Essalam Maitre de conférences à l'université de Sétif, pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'être les examinateurs de cette thèse.

Je tiens à remercier l'ensemble des enseignants qui ont assuré notre formation tout au long de mes années d'études.

Enfin, je dédie ce travail à toute ma famille, mes collègues et mes amis

ZEBIRI Fouad

Liste d'acronymes & Abréviations

PV	Photovoltaïque,
GPV :	Générateur photovoltaïque,
MPPT	Maximum Power Point Tracking (suivi du point maximal de puissance),
MPP	Maximum Power Point (point maximal de puissance),
LPP	Limited Power Point (limitation le point de puissance),
PWM	Modulation de largeur d'impulsion (La modulation de largeur d'impulsions)
DC :	Courant continu (Directe Curent),
AC :	Courant alternatif (Alternating Curent),
SPPV :	Systèmes de pompage à énergie photovoltaïque,
SPEO :	Systèmes de pompage à énergie éolienne,
BLDC :	Brushless direct **c**urrent motor (Moteur à courant continu sans balais),
CIEMAT:	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (Centre de recherche sur l'énergie, l'environnement et de la technologie),
C_{MPPT}	MPPT basé sur le contrôle du courant,
V_{MPPT}	MPPT basé sur le contrôle de la tension,

TABLE DES MATIERES

Introduction générale 1

Chapitre 01 Généralités sur les systèmes de pompage photovoltaïque

1. Les systèmes de pompage photovoltaïque 4

1.1 Introduction 4

1.2 Energie Photovoltaïque 4

1.3 Pompage photovoltaïque 7

1.3.1 Principaux Composants de système de pompage photovoltaïque 8

1.3.1.1 Le Générateur solaire 8

1.3.1.2 Stockage de l'énergie électrique 10

1.4 Conclusion 17

Chapitre 02 Modélisation, analyse et contrôle de système PV- pompe

2. Modélisation, analyse et contrôle du système PV- pompe 19

2.1 Introduction 19

2.2 Générateur Photovoltaïque 20

2.2.1 Circuit équivalent d'une cellule 20

2.3 Batteries au plomb-acide 23

2.3.1 Modèle de CIEMAT 24

2.4 Supercondensateurs 27

2.4.1 Modélisation des supercondensateurs 27

2.5 Convertisseurs statique DC-DC 28

2.5.1 Convertisseur Boost en régime permanant 29

2.5.2 Non-idéalités et le rendement. 32

2.5.2.1 Interrupteurs statiques Non idéal 32

2.5.3 Contrôle du convertisseur associé aux GPV 35

2.5.4 Commande en courant des convertisseurs associés aux supercondensateurs et aux batteries 37

2.5.5 Résultats de simulation 41

2.6 Tension du bus continu DC 42

2.6.1 Principe de contrôle 42

2.6.2 Élaboration des consignes de courant 43

2.7 Moteur synchrone autopilotée à aimant permanent (PMBLDC) 43

2.7.1 Les avantages de moteur BLDC 44

2.7.2 Principe de fonctionnement et le modèle dynamique de Moteurs BLDC. 44

2.7.3 Contrôle en boucle fermée du moteur BLDC 47

2.8 Les pompes 51

2.8.1 La pompe centrifuge 52

2.8.2 Système de canalisations 53

2.9 Conclusions 54

Chapitre 03 Optimisation du système de pompage PV par méthode direct

3. Les systèmes de pompage photovoltaïque sans batterie 56

3.1 Introduction 56

3.2 Description du système de pompage étudié 56

3.2.1 Dimensionnement de la Motopompe 56

3.2.2 Dimensionnement du générateur photovoltaïque : 57

3.3 Couplage direct du système de pompage photovoltaïque. 58

3.4 L'optimisation de système de pompage photovoltaïque 59

3.4.1 MPPT basé sur le contrôle de la tension ou du courant (V_{MPPT} et C_{MPPT}) 60

3.4.2 La technique de Hill climbing (HC) 62

3.4.3 Perturbation et Observation (P&O) 62

3.4.4 Méthode conductance incrémentale (ConInc) 62

3.5 Résultats de simulation en régime dynamique. 66

3.7 Conclusion 70

Chapitre 04 Gestion de l'énergie du système de pompage photovoltaïque

4. Gestion de l'énergie du système de pompage photovoltaïque 72

4.1 Introduction 72

4.2 Description du système 72

4.3 Stratégie de gestion de l'énergie 74

4.4 Unité de contrôle de système 76

4.5 Résultats de la simulation et interprétation 78

4.5.1 Mode normal de fonctionnement 80

4.5.2 Mode limitation de fonctionnement 82

4.6 Conclusion 84

Chapitre 05 Mise en Œuvre d'un banc d'essai expérimental

5. Mise en Œuvre d'un banc d'essai expérimental 87

5.1 Introduction 87

5.2 Description du banc d'essai 87

5.2.1 La machine 88

5.2.2 Circuit de puissance 89

5.2.3 Choix et dimensionnement des interrupteurs 90

5.2.4 Isolation et commande des MOSFETs 96

5.3 Résultats expérimentaux 97

5.3.1 Essai en charge avec un régulateur PI 98

5.3.2 Essai en charge avec un régulateur logique floue 100

5.3 Conclusion 103

Conclusion générale

Annexe

Bibliographie

Liste des figures

Figure 1.1 Architecture série pour installations photovoltaïques 5
Figure 1.2 Architecture parallèle pour installations photovoltaïques. 6
Figure 1.3 Les composants les plus communs des systèmes de pompage photovoltaïque [WEN12]. 7
Figure 1.4 Principe de fonctionnement d'une Cellule PV 9
Figure 1.5 Densité d'énergie et densité de puissance des technologies de stockage d'énergie [URL13]. 10
Figure 1.6 Constitution de la batterie au plomb. 12
Figure 1.7 Structure simplifiée d'un supercondensateur 13
Figure 1.8 Exemple de répartition de la puissance fournie par des batteries et des supercondensateurs 14
Figure 2.1 système de pompage photovoltaïque. 19
Figure 2.2 Circuit équivalent d'une cellule solaire. 20
Figure 2.3 Caractéristique I=f(V) et P=f(V). 23
Figure 2.4 Schéma équivalent de la batterie dans le modèle CIEMAT 24
Figure 2.5 Influence de la température sur la capacité 25
Figure 2.6 Influence de la température sur l'état des batteries 25
Figure 2.7 Variation de la tension de décharge pour différentes températures. 26
Figure 2.8 Variation de la tension de charge pour différentes températures. 26
Figure 2.9 Résistance de la batterie en charge. 27
Figure 2.10 Résistance de la batterie en décharge. 27
Figure 2.11 Schémas électriques équivalents d'un supercondensateur. 28
Figure 2.12 Convertisseur DC-DC bidirectionnel Buck et Boost. 29
Figure 2.13 Convertisseur Boost: fonctionnement et formes d'onde. 30
Figure 2.14 Gain de la tension et le rendement du convertisseur boost avec pertes en fonction de D pour CCM. 34
Figure 2.15 Schéma global du générateur PV. 35
Figure 2.16 Deux sous-systèmes linéaires après la simplification. 35
Figure 2.17 La forme d'onde de la tension PV modulée. 36
Figure 2.18 Lois de contrôle basées sur les régulateurs PI 37

Figure 2.19 Schéma de principe du contrôle du convertisseur associé aux batteries 37
Figure 2.20 Contrôle en courant de convertisseur associes aux éléments de stockage. 38
Figure 2.21 Schéma de principe de la régulation non linéaire de courant. 41
Figure 2.22 Résultats de simulation Commande directe par Lyapunov. 41
Figure 2.23 Condensateurs du bus DC..... 42
Figure 2.24 Contrôle en tension du bus DC..... 42
Figure 2.25 Élaboration des consignes de courant..... 43
Figure 2.26 Circuit équivalent triphasé du moteur BLDC. 45
Figure 2.27 Séquences de commutation triphasée. 46
Figure 2.28 schémas de contrôle de moteur BLDC. 47
Figure 2.29 Schéma de principe représenté le contrôle en vitesse de moteur BLDC. 48
Figure 2.30 Le couple électromagnétique 50
Figure 2.31 Rendement de la pompe centrifuge. 53
Figure 2.32 Courbe Hp(Qp) de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation..... 54
Figure 3.1 Le couplage direct..... 58
Figure 3.2 Caractéristiques I(V) pour différents éclairements avec T=25°C..... 59
Figure 3.3 Caractéristiques P(V) pour différents éclairements avec T=25°C..... 59
Figure 3.4 couplage avec optimisation de puissance (couplage indirect). 60
Figure 3.5 Organigramme de l'algorithme V_{MPPT} 61
Figure 3.6 Organigramme de l'algorithme C_{MPPT}..... 61
Figure 3.7 Signes de la dérivée de puissance par rapport à la tension autour du MPP..... 63
Figure 3.8 Algorithme type de la méthode P&O. 64
Figure 3.9 Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance. 64
Figure 3.10 Résultats de simulation des différentes grandeurs du système de pompage photovoltaïque par la méthode d'incrémentation de conductance (T=25°C)..... 67
Figure 3.11 $P_{ch}=f(V_{ch})$ 68
Figure 3.12 $I_{ch}=f(V_{ch})$ 68
Figure 3.13 $\Omega=f(G)$..... 69
Figure 3.14 Rendement global du système PV-Pompe (%). 69
Figure 4.1 Les grandeurs mesurées et pilotées au sein de système de pompage photovoltaïque 73
Figure 4.2 Stratégies de gestion de l'énergie..... 74
Figure 4.3 Flux des puissances [CHO15] 75

Figure 4.4 Algorithme de limitation de puissance de GPV 77
Figure 4.5 Mode déconnexion 77
Figure 4.6 Représentation par schéma-bloc de la commande hiérarchique [Lu 10] 78
Figure 4.7 Algorithme de gestion d'énergie et de choix des modes de fonctionnement du système globale 79
Figure 4.8 Modèle de système de pompage photovoltaïque dans l'environnement Matlab/Simulink 80
Figure 4.9 Formes d'onde en mode normal de fonctionnement. 82
Figure 4.10 Formes d'onde en mode limitation de fonctionnement 84

Figure 5.1 Banc d'essai réalisé, (a) sa photographie, (b) son schéma synoptique 88
Figure 5.2 moteur BLDC 88
Figure 5.3 Courant efficace de MOSFET 92
Figure 5.4 Circuit d'aide à l'ouverture implanté 93
Figure 5.5 La tension et le courant du MOSFET lors de son ouverture 93
Figure 5.6 Onduleur de puissance développés 96
Figure 5.7 Exemple de circuit HCPL-3120 96
Figure 5.8 Carte de d'isolation et de commande réalise 97
Figure 5.9 Implantation de la commande dans Simulink et interfaçage avec le DSl104 de dSPACE 98
Figure 5.10 La vitesse du rotor 99
Figure 5.11 Le courant de phase Ia 99
Figure 5.12 Zoom sur Le courant de phase Ia 100
Figure 5.13 Le couple électromagnétique estimé 100
Figure 5.14 La vitesse du rotor 101
Figure 5.15 Le courant de phase Ia 102
Figure 5.16 Zoom sur Le courant de phase Ia 102
Figure 5.17 Le couple électromagnétique estimé 103

Introduction générale

Depuis de nombreuses années, la production d'énergie électrique utilisé des combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel, etc.) ; Cependant, la disponibilité de ces matériaux sur terre est limitée et leur utilisation est beaucoup plus rapide que leur production. Finalement, ils vont à s'épuiser [MAN09]. En fait, la production d'énergie fossile est responsable de 40% des émissions mondiales de CO_2 [BEL10]. L'énergie nucléaire, qui ne produit pas directement de dioxyde de carbone, souffre généralement d'une mauvaise acceptation en raison des risques importants et du stockage coûteux des déchets [CHA87, LUT88].

Dans ce contexte, Les énergies renouvelables sont certainement la solution car cette technologie est propre et elle ne produit aucun polluant [HEN07, IBR00]. La source d'énergie la plus efficace et sans danger est probablement l'énergie solaire qui, pour de nombreuses applications, techniquement est simple à utiliser. L'énergie solaire est considérée comme l'une des sources d'énergie les plus prometteuses en raison de sa puissance infinie. Ainsi, les technologies modernes des panneaux solaires pénètrent rapidement sur le marché. La technologie de cette dernière qui a le plus grand impact sur notre vie est la photovoltaïque ; Pas en termes de quantité d'électricité produite, mais en raison du fait que les cellules photovoltaïques fonctionnent en silence, non polluantes et peuvent produire de l'électricité partout où le soleil brille, même dans des endroits où aucune autre forme d'électricité ne peut être obtenue [EPIA14]. Le mot photovoltaïque (PV) identifie la conversion directe de la lumière solaire en électricité au moyen de cellules solaires [GRE82]. L'accroissement de l'utilisation des cellules solaires est lié à des facteurs économiques, d'efficacité et de fiabilité. Les cellules solaires présentent des avantages en termes de fiabilité à long terme, de maintenance et d'impact minimal d'environnement. La production de modules photovoltaïques a ainsi augmenté régulièrement depuis les années soixante-dix (la décennie de la crise énergétique) et a dépassé les 24 MW à la fin du siècle dernier [PRI11, EPI14]. De nombreux travaux de recherche se concentrent sur l'utilisation optimale des générateurs photovoltaïques, qui représentent 60 à 80% du prix du système, selon que des moyens de stockage sont utilisés ou non [AUR13]. Les systèmes photovoltaïques peuvent être exploités de manière autonome, hybride ou connectée au réseau [BER09].

Les régions isolées, où la connexion au réseau de distribution coûte très cher, l'électricité solaire est une excellente solution à leurs besoins. Dans les pays développés, il est devenu une autre source d'énergie intégrée et est utilisée dans les services d'électrification résidentielle, de réfrigération, de climatisation et d'agriculture [OUA16,IME15]. De nos jours, le prix d'installation des panneaux solaires est encore élevé (en l'absence de soutien gouvernemental dans la plupart des pays), il est donc nécessaire de bien dimensionner et d'optimiser le fonctionnement du système [GRE01]. Les systèmes autonomes ont trouvé de nombreuses applications dans les régions éloignées pour répondre aux besoins en énergie électrique, mais les besoins essentiels en énergie électrique tels que les systèmes de pompage de l'eau. Dans de nombreuses régions isolées et rurales, des pompes manuelles ou des pompes à moteur diesel sont utilisées pour l'approvisionnement en eau. Les pompes diesel consomment des combustibles fossiles, ont des effets sur l'environnement, nécessitent plus d'entretien et moins fiables. Le pompage photovoltaïque a donné des satisfactions considérables en raison des développements majeurs dans le domaine des matériaux des cellules solaires et de la technologie des convertisseurs d'électroniques de puissance [YAH15,ZAR10].

Au début de l'exploitation du pompage par l'énergie solaire, il est utilisé le système pompage photovoltaïque aux fils du soleil. Ce dernier est constitué par le panneau photovoltaïque , la pompe et le moteur . Il présente un inconvénient majeur qui est « En absence du soleil ou faible éclairement la pompe ne fonctionne pas normalement ». Dans notre étude , on s'est intéressé à remédier à cette carence par l'association d'un système de stockage électrique à base des batteries et super-capacités. Le rôle de la première est de compenser le déficit en puissance dans le cas des faibles éclairements. La deuxième intervient dans les parties des régimes transitoires. Pour satisfaire, ce fonctionnement avec ces conditions, nous étions contraint d'associer des convertisseurs électroniques (un onduleur et des hacheurs bidirectionnels en courant).La supervision de tout le système ainsi obtenu est possible grâce à un algorithme de gestion d'énergie électrique que nous avons conçu par rapport aux exigences que nous avons fixées pour optimiser le fonctionnement dans toutes les cas possibles.

Notre choix s'est porté sur le moteur à courant continu sans balais nommé « BLDC » qui nécessite peu d'entretien et a un rendement très élevé. Dans la partie réalisation, nous avons conçu l'onduleur et la carte d'interface entre ce dernier et la carte d'acquisition (dSPACE) avec l'implémentation des commandes conventionnelles et non conventionnelles par rapport au moteur. Des résultats pratiques ont été obtenues justifiant toute la théorie.

Ce travail est reparti en cinq chapitres :

Le premier chapitre présente les différentes configurations hybride à base de l'énergie photovoltaïque où on va mettre l'accent sur les différents composants du système de pompage photovoltaïque hybride.

Dans le deuxième chapitre, la description du système de pompage photovoltaïque hybride sera détaillée. Un système hybride basé sur des panneaux photovoltaïques, des batteries au plomb et des supercondensateurs sera proposé. Chaque source de ce générateur hybride est traitée et modélisée. Dans ce contexte, La modélisation des convertisseurs de puissance et les lois de commande (convertisseur Boost DC/DC, Convertisseur bidirectionnel Buck&Boost DC-DC), ainsi que le contrôle du moteur BLDC est présenté.

Le troisième chapitre, on a examiné en première partie le couplage direct du générateur photovoltaïque avec le moteur BLDC. Dans la deuxième partie nous avons considéré le couplage du moteur/pompe avec un convertisseur DC/DC pour l'extraction du point de puissance maximale. Une étude comparative par simulation sera présentée et commentée.

Le quatrième chapitre, le contrôle et la gestion de flux des puissances de chaque source est expliqué. Ce système de gestion implémente plusieurs algorithmes afin de fournir la puissance demandée par le groupe motopompe quel que soit la variation des paramètres climatiques. En même temps, cela permet d'extraire le maximum de puissance PV dans certains cas, limiter cette puissance si nécessaire, respecter l'état de charge des éléments de stockage afin d'optimiser leur durée de vie et déconnecter les sources d'énergie si le réservoir d'eau a atteint le niveau maximal.

Dans le dernier chapitre, c'est la partie expérimentale : une description détaillée du banc d'essai de commande en vitesse du moteur BLDC. Nous présentons par la suite les étapes qu'a nécessité la réalisation du prototype expérimental pour la validation des lois de commande conventionnel et non conventionnel pour la commande en vitesse du moteur BLDC. Seront ensuite exposés la conception des différentes cartes électroniques, le dimensionnement des éléments du circuit de puissance et le Suivi d'une présentation des résultats expérimentaux obtenus.

Chapitre 01

LES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

1. Les systèmes de pompage photovoltaïque

1.1 Introduction

Les énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques sont les types d'énergie les plus écologiques à utiliser. Elles sont basées sur une technologie moderne propre et efficace, qui offre une lueur d'espoir pour un avenir fondé sur une technologie durable et sans pollution. L'importance de l'utilisation des systèmes d'énergie renouvelables est très attractive ces derniers temps, car la demande en électricité augmente rapidement dans le monde entier. Il existe plusieurs études dans la littérature sur la gestion de l'énergie. Les chercheurs ont également mis au point des algorithmes de gestion permettant une utilisation optimale de l'énergie renouvelable. Dans notre travail, le système hybride se concentre sur la combinaison du générateur photovoltaïque (PV) en tant que source principale d'énergie avec les éléments de stockage électrique.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les différentes configurations hybrides à base de l'énergie photovoltaïque. Ensuite, on va mettre l'accent sur les différents composants du système de pompage photovoltaïque hybride.

1.2 Energie Photovoltaïque

Ces dernières années, la production d'énergie solaire a connu une croissance remarquable en termes de puissance installée et de production d'énergie dans de nombreux pays. Les panneaux photovoltaïques autonomes sont des sources d'énergie durables intermittentes qui nécessitent un stockage d'énergie pour équilibrer la production et la demande, car la production photovoltaïque dépend des conditions météorologiques. Les batteries constituent traditionnellement la technologie de stockage la plus courante pour les systèmes photovoltaïques. Les systèmes photovoltaïques autonomes sont souvent utilisés dans des régions éloignées du réseau national pour le système d'irrigation en eau.

Une combinaison de batteries plomb-acide, supercondensateurs et de panneaux photovoltaïques dans un système de stockage d'énergie hybride est examinée [BJA13]. En effet, en utilisant un système de stockage en tant que batteries plomb-acide et les supercondensateurs augmentent la densité de puissance de l'ensemble du système.

La configuration des composants dans les installations photovoltaïques dépend de l'application. Certains d'entre eux sont détaillés dans ce qui suit :

1.2.1 Configuration en série

Le système de génération photovoltaïques autonomes est constitué de panneaux photovoltaïques, batteries, contrôleur photovoltaïque (MPPT) et onduleur. Le système est souvent basé sur la connexion en série d'un convertisseur DC-DC entre le système photovoltaïque et la batterie. Pour les charges AC, l'onduleur est utilisé pour convertir le courant DC de la batterie en courant AC [WAN10].

Dans ce cas, toute l'énergie photovoltaïque produite traversant le groupe de batteries est convertie de DC en AC par l'onduleur, puis transférée à la charge AC (figure 1.1) [OUA16].

Cette configuration est facile à installer et peut alimenter la charge en continu. Cependant, l'utilisation excessive du groupe de batteries diminue sa durée de vie. De plus, il faut une grande capacité pour réduire sa profondeur de décharge. De plus, l'efficacité de l'installation est réduite car toute l'énergie passe par le groupe de batteries et l'onduleur [WEN12].

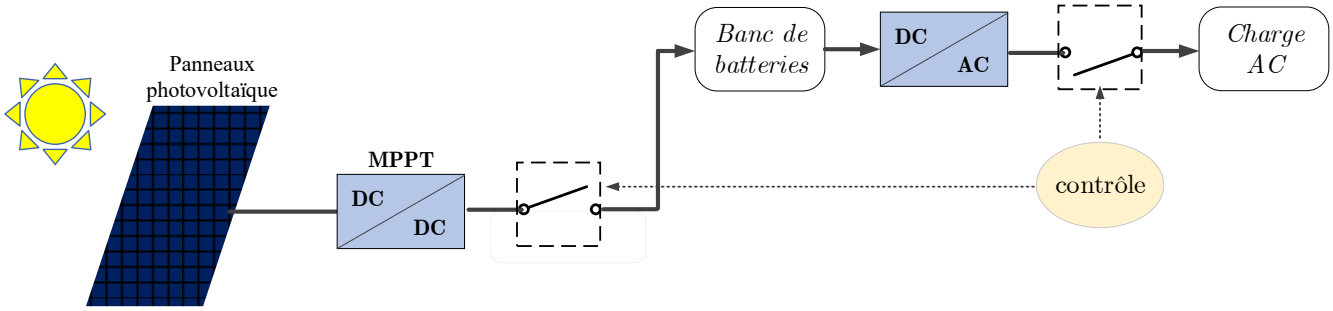


Figure 1.1 Architecture série pour installations photovoltaïques

1.2.2 Configuration parallèle

Le groupe de batteries et générateur PV sont connectés en parallèle par un convertisseur Boost DC-DC_1 et un convertisseur Buck DC-DC_2 (Figure 1.2). Le Boost DC-DC1 convertit l'électricité en bus continu utilisé par l'onduleur DC-AC. Le Buck DC-DC2 charge le groupe de batteries.

La configuration en parallèle permet à toutes les sources d'énergie d'alimenter séparément la charge AC [DAS18, ABL15].

La capacité du système de production photovoltaïque à satisfaire la demande en énergie dépend des conditions atmosphériques. De telles conditions et l'état du groupe de batteries (recharge ou décharge) définiront différents modes de fonctionnement du système. Selon le principe de l'équilibre énergétique, devrait être équilibrée l'énergie du système entre la

production totale et la demande totale. La demande totale inclut la charge (DC ou AC) et la puissance nécessaire pour recharger (plus) ou décharger (moins) le groupe de batteries [WEN12].

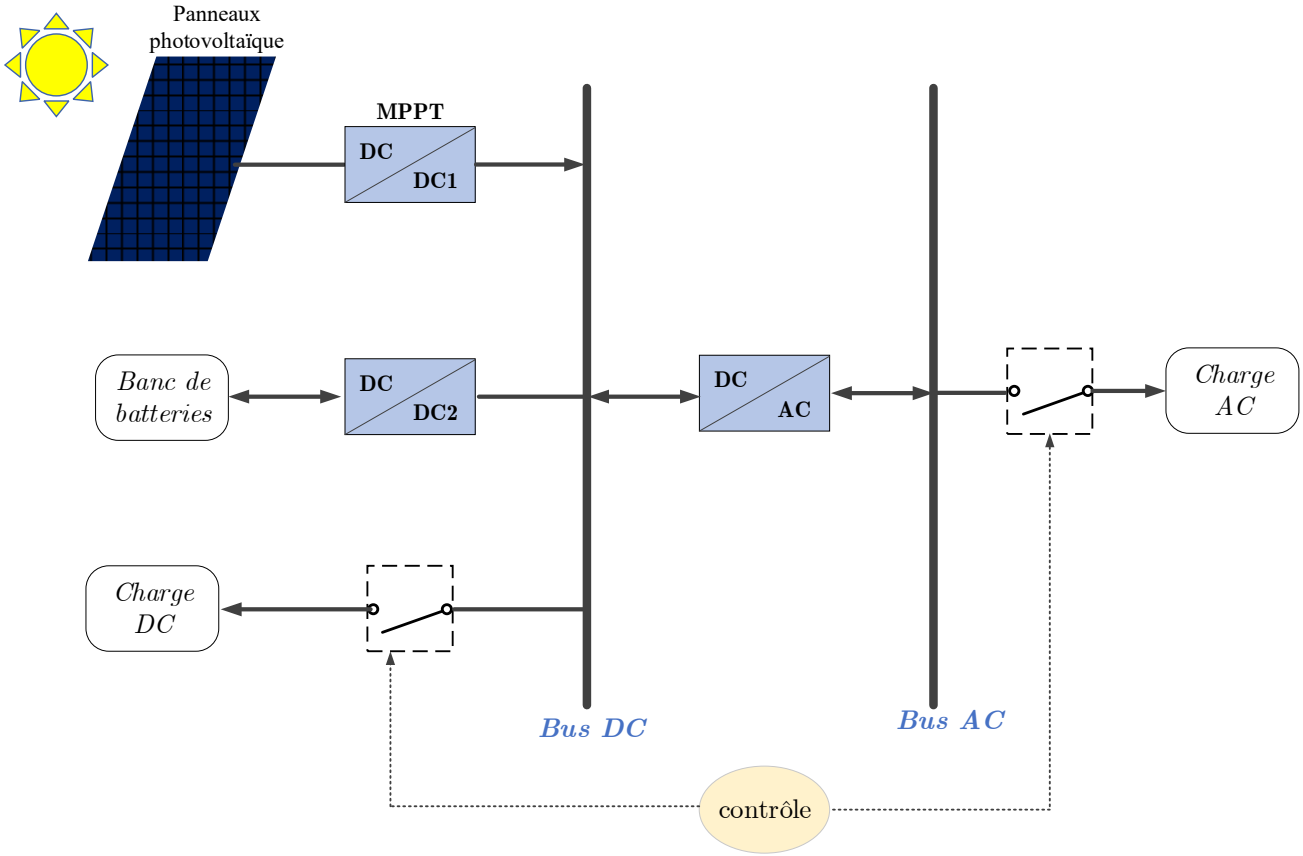


Figure 1.2 Architecture parallèle pour installations photovoltaïques.

Ces objectifs ne peuvent être atteints que si les composants installés sont contrôlés par un système de gestion d'énergie. En fait, les systèmes parallèles incluent des contrôleurs sophistiqués qui intègrent certaines des fonctions suivantes [WAN10] :

- Contrôle du flux d'énergie en fonction de la demande d'énergie de la charge.
- Recharger ou déconnexion de la batterie basse tension, pour éviter une décharge excessive.
- Contrôle de charge de la batterie assurant une recharge rapide tout en évitant les surcharges.
- Gestion des batteries basée sur des mesures de tension pour estimer l'état de charge des batteries.
- Flux d'énergie bidirectionnel contrôlé à travers l'onduleur permet d'alimenter la charge et de charger le groupe de batteries à partir de ressources renouvelables lorsqu'un excès d'énergie est disponible à partir du panneau photovoltaïque qui fonctionne à son efficacité maximale.

1.3 Pompage photovoltaïque

La conversion de l'énergie de la lumière en électricité par effet photovoltaïque est la meilleure option pour extraire de l'énergie solaire. L'application de ce processus aux opérations de pompage d'eau avait été lancée il y a une cinquantaine d'années [POO19].

Les systèmes de pompage à énergie photovoltaïque (SPPV) et les systèmes de pompage à énergie éolienne (SPEO) sont les installations les plus couramment utilisées pour le pompage d'eau [POO19]. Les SPPV sont des solutions prometteuses, surtout dans les petites installations situées dans des régions caractérisées par de bonnes quantités d'énergie solaire au cours de l'année [IME13,ABL14].

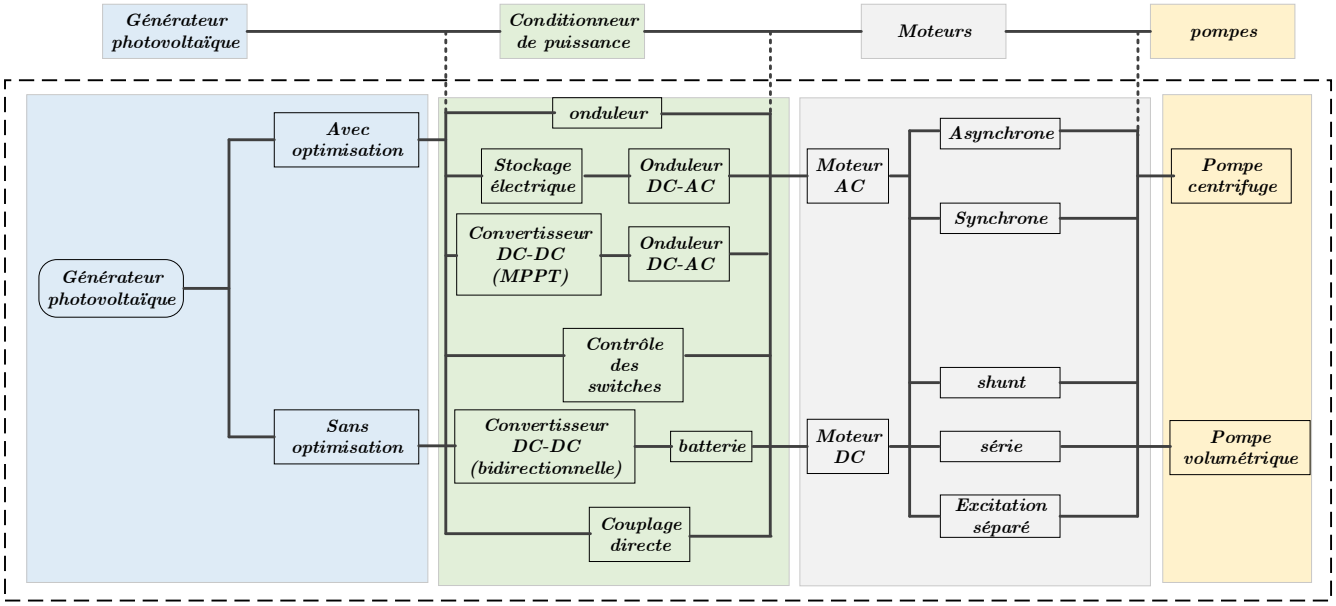


Figure 1.3 Les composants les plus communs des systèmes de pompage photovoltaïque [WEN12].

La figure 1.3 présente certains des composants les plus courants des SPPV et les combinaisons possibles de ces composants. Ces combinaisons sont déterminées en fonction de l'emplacement, du climat, de la taille de la population, des caractéristiques du site et de l'équipement utilisé.

Grâce à leur efficacité et à leur taux de rentabilité, les SPPV généralement comprend les éléments suivants :

- *SPPV fonctionnant au fil du soleil* :

Ces systèmes ne pompent de l'eau que lorsque les modules photovoltaïques capturent le rayonnement solaire.

- *SPPV avec optimisation de puissance* :

Ces installations comprennent des suiveurs MPP pour améliorer l'efficacité des panneaux et ainsi augmenter le volume d'eau pompée.

- *SPPV avec batterie :*

Ces systèmes incluent des batteries pour alimenter les pompes lorsque la production d'énergie des panneaux n'est pas suffisante.

1.3.1 Principaux Composants du système de pompage photovoltaïque

1.3.1.1 Le Générateur solaire

- *Cellule photovoltaïque.*

Une cellule PV, qu'on appelle aussi la photopile est un composant électronique réalisé à l'aide de composants semi-conducteurs qui possèdent la particularité de produire l'électricité quand ils sont éclairés. Elles sont généralement faites du silicium sous ses différentes formes.

- *Structure et mode de fonctionnement d'une cellule*

La structure de base d'une cellule PV est une jonction PN, elles sont réalisées à partir de deux couches de silicium, une dopée *P* (dopée par des atomes trivalent) et l'autre dopée ***N*** (dopée par des atomes pentavalent) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode, tandis qu'une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face de la zone P du cristal et joue le rôle d'anode. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN. Ainsi, les atomes se trouvent bombardés par les photons constituant la lumière (Figure 1.4**),** et sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches de valence ont tendance à être arrachés/décrochés de leurs orbites. Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule, à travers une charge.

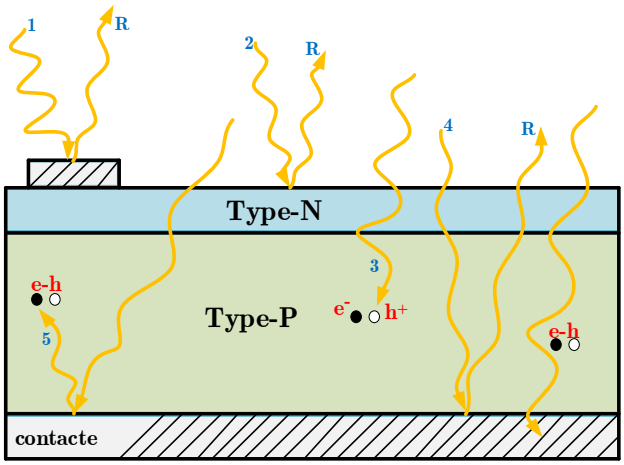


Figure 1. Effets photovoltaïques dans une cellule solaire.

Alors, une cellule photovoltaïque est par définition un générateur électrique élémentaire. Qui convertie directement la lumière en électricité.

- *Différents types de cellules*

Différentes technologies des cellules solaires sont actuellement appliquées ou en cours de développement ; plus de 90% de la production des cellules solaires annuelle est faite à partir du silicium cristallin. Selon leur matériau de base, les cellules peuvent être divisées en 3 groupes :

- Cellules au silicium monocristallin
- Cellules au silicium polycristallin
- Cellules au silicium amorphe

Cellules monocristallines

Ce sont celles qui ont le meilleur rendement (16-24%) mais aussi celles qui ont le coût le plus élevé du fait d'une fabrication compliquée.

Cellules poly cristallines

Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible (14-18%).

Cellules amorphes

Elles ont un faible rendement (6-7%) mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans les produits de petites consommations telles que les calculatrices solaires.

On remarque que quel que soit le matériau utilisé, le rendement de la conversion PV ne dépasse pas 16%. Ces faibles rendements, liés à la technologie des matériaux, constituent le premier problème majeur de l'exploitation de l'énergie solaire. Grace à la technologie des nouveaux matériaux de tellurure de cadmium (CdTe), arséniure de galium (GaAs) ainsi que le

di séléniure de cuivre et d'indium (CIS), des photopiles ayant des rendements 38% au laboratoire ont pu voir le jour.

Le tableau 1.1 montre les performances des différentes filières silicium présentent actuellement sur le marché.

Tableau 1-1 Performances des différentes filières silicium

Technologie	Rendement typique	Influence de la température	Taux de dégradation
Monocristallin	16 à 24 %	-0.442% par °C	-0.38% par an
Polycristallin	14 à 18 %	-0.416% par °C	-0.35% par an
Amorphe	6 à 7 %	-0.175% par °C	-1.15% par an

1.3.1.2 Stockage de l'énergie électrique

L'électricité est un vecteur énergétique très intéressant, cependant ce vecteur de l'électricité risque de ne peut pas être stocké directement. Il est possible de stocker de l'énergie électrostatique (dans des condensateurs) ou magnétique (dans des bobines supraconductrices), mais les capacités de stockage de ces solutions sont assez limitées. Pour obtenir des capacités de stockage importantes, l'énergie électrique doit être transformée en une autre forme d'énergie [GAU15].

De nombreux moyens de stockage de l'énergie électrique existent avec des puissances allant jusqu'à quelques gigawatts. Chacun possède ses caractéristiques et ses contraintes. Les installations de grande puissance permettent de répondre aux pics de consommation.

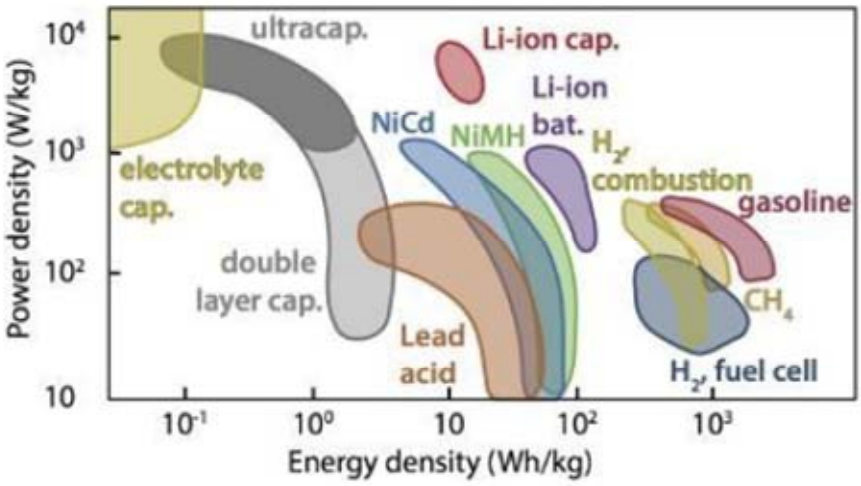


Figure 1.4 Densité d'énergie et densité de puissance des technologies de stockage d'énergie [URL13].

Les dispositifs de petites et moyennes puissances assurent la sécurité d'approvisionnement de petites installations. Dans le cas de sources d'énergies renouvelables, les éléments de stockage permettent de palier à l'intermittence des sources et d'assurer la continuité de l'alimentation. La figure 1.5 illustre les caractéristiques de la densité d'énergie et de la densité de puissance pour différentes technologies de stockage électrique.

Dans les paragraphes suivants, nous nous intéresserons uniquement aux batteries et aux supercondensateurs. En effet, ils constituent aujourd'hui les moyens les plus utilisés pour des systèmes électriques hybrides.

a. Les batteries au plomb

Actuellement, la technologie la plus largement utilisée pour les applications photovoltaïques est la technologie au Plomb (Pb) [RIF10]. La batterie au plomb a été inventée en 1859 par Gaston Planté et fut utilisée dans le premier véhicule électrique. Elles comptent un grand nombre d'applications et permettent de fournir des courants importants. Leur durée de vie (nombre de cycles) est correcte (tableau 1-2).

La batterie au plomb ne présente pas seulement des avantages. La densité énergétique du couple plomb/acide est assez faible. Ces performances sont très dépendantes de la température. En dessous de 10 °C, la puissance et la capacité sont alors fortement réduites. L'utilisation de batterie au plomb dans des pays froids nécessite un système de chauffage des batteries pour que ces dernières soient pleinement efficaces [PIA10].

Tableau 1-2 Paramètres nominaux d'une cellule au plomb [JAM12]

Énergie spécifique	20-35 $Wh.kg^{-1}$ suivant l'usage
Densité d'énergie	54-95 $Wh.l^{-1}$
Puissance spécifique	≈250 $W.kg^{-1}$
fem	2 V
Efficacité en charge et en décharge	≈80 % suivant régime
Résistance interne	Très faible ≈0, 022**Ω**
Température de fonctionnement	Ambiante, mauvais rendement à faibles températures
Nombre de cycles	Plus de 800 à 80 % de la capacité
Temps de recharge	8h (mais 90 % en 1h est possible)

La durée de vie d'une batterie est de l'ordre de 1200 à 1500 cycles sont possibles, sur 7 à 8 ans [JAM12]. Il s'agit là d'une valeur indicative car de nombreux paramètres influencent sensiblement la durée de vie, dont la profondeur de décharge et la température. La dégradation

des batteries au plomb peut être accélérée par une décharge complète, la sulfatation et le cyclage. Le phénomène de sulfatation affecte les deux électrodes de batteries incomplètement chargées, laissées au repos un certain temps [PIA10]. L'oxydation des électrodes (manque d'électrolyte) et l'oxydation des bornes (mauvais serrage des bornes) constituent également des causes de dégradation. La constitution de la batterie au plomb est affichée dans la figure 1.6.

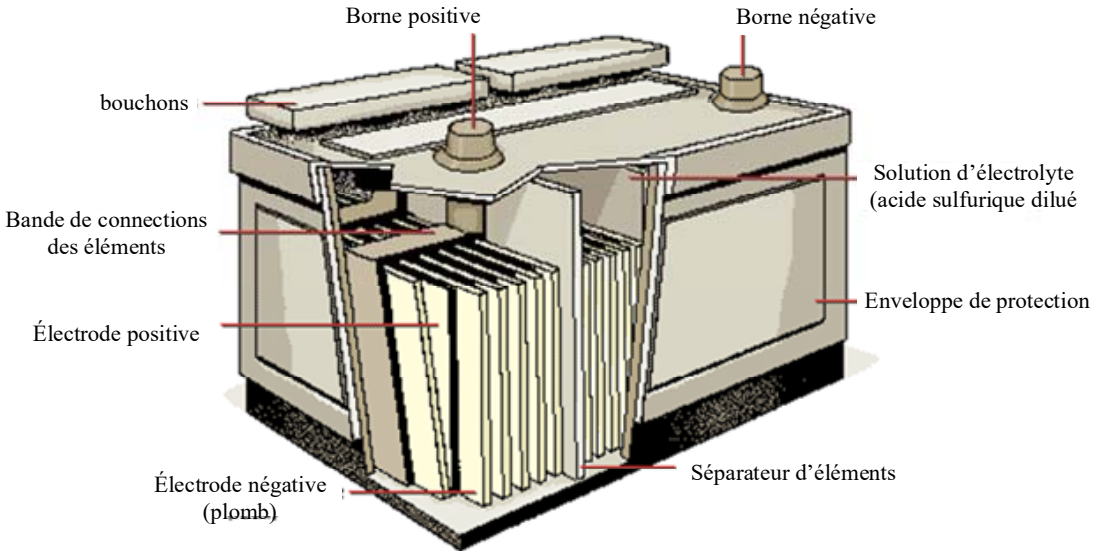


Figure 1.5 Constitution de la batterie au plomb.

b. Les supercondensateurs

Un supercondensateur appelé aussi super-capacité ou condensateur à double couche, sont similaires aux condensateurs électrostatiques ou électrolytiques classiques (électrochimiques), avec l'avantage qu'ils peuvent stocker ou libérer plus d'énergie en raison de leur grande capacité [AHM13].

Le supercondensateur possède une puissance instantanée très importante et une durée de vie très élevée d'environ 100 000 cycles. Il a une structure anode-cathode à base de charbon actif, permettant de disposer d'une surface active considérablement élevée par rapport aux condensateurs traditionnels, et permet ainsi d'obtenir des valeurs très élevées de capacités (dans l'idéal plusieurs centaines voire milliers de farads) [PIA10].

Les supercondensateurs exploitent le principe de la capacité double couche. Cette technique permet une forte réduction de la distance inter électrodes (quelques angströms) grâce à l'insertion d'un électrolyte entre les deux électrodes recouvertes par un diélectrique. De plus, le déplacement des ions positifs ou négatifs dans l'électrolyte sous l'effet d'un champ électrique appliqué entre les électrodes permet de former à la frontière de chacune une accumulation de charges électriques qu'on appelle une double couche. Théoriquement, les ions restent confinés

dans l'électrolyte et il n'intervient pas de réaction électrochimique à l'interface avec les électrodes, contrairement à ce qui se passe dans un accumulateur. Il en résulte une longévité et une cyclabilisé beaucoup plus élevées. Cependant, les déplacements d'ions dans l'électrolyte étant plus lents, la constante de temps de déplacement de l'équilibre dans un sens ou dans l'autre est bien supérieure à celle d'un condensateur. Enfin, la tenue diélectrique de la double couche étant faible (de l'ordre de quelques volts), un grand nombre de cellules élémentaires doit être mis en série pour aboutir à une tension élevée [DAV08]. La figure 1.7 présente la structure interne d'un supercondensateur.

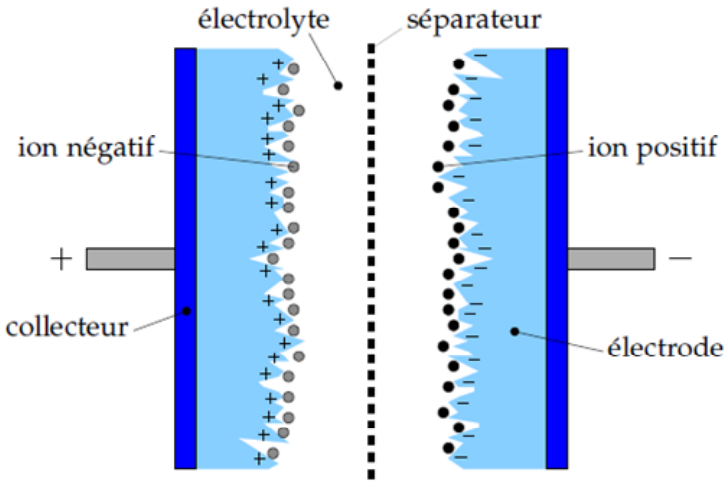


Figure 1.6 Structure simplifiée d'un supercondensateur

Les condensateurs électriques à double couche plus grands et commerciaux ont des capacités atteignant 5000 F. La densité d'énergie la plus élevée en production est de 82,5 Wh/kg pour une densité de puissance de 930 W/kg [ADL18]. On les utilise dans les systèmes hybrides stationnaires afin de faire fonctionner les différentes sources selon leurs caractéristiques. Les batteries assument la dépense énergétique et les supercondensateurs lissent les demandes en puissance (figure 1.8 (a)). De cette façon, la batterie ne subira pas de courants transitoires importants et sa durée de vie s'en verra augmentée [PIA10]. Le rechargement des supercondensateurs pourra se faire lorsque la puissance nécessaire diminuera ce qui aura toujours pour effet de lisser la demande de puissance à la batterie et permettra de recharger les supercondensateurs (figure 1.8 (b)).

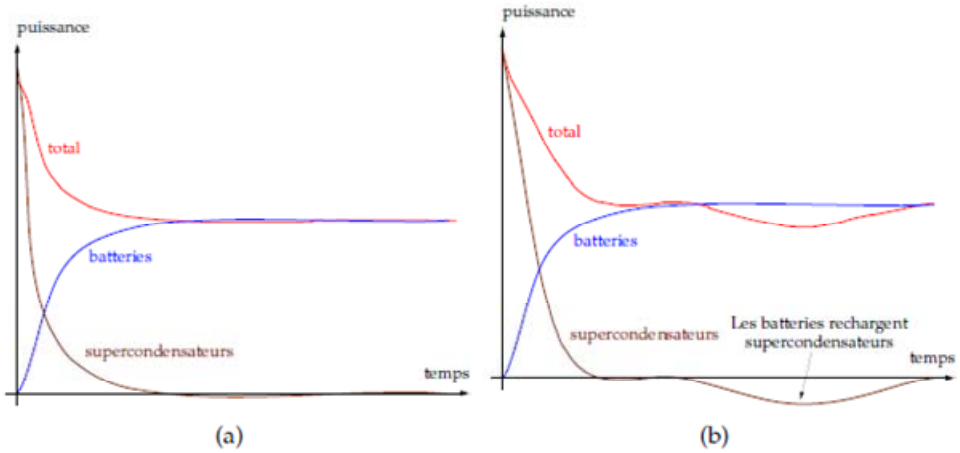


Figure 1.7 Exemple de répartition de la puissance fournie par des batteries et des supercondensateurs

c. Sous-systèmes moteur-pompe (groupe moteur-pompe)

L'adaptation optimale du moteur et de la charge mécanique (pompe) avant l'adaptation optimale du générateur photovoltaïque au moteur dépend des composants de l'entraînement, des paramètres de charge (tels que l'inertie de la charge, la vitesse maximale, la plage de vitesses et le sens du mouvement), et le couplage de la charge au moteur [NEW02]. Le type de mécanisme de rotation de la charge est le facteur principal pour bien adapter les moteurs et les pompes. Il existe généralement deux mécanismes rotatifs : l'accouplement et l'engrenage. Des mécanismes de couplage, tels que crémaillère, courroie et poulie ou vis d'alimentation, sont utilisés pour coupler une charge avec un mouvement linéaire à un moteur en rotation. Le couplage direct de la pompe avec le moteur évitera les problèmes et les pertes associés à un mécanisme à engrenage. L'efficacité du mécanisme d'entraînement dépend du rapport de couplage, qui est le rapport entre le couple du moteur et le couple de la charge [JIM98].

La topologie des convertisseurs électronique de puissance et son contrôle dépendent du type de moteur sélectionné. En général, le convertisseur électronique de puissance fournit au moteur une tension contrôlable pour commander de la vitesse ou un courant contrôlable pour asservir le couple électromagnétique produit par le moteur [MOH02,MOH04].

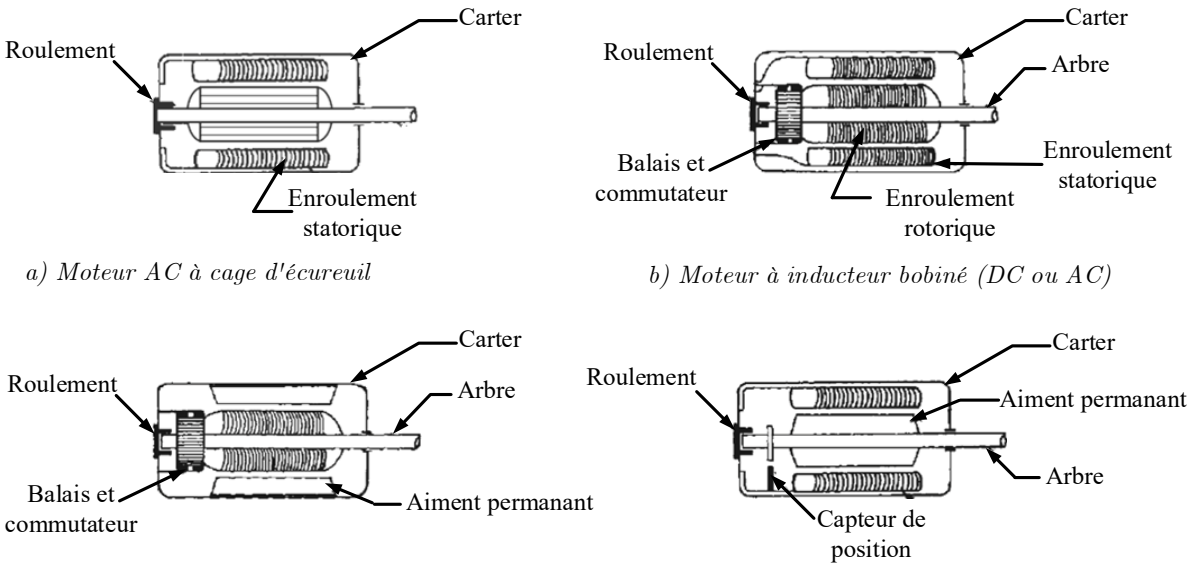
- ***Moteur***

Les moteurs sont généralement divisés en deux types : DC et AC. Les moteurs à courant continu sont classés plus en deux types : aimant permanent (avec balai ou sans balai) et rotor bobiné. De même, les moteurs à courant alternatif sont divisés en types à induction (asynchrone) et synchrone. Schémas des quatre principaux types de moteurs électriques sont présentés à la figure (1.9).

Tous les systèmes de pompage alimentés par PV ont au minimum un générateur photovoltaïque, un moteur et une pompe [MOH04]. Le générateur photovoltaïque peut être couplé directement à un moteur à courant continu ou, via un convertisseur DC/AC, à un moteur à courant alternatif. Le moteur est relié à une quelconque d'une variété de pompes à vitesse variable. En règle générale, le choix d'un moteur pour un système pompage photovoltaïque dépend de la taille requise, le type de source d'eau (eau de forage ou de surface), et la disponibilité des convertisseurs électronique. Les moteurs à courant continu sont efficaces pour une faible demande en eau et pour une courte distance de câble entre le générateur photovoltaïque et le moteur [AME11]. En termes de simplicité, les moteurs à courant continu sont attirants pour le pompage photovoltaïque, car les modules photovoltaïques produisent du courant continu et peuvent être couplés directement au moteur à courant continu avec ou sans conditionnement de puissance [ELG08].

Les types de moteurs à courant continu à aimants permanents (avec balais) sont généralement utilisés dans les applications photovoltaïques, car la rotation du moteur est provoquée par le commutateur à balais sans induire électriquement le champ magnétique tournant. Pas d'alimentation est consommée dans les enroulements de champ, ce qui conduit à une plus grande efficacité et de plus petites tailles de panneaux PV[MOU02,AME11].

L'un des inconvénients de l'utilisation de moteurs à balais est le besoin de balais neufs toutes les 2 000 à 4 000 heures (environ tous les deux ans pour les pompes PV). Ceci est considéré comme un entretien coûteux.



a) Moteur AC à cage d'écureuil

b) Moteur à inducteur bobiné (DC ou AC)

c) Moteur DC à aiment permanent (avec balais)

c) Moteur AC à aiment permanent (sans balais)

Figure 1.9 Schémas des quatre principaux types de moteurs électriques.

D'autre part, les moteurs sans balais ont un rotor à aimant permanent (BLDC) et des enroulements inducteurs commandés électroniquement qui fonctionnent au moyen d'un capteur de position du rotor [CHA12]. La génération actuelle de BLDC utilise des aimants permanant sur le rotor pour donner des densités de flux d'entrefer élevée et sont bien adaptés à des applications photovoltaïques en vue de [WEN12] :

i. Leur couple élevé par rapport à leur poids (et donc à faible volume) ;
ii. Leur rendement élevé (80-90%) par rapport au moteur à courant continu conventionnel ou moteurs à induction, sur une large plage de vitesse ;
iii. Nécessitent aucune maintenance particulière.

Les moteurs à courant alternatif sont généralement utilisés pour des applications nécessitant une puissance moyenne à élever. Les moteurs à induction avec rotors à cage d'écureuil sont les plus couramment utilisés en raison de leur faible coût et de leur construction robuste. Un moteur à induction fonctionne à une vitesse presque constante, bien qu'il soit possible de faire varier la vitesse à l'aide de convertisseurs électroniques (onduleurs). [SAL15,ZAR10,BOU07].

Pompe

De nombreux types de pompes sont disponibles pour les systèmes de pompage PV. Ces pompes sont classées en deux types : volumétrique et centrifuge. Le débit d'eau des pompes volumiques est presque indépendant de la hauteur, mais directement proportionnel au volume [CHA86]. Les pompes centrifuges conviennent parfaitement aux besoins en eau moyens ou élevés du pompage d'eau de forage ou de réservoirs d'eau de surface. Ces pompes sont conçues pour une hauteur fixe et leur débit d'eau augmente avec la vitesse de rotation. Leur efficacité diminue lorsque la hauteur de pompage et le débit s'écartent du point de conception.

Les pompes centrifuges disponibles dans le commerce sont classées en deux types : submersible (roue fermée) et non submersible (turbine verticale, flottant et centrifuge de surface). De même, les pompes volumétriques disponibles dans le commerce sont également classées en deux types : submersible (diaphragme) et non submersible (vérin, piston et palette rotative) [FH17]. La figure (1.10) présente les types de pompes les mieux adaptés à différentes gammes de la hauteur et de débits pour les applications de pompage.

Les caractéristiques de fonctionnement des pompes centrifuges sont assez bien adaptées aux panneaux photovoltaïques. Ils peuvent être directement couplés en choisissant avec soin la vitesse du moteur, la tension, le rapport de couplage et les caractéristiques de la pompe. Les commandes électroniques peuvent améliorer les performances d'un système de pompage PV

parfaitement adapté de 10 à 15%, bien qu'elles consomment de 4 à 7% de la puissance du générateur PV.

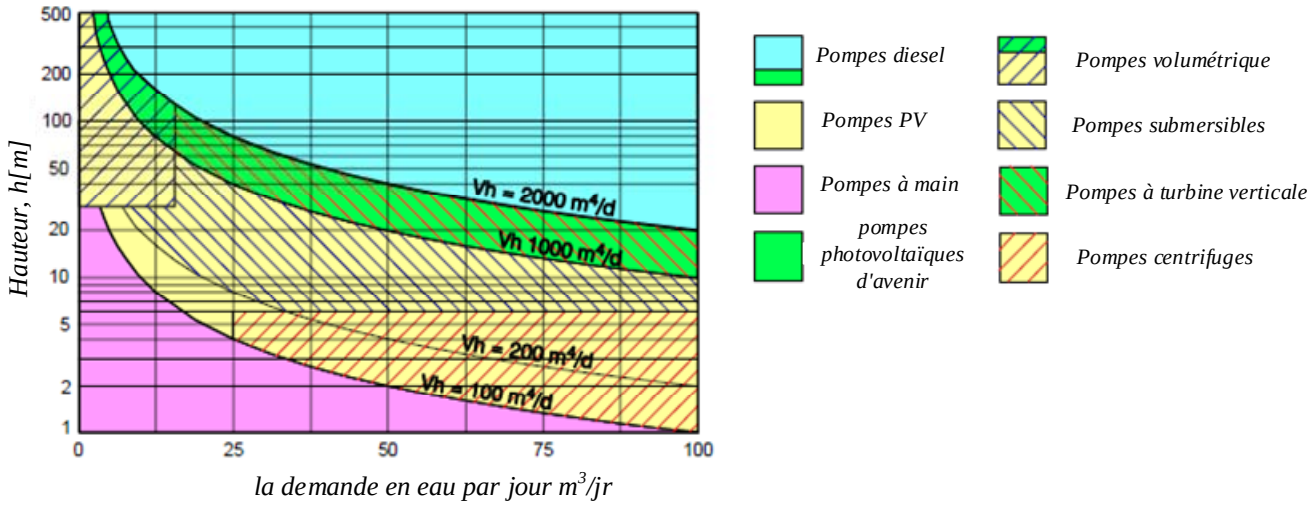


Figure 1.10 Types d'ensembles de pompage pour différentes gammes de la hauteur et de débit appropriés pour des applications de pompage [WEN12].

1.4 Conclusion

Une étude de l'état de l'art des énergies photovoltaïques hybride utilisées pour le pompage d'eau a été discutée. Nous avons présenté les différentes architectures d'installations photovoltaïques avec les éléments de stockage chimique ; ensuite, les éléments de pompage photovoltaïques autonome sont discutés.

Dans les chapitres qui suivent on va s'intéresser à la configuration parallèle de système de pompage photovoltaïque hybride, car ce système est le plus convenable pour faire la gestion d'énergie.

Chapitre 02

MODELISATION, ANALYSE ET CONTROLE DE SYSTEME PV- POMPE

2. Modélisation, analyse et contrôle du système PV- pompe

2.1 Introduction

Pour déterminer une stratégie de gestion adéquate, il faut connaitre le comportement du système en fonction des données d'entrée. Cette connaissance passe par la modélisation et la simulation. Le système proposé dans cette étude est un système hybride avec le système de stockage, il est constitué par : Un générateur photovoltaïque, des batteries et des supercondensateurs.

Le système de pompage est l'association d'un ensemble de sous-système interconnectés qui sont représentés par la figure 2.1 :

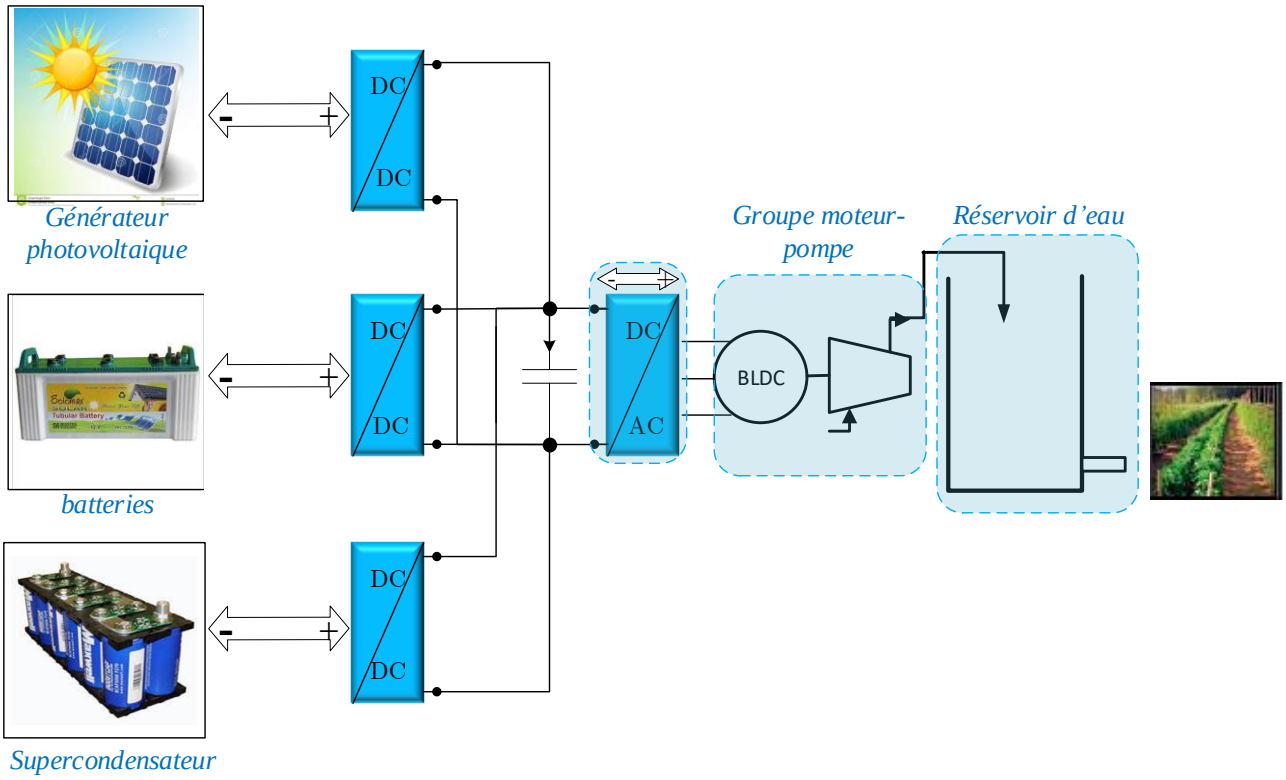


Figure 2.1 système de pompage photovoltaïque.

Le schéma électrique illustré à la figure.2.1 fait apparaître cinq parties correspondant au système de conversion photovoltaïque, batteries, supercondensateurs, un groupe moteur-pompe et un bus continu.

Les quatre convertisseurs de puissance sont utilisés pour introduire des entrées de commande pour chaque système de conversion de puissance, afin de :

- Contrôler la puissance générée par les panneaux photovoltaïques ;

- Maintenir une tension de bus continu constante ;
- Fournir le courant nécessaire pour le groupe moteur-pompe ;
- Assurez le stockage temporaire dans chaque unité de stockage d'énergie électrique.

2.2 Générateur Photovoltaïque

Dans la partie suivante, nous étudierons et analyserons les propriétés électriques (courant, tension et puissance) des cellules PV. La structure et le fonctionnement d'une cellule et module PV sont présentés dans le chapitre 1. Dans la suite nous étudierons le comportement électrique de ces cellules qui sont les structures de base des générateurs PV.

2.2.1 Circuit équivalent d'une cellule

Afin d'analyser le comportement électronique d'une cellule solaire, un modèle équivalent électrique est adopté. Une cellule PV idéale peut être considérée comme une source de courant en parallèle avec une diode. En pratique, une cellule photovoltaïque n'est pas idéale, de sorte qu'une résistance parasite série et une résistance shunt sont ajoutées au modèle.

Le circuit équivalent résultant est représenté sur la figure 2.2

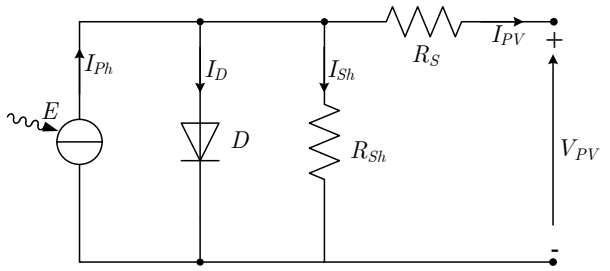


Figure 2.2 Circuit équivalent d'une cellule solaire.

Equations caractéristiques

Dans ce circuit équivalent, la cellule PV est considérée comme une source de courant avec l'effet photovoltaïque. Le courant de sortie est exprimé comme :

$$I_{PV} = I_{Ph} - I_D - I_{Sh} \tag{2.1}$$

Où I_{PV}: Courant de sortie de la cellule PV (ampères),

I_{Ph}: Photo-courant (ampères),

I_D: courant de la diode (ampères),

I_{Sh}: Courant de le résistance shunt (Ampères).

Le courant circulant dans ces éléments est régi par la tension :

$$V_{Sh} = V_{PV} + R_S I_{PV} \tag{2.2}$$

Où V_{Sh}: Tension aux bornes de la diode et de la résistance R_{Sh} (Volts),

V_{PV} : Tension aux bornes des cellules PV (volts),

R_S : Résistance série (**Ω**).

Avec l'équation de la diode Shockley, le courant à travers la diode est exprimé comme suit :

$$I_D = I_0\left(\exp\left(\frac{qV_{Sh}}{nkT}\right) - 1\right) \tag{2.3}$$

Où I_0 : Courant de saturation inverse (Ampères),

n : Facteur d'idéalité de diode (1 pour une diode idéale),

q : Charge élémentaire d'électron (1.6022x10-19 Coulomb),

k : Constant de Boltzmann (1.3806x10^{-23} J/K),

T : Température thermique ≈ 0.025 Volt à 25°C.

Avec la loi d'Ohm, le courant parcourant la résistance de shunt est exprimé comme suit:

$$I_{Sh} = \frac{V_{Sh}}{R_{Sh}} \tag{2.4}$$

Où R_{Sh} : résistance shunt (**Ω**).

La substitution des équations (2.4), (2.3) et (2.2) à la première équation donne l'équation caractéristique d'une cellule PV, qui relie les paramètres des cellules PV au courant et à la tension de sortie :

$$I_{PV} = I_{Ph} - I_0\left(\exp\left(\frac{q(V_{PV} + R_S I_{PV})}{nkT}\right) - 1\right) - \frac{V_{PV} + R_S I_{PV}}{R_{Sh}} \tag{2.5}$$

Pour une tension V_{PV} donnée, l'équation peut être résolue pour déterminer le courant de sortie I_{PV}. Par ce que l'équation implique le courant des deux côtés dans une fonction transcendantale l'équation n'a pas de solution analytique générale. Cependant, il est facilement résolu en utilisant des méthodes numériques.

Comme les paramètres I_0, n, R_S, et R_{Sh} ne peuvent pas être mesurés directement, une équation caractéristique est généralement utilisée avec une régression non linéaire pour extraire

les valeurs de ces paramètres sur la base de leur effet combiné sur le comportement des cellules PV.

Modèle de cellule photovoltaïque

Lorsque la cellule fonctionne en court-circuit ($V_{PV} = 0$), le courant I_{PV} est défini comme le courant de court-circuit I_{CC}. Pour une cellule PV de haute qualité (faible valeur de R_S et I_0 et valeur élevée de R_{Sh}), le courant de court-circuit I_C s'exprime comme suit :

$$I_{CC} = I_{Ph} \tag{2.6}$$

En prenant en compte l'effet de l'éclairement et de la température, le courant I_{CC} est exprimé comme suit :

$$I_{CC} = I_{Ph} = I_{CC} \frac{G}{G_S}[1 + \Delta I_{CC}(T - T_S)] \tag{2.7}$$

Où G: Eclairement (W/m²);

T: Température d'une Cellule (K);

I_{CC}: Courant de court-circuit mesuré dans les conditions d'essai standard (CES);

G_S: Eclairement Standard: 1000 W / m²;

T_S: Température Standard: 298.15 K;

ΔI_{CC}: Coefficient de température du courant de court-circuit.

Caractéristiques principales du générateur photovoltaïque

Pour réaliser cette modélisation, nous avons utilisé MATLAB comme outil de test et de simulation. Nous avons choisi le modèle photovoltaïque BP SX 150S.

Le module est composé de 72 cellules solaires multi cristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 150 W.

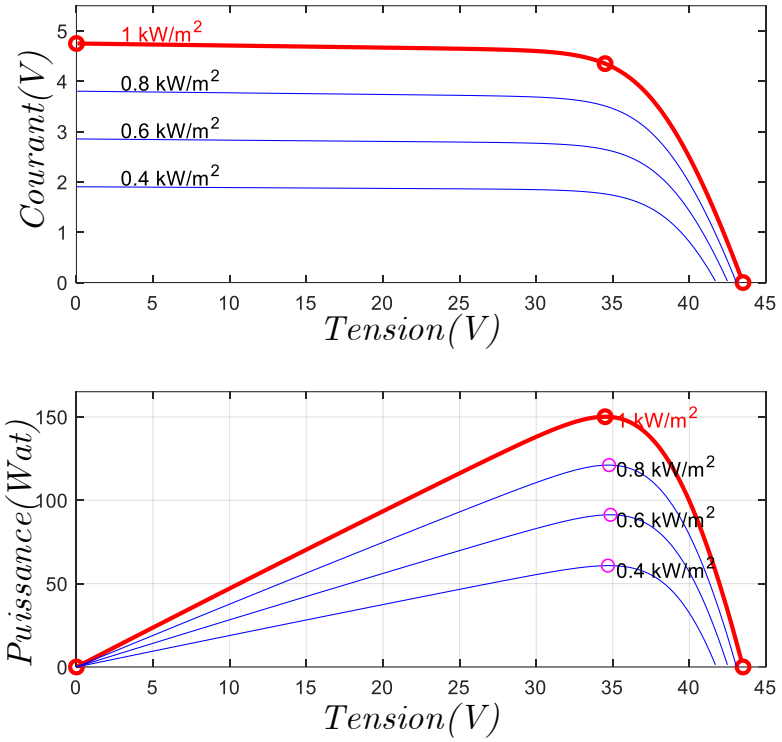


Figure 2.3 Caractéristique I=f(V) et P=f(V).

Ces figures représentent les performances des modules BP SX 150S typiques mesurés sur leurs bornes de sortie. Les données sont basées sur des mesures effectuées. Conformément à la norme ASTM E1036 corrigée en CRS (conditions de rapport standard, également appelées CES ou conditions d'essai standard), qui sont :

- Éclairement est 1 kW/m^2;
- Température de la cellule est 25°C.

2.3 Batteries au plomb-acide

Il existe plusieurs types de stockage de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques. La batterie au plomb acide est la technologie la plus utilisée, à cause de son faible coût et sa disponibilité. La réaction de ces batteries n'est pas la même suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, c'est pour cela qu'on ne trouve pas un modèle unique pour tous les cas. Dans la littérature, les modèles les plus utilisés sont le modèle électrique simple d'une batterie appelé aussi modèle R-C et le modèle dit « CIEMAT » (Research Center

for Energy, Environment and Technology, Espagne), ce modèle est aussi dit universel car il est relativement complet bien qu'il comporte quelques inconvénients.

2.3.1 Modèle de CIEMAT

Un circuit électrique équivaut du modèle de batterie CIEMAT est montré dans la figure 2.7. Ce modèle est basé sur le schéma électrique du modèle électrochimique de la batterie. Celle-ci est alors décrite par deux éléments, une source de tension E_{Bat}, et une résistance interne R_i, dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres (température T et état de charge (SOC)) [YAH07,MEH18].

$$V_{Bat} = n_b(E_{Bat} \pm R_{iBat} I_{Bat}) \begin{cases} E_{Bat} = f(SOC) \\ R_{iBat} = f(I_{Bat}, SOC, T) \end{cases} \tag{2.8}$$

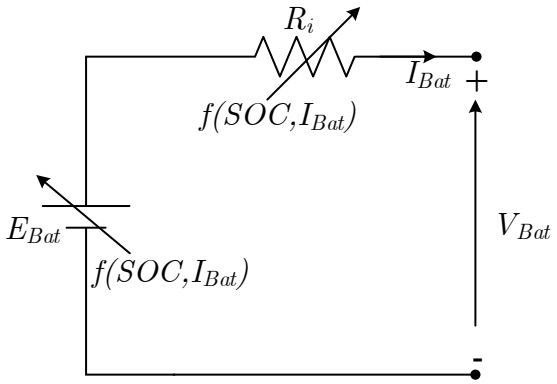


Figure 2.4 Schéma équivalent de la batterie dans le modèle CIEMAT

La force électromotrice E_{Bat} représenté la tension en circuit ouvert aux bornes de la batterie, Cette tension est due à l'énergie stockée dans la batterie lors des réactions électrochimiques. De toute évidence, ce terme dépend directement de l'énergie stockée. R_{iBat} est une résistance interne d'une cellule de la batterie et représente les pertes, elle est variable en fonction de l'état de charge. Par ailleurs, Pour ressortir les phénomènes physiques qui régissent le fonctionnement du système de stockage, par le biais de la capacité, selon les modèles proposés dans la littérature, il faudrait tenir compte de la température. Le modèle de la capacité, donnant la quantité d'énergie qui peut être restituée en fonction du courant de décharge I_{bat}. La capacité $C_{Bat}(t)$ sert de référence pour son évaluation, il est formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie Q. Les équations suivantes décrivent le comportement de cet indicateur [COP93,CHA16].

$$C_{Bat}(t) = \frac{C_{nom} C_{tcoef}}{\left(1 + 0.67 A_{Cap}\left(\frac{|I_{Bat}(t)|}{I_{nomBat}}\right)^{0.9}\right)} 1 + 0.005\Delta T(t) \quad (2.9)$$

$$SOC(t) = 1 - \frac{Q(t)}{C_{Bat}(t)} \quad (2.10)$$

L'évolution temporelle de 'Q' dépend du mode de fonctionnement de la batterie.

Les figures 2.5 et 2.6 montrent l'influence de la température sur la capacité de batterie et l'état de charge (SOC) successivement.

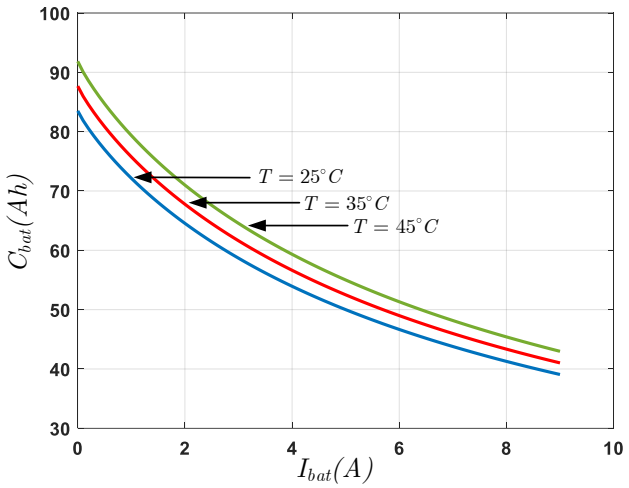


Figure 2.5 Influence de la température sur la capacité

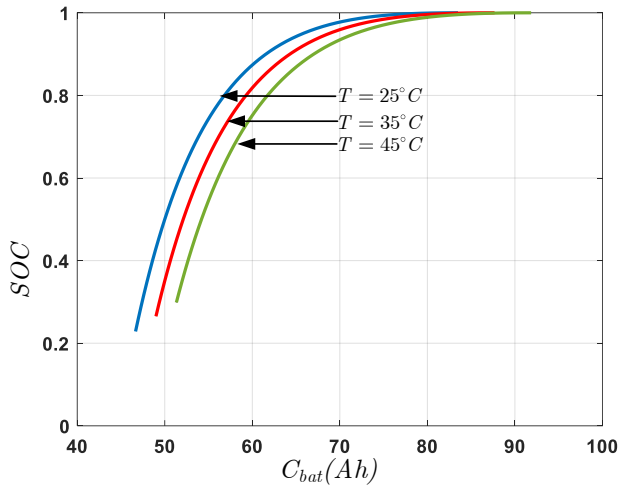


Figure 2.6 Influence de la température sur l'état des batteries

2.3.1.1 Tension de décharge

L'expression de la tension de décharge de la batterie est établie à partir des équations (2.8) et (2.9) [COP93,DJA12].

$$V_{Bat-d} = n_b\left[2.085 - 0.12(1 - SOC)\right] - n_b \frac{|I_{Bat}|}{C_{nom}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{Bat}|^{1.3}} + \frac{0.27}{SOC^{1.5}} + 0.02\right)(1 - 0.007\Delta T) \quad (2.11)$$

2.3.1.2 Tension en charge

En effet, l'équation de la charge présente la même structure que l'équation (2.11) qui fait apparaître l'influence de la force électromotrice et celle de la résistance interne, équation (2.12) [COP93,DJA12].

$$V_{Bat-ch} = n_b\left[2+0.16\times SOC\right]+n_b\frac{\left|I_{Bat}\right|}{C_{nom}}\cdot\left(\frac{6}{1+\left|I_{Bat}\right|^{0.86}}+\frac{0.48}{\left(1-SOC\right)^{1.2}}+0.036\right)\left(1-0.025\Delta T\right) \quad (2.12)$$

Nous donnons sur les figures 2.7 et 2.8 la variation de la tension de décharge et de charge respectivement en fonction du courant de la batterie, pour différentes températures.

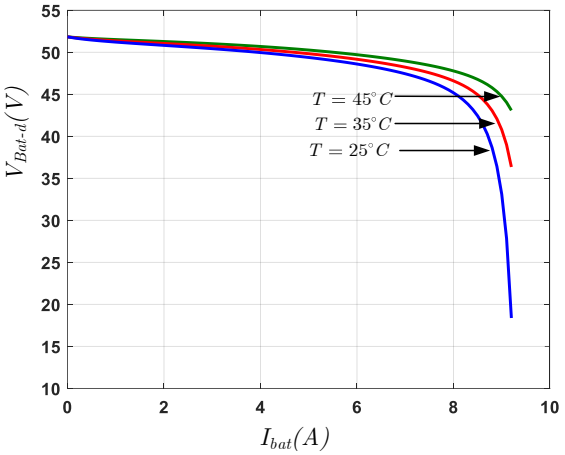


Figure 2.7 Variation de la tension de décharge pour différentes températures.

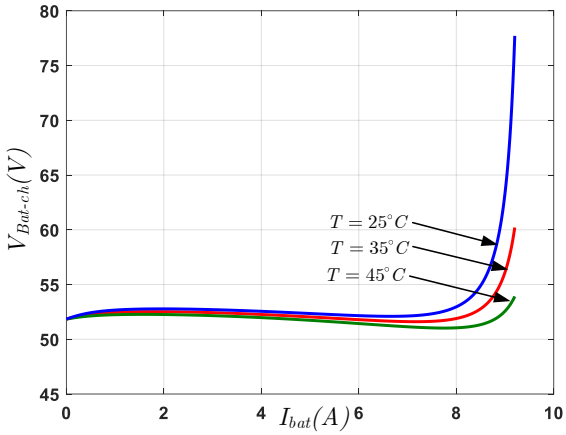


Figure 2.8 Variation de la tension de charge pour différentes températures.

2.3.1.3 Résistance de la batterie

La résistance interne de la batterie n'est pas une valeur constante, elle varie selon l'état de charge, la température et l'état de vieillissement. De façon générale, la résistance interne d'une batterie augmente quand l'état de charge croît. De même, pour un état de charge donné, la résistance interne d'une batterie augmente quand la batterie vieillit [COP93,DJA12].

- *Résistance en décharge*

L'équation de la résistance de la batterie pendant la décharge est la suivante :

$$R_d = \frac{1}{C_{nom}}\cdot\left(\frac{4}{1+\left|I_{bat}\right|^{1.3}}+\frac{0.27}{SOC^{1.5}}+0.02\right)\left(1-0.007\Delta T\right) \quad (2.13)$$

- *Résistance en charge*

Pendant la charge la résistance de la batterie est la suivante [COP93,DJA12]:

$$R_c = \frac{1}{C_{nom}}\cdot\left(\frac{6}{1+\left|I_{bat}\right|^{0.86}}+\frac{0.48}{\left(1-SOC\right)^{1.2}}+0.036\right)\left(1-0.025\Delta T\right) \quad (2.14)$$

Les figures 2.9 et 2.10 montrent l'évolution des deux résistances de charge et de décharge de la batterie en fonction de l'état de charge, mais également de la température. La résistance interne de la batterie dépend donc de l'état de charge. Sa valeur devient d'autant plus importante lorsque la pleine charge est atteinte.

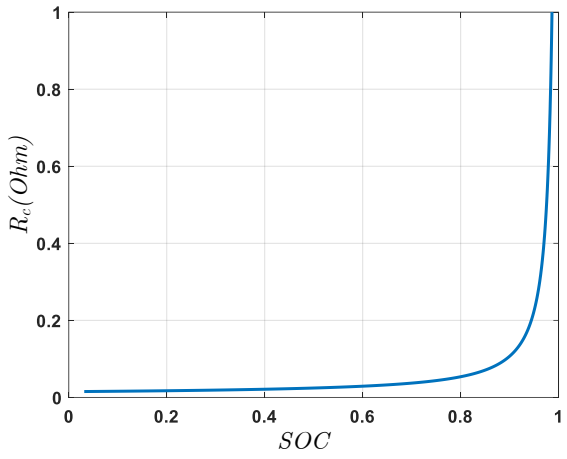


Figure 2.9 Résistance de la batterie en charge.

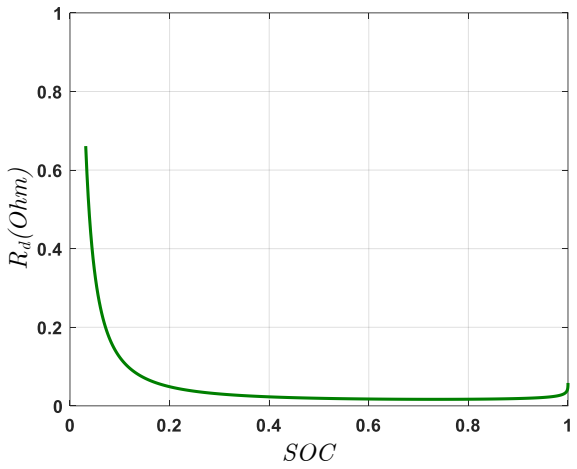


Figure 2.10 Résistance de la batterie en décharge.

2.4 Supercondensateurs

Les supercondensateurs sont des moyens de stockage direct, électrostatique (et électrochimique), considérés comme des sources de puissance de par leur grande densité de puissance.

2.4.1 Modélisation des supercondensateurs

La modélisation la plus simple d'un supercondensateur est composée d'une capacité idéale en série avec une résistance (modèle RC simple), mais ce modèle ne permet pas de prendre en compte tous les phénomènes existants au sein d'un supercondensateur. Un autre modèle similaire au précédent qui modélise l'effet de l'autodécharge en ajoutant une résistance en parallèle avec la capacité [MES16].

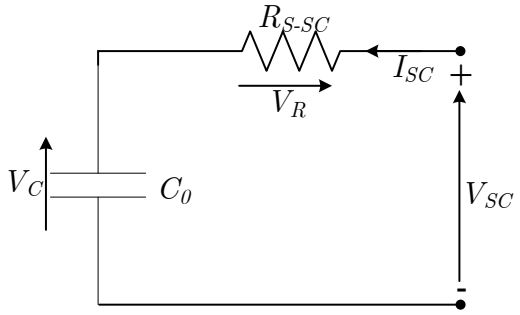


Figure 2.11 Schémas électriques équivalents d'un supercondensateur.

Dans les simulations du type contrôle-commande, un simple modèle RC de la figure 2.11 est très utile car il demande peu de temps de calcul pour simuler le comportement d'un supercondensateur, d'où :

$$\frac{dV_C}{dt} = \frac{1}{C_0} I_{SC}(t) \tag{2.15}$$

$$V_R(t) = R_{S-SC} I_{SC}(t) \tag{2.16}$$

$$V_{SC}(t) = V_C(t) + V_R(t) \tag{2.17}$$

Avec I_{SC} le courant supercondensateur et V_{SC} la tension de sortie.

2.5 Convertisseurs statique DC-DC

Les trois convertisseurs sont connectés par l'intermédiaire d'un bus continu (DC) dont la tension (V_{dc}) est fixée à 220 V. le premier convertisseur pour l'optimisation de puissance de générateur photovoltaïque, le deuxième gère le flux d'énergie de la batterie et le troisième gère le flux d'énergie du supercondensateur. Dans le mode de fonctionnement des trois convertisseurs on trouver deux modes communs entre eux, le mode Buck (abaisseur) et le mode Boost (élévateur).

La figure 2.12.a montré la topologie du convertisseur continu-continu (DC-DC) bidirectionnel (Buck&Boost). Il est clair que ce convertisseur est composé à la fois de convertisseur Buck et de Boost [MOH12, BIM07]. Excepté que :

- ✓ Si le courant circule de gauche à droite, le convertisseur bidirectionnel DC-DC réagit comme un convertisseur Buck (figure 2.12.b). Par conséquent, le S_{Boost} maintient OFF (ouvert). Par conséquent, le signal PWM est transmis au S_{Buck};

✓ Si le courant circule de droite à gauche, le convertisseur bidirectionnel DC-DC réagit comme un convertisseur à Boost (figure 2.12.c), de sorte que le S_{Buck} maintient OFF (ouvert). Par conséquent, un signal PWM est transmis au S_{Boost}.

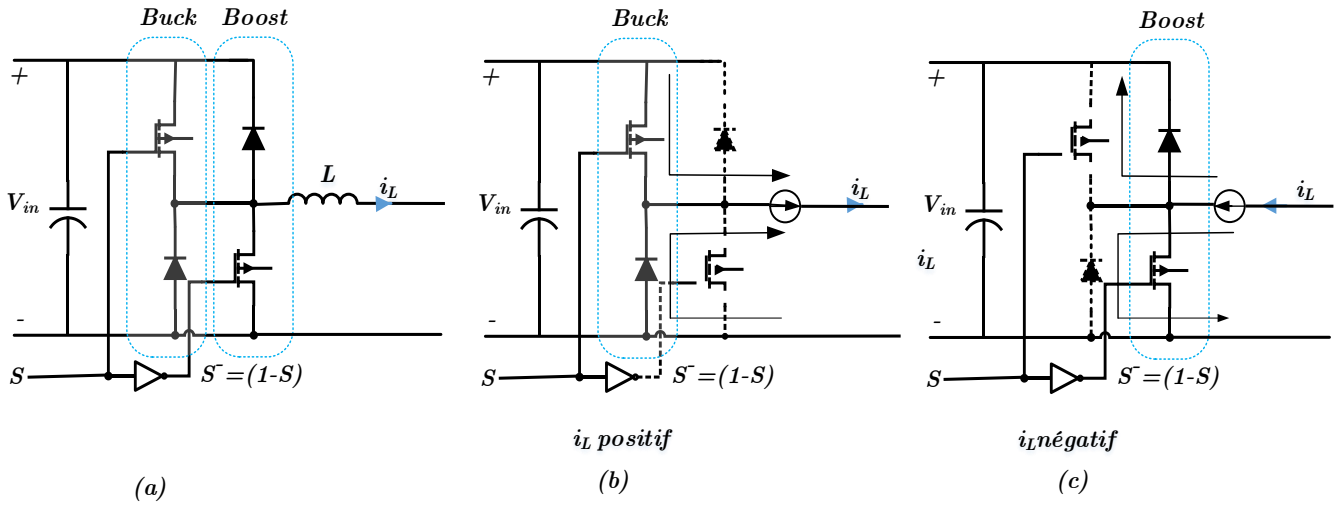


Figure 2.12 Convertisseur DC-DC bidirectionnel Buck et Boost.

2.5.1 Convertisseur Boost en régime permanent

Du point de vue contrôle, la partie la plus importante du système de contrôle est le convertisseur élévateur (Boost). Une analyse détaillée de ce convertisseur est donc nécessaire. Cette section est consacrée au convertisseur DC-DC Boost fonctionnant en PWM. Le convertisseur est analysé en mode de conduction continue (MCC.) Les formes d'onde de tension et de courant, les fonctions de transfert, les contraintes des composants du convertisseur sont déterminées. Des expressions pour les valeurs d'inductance et de capacité sont dérivées. Le rendement du convertisseur est estimé.

2.5.1.1 Description du circuit et hypothèses

Le circuit du convertisseur élévateur (boost) est représenté sur la figure 2.13. La tension de sortie V_0 est toujours supérieure à la tension d'entrée V_{in} pour un fonctionnement en régime permanent. Il augmente la tension à un niveau supérieur. Le convertisseur est constitué d'une inductance, d'un interrupteur statique de puissance (IGBT, MOSFET), d'une diode et d'un condensateur de filtrage. L'interrupteur statique est *ON* ou *OFF* selon la fréquence de commutation $fs=1/T_S$; avec le rapport cyclique $D= T_{ON}/T_S$, où T_{ON} est l'intervalle de temps lorsque l'interrupteur statique est *ON*.

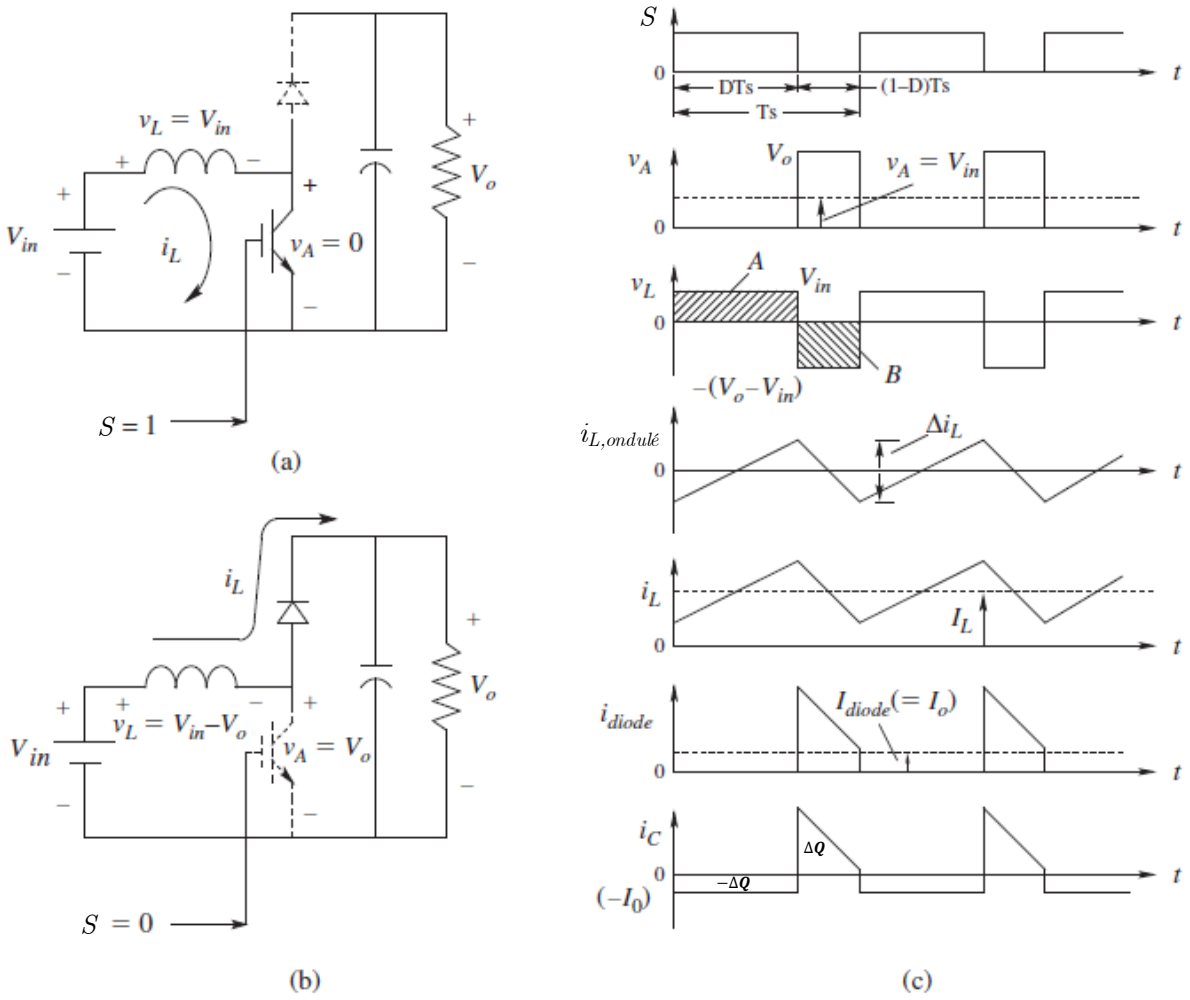


Figure 2.13 Convertisseur Boost: fonctionnement et formes d'onde.

Hypothèses

L'analyse du convertisseur boost de la figure 2.13 commence par les hypothèses suivantes :

1) Le MOSFET de puissance et la diode sont des interrupteurs statiques idéaux.
2) La capacité de sortie du transistor, la capacité de la diode et les inductances de fil (les pertes de commutation) sont nulles.
3) Les composants passifs sont linéaires, invariants dans le temps et indépendants de la fréquence.
4) L'impédance de sortie de la source de tension d'entrée V_{in} est nulle pour les composants DC et AC.

Dans un convertisseur Boost, pour saturer le transistor en position basse appliquer la tension d'entrée aux bornes de l'inductance de telle sorte que V_L soit égal à V_{in}, comme illustré à la figure 2.13-a, et que i_L augmente linéairement, augmentant ainsi l'énergie dans l'inductance. L'arrêt du transistor force le courant de l'inductance à traverser la diode, comme illustré à la figure 2.13-b, et une partie de l'énergie stockée de manière inductive est transférée à l'étage de sortie constitué du condensateur de filtrage et de la charge de sortie.

2.5.1.2 Rapport de conversion de tension (gain en tension)

Le convertisseur fonctionne en PWM avec un rapport cyclique D donnée par l'expression suivante,

$$D = \frac{T_{ON}}{T_S} \tag{2.18}$$

Le principe Volt-Sec dans l'inductance conduit à l'équation suivante,

$$\begin{aligned} v_{L,(ON)} T_{ON} &= -v_{L,(OFF)} T_{OFF} \\ V_{in} D T_S &= -(V_0 - V_{in})(1-D) T_S \end{aligned} \tag{2.19}$$

Enfin, le rapport de conversion de tension est donné,

$$\frac{V_0}{V_{in}} = \frac{T_S}{T_{OFF}} = \frac{1}{1-D} \tag{2.20}$$

2.5.1.3 Rapport de conversion de courant (gain en courant)

Le courant de condensateur est exprimé sous la forme,

$$i_C = i_D - I_0 \tag{2.21}$$

Le principe Amp-Sec dans le condensateur conduit à l'équation suivante,

$$\begin{aligned} i_{C,(ON)} T_{ON} &= -i_{C,(OFF)} T_{OFF} \\ -I_0 D T_S &= -(I_{in} - I_0)(1-D) T_S \end{aligned} \tag{2.22}$$

Donc,

$$\frac{I_0}{I_{in}} = 1 - D \tag{2.23}$$

2.5.1.4 Ondulation du courant

L'ondulation de crête à crête est la différence entre la valeur minimale (à t=0) et la valeur maximale (à t=DT_S) (figure 2.13),

$$\Delta i_L = i_L(DT_S) - i_L(0) = \frac{V_I}{L} DT_S = \frac{(1-D)V_0}{L} DT_S \tag{2.24}$$

Pendant la période ON, le courant d'inductance peut être exprimée comme,

$$i_L = I_{in} = \frac{I_0}{1-D} \tag{2.25}$$

La division de l'équation (2.24) par l'équation (2.25) donne le taux d'ondulation de courant,

$$\frac{\Delta i_L}{i_L} = D(1-D)^2 \frac{V_0 T_S}{I_0 L} = D(1-D)^2 \frac{T_S}{(L/R)} \tag{2.26}$$

De l'équation (2.26), la première condition de dimensionnement peut être exprime comme suit :

$$T_S \ll \frac{L}{R}$$

2.5.2 Non-idéalités et le rendement.

2.5.2.1 Interrupteurs statiques Non idéal

Les interrupteurs du convertisseur ne sont pas vraiment idéaux, lorsque le courant circule dans un commutateur à transistor, il y a une petite chute de tension dans le transistor (IGBT ou MOSFET), et de même lorsque le courant circule dans une diode, il y a une chute de tension à travers la diode. Le principe d'équilibre Volt-Sec dans l'inductance avec des interrupteurs statiques non idéalités(réelles) est,

$$(V_{in} - V_A)DT_S = -(V_{in} - V_D - V_0)(1-D)T_S \tag{2.27}$$

En réarrangeant l'équation (2.27), on obtient le rapport de conversion de tension,

$$\frac{V_0}{V_{in}} = \frac{1}{1-D}\left[\frac{(V_{in} - V_A)}{V_{in}} D + \frac{(V_{in} - V_D)}{V_{in}}(1-D)\right] \tag{2.28}$$

2.5.2.2 Non-idéalité de l'Inductance

L'équilibre Volt-Sec dans l'inductance réelle (L,r_L) est,

$$V'_{in} D = -(V'_{in} - V_0)(1-D) \tag{2.29}$$

Où,

$$V'_{in} = V_{in} - r_L I_{in} = V_{in} - r_L \frac{I_0}{1-D} = V_{in} - \underbrace{\left(\frac{r_L}{R}\right)}_{\alpha} \frac{V_0}{1-D} \tag{2.30}$$

Substitution V'_{in} dans l'équation (2.29),

$$\frac{V_0}{V_{in}} = \frac{1}{1-D} \frac{1}{\left(1 + \frac{\alpha}{(1-D)^2}\right)} \tag{2.31}$$

2.5.2.3 Le Rendement

→ *Le rendement avec les interrupteurs statiques Non-idéalités*

Remplacer le terme (1/(1-D)) dans l'équation (2.28), par I_{in} / I_0 ,

$$\frac{V_0}{V_{in}} = \frac{I_{in}}{I_0} \left[\frac{(V_{in} - V_S)}{V_{in}} D + \frac{(V_{in} - V_D)}{V_{in}} (1-D) \right] \tag{2.32}$$

Le rendement de convertisseur est,

$$\eta = \frac{P_0}{P_I} = \frac{V_0 I_0}{V_I I_I} \tag{2.33}$$

De l'équation (2.32) et l'équation (2.33), nous obtenons l'expression de rendement,

$$\eta = \frac{(V_{in} - V_A)}{V_{in}} D + \frac{(V_{in} - V_D)}{V_{in}} (1-D) \tag{2.34}$$

→ *Le rendement avec les non-idéalités de l'inductance*

De l'équation (2.31), nous pouvons obtenir le rendement avec l'inductance réelle,

$$\eta = \frac{1}{\left(1 + \frac{\alpha}{(1-D)^2}\right)} \tag{2.35}$$

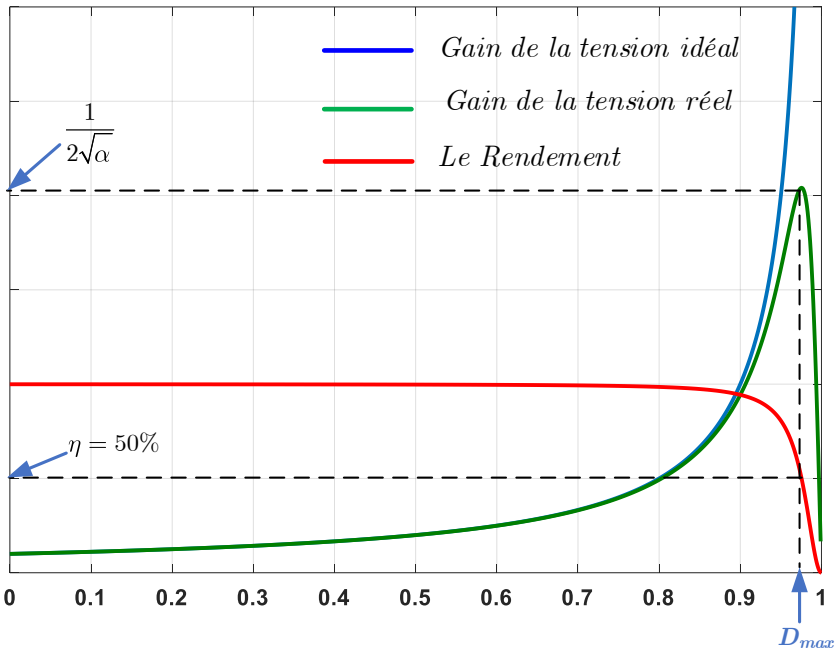


Figure 2.14 Gain de la tension et le rendement du convertisseur boost avec pertes en fonction de D pour CCM.

→ *Gain maximum de la tension réel*

En dérivons le rapport réel de la tension (+l'équation (2.31)) par rapport à D,

$$\frac{d}{dD}\left(\frac{V_0}{V_{in}}\right) = 0 \tag{2.36}$$

On peut obtenir la valeur optimale de rapport cyclique correspondent à la valeur maximale de rapport de conversion de tension,

$$D_{\max} = 1 - \sqrt{\alpha} \tag{2.37}$$

Donc,

$$\left.\frac{V_0}{V_{in}}\right|_{\max} = \frac{1}{2\sqrt{\alpha}} \tag{2.38}$$

Remarque

Lorsque le rapport de conversion de la tension atteint sa valeur maximale, le rendement devient très faible (50%) et, par conséquent, la zone de fonctionnement préférée du rapport cyclique D doit être inférieur à D_{max}.

2.5.3 Contrôle du convertisseur associé aux GPV

Les sources d'énergies électriques se doivent d'être bien contrôlées par les convertisseurs via l'asservissement de leur courant ou de leur tension de sortie.

La figure suivante illustre le schéma du générateur PV avec son système de contrôle.

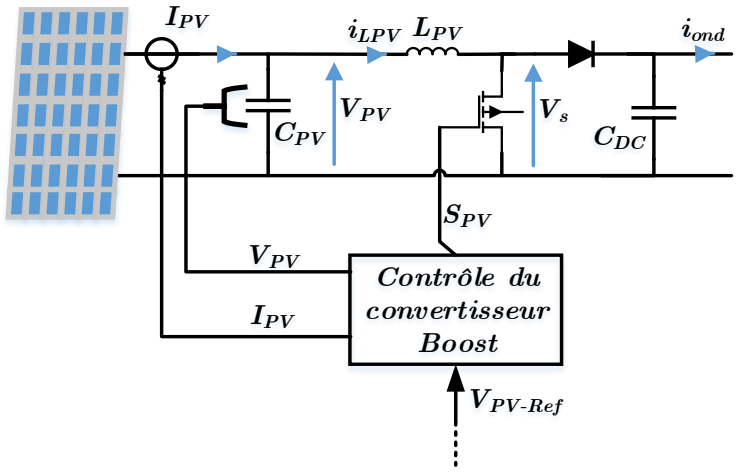


Figure 2.15 Schéma global du générateur PV.

Il est bien connu que le convertisseur Boost est un système non linéaire, donc un contrôleur non linéaire convient si des performances élevées sont requises. Dans cette application, nous utiliserons une loi de contrôle *PI* simple. La cause en est que les conditions climatiques sont très lentes (faibles dynamiques des paramètres : l'ensoleillement et température ambiante), de sorte que la tension de référence PV n'est variée pas brusquement, donc un simple contrôleur *PI* suffit à satisfaire à ces exigences.

2.5.3.1 Loi de contrôle par régulateur PI

Nous considérons le courant photovoltaïque (I_{PV}) provenant du générateur photovoltaïque comme un signal de perturbation et le convertisseur de puissance (Boost) comme deux sous-systèmes linéaires, avec certains signaux de perturbation (figure 2.8).

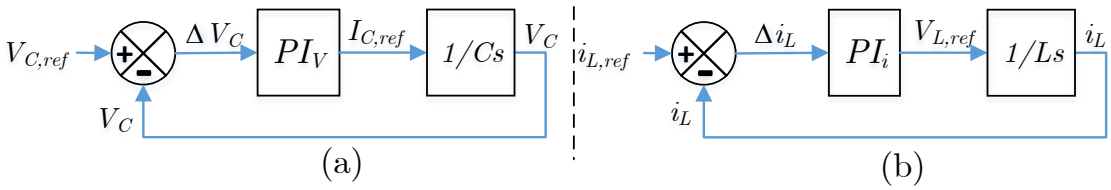


Figure 2.16 Deux sous-systèmes linéaires après la simplification.

Le modèle mathématique du premier sous-système est donné par :

$$\frac{d}{dt}V_{PV} = \frac{1}{C_{PV}}I_{C_{PV}} \tag{2.39}$$

La seconde est

$$\frac{d}{dt}i_{L,PV} = \frac{1}{L_{PV}}V_{L,PV} \tag{2.40}$$

Comme on peut le voir dans la figure 2.18, lorsque la tension de référence provient de l'algorithme PV (MPPT ou l'algorithme de limitation de puissance), la sortie du premier contrôleur PI_V fournit le courant de référence nécessaire pour charger/décharger le condensateur à la tension de référence. Cette valeur de courant de référence est transmise au deuxième contrôleur PI_i. La sortie de ce dernier donne la référence de la tension moyenne appliquée aux bornes de l'inductance. En appliquant les lois de Kirchhoff nous obtenons la référence de la tension PV modulée qui dépend de la tension continue avec le rapport cyclique du convertisseur PV.

À partir de la figure 2.16, nous pouvons déterminer les équations suivantes :

$$i_C = I_{PV} - i_{L,PV} \tag{2.41}$$

$$V_{m,PV} = V_{PV} - V_{L,PV} \tag{2.42}$$

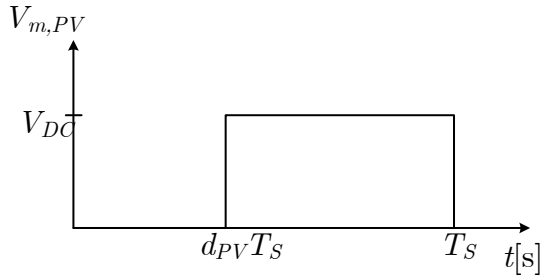


Figure 2.17 La forme d'onde de la tension PV modulée.

La figure 2.17 montre la forme d'onde de la tension PV modulée et donne l'équation (3.43),

$$\bar{V}_{m,PV} = V_{m,PV,ref} = V_{DC}(1 - d_{PV}) \tag{2.43}$$

$$d_{PV} = 1 - \frac{\bar{V}_{m,PV}}{V_{DC}} \tag{2.44}$$

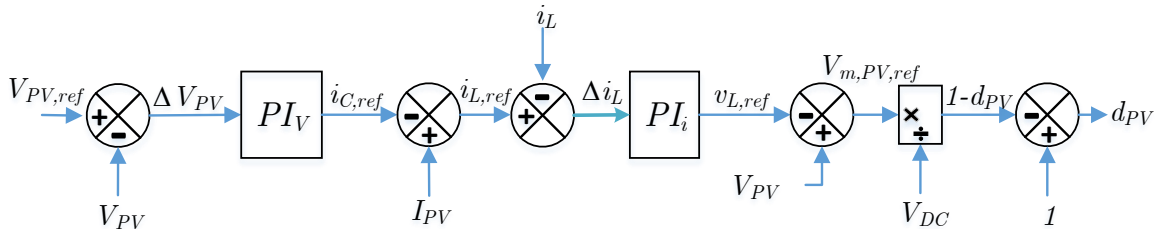


Figure 2.18 Lois de contrôle basées sur les régulateurs PI

2.5.4 Commande en courant des convertisseurs associés aux supercondensateurs et aux batteries

Le convertisseur des éléments de stockage doit être bidirectionnel en courant, afin de garantir l'état de charge et de décharge de batterie ou de supercondensateur. Dans ce cas un convertisseur DC-DC Buck&Boost est utilisé. Ce convertisseur fonctionne comme Boost si on veut décharger les éléments de stockage et comme Buck si on veut les charger ; Donc Deux lois de contrôle doivent être incluses dans le système de contrôle du convertisseur, la première pour le mode Boost et la seconde pour le mode Buck.

Le schéma de principe de contrôle est illustré sur la figure 2.19. Le correcteur asservit le courant ($i_{LBat.ref}$ ou $i_{Lsc.ref}$) afin de suivre la référence pour objectif de charger ou décharger les éléments de stockage suivant le besoin.

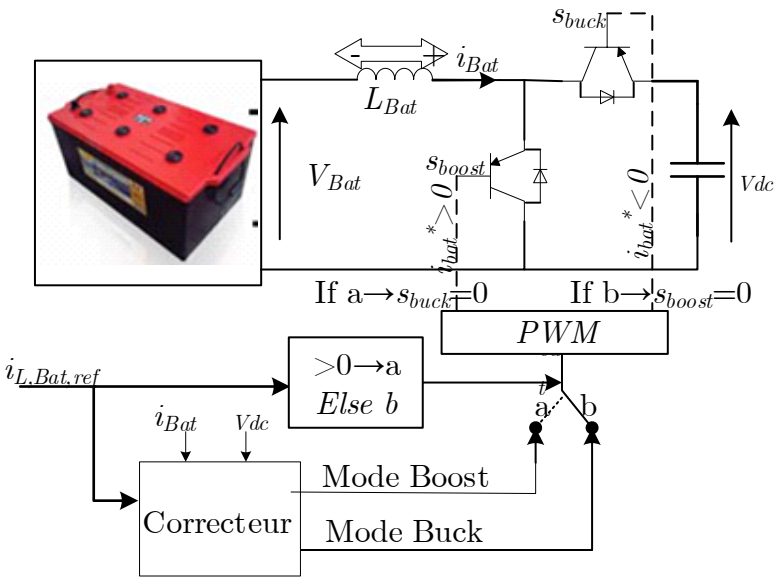


Figure 2.19 Schéma de principe du contrôle du convertisseur associé aux batteries

2.5.4.1 Contrôle linéaire par un régulateur proportionnelle intégrale (*PI*)

Afin de gérer les transferts d'énergie entre les différentes sources et la charge, les convertisseurs DC/DC sont asservis en courant à l'aide d'une correction Proportionnelle

Intégrale (*PI*). Ce type de contrôleur, certes simple, permet d'obtenir des résultats très satisfaisants pour effectuer le contrôle en courant des convertisseurs.

La boucle de régulation *PI* du convertisseur associés aux éléments de stockage est très similaire à celle du convertisseur associés panneaux photovoltaïques, à l'exception de la bidirectionnalité du convertisseur associés aux éléments de stockage. Lorsque l'interrupteur s_{boost} fonctionne pendant une durée de $(1\text{-}d)T_s$, l'autre interrupteur complémentaire (s_{buck}) fonctionne pendant une durée de dT_s (figure 2.20).

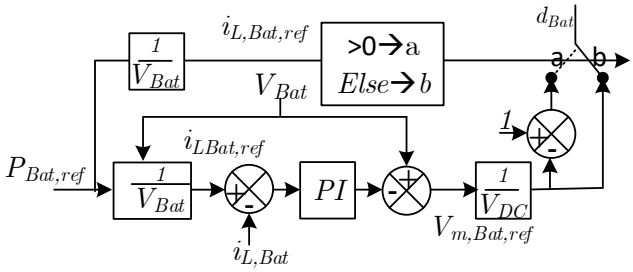


Figure 2.20 Contrôle en courant de convertisseur associes aux éléments de stockage.

2.5.4.2 Contrôle non linéaire

Contrairement au convertisseur associé aux panneaux photovoltaïques qui avait une dynamique très lente ; les éléments de stockage surtout le supercondensateur sa dynamique est très rapide ; à cause de l'autre objectif principale est de compenser la puissance. Dans ce cas la commande non linéaire est importante.

- ***Contrôle de courant par méthode directe de Lyapunov***

La méthode directe de Lyapunov est l'outil le plus important pour la conception et l'analyse de systèmes non linéaires. La méthode directe de Lyapunov s'applique directement aux systèmes non linéaires sans passé par la linéarisation de ce système et permet ainsi d'atteindre une stabilité globale [MLS94]. Le concept de base de la méthode directe de Lyapunov est que si l'énergie totale d'un système électrique/mécanique ; linéaire/non linéaire, se dissipent continuellement, le système finira par atteindre un point d'équilibre et reste à cet dernier [SLO91]. Dans cette section, nous utilisons directement les résultats de la méthode et nous les appliquons dans notre système.

La variable d'état de notre système est le courant d'inductance ; le modèle non linéaire de système est déterminé à partir de schéma électrique de la figure 2.20 :

- t∈[0-$d_{Bat}T_S$]:

L'interrupteur s_{boost} est ON : $$V_{Bat} - L_{Bat}\frac{d}{dt}i_{L,Bat} = 0 \quad (2.45)$$

- t∈[$d_{Bat}T_S$ - T_S]:

L'interrupteur s_{boost} est OFF : $$V_{Bat} - L_{Bat}\frac{d}{dt}i_{L,Bat} - V_{DC} = 0 \quad (2.46)$$

En combinant des équations (2.45) et (2.46),

$$V_{Bat} - L_{Bat}\frac{d}{dt}i_{L,Bat} - (1 - S_{Bat})V_{DC} = 0 \quad (2.47)$$

Où S_{bat} : est l'état de l'interrupteur, elle prend '1' pour l'état ON et '0'pour l'état OFF.

Par l'intégration de l'équation (2.47) pendant la période de commutation T_S on peut trouver le modèle moyen non linéaire.

$$V_{Bat} - L_{Bat}\frac{d}{dt}I_{L,Bat} - (1 - d_{Bat})V_{DC} = 0 \quad (2.48)$$

Où : $\int_0^{T_S} S_{Bat}dt = \int_0^{d_{Bat}T_S} 1dt + \int_{d_{Bat}T_S}^{T_S} 0dt = d_{Bat}T_S$

L'équation (2.47) peut être réorganisée comme suit :

$$\frac{d}{dt}I_{L,Bat} = \frac{1}{L_{Bat}}\ V_{Bat} - (1 - d_{Bat})V_{DC} \quad (2.49)$$

Nous définissons dans cette étape l'erreur du courant comme fonction candidat de Lyapunov,

$$F = \frac{1}{2}e^2 = \frac{1}{2}(I_{L,Bat,ref} - I_{L,Bat})^2 \quad (2.50)$$

Première condition

L'objectif de commande est de forcer le courant de suive sa référence (Le point d'équilibre de système),

$$F\ 0\ = \frac{1}{2}(0)^2 = 0 \quad (2.51)$$

L'énergie de La fonction candidate de Lyapunov au point d'équilibre est nulle.

Deuxième condition

Nous recherchons la loi de commande qui oblige la fonction scalaire F à diminuer, sauf à l'origine, cela signifie que F tend vers zéro alors que t tend vers l'infini, donc $(I_{L,Bat,ref} - I_{L,Bat})$ passe au zéro et $I_{L,Bat}$ atteindra sa valeur de référence.

La dérivée de F par rapport au temps est,

$$\frac{d}{dt}F = \frac{1}{2}\frac{d}{dt}e^2 = \frac{1}{2}\frac{de}{dt}\frac{d}{de}e^2 = \dot{e}e = (\dot{I}_{L,Bat,ref} - \dot{I}_{L,Bat})e \tag{2.52}$$

Comme le courant de référence $\dot{I}_{L,Bat,ref}$ est une valeur constante, l'équation (2.52) peut être simplifiée en :

$$\frac{d}{dt}F = -\dot{I}_{L,Bat}e \tag{2.53}$$

En remplaçant éq.(2.49) dans éq.(2.53)

$$\frac{d}{dt}F = -\underbrace{\frac{1}{L_{Bat}}\ V_{Bat} - (1-d_{Bat})V_{DC}}_{Q_k}\ e \tag{2.54}$$

Si nous choisissons le signal de commande d_{Bat} tel que le terme Q de l'équation (2.54) vérifie la relation,

$$Q_k = ke \tag{2.55}$$

La dérivée de la fonction de Lyapunov devient une fonction définie négative,

$$\frac{d}{dt}F = -ke^2 \tag{2.56}$$

Avec k : une constante positive (vitesse de décroissance de la fonction d'énergie).

A partir de la synthèse précédente, la fonction candidat proposée est une fonction de Lyapunov, garantissant la *stabilité asymptotique* du point d'équilibre e=0.

Où

$$Q_k = ke = \frac{1}{L_{Bat}}\ V_{Bat} - V_{DC} + d_{Bat}V_{DC} \tag{2.57}$$

Le signal de commande est obtenu,

$$d_{Bat} = \frac{L_{Bat}ke + V_{DC} - V_{Bat}}{V_{DC}} = 1 - \frac{V_{Bat}}{V_{DC}} + Ke \tag{2.58}$$

On prend,

$$L_{Bat}k = K$$

$$d_{Bat} = 1 - \frac{V_{Bat}}{V_{DC}} + \frac{K}{V_{DC}}e \tag{2.59}$$

La figure 2.21 montre le schéma de principe de la régulation de courant par la méthode direct de Lyapunov.

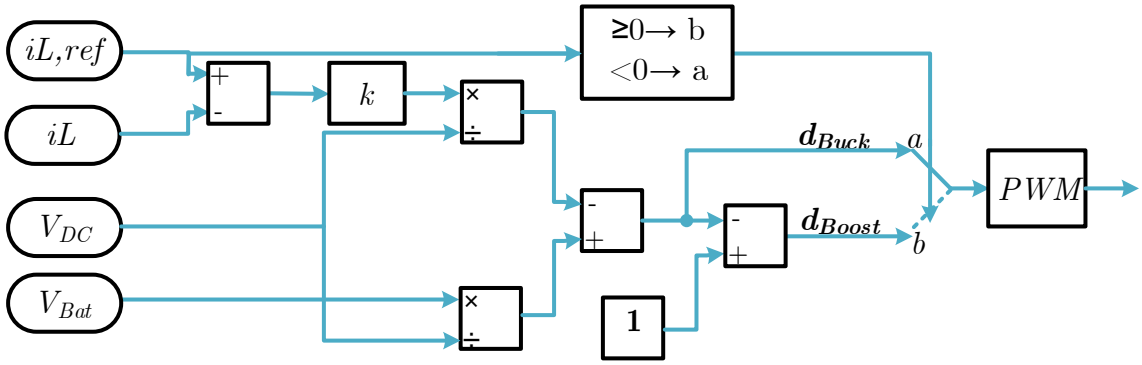


Figure 2.21 Schéma de principe de la régulation non linéaire de courant.

2.5.5 Résultats de simulation

Les allures de simulation présentées (figures 2.22) sont obtenues à partir de l'exécution du système précédent avec le logiciel Matlab/Simulink.

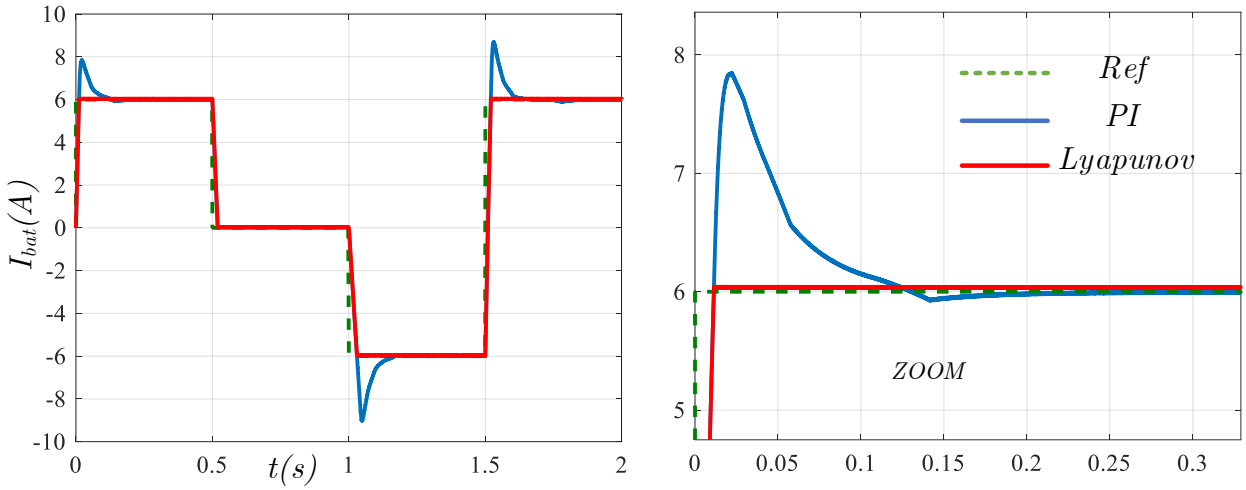


Figure 2.22 Résultats de simulation Commande directe par Lyapunov.

Lorsque le courant de référence est positif (mode décharge), le mode boost est activé par le contrôleur et la boucle de régulation attribue le rapport cyclique convenable au l'interrupteur parallèle, tandis que l'interrupteur en série reste ouvert pendant le mode boost.

Lorsque le courant de référence devient négatif (mode de charge), le contrôleur active le mode buck et la boucle de régulation donne le rapport cyclique convenable au l'interrupteur série, tandis que l'interrupteur parallèle est ouvert pendant le mode buck.

Les résultats de la simulation montrent clairement que le contrôleur par méthode directe de Lyapunov donne plus de performances au système de commande (dynamique plus élevée, moins de dépassement) que le contrôleur PI en mode buck ou boost.

2.6 Tension du bus continu DC

2.6.1 Principe de contrôle

Les différentes sources du système sont interconnectées par l'intermédiaire d'un bus DC dont la tension (V_{dc}) est fixée à 220 V.

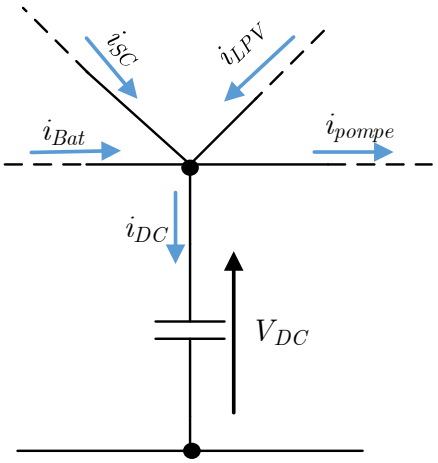


Figure 2.23 Condensateurs du bus DC.

Le contrôler en tension de bus DC, en utilisant le principe décrit par la figure 2.24. Un correcteur PI calcule le courant de référence ($I_{DC,ref}$) afin de maintenir la tension du bus à la tension de consigne ($V_{DC,ref} = 220$ V).

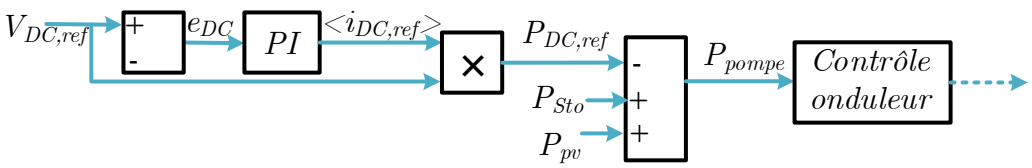


Figure 2.24 Contrôle en tension du bus DC

Le courant de référence peut être utiliser pour calculer la puissance de référence fournie ou extraite par les éléments de stockage, a fin de passer la puissance convenable au moteur :

$$P_{pompe} = P_{Sto} + P_{pv} - P_{DC,ref} \tag{2.60}$$

Où,

$$P_{sto} = P_{Bat,ref} + P_{SC,ref} \tag{2.61}$$

2.6.2 Élaboration des consignes de courant

Les consignes de courant sont générées suivant le principe décrit par la figure 2.25. Afin de limiter la dynamique du courant de la batterie, la référence $I_{dc_{ref}}$ passe à travers un filtre passe-bas pour constituer la référence $I_{Bat_{ref}}$. La différence entre $I_{Bat_{ref}}$ et $I_{dc_{ref}}$ permet de déterminer $I_{SC_{ref}}$, qui est destinée aux supercondensateurs. Ces derniers assurent ainsi le maintien du bus DC avec une grande dynamique et préservent les batteries lors des phases transitoires.

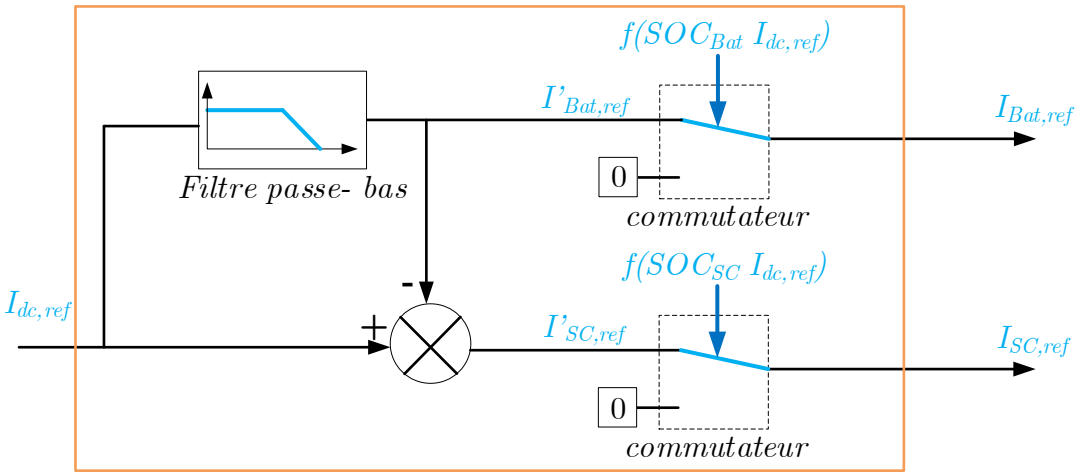


Figure 2.25 Élaboration des consignes de courant

Vu les caractéristiques des batteries et des supercondensateurs, leurs états de charge doivent être pris en considération dans l'élaboration des références. Un commutateur, piloté par une fonction de l'état de charge et la référence issue du correcteur *PI*, permet de désactiver les batteries ou les supercondensateurs en affectant 0 respectivement à $I_{Bat,ref}$ ou $I_{SC,ref}$

2.7 Moteur synchrone autopilotée à aimant permanent (PMBLDC)

Moteur synchrone autopilotée à aimant permanent aussi appeler moteur à courant continu sans balais (BLDC) [AME11]. Les moteurs synchrones à aimants permanents sont classés sur la base de la forme d'onde de leur force électromotrice (FEM)induite, c'est-à-dire sinusoïdale ou trapézoïdale [CHA12]. Le type sinusoïdal est appelé moteur synchrone à aimants permanents ; le type trapézoïdal passe sous le nom de machine PM Brushless DC (BLDC). Les moteurs à aiment permanant avec balais et sans balais à courant continu incorporent une combinaison de l'aiment permanant et de champs électromagnétiques pour produire un couple (ou une force) entraînant un mouvement. Dans un moteur sans balai (BLDC), le rotor comprend les aimants et le stator contient les enroulements. Comme son nom l'indique, les balais sont absents et, dans

ce cas, la commutation est mise en œuvre électroniquement avec un convertisseur commandé(onduleur) utilisant des interrupteurs à semi-conducteurs pour modifier le courant dans les enroulements en fonction du retour d'information de la position du rotor.

2.7.1 Les avantages du moteur BLDC

Les moteurs BLDC présentent de nombreux avantages par rapport aux moteurs à courant continu conventionnel et aux moteurs à induction. Certains d'entre eux [KTS85] :

- Réponse dynamique plus rapide ;
- Une meilleure vitesse par rapport à des caractéristiques de couple ;
- Rendement élevé ;
- Longue durée de vie ;
- Fonctionnement silencieux ;
- Plages de vitesse importante.

De plus, le rapport entre le couple fourni et la taille du moteur est plus élevé, ce qui le rend utile dans les applications où le poids est de facteur critique.

2.7.2 Principe de fonctionnement et le modèle dynamique du moteur BLDC.

Les équations du circuit couplé des enroulements du stator en termes de constantes électriques du moteur sont [CHA12]:

$$\begin{aligned} V_{an} &= R_a i_a + \frac{d}{dt}\left(L_{aa} i_a + L_{ba} i_b + L_{ca} i_c\right) + e_a \\ V_{bn} &= R_b i_b + \frac{d}{dt}\left(L_{ab} i_a + L_{bb} i_b + L_{cb} i_c\right) + e_b \\ V_{cn} &= R_c i_c + \frac{d}{dt}\left(L_{ac} i_a + L_{bc} i_b + L_{cc} i_c\right) + e_c \end{aligned} \tag{2.62}$$

Où :

$R_a = R_b = R_c = R$

$L_{aa} = L_{bb} = L_{cc} = L_s$

$L_{ba} = L_{ab} = L_{ac} = L_{ca} = L_{ab} = L_{ba} = M$

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cv} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_s & M & M \\ M & L_s & M \\ M & M & L_s \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \tag{2.63}$$

Puisque, $i_a + i_a + i_a = 0$, *et* $(L_s - M) = L$, *on a,*

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bm} \\ V_{cv} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

Où :

R: La résistance statorique par phase.

i_a , i_b , i_c: les courants statoriques.

e_a, e_b, e_c : représente les forces contres électromotrice de chaque phase.

Les EMFs instantanées induites sont toutes supposées trapézoïdales peuvent être écrites,

$$\begin{aligned} e_a &= f_a(\theta_r)\lambda_p\Omega; \\ e_b &= f_a(\theta_r - 2\pi/3)\lambda_p\Omega; \\ e_c &= f_a(\theta_r + 2\pi/3)\lambda_p\Omega. \end{aligned} \quad (2.65)$$

Où:

Ω: est la vitesse angulaire électrique $\left[\frac{rad}{sec}\right]$

λ_p: représente le flux maximal induit par l'enroulement statorique.

La figure 2.26 représente un circuit équivalent triphasé de moteur BLDC, où chaque phase est composée de la résistance statorique R, de la self-inductance équivalente L, *de l'inductance mutuelle* M et d'une FCEM trapézoïdale en série.

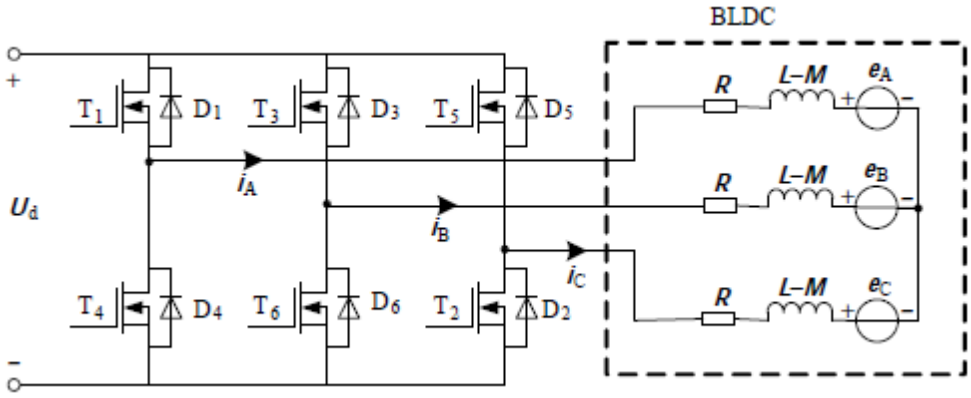


Figure 2.26 Circuit équivalent triphasé du moteur BLDC.

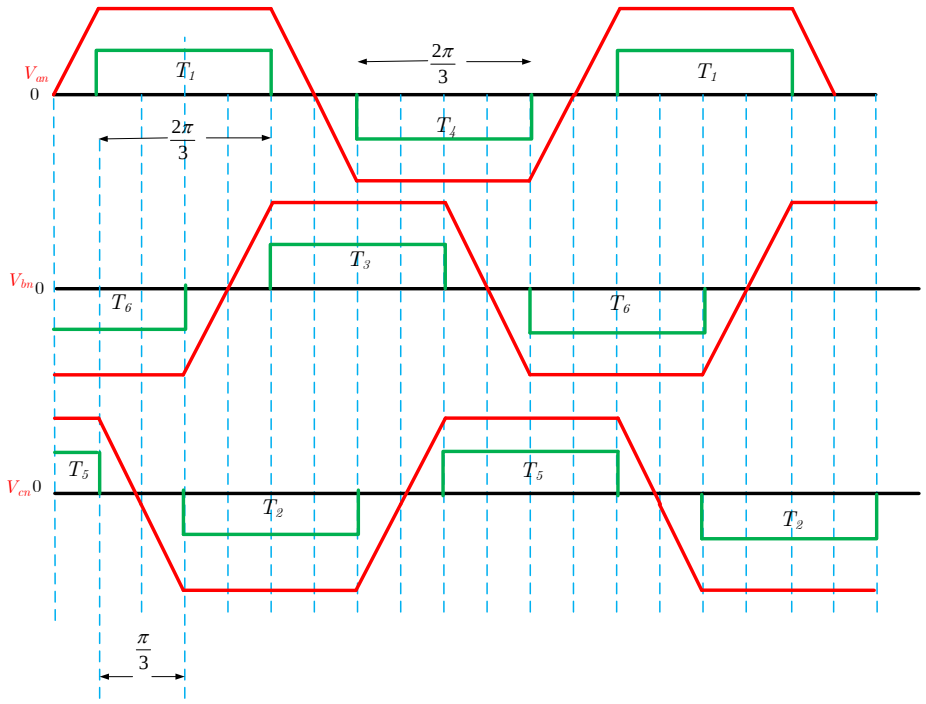


Figure 2.27 Séquences de commutation triphasée.

Comme pour les moteurs à courant continu, l'analyse de la puissance et du couple du moteur BLDC peut être effectuée dans la perspective du transfert d'énergie. Lorsque le moteur fonctionne, la puissance de la source est absorbée et, bien qu'une petite partie soit transformée en perte joule et de fer, la plus grande partie de la puissance est transférée par l'entrefer au rotor sous l'effet du couple. La puissance transférée au rotor, appelée puissance électromagnétique, est égale à la somme du produit du courant et de la contre-FEM des trois phases.

$$P_e = e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c \tag{2.66}$$

Négligent les pertes mécaniques, la puissance électromagnétique est totalement transformée en énergie cinétique, donc,

$$P_e = T_e \Omega \tag{2.67}$$

Intégrant éq.(2.66) dans éq.(2.67) et après les simplifications en trouve :

$$T_e = k_T i = 2p\lambda_p \tag{2.68}$$

Où :

T_e : Le couple électromagnétique;

k_T : Le coefficient du couple ;

p : Nombre de pair de pôles ;

i : Le courant de phase.

La partie mécanique est exprimée par l'équation suivante :

$$J\left(\frac{d\Omega}{dt}\right)+B\Omega=T_e-T_L \tag{2.69}$$

Où:

T_L: Le couple de charge,

J: Moment d'inertie,

B: Coefficient de frottement.

L'équation ci-dessus peut aussi s'écrire :

$$\left(\frac{d\Omega}{dt}\right)=\frac{1}{J}\ -B\Omega+T_e-T_L \tag{2.70}$$

2.7.3 Contrôle en boucle fermée du moteur BLDC

2.7.3.1 Contrôle linéaire

Les lois de commande définis sont associées avec un régulateur proportionnel-intégrale (PI) pour contrôler le couple électromagnétique et effectuer la régulation de la vitesse.

La figure 2.28 représente un schéma de contrôle de vitesse pour un moteur BLDC. Pour ce schéma de contrôle, les capteurs de vitesse et de position sont supposés être le générateur tachymétrique et le capteur à effet de hall. Comme on peut le voir sur la figure, il y a deux boucles ; la boucle de la vitesse, la deuxième, la boucle de contrôle de courant.

La vitesse du rotor est comparée à la valeur de référence et l'erreur de vitesse du rotor est amplifiée via un contrôleur PI. La sortie du contrôleur PI est ensuite utilisée comme couple de référence, à partir duquel, à leur tour, les références de courant de phase sont générées.

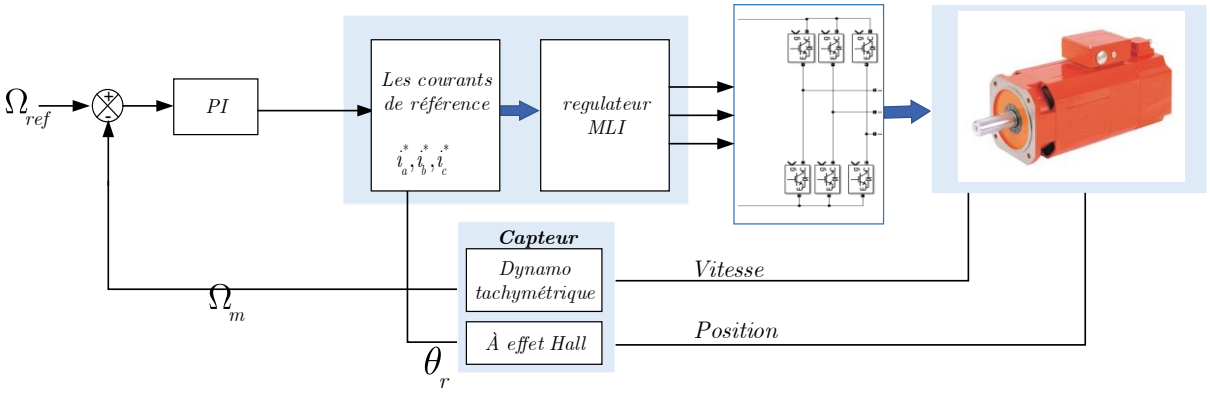


Figure 2.28 schémas de contrôle de moteur BLDC.

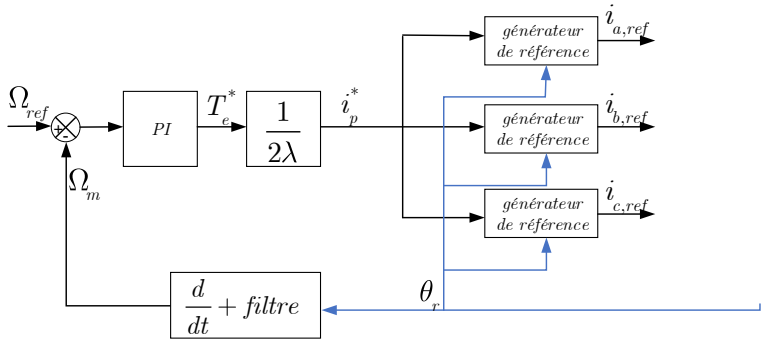


Figure 2.29 Schéma de principe représente le contrôle en vitesse du moteur BLDC.

L'amplitude du courant de référence (i_p*) est déterminée à partir du couple de référence, selon la position du rotor, Les courants de phase de référence sont indiqués dans le tableau (2.1). Ces courants sont comparés avec les courants réels des phases mesurés. Les erreurs des courants sont calculées comme indiquer dans l'équation (2.71). Ces erreurs sont appliquées à la bande d'hystérésis de l'onduleur ($\pm h_b$) et les signaux de commutation de l'onduleur MLI triphasé sont générés en fonction des états de commutation.

$$e_{ia} = i_{a,ref} - i_a \text{ , } e_{ib} = i_{b,ref} - i_b \text{ et } e_{ic} = i_{c,ref} - i_c \tag{2.71}$$

$$\begin{aligned} &si\ e_{ai} \geq h_b \text{ alors } v_{an} = V_{dc}/2, \text{ si } e_{ai} \leq h_b \text{ alors } v_{an} = -V_{dc}/2; \\ &si\ e_{bi} \geq h_b \text{ alors } v_{bn} = V_{dc}/2, \text{ si } e_{bi} \leq h_b \text{ alors } v_{bn} = -V_{dc}/2; \\ &si\ e_{ci} \geq h_b \text{ alors } v_{cn} = V_{dc}/2, \text{ si } e_{ci} \leq h_b \text{ alors } v_{cn} = -V_{dc}/2. \end{aligned} \tag{2.72}$$

Tableau 2-1 Les courants de référence de moteur BLDC.

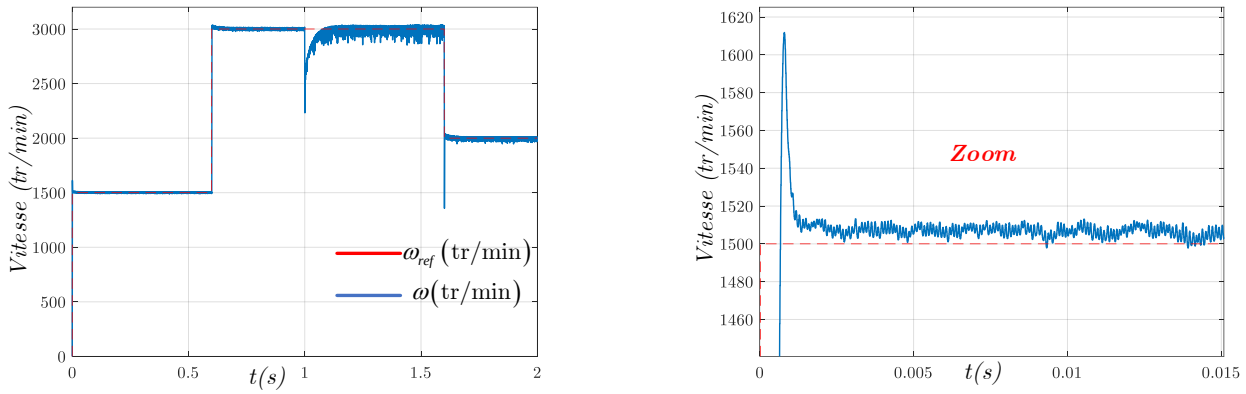
Position de rotor (θ°)	Référence des courants		
	$i_{a,ref}$	$i_{b,ref}$	$i_{c,ref}$
0-30	0	$-i_p$	i_p
30-90	i_p	$-i_p$	0
90-150	i_p	0	$-i_p$
150-210	0	i_p	$-i_p$
210-270	$-i_p$	i_p	0
270-330	$-i_p$	0	i_p
330-360	0	$-i_p$	i_p

2.7.3.2 Résultats de simulation et discussions

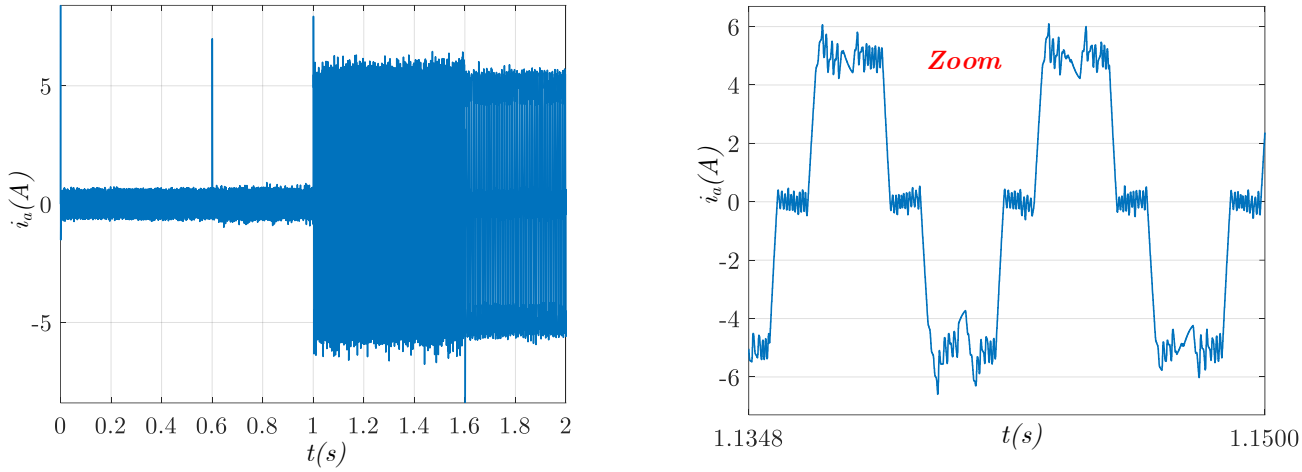
Les figures 2.30 (a, b, c et d) montrent les réponses dynamiques de la vitesse, le courant, la fem et du couple, respectivement.

On applique un échelon pour la vitesse de référence (1500 tr/min) avec un couple de charge nul (à vide). A l'instant t =0.6 s, on effectue un changement de consigne de vitesse (de 1500 vers 3000 tr/min) toujours à vide ; jusqu'à 1s nous avons appliqué un couple résistant 2N. A l'instant t =1.6 s encore on effectue un changement de consigne de vitesse avec un couple de charge égale 2N.

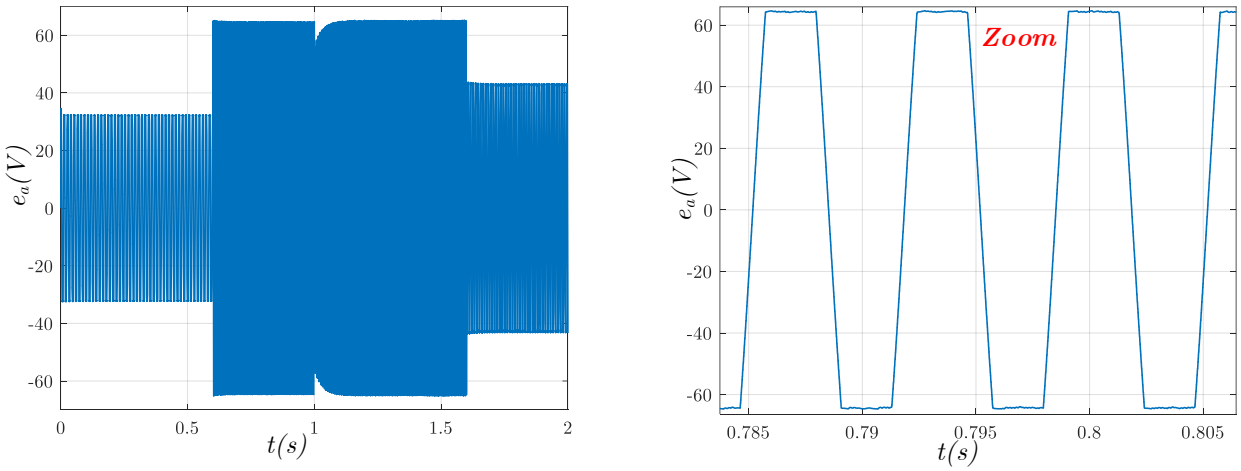
Les figures montrent que le régulateur PI donne des résultats satisfaisants et ce, par rapport à la grandeur de perturbation et par rapport à la grandeur de consigne, sauf qu'il présente un dépassement dû aux changements brutaux de ces grandeurs. En effet, le régulateur PI se trouve devant un écart de réglage très important. La réaction de sa partie proportionnelle, dont le but est de réduire cet écart, risque de provoquer un grand dépassement. Ce dernier peut être amorti, soit en diminuant la rapidité du réglage et nous perdons la robustesse vis-à-vis de la perturbation, soit en introduisant un filtre (correcteur) pour la grandeur de consigne afin de modérer l'impact de sa variation brusque.



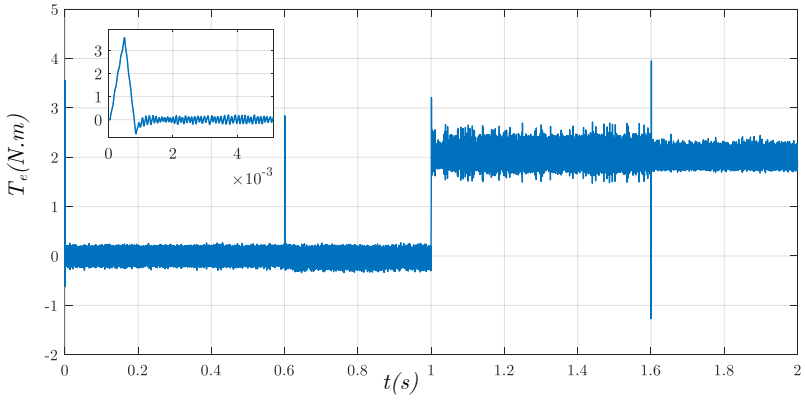
a) La vitesse du rotor



b) Le courant de phase ia



c) fem induite ea



d) Le couple électromagnétique

Figure 2.30 Le couple électromagnétique

→ *Démarrage direct de la machine à vide t∈[0 1].*

Un démarrage direct du moteur est effectué en appliquant une tension continue nominale V_{dc} de 220V. Le moteur n'entraîne aucune charge, figure 2.30-d, la machine développe un couple maximal supérieur à celui appliqué par la charge afin de vaincre l'inertie du rotor de la machine. L'allure du courant de phase (figure 2.30-b) présente un pic de 11.5A (l'allure du couple électromagnétique, c'est l'image du courant) correspondant à environ deux fois le courant nominal. En pratique ce pic de courant peut être destructif pour la machine. Et, afin de l'éviter, la tension continue d'entrée doit être progressivement augmentée durant la période de démarrage, soit en utilisant un autotransformateur, soit par MLI avec un rapport cyclique réglable.

L'allure de la vitesse de rotation de la machine donnée par la figure 2.30-a montre que le régime permanent s'établit à une vitesse de 1500 tr/min au bout d'un temps d'environs 0.003s. une augmentation brusque en échelon de 1500tr/min à l'instant $t = 0.6s$. la vitesse suit celle de la référence 3000 tr/min.

→ *Variation du couple de charge t∈[1 2].*

Dans ce cas, le moteur fonctionnant en régime permanent, une augmentation brusque en échelon de 2N.m du couple de charge à l'instant $t = 1s$, le couple électromagnétique subit une augmentation est atteint une valeur moyenne de 2N.m avec des ondulations importantes, de l'ordre de 40%. Ces ondulations de couple importantes sont indésirables dans la plupart des applications. Les causes de ces ondulations sont la présence d'un couple de détente, l'allure réelle de la f.c.e.m induite et l'effet retardateur des inductances de la machine lors de la commutation des phases.

La vitesse toujours suit sa référence avec un dépassement lors de l'application du couple de charge ou le temps de changement de sa référence.

2.8 Les pompes

Une pompe utilise l'énergie électrique (dans notre cas, donnée par le GPV et / ou la batterie) pour fournir de l'énergie mécanique à l'eau. Dans la littérature, ces pompes sont des pompes à déplacement positif (Les pompes volumétriques) ou dynamiques. Les pompes volumétriques sont utilisées dans des applications caractérisées par une vitesse de refoulement constante, ou à haute pression et à faible débit car ce type de pompe délivre des débits périodiques. Dans notre application, les pompes dynamiques sont utilisées, car elles sont adéquates lorsque l'application

a besoin d'une vitesse variable ou à un débit élevé et les profondeurs moyennes ou faibles [BRA97].

2.8.1 La pompe centrifuge

Les pompes centrifuges sont couramment utilisées car elles nécessitent moins de couple pour démarrer et produisent plus de charge que les autres pompes dynamiques à vitesse variable. De plus, de leur simplicité et de leur faible coût, ils se caractérisent par leur faible entretien. Les pompes centrifuges sont disponibles pour différents débits et profondeurs. Comme il a été mentionné précédemment, la pompe à centrifuger est entrainé par un moteur BLDC.

→ *La caractéristique Q_p (H_p) de la pompe*

La caractéristique du débit-hauteur, ou courbe Q_p-H_p, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction du débit. Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu trois (03) paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse :

$$H_p = a_1\Omega^2 - a_2\Omega Q_p - a_3 Q_p^2 \tag{2.73}$$

En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de "PELEIDER-PETERMAN ".

La courbe H_p (Q_p) est donnée par la figure 2.32.

→ *La caractéristique couple vitesse T_r (Ω) de la pompe*

Le couple de charge hydrodynamique de la pompe centrifuge est donné par l'équation suivante [BEL04] :

$$T_r = T_p = A_p\Omega_n^2 \tag{2.74}$$

Avec :

$$A_p = \frac{P_n}{\Omega_n^3} \tag{2.75}$$

→ *La caractéristique rendement-débit*

La puissance disponible au niveau de l'arbre d'entrainement de la roue de la pompe est la puissance absorbée P_a de cette pompe. Cette puissance est exactement la puissance utile du moteur d'entrainement de la pompe. La puissance transmise au fluide et ce du part de la pompe est appelée puissance hydraulique utile P_u ; Elle est déterminée d'après la formule suivante :

$$P_u = \rho.g.Q_p.H_p \tag{2.76}$$

Le rapport de la puissance utile à la puissance absorbée est le rendement de la pompe η_p

$$\eta_p = \frac{P_u}{P_a} \tag{2.77}$$

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 72%.

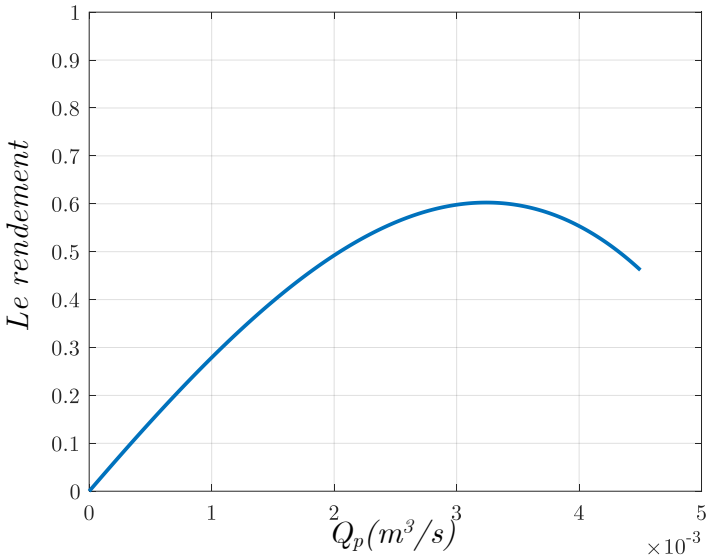


Figure 2.31 Rendement de la pompe centrifuge.

2.8.2 Système de canalisations

Un système de tuyauterie est la somme de tuyaux, raccords, vannes et autres restrictions imposant une perte de charge [BRA97]. La chute de pression, ou la hauteur, est donnée par l'équation suivante [BEL04] :

$$H_p = H_g + \Delta H \tag{2.78}$$

Où Hg est la hauteur géométrique qui représente la différence entre le niveau d'eau libre à pomper et le point le plus élevé de la canalisation, et ΔH représente les pertes de pression dans l'ensemble de la canalisation, elles sont données par [BEL04] :

$$\Delta H = \left(\lambda \frac{l}{d} + \xi\right) \frac{8Q^2}{\left(\pi^2 d^4 g\right)} \tag{2.79}$$

Avec, λ Coefficient de pertes de charges linéaires ; d Diamètre de la tuyauterie (m); l Longueur de la tuyauterie (m), g Accélération de la pesanteur (m/s2) et ξ est un coefficient des pertes de pression dans les coudes, les vannes et les raccords, . . .de la canalisation.

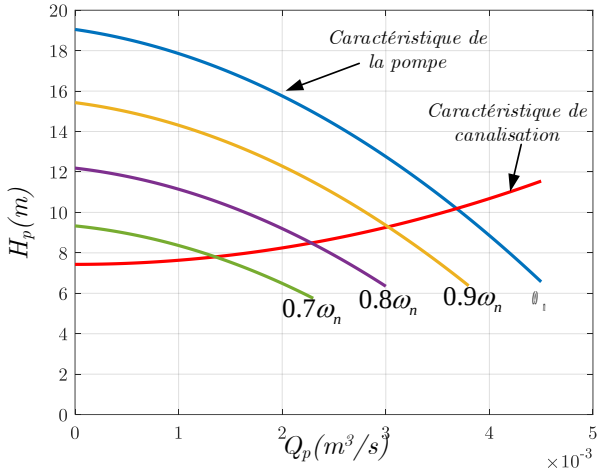


Figure 2.32 Courbe $H_p(Q_p)$ de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation

2.9 Conclusions

Dans ce chapitre, la description du système de pompage photovoltaïque hybride a été détaillée. La modélisation de ce système complexe est présentée ; nous avons pris en considération chaque source avec le convertisseur de puissance associé. L'objectif est de contrôler la puissance de chaque source afin de satisfaire les besoins en puissance de groupe moteur-pompe.

En plus nous avons étudié le système moteur-pompe, en commençant par la modélisation du moteur BLDC en se basant sur les équations électriques et mécaniques qui régissent le comportement de la machine. Le système de pompage photovoltaïque hybride ne demande pas la variation instantanée de vitesse, dans ce cas le régulateur *PI* est largement suffisant pour commande en vitesse du moteur BLDC.

En fin, pour le convertisseur du générateur photovoltaïque ; il n'a pas besoin des hautes performances. Nous avons utilisé deux simples régulateurs *PI*. Par contre pour les convertisseurs des éléments de stockages, un contrôleur basé sur la méthode directe de Lyapunov ait été utilisé pour les deux convertisseurs de stockage, dans ce cas, nous avons fait une comparaison entre cette loi de contrôle non linéaire et la loi de contrôle *PI*. Les résultats de simulation montrent que le contrôleur non linéaire présente de meilleures performances comparativement au contrôleur *PI*.

Toutes les données et les paramètres du système de pompage hybride, utilisés pour la simulation, sont mentionnés dans l'annexe A.

Chapitre 03

LE SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE SANS BATTERIE

3. Les systèmes de pompage photovoltaïque sans batterie

3.1 Introduction

Les systèmes de pompage photovoltaïque sans batterie peuvent assurer une utilisation rentable de l'énergie solaire. Dans ce cas, on a deux choix de couplage :

- Soit le coulage direct (au fil du soleil) dans lequel le BLDC est couplée directement au générateur photovoltaïque via un onduleur. Les panneaux photovoltaïques génèrent sous le soleil un courant électrique qui alimentent directement le groupe motopompe. C'est le mode de fonctionnement le plus simple, le plus fiable et le plus économique.
- Soit le couplage avec optimisation de puissance dans le but d'améliorer l'efficacité du système.

3.2 Description du système de pompage étudié

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est essentiel pour son bon fonctionnement et pour la satisfaction de l'utilisateur. Dans tous les cas, il est nécessaire de connaître le besoin en eau, le gisement d'énergie solaire du lieu concerné. Ceci permet de faire le bon choix des modules photovoltaïques, leur implantation et la structure support et le choix des composants électriques assurant la régulation et la protection du système et des usagers.

Dans notre étude, nous avons choisi une pompe centrifuge de puissance 520Wat avec une vitesse nominale 3000 tr/min et leur rendement η_p=0.77 [TER11].

3.2.1 Dimensionnement de la Motopompe

Le moteur qui entraîne la pompe peut être dimensionné selon la quantité d'eau demandée. Le débit d'eau lié à la puissance mécanique absorbée par la pompe est donné par la relation suivante

$$Q_p = {P_p \cdot \eta_p} \Big/ {\rho.g.H_p} \tag{3.1}$$

- Q_p : débit en m3/s.
- P_p : Puissance transmise au fluide par la pompe en Watt.
- ρ: masse volumique du liquide en kg/m3.
- H_p : hauteur de charge en mètre.
- g : Intensité moyenne de la pesanteur.

Le rendement généralement admis pour les Pompes centrifuges est η_p = 0,4 à 0,8.

Dans notre étude la puissance mécanique de la pompe est 520 W, Ce qui veut dire que la puissance mécanique du moteur doit être supérieure ou égale à 675.3247 W. dans notre cas nous avons choisis un moteur synchrone autopiloté (BLDC) dont la puissance mécanique est 680 W.

Connaissant le rendement du moteur, la puissance électrique absorbée par le moteur est :

$$P_a = \frac{P_u}{\eta_m} \tag{3.2}$$

Le rendement du moteur (η_m) est estimé à 0.94

$$P_a = \frac{P_u}{\eta_m} = \frac{680}{0.94} = 723.4042W \tag{3.3}$$

Le rendement du l'onduleur et le hacheur BOOST est de l'ordre de 0.9 et 0.8 respectivement [NOT10,MOH13].

$$P_{GPV} \geq \frac{P_a}{\eta_{ond}.\eta_h} = 1.0047KW \tag{3.4}$$

3.2.2 Dimensionnement du générateur photovoltaïque :

La puissance que doit fournir le générateur photovoltaïque sera déterminée par la puissance nominale demandée par l'ensemble motopompe.

La puissance nominale demandée par le groupe motopompe est de 1KW

On doit dimensionner le générateur PV, c'est-à-dire déterminer le nombre de modules qui le constituent pour alimenter le groupe motopompe.

Les puissances maximales de générateur photovoltaïque pour les différents éclairements avec une température T=25°C sont donnes par le tableau suivant :

Eclairement W/m^2	200	400	600	800	1000
Puissance P_{mp} *(wat)*	*26.923*	*56.894*	*87.673*	*118.780*	*149.987*

Table 3-1 puissance P_{mp} de générateur photovoltaïque pour les différents éclairements.

Dans ce cas nous avons pris le nombre de module en série de N_s=*5* et le nombre de modules en parallèle de N_p=*2*.

3.3 Couplage direct du système de pompage photovoltaïque.

Les systèmes de pompage à couplage direct, est un groupe d'équipements interactifs conçus pour : (i) collecter et convertir le rayonnement solaire en énergie électrique (courant continu) ; et (ii) convertir l'énergie électrique en énergie mécanique pour fournir suffisamment de couple mécanique pour faire tourner une pompe ou un ensemble de pompes afin de faire circuler le fluide [BRA97].

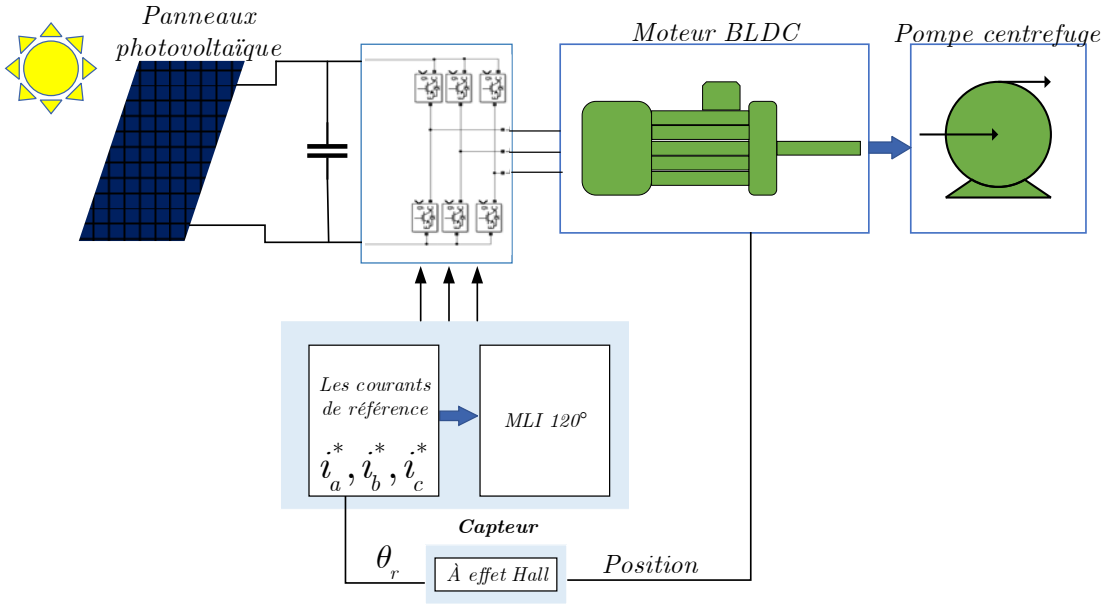


Figure 3.1 Le couplage direct

Le système de pompage PV avec un couplage direct, est constitué d'un ensemble de générateur photovoltaïque, un moteur BLDC, une pompe centrifuge et un système de canalisation hydraulique. Le système de pompage PV à couplage direct n'a pas de dispositif de stockage d'électricité, tel que des batteries, ni d'unités de conditionnement d'alimentation, telles que des convertisseurs DC-DC (c-à-d. Des suiveurs de point de puissance maximale). La figure 3.1 représente le schéma électrique d'un système de pompage PV à couplage direct.

Le générateur PV et la charge associée (c'est-à-dire un moteur BLDC et une pompe centrifuge installée dans un système de tuyauterie hydraulique) sont caractérisés par leur relation courant-tension (courbe *I-V*). Le type de moteur, lui aussi, est caractérisé par des courbes couple-courant. Le couple de charge est déterminé par la pompe centrifuge et doit être égal au couple moteur à l'état d'équilibre.

Les figures 3.2 et 3.3 présentent les courbes (I-V) et (P-V) d'un générateur PV constitué de dix panneaux de puissance (150wat) ; deux groupes connectés en parallèle et chaque groupe contient cinq panneaux connectés en série ; ainsi que la courbe (I_{ch}-V) d'une charge comprenant d'un moteur BLDC couplé à une pompe centrifuge.

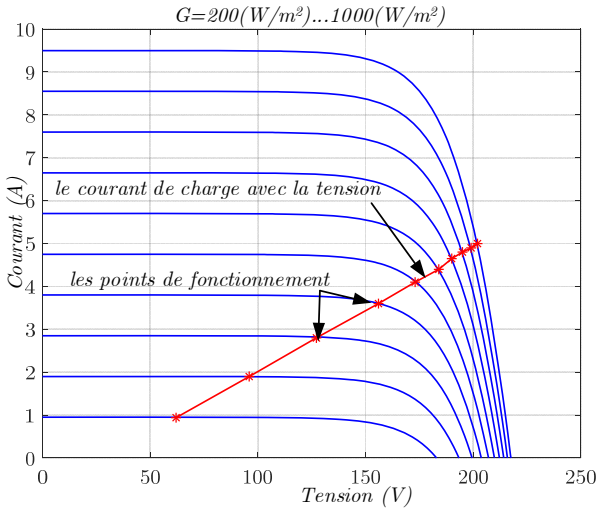


Figure 3.2 Caractéristiques I(V) pour différents éclairements avec T=25°C.

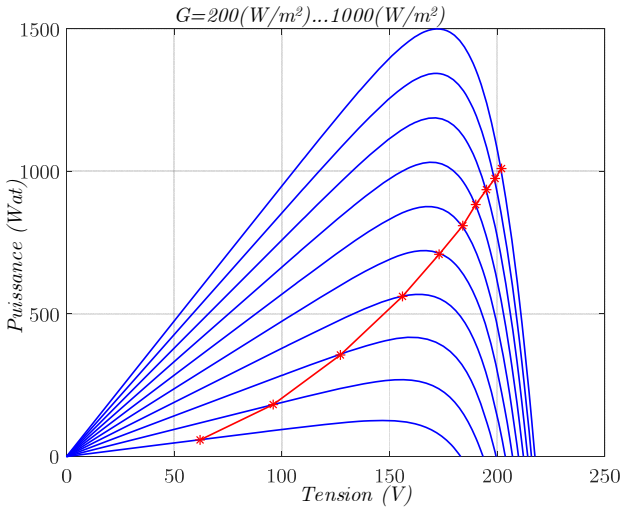


Figure 3.3 Caractéristiques P(V) pour différents éclairements avec T=25°C.

Malgré les avantages du couplage direct, tels que la simplicité, le coût faible, il reste néanmoins que ce type de couplage n'est possible que dans des conditions spécifiques (température, éclairement et paramètres de la charge). Alors, il faut faire appel à des techniques plus sophistiquées dans la majorité des applications.

3.4 L'optimisation de système de pompage photovoltaïque

Des résultats précédents, on peut voir que les points de fonctionnement du système, situés à l'intersection des caractéristiques I-V du générateur et la courbe de charge de l'ensemble moteur-pompe, se déplace selon la valeur de l'ensoleillement. Pour des moyennes valeurs de l'ensoleillement, les caractéristiques se coupent dans la zone où la puissance débitée par le générateur est optimale (zone 3). Par contre, pour les faibles valeurs de l'ensoleillement le point de fonctionnement s'éloigne de cette zone ; ce qui entraîne des performances du système assez médiocre et donc le générateur est sous-utilisé.

La figure 3.4 montre la configuration du système de pompage autonome. Le système comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur élévateur de tension (Boost), une

unité de contrôle MPPT et un moteur BLDC couplé à une pompe centrifuge. Nous proposons un MPPT pour maximiser la production d'énergie GPV grâce au contrôle du rapport cyclique du convertisseur boost-continu. La sortie du convertisseur DC-DC est reliée directement à l'onduleur DC-AC via un bus continu. Une pompe centrifuge est reliée à l'arbre du BLDC et se caractérise par un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse du rotor.

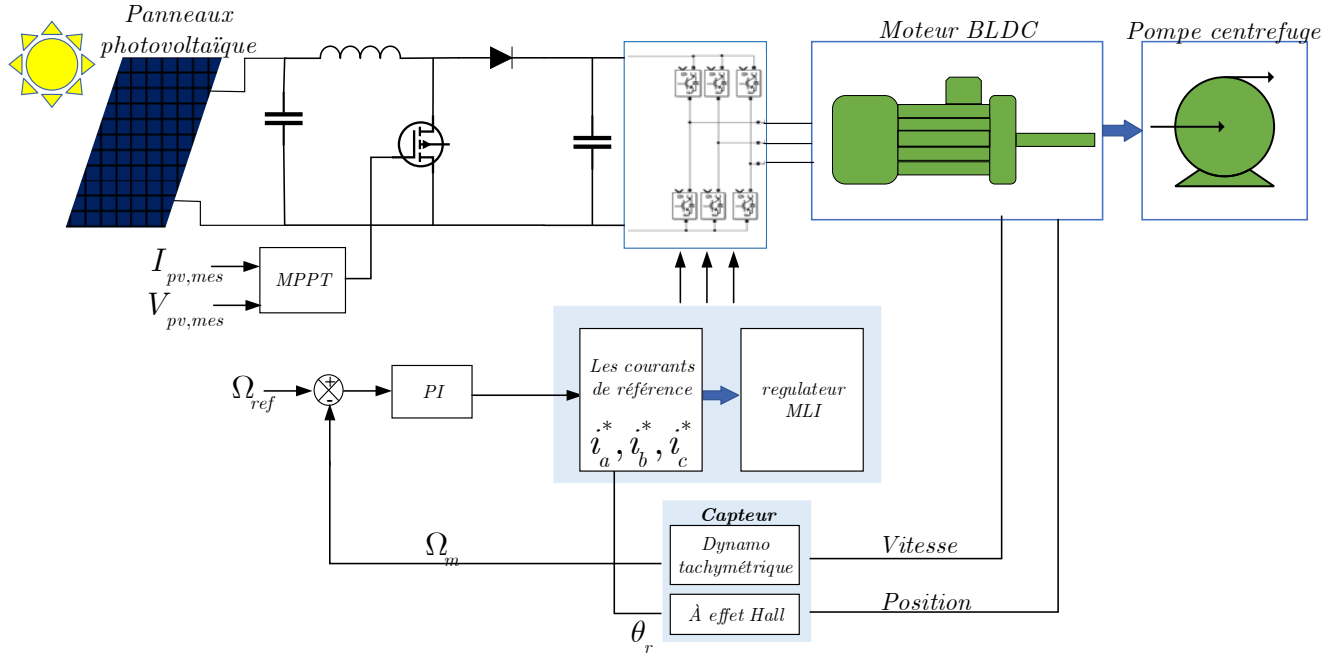


Figure 3.4 couplage avec optimisation de puissance (couplage indirect).

Pour assurer le point de fonctionnement de la puissance maximale, nous devons développer des techniques et des algorithmes de contrôle. Les principales techniques les plus utilisées sont :

- MPPT basé sur le contrôle de la tension ou du courant (V_{MPPT} *et* I_{MPPT});
- Hill climbing (HC);
- Perturbation et Observation (P&O) ;
- Méthode conductance incrémentale (ConInc).

Certaines autres méthodes sont apparues comme une modification ou une combinaison de ces techniques de base.

3.4.1 MPPT basée sur le contrôle de la tension ou du courant (V_{MPPT} et C_{MPPT})

Cette technique appelle aussi méthodes à contre réaction de puissance; la dérivée partielle de la puissance par rapport au courant donne une relation linéaire entre le courant de court-

circuit et les courants optimal correspondant à la puissance maximale de générateur photovoltaïque [MAS02, PED13].

$$I_{mp} = K_i \times I_{cc} \tag{3.5}$$

Où K_i est un facteur de courant dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre 0.85 et 0.92.

Une approche similaire montre que la tension optimale et la tension de circuit ouvert ont une relation linéaire pour différentes températures et de rayonnement solaire [MAS98]. C'est la clé pour développer la technique V_{MPPT}.

$$V_{mp} = K_v \times V_{oc} \tag{3.6}$$

Où K_v est un facteur de tension dépendant des caractéristiques de la cellule PV et qui varie entre 0.73 et 0.8.

Pour implémenter la méthode C_{MPPT}, un commutateur shunt, placé entre le générateur photovoltaïque et un convertisseur de commutation (DC/DC ou DC/AC), permet de mesurer en ligne le courant de court-circuit.

Pour implémenter la méthode V_{MPPT}, un commutateur shunt, placé entre le générateur photovoltaïque et un convertisseur de commutation, permet de mesurer en ligne la tension de circuit ouvert.

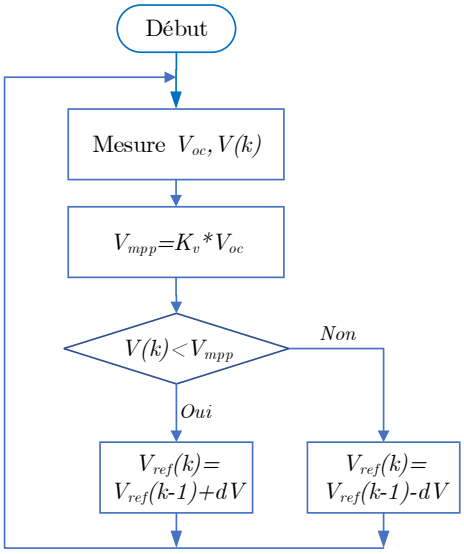


Figure 3.5 Organigramme de l'algorithme V_{MPPT}

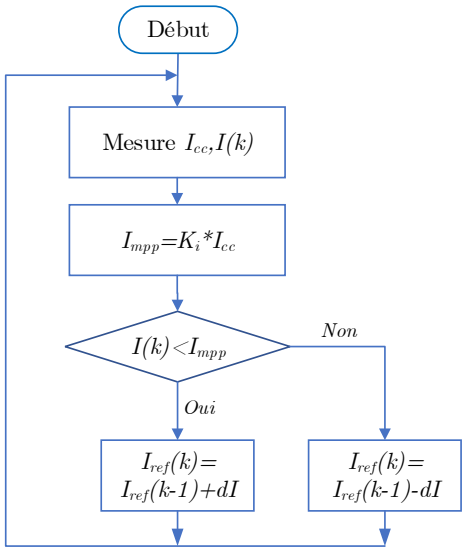


Figure 3.6 Organigramme de l'algorithme C_{MPPT}

Dans les deux cas, le système est complété par un convertisseur de commutation PWM et un microcontrôleur qui commande le commutateur shunt ou le commutateur série. Le principal inconvénient de cette technique est que la relation entre le courant de court-circuit et le courant de puissance maximal (tension de puissance maximale et tension de circuit ouvert) dépend fortement des caractéristiques PV.

3.4.2 La technique de Hill climbing (HC)

Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au convertisseur statique. Mathématiquement, le MPP est atteint lorsque dP_{PV}/dD est forcé à zéro par la commande. L'algorithme compare périodiquement le niveau de puissance actuel P_k à la valeur déterminée précédemment P_{k-1}. Par conséquent, le rapport cyclique change jusqu'à ce que le point de fonctionnement se situe autour du MPP. L'avantage de cette technique est qu'elle est simple à mettre en œuvre.

Son inconvénient ses oscillations autour du MPP en régime établi et une perte occasionnelle de la recherche du MPP lors de changement rapide des conditions climatiques ; dans ce cas le contrôleur peut être diriger le point de fonctionnement dans la mauvaise direction.

3.4.3 Perturbation et Observation (P&O)

Cette technique est similaire à HC et elle est basée sur la régulation de tension du générateur PV pour suivre un point de consigne optimal, qui est la tension de point de fonctionnement de puissance maximale. Le principe de cette technique consiste à perturber la tension V_{PV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte. Si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau MPP. Cette technique, ainsi que la technique HC, pourrait présenter des oscillations sur le MPP et des problèmes de contrôle lorsque le système fonctionne sous de fortes variations de l'éclairement.

La figure 3.8 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

3.4.4 Méthode conductance incrémentale (ConInc)

La méthode conductance incrémentale est basée aussi sur la dérivée de la fonction *P=f(V)*, qui est nulle au MPP. L'évolution de la puissance du module (P_{PV}) par rapport à la tension (V_{PV}) donne la position du point de fonctionnement par rapport au MPP [SED09]. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le MPP, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite. La figure 3.9 permet d'écrire les conditions suivantes :

$$\frac{dP}{dV}=\frac{d(VI)}{dI}=I+V\frac{dI}{dV} \tag{3.7}$$

$$\begin{cases} \dfrac{\Delta I}{\Delta V}=-\dfrac{I}{V}, & \text{le point de fonctionnement est sur le MPP,} \\ \dfrac{\Delta I}{\Delta V}>-\dfrac{I}{V}, & \text{le point de fonctionnement est } \grave{a} \text{ gauche du MPP,} \\ \dfrac{\Delta I}{\Delta V}<-\dfrac{I}{V}, & \text{le point de fonctionnement est sur la droite du MPP.} \end{cases} \tag{3.8}$$

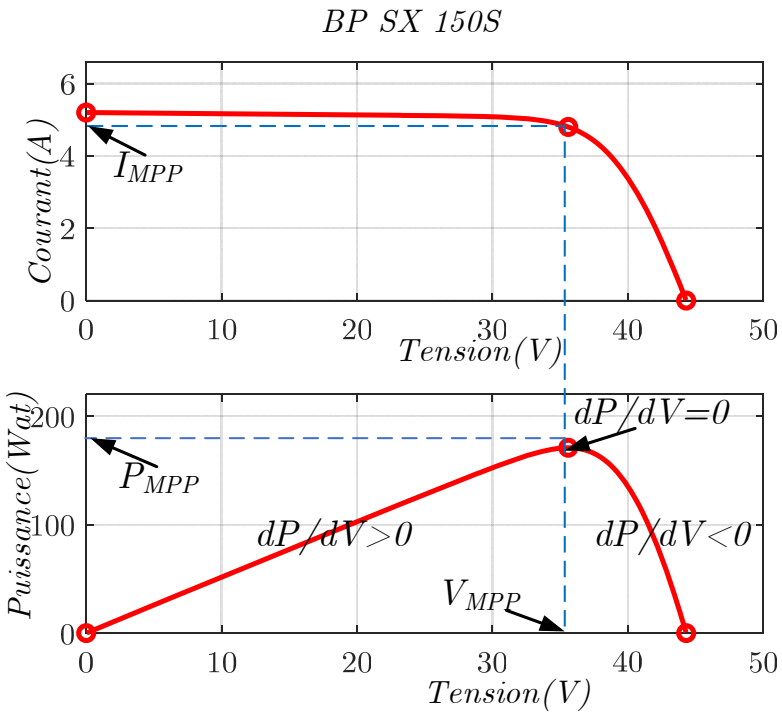


Figure 3.7 Signes de la dérivée de puissance par rapport à la tension autour du MPP.

La puissance maximale peut-être alors suivrie en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance (I_{PV}/V_{PV}) avec celle de l'incrément de conductance ($\Delta I_{PV}/\Delta V_{PV}$), comme l'illustre l'algorithme de la figure 3.9.

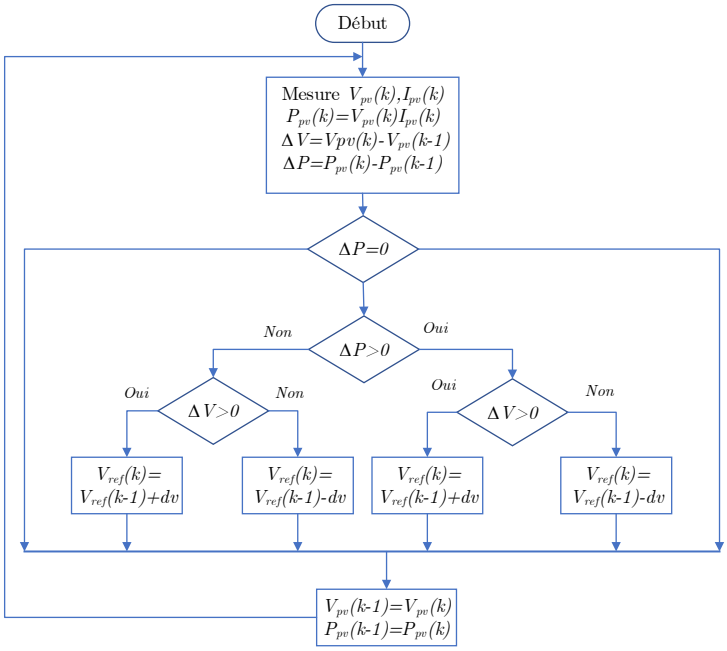


Figure 3.8 Algorithme type de la méthode P&O.

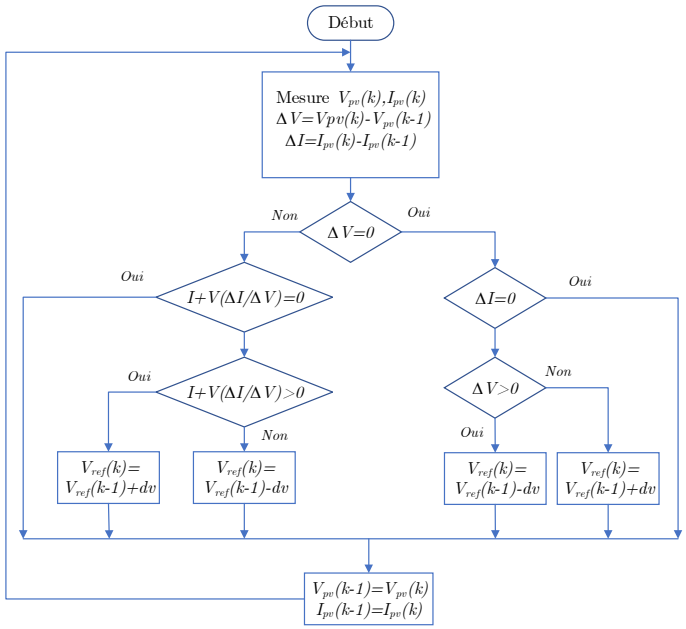


Figure 3.9 Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance.

3.4.5 Synthèse de fonctionnement du système

L'algorithme de recherche du point de fonctionnement à la puissance maximale se fera de la façon suivante : Déterminer, pour un éclairement et une température donnée, la caractéristique *I(V)* du générateur et le point de puissance maximale.

Déterminer la vitesse optimale de référence de la machine en fonction des caractéristiques du générateur photovoltaïque, qui sont elle-même fonction de l'éclairement et de la température, à travers de la procédure suivante :

$$P_P = k_p \times \Omega^3 \tag{3.9}$$

$$P_{mec} = \frac{P_p}{\eta_p} \tag{3.10}$$

η_p : Le rendement de la pompe

P_p : La puissance de la pompe.

La puissance du moteur lui aussi peut être déterminée en fonction du rendement comme suit :

$$P_m = \eta_m \times P_C \tag{3.11}$$

η_m : Rendement du moteur

P_C : Puissance à la sortie du convertisseur.

La vitesse optimale en fonction des valeurs maximales du courant et de la tension du générateur photovoltaïque est :

$$\Omega_{ref} = \sqrt[3]{\frac{\eta_h \times \eta_C \times \eta_m \times \eta_p \times I_{\max} \times V_{\max}}{k_p}} \tag{3.12}$$

Avec

η_c = 0.91, η_h=0.95, η_m=0.90 et η_p=0.64 (le rendement de l'onduleur, le rendement du hacheur, celui du moteur et celui de la pompe respectivement). [ZAR08]

Cette vitesse sera la référence de la boucle de régulation de vitesse.

Le rendement générateur photovoltaïque-moteur BLDC est le rapport entre la puissance mécanique et la puissance da la radiation incidente captée par le GPV, est défini par l'expression suivante [AZO02]:

$$\eta_{gm} = \frac{P_m}{N.E.S_g} \tag{3.13}$$

η_{gm} , S_g et N représentent respectivement le rendement du GPV–BLDC; la surface du PV et le nombre totale des modules qui constituent le générateur PV.

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple qui est nécessaire pour son entraînement et qui est proportionnelle au carrée de sa vitesse Ω.

$$C_r = k_p.\Omega^2 \tag{3.14}$$

Si on suppose que le rendement de l'accouplement entre la BLDC et la pompe est égale à 1, alors la puissance mécanique de BLDC est égale à la puissance absorbée par la pompe ; La puissance mécanique de la BLDC est définie par :

$$P_m = k_p.\Omega^3 \tag{3.15}$$

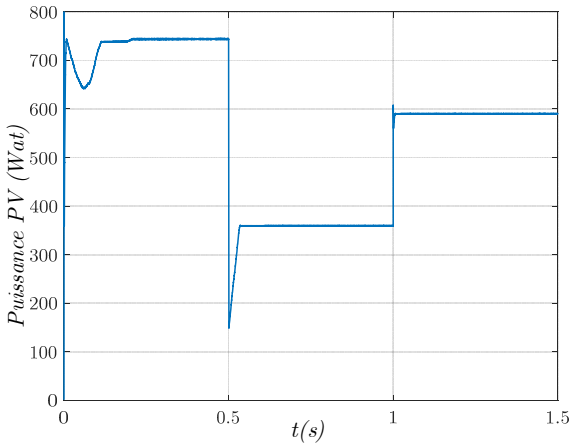
$$\eta_{gm} = \frac{k_p.\Omega^3}{N.E.S_g} \tag{3.16}$$

3.5 Résultats de simulation en régime dynamique.

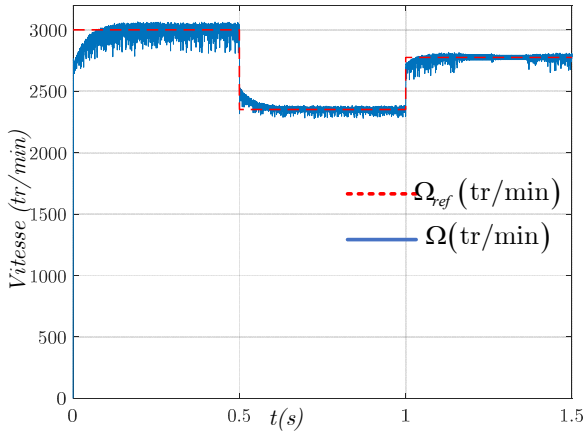
Les figures 3.10 représentent les résultats de simulation de notre système de pompage photovoltaïque contrôlé par la commande MPPT « P&O » (avec optimisation) pour déférents variation brusque d'éclairement (1KW/m^2, 0.5KW/m^{2}et 0.8KW/m^2) successivement (régime dynamique) avec une température fixe 25°C ; le moteur BLDC est commandé en vitesse par un contrôleur linéaire (PI).

A partir des résultats illustrés par les figures 3.10, en peut remarquer que la grandeur optimale de puissance du GPV est atteinte pour différent variation d'éclairement.

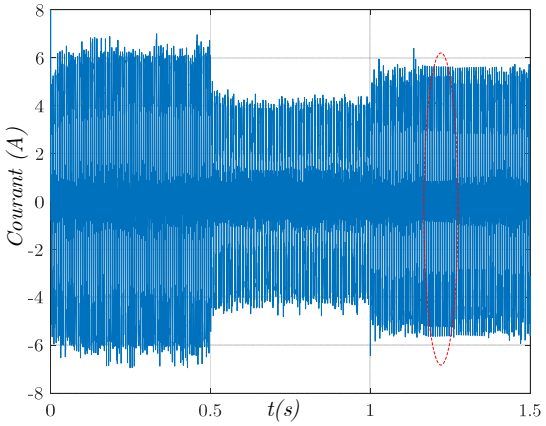
La vitesse de moteur notée Ω est stabilisée après un instant de 0.2s à chaque niveau d'éclairement appliqué, est suit sa référence Ω_{ref} déterminée par l'équation (3.12), cette dernière est liée à la puissance du générateur PV ; car la tension du bus continu est incontrôlable dans ce cas. La figure 3.10.b montre la forme d'onde oscillatoire de la vitesse à cause du type de MPPT utilisé d'une part et d'autre part l'effet du couple électromagnétique développé par le moteur.



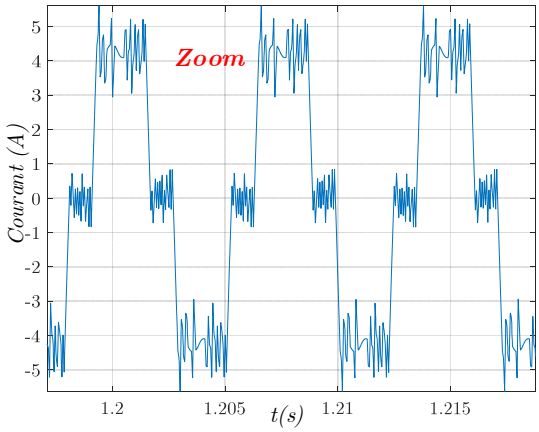
a- Puissance $P_{pv}(t)$



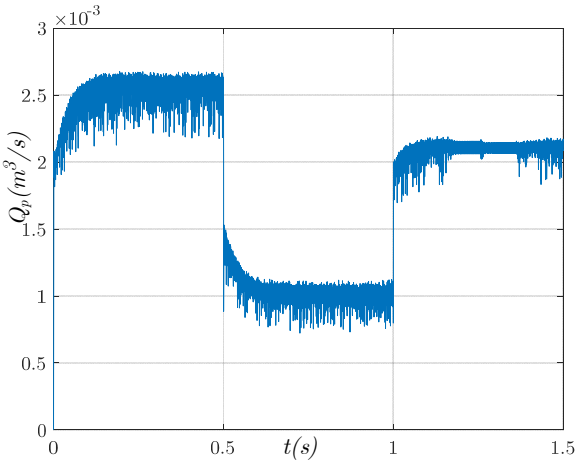
b- Formes d'ondes de vitesse Ω et Ω_{ref}



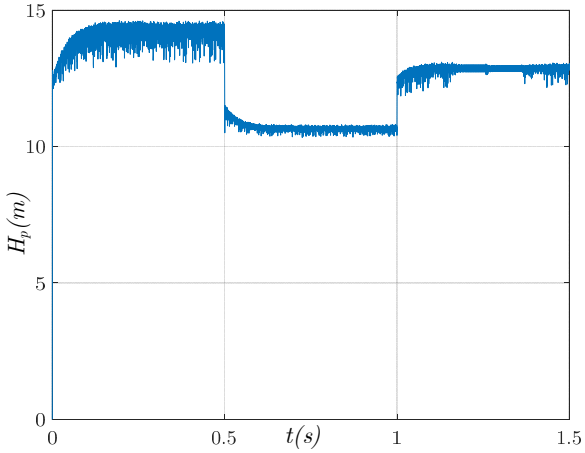
c- Le courant statorique i_{sa}



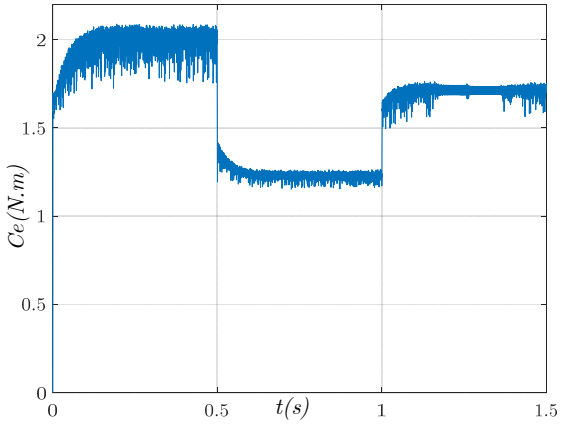
d- Zoom de courant statorique i_{sa}



e- Forme de Débit $Q(t)$ de la pompe.



f- Forme de la hauteur $H(t)$ de la pompe.



g-Forme d'onde de couple électromagnétique

Figure 3.10 Résultats de simulation des différentes grandeurs du système de pompage photovoltaïque par la méthode d'incrémentation de conductance (T=25°C).

(1) G = 1KW/m² , (2) G = 0.5KW/m² , (3) G = 0.8 KW/m²

Le couple développé par le moteur noté C_e est illustré dans la figure 3.10.g possède des oscillations plus importantes que la vitesse (la cause des oscillations est mentionnée dans le chapitre 2), on remarque aussi que le couple diminue à chaque changement d'éclairement. (De 2N.m pour E=1KW/m^2 à 1.2N.m pour E=0.5KW/m^2 et puis 1.7N.m pour E=0.8KW/m^2).

La figure 3.10.c montre l'allure du courant statorique noté i_{sa} qu'est trapézoïdal à cause de la commande 120° appliquée sur l'onduleur. La figure montre aussi la diminution de ces courants vis-à-vis des variations de l'ensoleillement.

Les figures 3.10.e - 3.10.f représentent les graphes de débit noté (Q_p) et la hauteur noté (H_p) de la pompe centrifuge, en remarque que les deux variables sont proportionnelles à l'éclairement E.

- 0.5KW /m^2 Q_P= 1×10^{-3} m^3/s et H_p=10.7m
- 0.8 KW/m^2 Q_p= 2.1×10^{-3} m^3/s et H_p=12.8m
- 1KW/m^2 Q_p= 2.5×10^{-3} m^3/s et H_p=14.2m

3.6 Résultats de simulation en régime permanent

L'optimisation appliquée au système de pompage photovoltaïque à la température de la cellule T=25° C pour une plage d'éclairement de 100 W/m² à 1000 W/m² ; Les résultats de simulation obtenus en régime permanent montre qu'une amélioration du rendement du système PV-pompe comparée au système non optimisé.

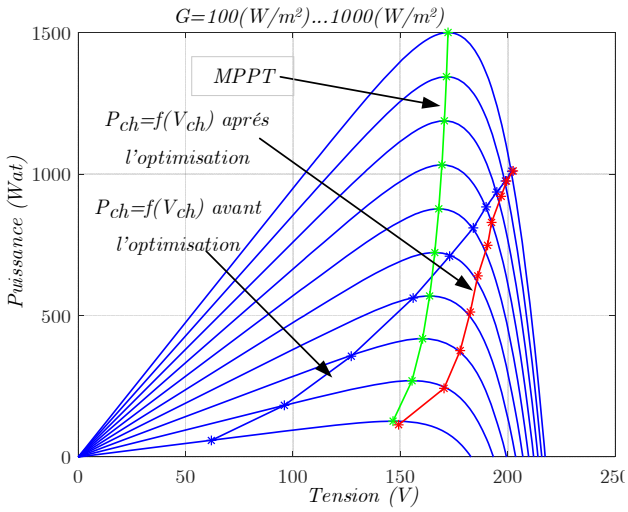


Figure 3.11 P_{ch}=f(V_{ch})

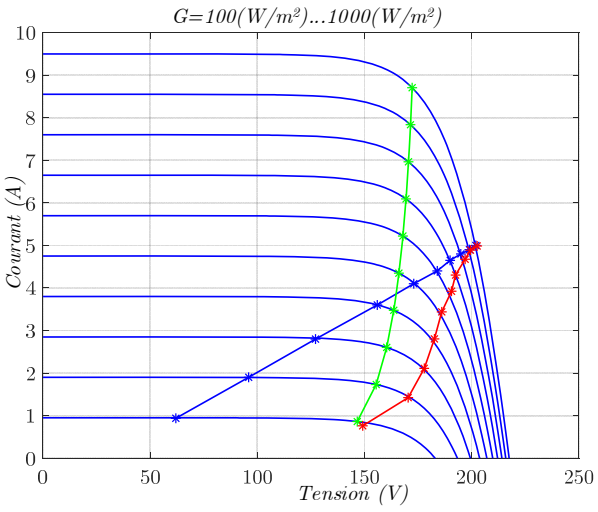


Figure 3.12 I_{ch}=f(V_{ch})

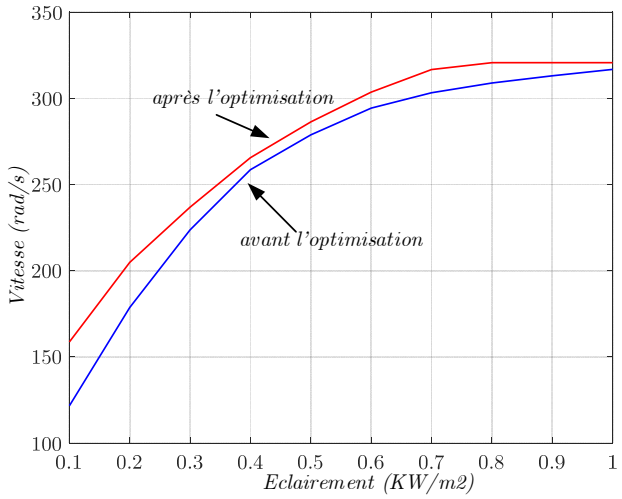


Figure 3.13 Ω=f(G)

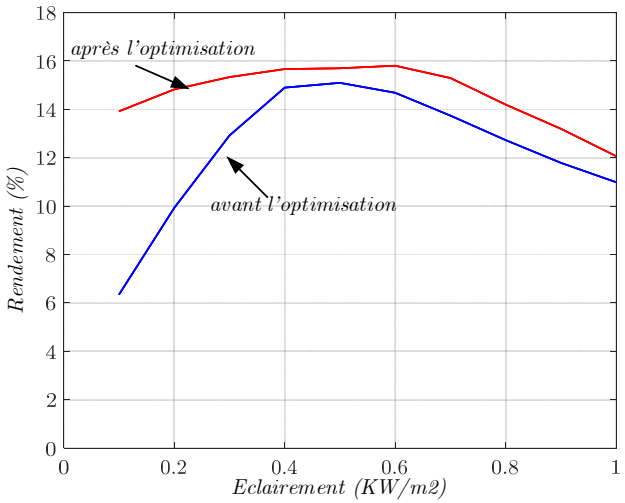


Figure 3.14 Rendement global du système PV-Pompe (%).

Les figures 3.11 et 3.12 montrer Les caractéristiques (I-V) et (P-V) illustrent la position des points de fonctionnements du groupe moteur-pompe par rapport aux points de puissances maximales du GPV. La technique MPPT donne, pour les puissances, des valeurs les plus élevées que possibles ; la puissance globale du générateur photovoltaïque est bien exploitée.

On remarque que la tension du bus continu (V_{ch}) est proche à la tension nominale du moteur pour un intervalle de tension [151 - 210] V, surtout dans les cas fort éclairement ; à cause de l'optimisation de la puissance par un convertisseur Boost.

Les allures de vitesse en fonction de l'éclairement sont représentées sur la figure 3.13, pour le couplage direct et le couplage par optimisation ; pour un éclairement 100W/m^2 la vitesse prend une valeur 158.74 rad/s par optimisation de puissance par contre pour le couplage direct prend une valeur 121.64 rad/. Pour les valeurs fort éclairement l'allure pour le couplage direct et celle par optimisation s'approche.

La figure 3.14 représente les allures des caractéristiques du rendement GPV-BLDC pour différents éclairements, on note l'amélioration du rendement du système optimisé atteignant un maximum de 15.83% à 400W/ m2 à 600W/m2 ; Ce faible rendement GPV-BLDC est faible, à cause du faible taux de conversion de puissance du générateur photovoltaïque. A partir de 600W/m^2 le rendement de système commencer a dégradé avec une faible valeur dans les deux cas, soit couplage directe ou par optimisation ; à cause d'une déférence de puissance fournie par le GPV et la puissance consommée par le groupe moteur-pompe.

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les deux types de couplage de système de pompage photovoltaïque sans éléments de stockage électrique. Dans les deux modes de couplage, la quantité d'eau débitée varie selon les conditions climatiques c.-à-d. ils n'ont pas assurée la continuité du service de système. Autre inconvénient des deux modes de couplage, ils n'ont pas assuré le découplage entre la tension de bus continu et la vitesse c.-à-d. la tension de bus continu est incontrôlable, dans le cas de couplage direct le GPV qui impose la tension aux bornes de bus continu ; mais le deuxième cas (par optimisation) aucune source impose la tension V_{dc}. Pour cette raison nous avons pensé d'ajouter les éléments de stockages électriques pour contrôler le bus continu d'une part et assurer la continuité de service du système quel que soit les conditions climatiques.

Chapitre 04

GESTION DE L'ENERGIE DU SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

4. Gestion de l'énergie du système de pompage photovoltaïque

4.1 Introduction

Comme on l'a vu dans le chapitre précédent, les panneaux photovoltaïques génèrent de l'énergie par intermittence, à cause des changements fréquents du rayonnement solaire [GIR13]. De plus, la production d'énergie dépend des paramètres climatiques (notamment le rayonnement solaire), du site et des caractéristiques des panneaux. En général, l'énergie photovoltaïque est abondante pendant la saison chaude, caractérisée par un ensoleillement important, et faible pendant la saison froide, caractérisée par des changements rapides du rayonnement solaire. Par conséquent, en raison de la variabilité de l'énergie photovoltaïque produite, l'utilisation d'une stratégie de gestion de l'énergie est importante, en particulier pour les installations autonomes, pour lesquels un équilibre précis entre la puissance photovoltaïque produite et la puissance nécessaire requise par la charge [SEM13].

En fait, certains travaux ont été consacrés au pompage au fil du soleil ou par optimisation de puissance [TER11,MOH07]. Ces installations utilisent directement toute l'énergie PV générée pour le pompage d'eau. Elles sont donc simples, mais l'eau n'est pompée que lorsque l'éclairement solaire est suffisant. Pour résoudre ce problème, des installations photovoltaïques équipées de stockage électrique ont été utilisées [IME15,ABL15].

Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur la gestion de l'énergie de notre installation photovoltaïque hors réseau, présentée au chapitre 2, destinée à alimenter le groupe motopompe. En fait, le système étant hors réseau, l'installation doit toujours fournir l'énergie nécessaire à la charge (motopompe). Ainsi, en cas où l'énergie générée est insuffisante, un groupe de batteries et supercondensateurs sont utilisées pour fournir l'énergie manquante. L'objectif principal de l'approche de gestion, développé dans ce chapitre, est de faire la gestion de flux de puissance des composants du système qui assure l'alimentation de la charge et la fourniture du volume d'eau nécessaire sous toutes les conditions climatiques.

4.2 Description du système

Le système considéré dans la présente étude consiste en un générateur PV, une batterie au plomb utilisée comme système de stockage à long terme et un supercondensateur permettant de gérer les transitions rapides de la demande en puissance, comme indiqué à la figure 4.1. La puissance de sortie du GPV est gérée par un convertisseur Boost DC-DC commandé en MPPT,

tandis que les puissances de la batterie et de supercondensateur sont gérées par un convertisseur DC-DC bidirectionnel en courant un pour chacun (convertisseur Buck & Boost) afin de garantir les modes de fonctionnement en charge et en décharge. Les trois sources sont connectées à la sortie par l'intermédiaire d'un bus continu ; pour donner au système global plus de flexibilité et d'extensibilité [LU10, CHO15].

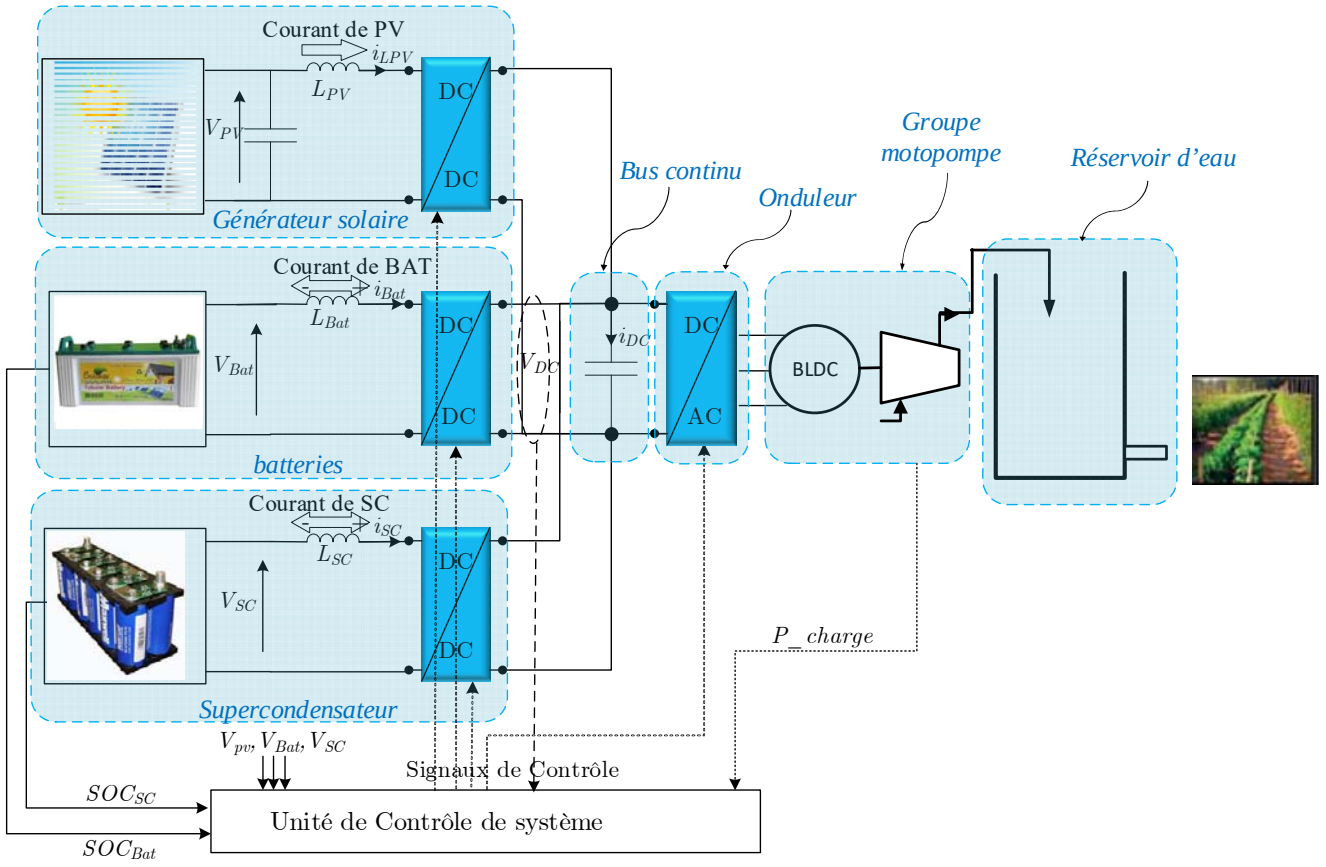


Figure 4.1 Les grandeurs mesurées et pilotées au sein de système de pompage photovoltaïque

4.3 Formulation du problème.

La stratégie de gestion de l'énergie proposée vise à optimiser, à chaque instant, l'énergie électrique produite par une installation photovoltaïque composée d'un générateur photovoltaïque, d'un groupe de batteries et d'un groupe des supercondensateurs alimentant un groupe motopompe (Figure 4.1). Plus précisément, notre objectif est de développer un algorithme de gestion qui maximise l'utilisation de l'énergie photovoltaïque générée et garantit le volume d'eau nécessaire, en contrôlant les flux des puissances de chaque source.

Le contrôle des puissances est porté par un algorithme de gestion ; cette gestion est basée sur l'estimation de la puissance photovoltaïque générée P_{pv}, de la puissance demandée par le

groupe motopompe P_{charge}, de l'état de charge des batteries (SOC_{Bat}), l'état de charge des supercondensateurs (SOC_{SC}) et du volume d'eau dans le réservoir (Lev).

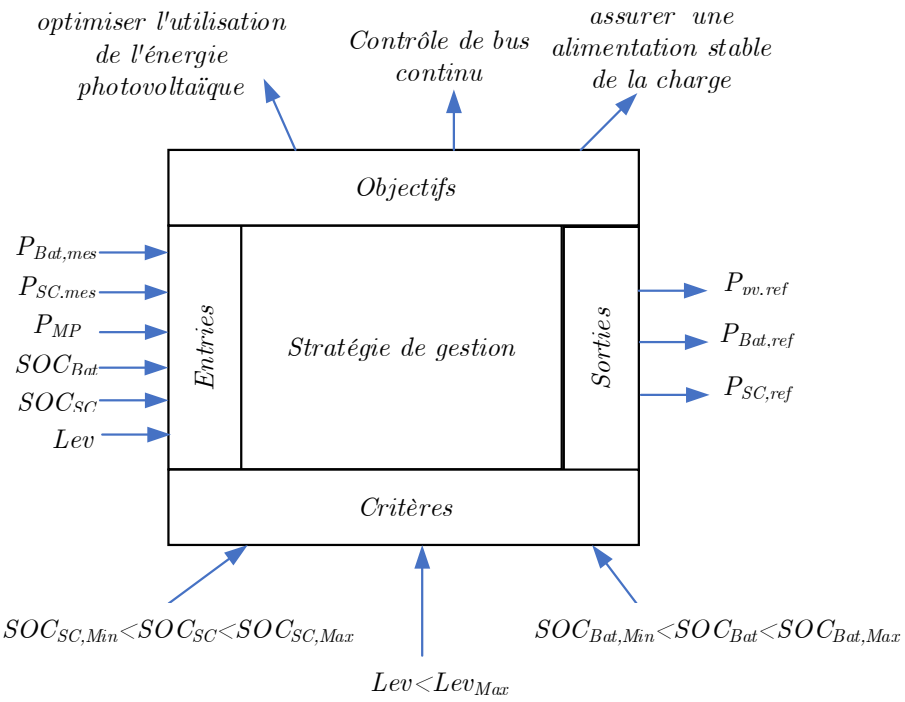


Figure 4.2 Stratégies de gestion de l'énergie

L'algorithme de gestion représenté dans la figure 4.2 conçu pour notre système vise à satisfaire la demande de la charge (le groupe motopompe), quelle que soit la variation de la production d'énergie photovoltaïque et de la charge. L'algorithme de gestion doit utiliser de manière optimale, le générateur photovoltaïque et les batteries qui doivent être sollicitées le moins possible, ce qui revient à épuiser le maximum d'énergie du générateur photovoltaïque pour satisfaire la demande de la charge.

4.3 Stratégie de gestion de l'énergie

Notre objectif est d'établir un algorithme de gestion qui assure le volume d'eau nécessaire, grâce au contrôle des flux des puissances des sources de l'installation photovoltaïque avec le système de stockage. Nous en avons discuté dans le chapitre (2) section 2.6.

Pour plus des détails, le flux des puissances entre les sources de puissance et le groupe motopompe est illustré dans la figure 4.3.

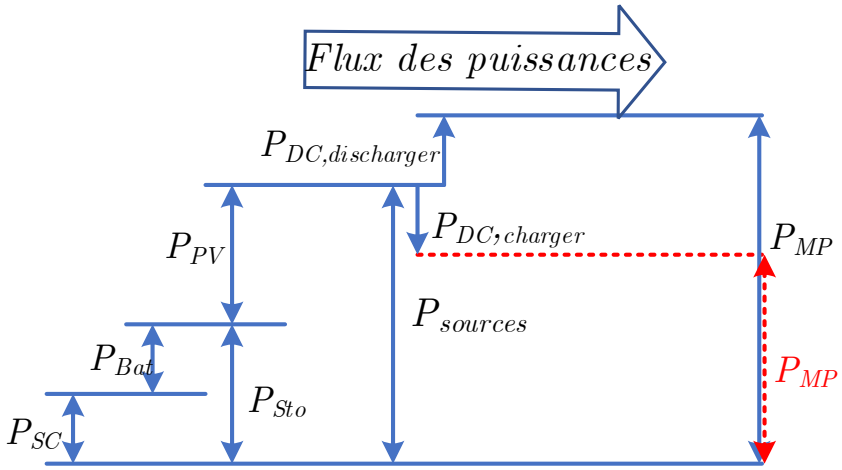


Figure 4.3 Flux des puissances [CHO15]

P_{Bat} et P_{SC} constituées l'énergie stockée P_{Sto}

$$P_{Sto} = P_{Bat} + P_{SC} \tag{4.1}$$

P_{Sto} est utilisée pour compléter P_{PV}, pour former $P_{Sources}$

$$P_{Sources} = P_{Sto} + P_{PV} \tag{4.2}$$

Pour déterminer P_{MP} :

$$P_{MP} = P_{Sources} \pm P_{DC} \tag{4.3}$$

P_{MP} la puissance de la charge (motopompe) elle dépend du dédit pompé et la hauteur manométrique de la pompe.

Pour faire cette gestion, il est nécessaire d'établir des critères définissant l'algorithme. Ces critères sont liés à

i. L'énergie photovoltaïque générée P_{PV} ;
ii. L'état de charge des batteries (SOC_{Bat}) ;
iii. L'état de charge des supercondensateurs (SOC_{SC}) ;
iv. Le volume d'eau dans le réservoir (Lev).

Les critères de gestion sont alors définis comme suit :

- Maintenir un volume maximal d'eau (Lev_{Max}) dans le réservoir, afin de garantir le volume d'eau nécessaire ;
- Lorsque le réservoir contient suffisamment d'eau (Lev_{Max}), stocker l'excès d'énergie photovoltaïque dans les éléments de stockage électrique (batteries et supercondensateurs).

4.4 Unité de contrôle de système

En fonction de la disponibilité de chaque source, l'état de charge du système de stockage et le niveau d'eaux dans le réservoir, le contrôleur des modes de marche est choisi parmi les trois modes suivants [HIR14] :

- Mode normal,
- Mode limitation,
- Mode déconnexion.

o ***Mode normal***

Pour le fonctionnement normal du système, il est nécessaire que le niveau d'eau dans le réservoir soit inférieur au niveau maximal ; en plus l'état de charge des batteries soit entre la valeur minimale et maximale ($SOC_{Bat,min}$ et $SOC_{Bat,max}$). Dans ce mode, le GPV fonctionne en puissance maximale et la commande du convertisseur Boost assure le suivi du point de puissance maximale (MPPT). Si l'état de charge des batteries est inférieur à l'état de charge minimal, elles ne peuvent plus exercer leur fonction de tampon pour lisser la puissance PV et alors le générateur photovoltaïque passe le mode de fonctionnement sans éléments de stockage électrique et charge les batteries jusqu'à ce qu'elles dépassent leur état de charge minimal.

o ***Mode limitation***

Quand l'état de charge des batteries est égal à l'état de charge maximal, le générateur photovoltaïque passe en régime de limitation. Dans ce cas, l'automate de commande rapprochée impose un point de fonctionnement au GPV qui correspond à la puissance limitée LPP (Limited Power Point). Un nouvel algorithme de suivi du point de puissance maximale est limité la puissance débitée par le GPV [CHO15]. L'algorithme de contrôle permettant le mode de fonctionnement est décrit dans l'organigramme présenté dans la figure 4.4.

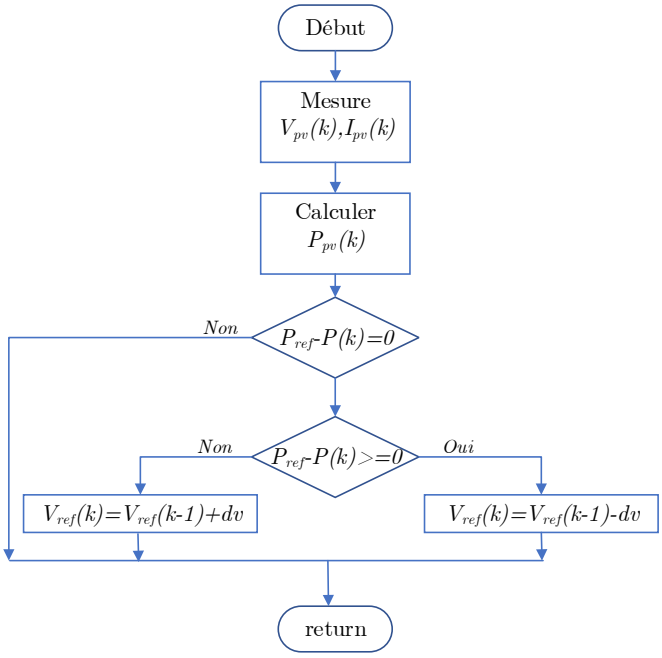


Figure 4.4 Algorithme de limitation de puissance de GPV

- ***Mode déconnexion***

Quand le niveau d'eau dans le réservoir atteint le niveau maximal, l'état de charge des batteries est égal à l'état de charge maximal et l'état de charge des supercondensateurs supérieur à l'état de charge minimale ; dans ce cas il est nécessaire de déconnecter les sources d'énergie (PV, batteries et supercondensateur) du groupe motopompe.

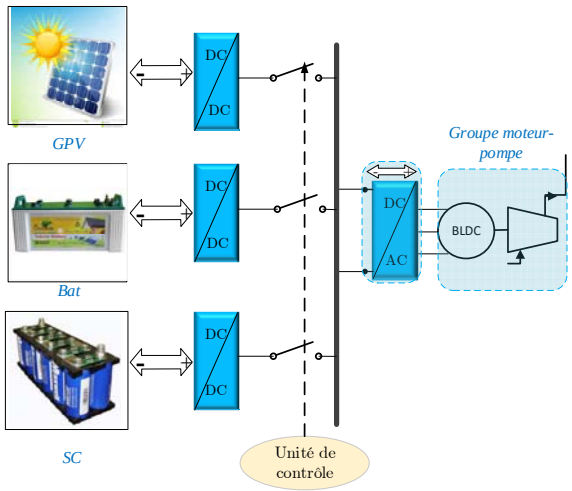


Figure 4.5 Mode déconnexion

La conception du système, ainsi que tous les systèmes de commande est illustrée dans la figure 4.6. Le schéma de contrôle global de l'ensemble du générateur PV, batterie et supercondensateur est obtenu en combinant tous les schémas de contrôle qui ont été présentés dans le chapitre 3.

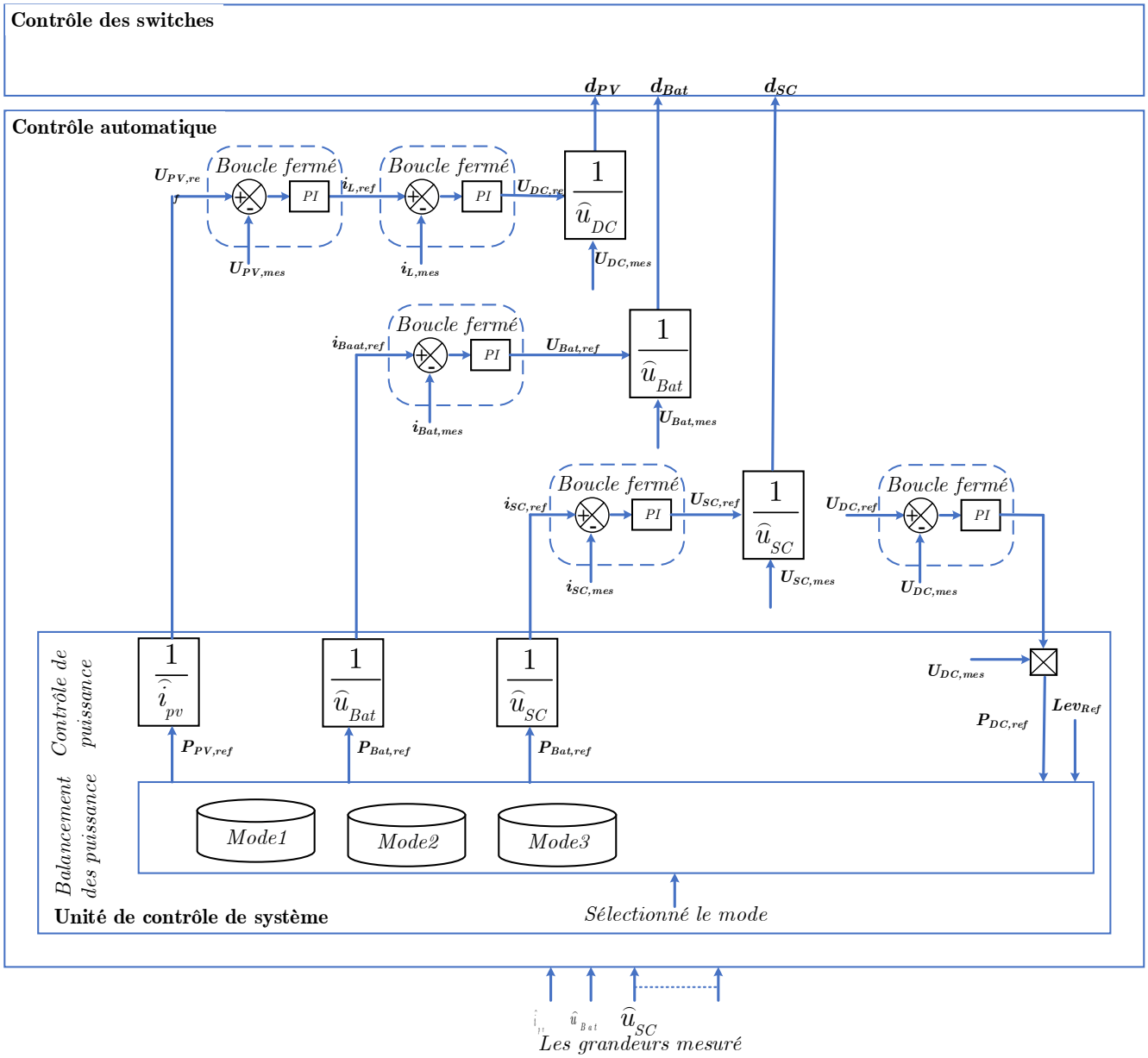


Figure 4.6 Représentation par schéma-bloc de la commande hiérarchique [Lu 10]

4.5 Résultats de la simulation et interprétation

Afin de valider la conception de la commande et les performances de la stratégie de gestion de l'énergie, de nombreuses simulations du système de pompage photovoltaïque, sont implémentées avec le logiciel Matlab/Simulink (Figure. 4.7).*la puissance nominale de moteur égale la puissance d'alimentation (le rendement de moteur égale à un)* ; Les paramètres de simulation sont présentés dans le tableau 4.2.

	Convertisseurs PV	Convertisseurs Bat et SC	BLDC
Topologie des Convertisseurs	Convertisseurs Boost	Convertisseur bidirectionnel Buck & boost	Onduleur
Technique de contrôle	Deux régulateur PI en cascades	Deux régulateur PI en cascades ou Deux régulateur non linéaires	Contrôle linéaire par régulateur PI
Paramètres des contrôleur	Tension: (24, 12) Courant: (20.2299, 404.5977)	Tension : / Courant_Bat: (40, 2000) Courant_SC: (10, 1000)	Vitesse: (0.005, 0.1722)
Sample times: Système : (discrètes=$2e^{-6}$s)	Algorithme MPPT: Ts,mppt=$5e^{-5}$s Régulateurs : Tc,PV=$5e^{-5}$s	Régulateurs : Tc,Bat,SC =$5e^{-5}$s	Régulateur de Vitesse : Tc,ω=$5e^{-5}$s..

Table 4-1 paramètres de simulation

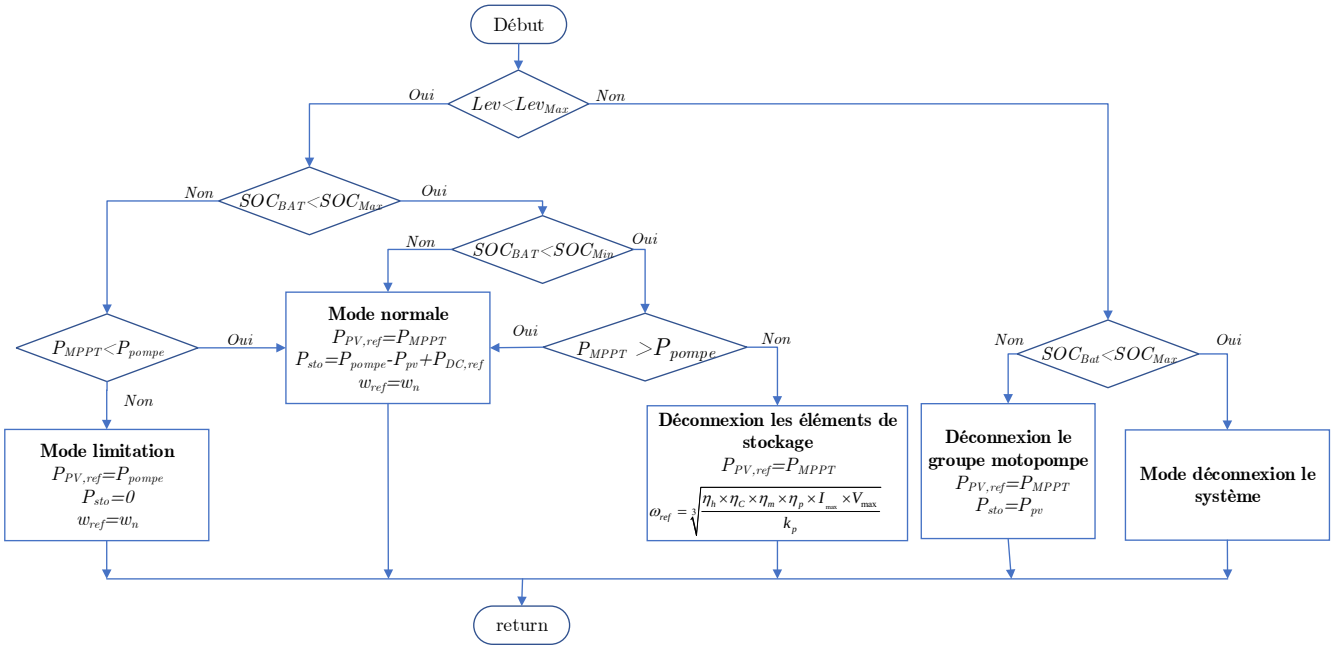


Figure 4.7 Algorithme de gestion d'énergie et de choix des modes de fonctionnement du système globale

Les figures 4.9 et 4.10 montrent la variation de la puissance de stockage (P_{SC}, P_{Bat}) en fonction des conditions climatiques, de l'état de charge et des exigences du groupe motopompe. Ils montrent également, la tension du bus continu, l'état de charge des deux unités de stockage, la vitesse rotorique de moteur BLDC, les courants statoriques du moteur, débit et la hauteur manométrique de la pompe.

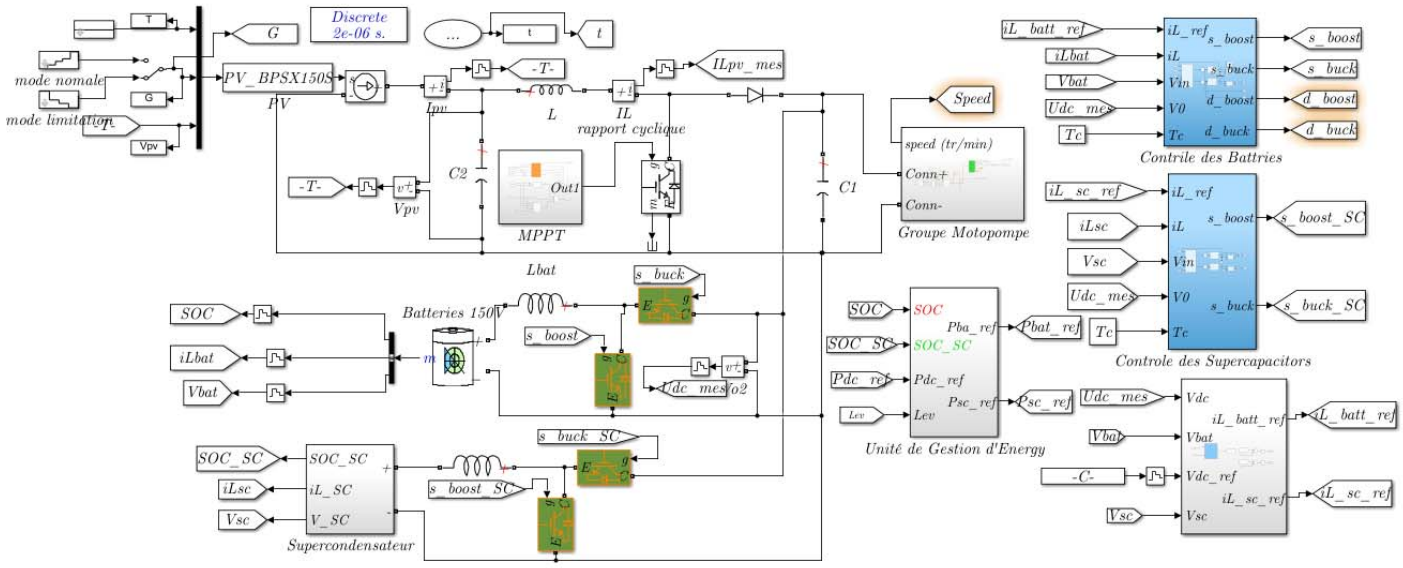


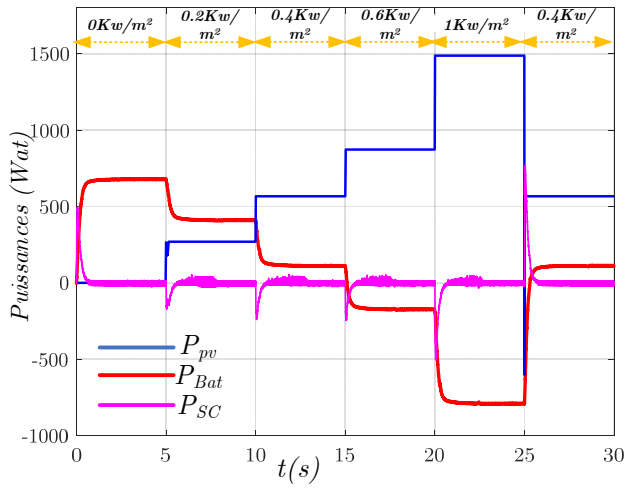
Figure 4.8 Modèle de système de pompage photovoltaïque dans l'environnement Matlab/Simulink

4.5.1 Mode normal de fonctionnement

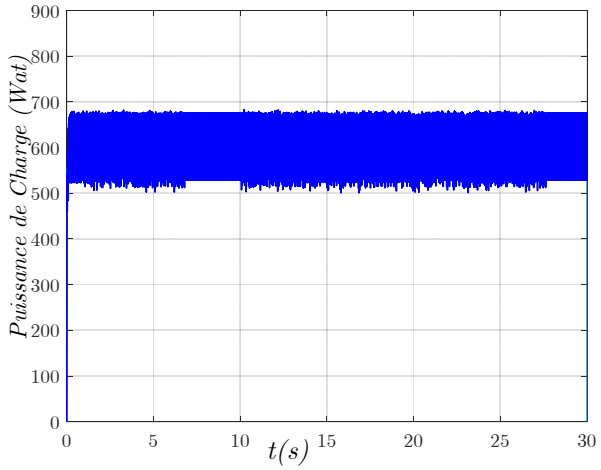
Dans la figure 4.8 ; de 0 à 5 secondes, nous commençons à utiliser le système de pompage à la matinée (l'éclairement nul) ; dans ce cas la puissance du groupe motopompe égale à la puissance délivrée par la batterie avec sollicitation du supercondensateur en régime transitoire.

De 5 à 30 secondes ; nous avons fait plusieurs changements de l'éclairement (0.2 à 1Kw/m^2 successivement) avec une température fixée à 25°C ; dans ce cas ; chaque variation de l'éclairement du système PV est accompagnée de la recherche du point de puissance maximale. Durant les périodes [5s-15s] et [25s-30s] la puissance du GPV est insuffisante c-à-d inférieure à la puissance demandée par le groupe motopompe (690Wat), Les batteries ne peuvent pas fournir la puissance manquante rapidement en raison de leur faible dynamique, où les supercondensateurs sont bien utilisés pour compenser l'écart de puissance entre la production photovoltaïque et la demande de la charge. Durant la période [15 à 25s] la puissance fournie par le générateur PV est supérieure à la puissance de la charge ; à l'aide de l'unité de contrôle et les convertisseurs DC-DC bidirectionnels, la différence de puissance est utilisée pour charger les batteries et les supercondensateurs.

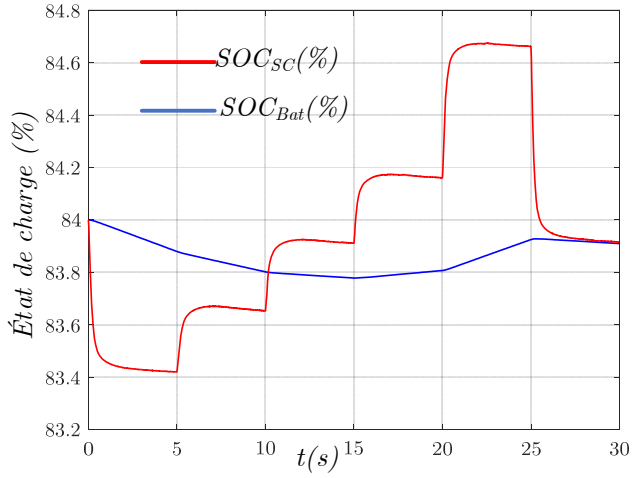
Dans ce mode de fonctionnement, la tension, la vitesse du moteur, la puissance nominale du moteur et le débit du groupe motopompe restent constants durant tous les changements de conditions climatique, à cause de la puissance nécessaire fournie par les sources de puissance (GPV et les batteries).


0Kw/m²
0.2Kw/ m²
0.4Kw/ m²
0.6Kw/ m²
1Kw/m²
0.4Kw/ m²
Puissances (Wat)
t(s)
P_{pv}
P_{Bat}
P_{SC}

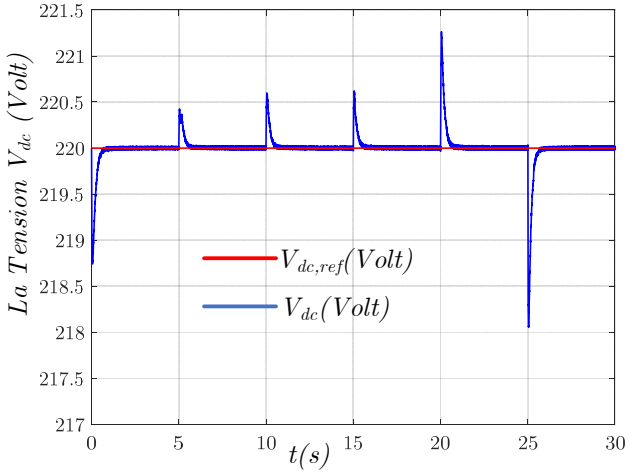
-a-


Puissance de Charge (Wat)
t(s)

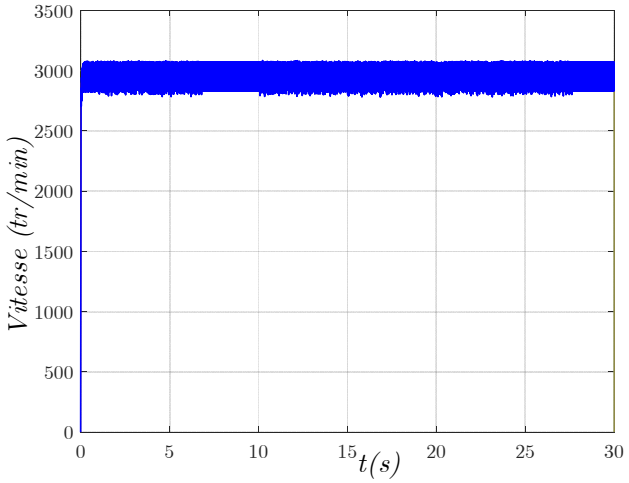
-b-


État de charge (%)
t(s)
$SOC_{SC}(\%)$
$SOC_{Bat}(\%)$

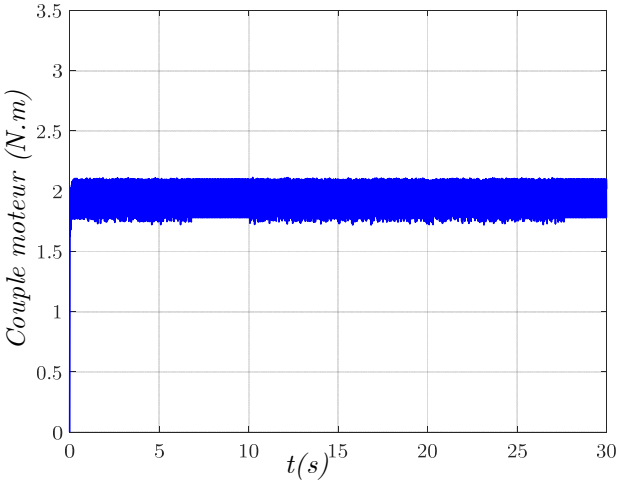
-c-


La Tension V_{dc} (Volt)
t(s)
$V_{dc,ref}(Volt)$
$V_{dc}(Volt)$

-d-


Vitesse (tr/mim)
t(s)

-e-


Couple moteur (N.m)
t(s)

-f-

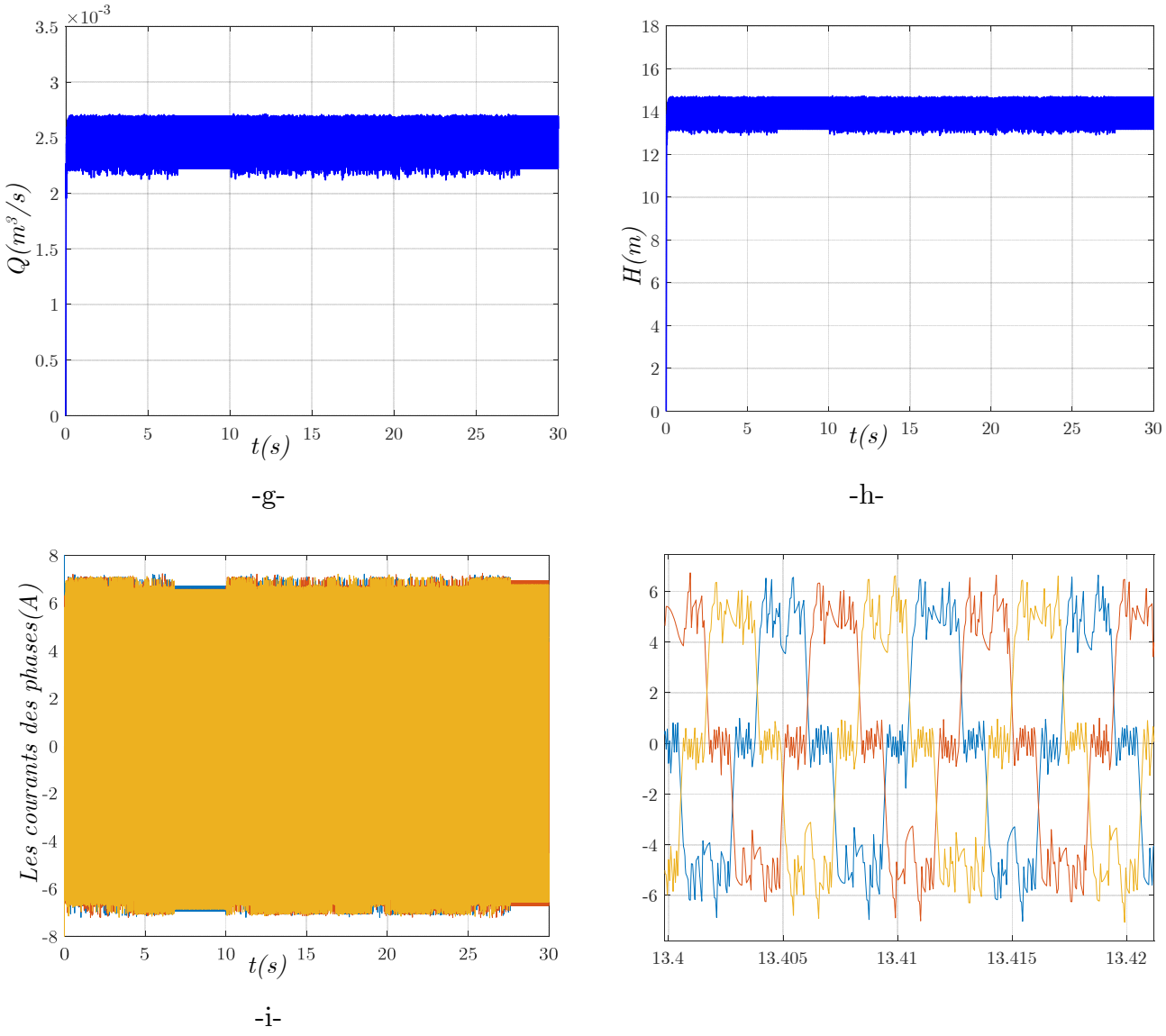


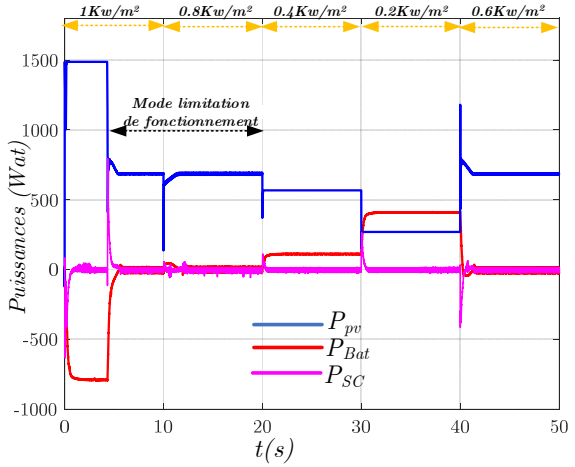
Figure 4.9 Formes d'onde en mode normal de fonctionnement.

4.5.2 Mode limitation de fonctionnement

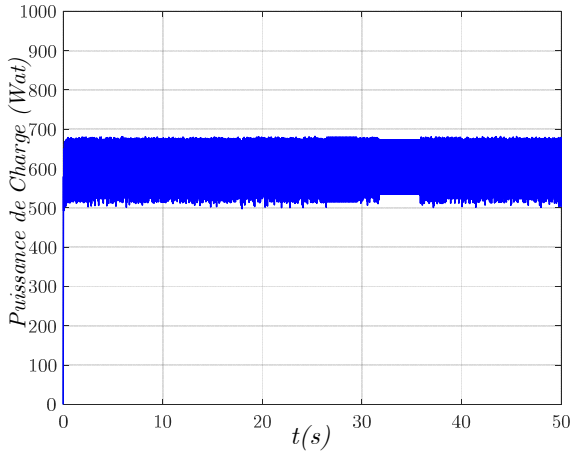
Dans ce mode de fonctionnement, lorsque le jour est ensoleillé, l'état de charge des batteries atteigne son maximum $SOC_{Bat,max}$. Donc, la puissance GPV doit être limitée à un certain point de consigne, c'est ce qu'on appelle le mode de limitation PV.

Dans la figure 4.10, durant la période [0s-5s], on voit que la puissance générée par le GPV (1.5 kW) est divisée en 690W à la charge et 810W aux unités de stockage. Lorsque l'état de charge maximale des batteries atteignent (t = 5s), l'excès de puissance PV ne peut pas être injecté dans les unités de stockage. Ainsi, la puissance échangée avec les batteries et les supercondensateurs est nulle, Par conséquent, nous pouvons observer que les panneaux

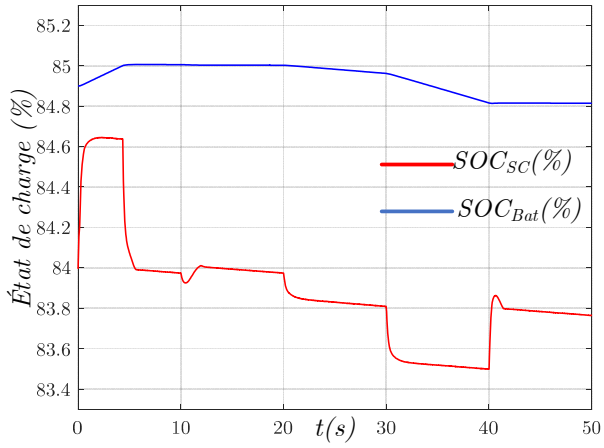
photovoltaïques sont contrôlés dans un point de consigne dynamique du mode de limitation du GPV ($P_{PV,Ref}$= P_{pompe})et nous pouvons voir que la puissance générée par les panneaux PV largement suffisante pour alimenter le groupe motopompe. A l'instant t= 20s nous avons fait un changement dans les conditions climatique, ici, la puissance du GPV est inférieure à la puissance de la charge. Par conséquent, les unités de stockage compenseront l'écart de puissance entre la production du générateur photovoltaïque et la puissance demandée par le groupe motopompe. Au début, les supercondensateurs soutiennent les batteries durant le régime transitoire. Après cette période les batteries prennent la tâche dans le régime permanant.



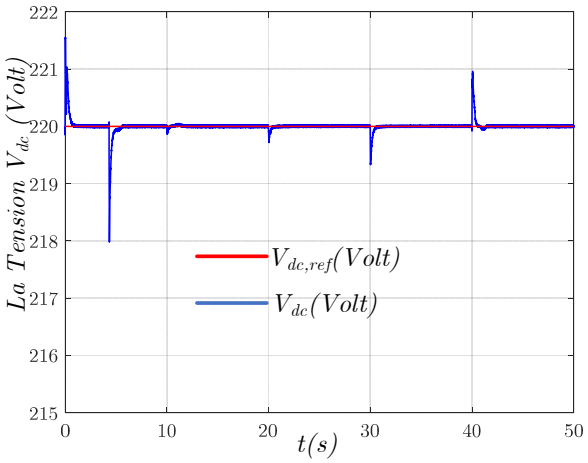
-a-



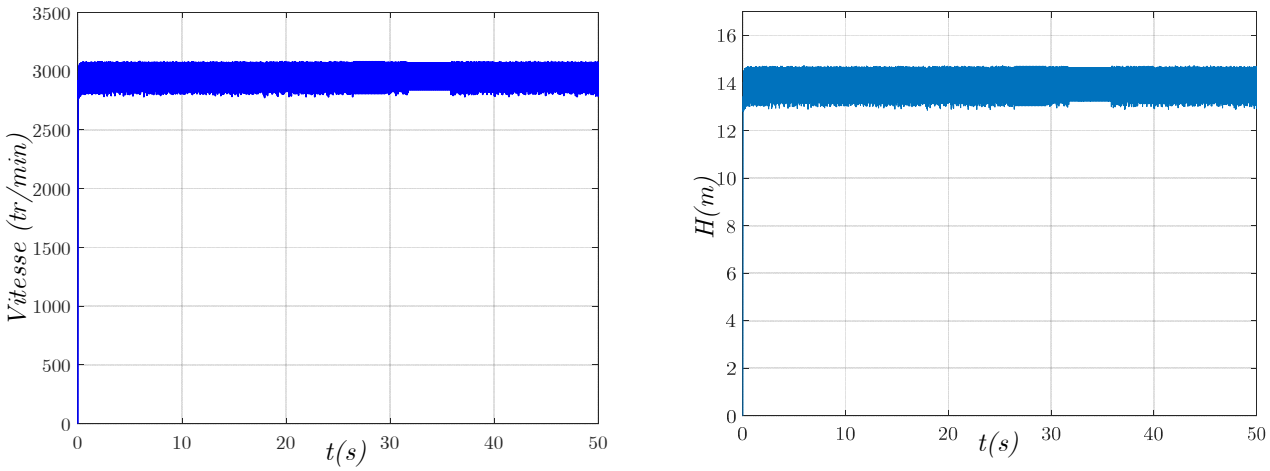
-b-



-c-



-d-



-e- -f-

Figure 4.10 Formes d'onde en mode limitation de fonctionnement.

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, la stratégie de gestion d'énergie locale appliquée au système de pompage photovoltaïque est présentée. Basé sur la variation des conditions climatique, l'unité de contrôle gère les différentes références électriques. L'échange de puissance en temps réel entre les différentes sources de puissance et le groupe motopompe est détaillé. Les différents modes de contrôle sont étudiés et organisés dans une commande hiérarchique. Nous sommes mis en évidence et l'analyse les trois modes de fonctionnement de système.

Selon l'état des trois sources, les conditions climatiques et le niveau d'eau dans le réservoir ; la stratégie de gestion de l'énergie choisit le mode de fonctionnement correspondant et calcule les références des puissances pour chaque source. Avant de passer la tache aux batteries, les supercondensateurs devraient l'être prises, il est contrôlé pour fournir la puissance transitoire requise par les batteries. A partir des références des puissances calculer, les références électriques (tensions et courants) sont réalisées par diverses stratégies de contrôle. Le découplage entre la tension et la vitesse de rotation du moteur est assuré par le contrôle du bus continu par les convertisseurs des unités de stockage et la vitesse par l'onduleur. Le découplage entre la tension et la vitesse et la gestion de flux des puissances assurent un débit d'eau maximal dans toutes les conditions climatiques.

Les résultats de simulations montrent que la stratégie de gestion d'énergie du système de pompage photovoltaïque donne des meilleures performances, tel que la compensation dynamique rapide, l'utilisation optimale des éléments de stockage dans l'objectif de garde la puissance

d'alimentation nécessaire du moteur est toujours constante quel que soit la variation des conditions climatique.

Chapitre 05

MISE EN ŒUVRE D'UN BANC D'ESSAI EXPERIMENTAL DE LA COMMANDE DU MOTEUR BLDC

5. Mise en Œuvre d'un banc d'essai expérimental

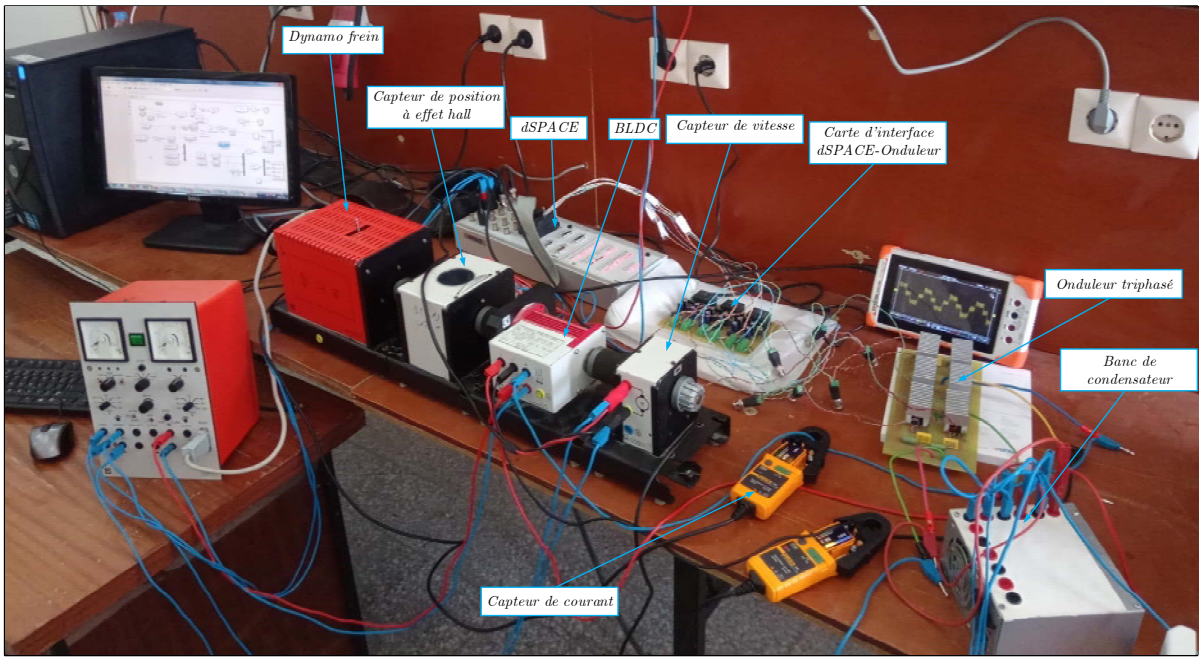
5.1 Introduction

Ce cinquième chapitre et le dernier est consacré à la mise en œuvre d'un banc d'essai expérimental de la commande de l'ensemble moteur BLDC–Convertisseur. Ce prototype est constitué de deux parties : une partie software basée sur l'utilisation du logiciel Simulink et le Real Time Work Shop sous l'environnement Matlab et également de la carte DSP DS1104 de dSPACE et une partie hardware composée de :

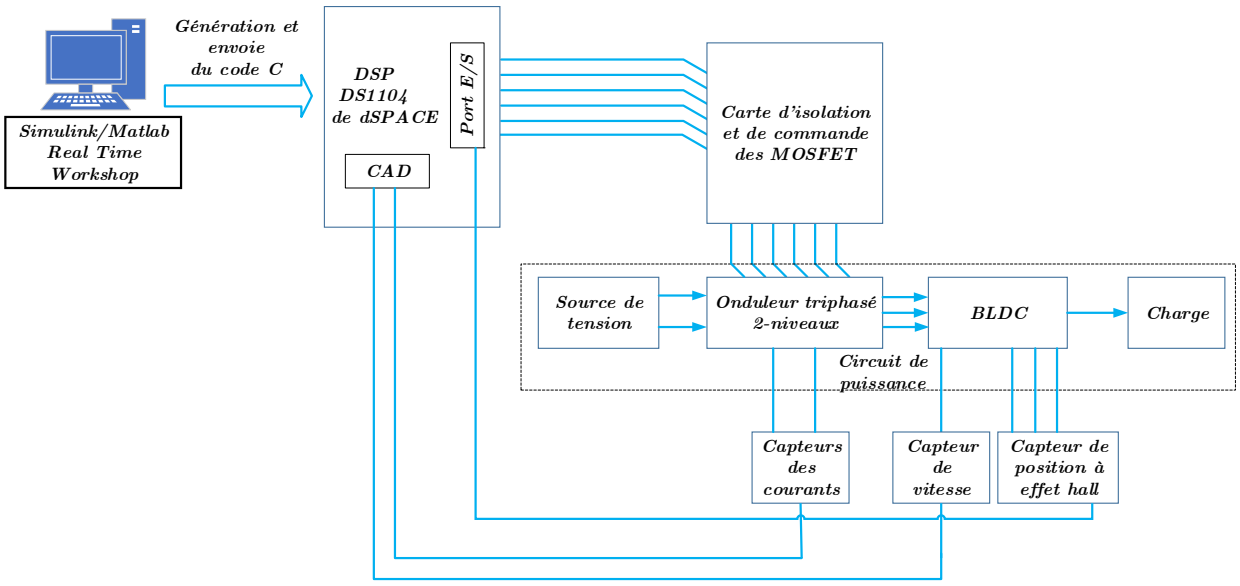
- Un étage de puissance constitué d'un onduleur à base MOSFET avec son circuit d'aide à la commutation, et d'un étage de sotie constitué de condensateurs.
- Un étage électronique comprenant 6 circuits de commande des MOSFET et l'isolation entre le port E/S de la carte DS1104.
- La machine BLDC, le capteur à effet hall et le capteur de vitesse.

5.2 Description du banc d'essai

Le banc d'essai est représenté à l'aide du schéma synoptique montré par la figure5.1, comporte principalement la machine BLDC, un onduleur de tension, un capteur de position avec trois sondes à effet Hal et un capteur de vitesse.



(a)



(b)

Figure 5.1 Banc d'essai réalisé, (a) sa photographie, (b) son schéma synoptique

5.2.1 La machine

La machine BLDC étudiée dans ce chapitre est une machine didactique de LEYBOLD ; il s'agit d'un moteur tétrapolaire à courant continu, sans balais, à excitation permanente, qui fonctionne avec commutation par la charge. Cela signifie que le moteur commande lui-même la position de son propre champ statorique. Il faut pour cela que le moteur soit couplé à l'indicateur de position du rotor (capteur à effet hall) qui mesure la position du rotor du moteur synchrone autopiloté à partir de laquelle la commande à commutation par créneaux génère le champ statorique.

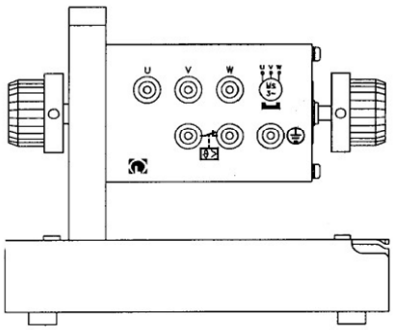


Figure 5.2 moteur BLDC

La connexion électrique du moteur synchrone autopiloté (BLDC) est assurée par tes douilles

U, V, W ; Celles-ci sont reliées aux trois phases du convertisseur de fréquence (onduleur). Le thermo rupteur du moteur doit être raccordé au dispositif de surveillance de la température (dynamo frein).

5.2.2 Circuit de puissance

Le circuit de puissance mis en œuvre se compose de

- L'étage d'entrée
- Le convertisseur

L'étage d'entrée est constitué de la source de tension triphasée avec un redresseur ou source continu directement ; dans les deux cas il faut ajouter des condensateurs de filtrage à la sortie.

Dans notre cas nous avons utilisé la source continue avec des condensateurs pour bien filtrer l'entrée du convertisseur.

La conception de l'étage de puissance commence donc par le dimensionnement de tous les éléments de puissance utilisés : les condensateurs et les interrupteurs de puissance.

5.2.2.1 Dimensionnement des condensateurs de l'entrée

Le montage étudié peut servir comme étage d'entrée à un convertisseur CC/CC ou sortie CA/CC. La source doit fournir une tension de sortie aussi lisse que possible. Des condensateurs seront les éléments de stockage choisis afin d'accomplir cette tâche.

Les équations (5.1) et (5. 2) décrivent respectivement la puissance instantanée et l'énergie dans un condensateur

$$P(t) = I_{dc} V_{dc} = C V_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} \tag{5.1}$$

$$W_{dc} = \int_0^{\infty} P(t)dt = \frac{1}{2} C V_{dc}^2 \tag{5.2}$$

Ceci signifie que pour une période de temps définie T_{mt}, la relation subsistante entre la puissance et l'énergie est celle décrite par l'équation (5.3) :

$$W_{dc} = P T_{mt} \tag{5.3}$$

Ainsi, si nous voulons maintenir $Vdc > V_{dc,min}$ où $V_{dc,min}$= 150V aux bornes de C, durant une période nommée temps de maintien T_{mt}, il est nécessaire d'assurer l'égalité suivante:

$$W_i - W_f = P\Delta T_{mt} \tag{5.4}$$

Avec W_i; et W_f, les énergies aux instants initial et final donnée par l'équation (5.5) et (5.6).

$$W_i = \frac{1}{2} C V_{dc,nom}^2 \tag{5.5}$$

$$W_i = \frac{1}{2} C V_{dc,\min}^2 \tag{5.6}$$

Donc, la valeur du condensateur en sortie peut être calculée selon l'équation (5.7).

$$C = \frac{2P\Delta T_{mt}}{V_{dc,nom}^2 - V_{dc,\min}^2} \tag{5.7}$$

Ainsi, en considérant le fonctionnement du système sous les conditions énumérées dans le système d'équations (5.8), la valeur du condensateur d'entrée C est déterminée par l'équation (5.7) :

$$\begin{aligned} P_n &= 414 \text{ W} \\ V_{dc} &= 200 \text{ V} \\ V_{dc,\min} &= 150 \text{ V} \\ \text{T}_f &= 1/50 \text{ Hz} \\ \Delta \text{T}_{tm} &= 2\text{T}_f \end{aligned} \tag{5.8}$$

$$C = 2300 \ \mu\text{F} \tag{5.9}$$

5.2.3 Choix et dimensionnement des interrupteurs

Le choix des transistors MOS se fait selon les contraintes qu'ils subissent.

5.2.3.1 Choix des MOSFET

Les MOSFET utilisés dans notre application ont été choisis de type N, ayant un $R_{DS(on)}$ le plus faible possible et tenant au moins 200V. Ce type de MOSFET possède également une diode intégrée interne dont les caractéristiques lui permettent un fonctionnement adéquat en pont. De plus, vu le fonctionnement de l'onduleur en commutation, le MOSFET doit être capable de

supporter une grande énergie lors des commutations. Un bon compromis performance/prix est le IRFP250N qui tient 200V, supporte un courant moyen de 30A, possède un $R_{DS(on)}$ de 75mΩ et assure toutes les autres conditions citées auparavant.

5.2.3.2 Dimensionnement des MOSFET

Le dimensionnement des MOSFET utilisés dans la conception du convertisseur de puissance exige des calculs précis des pertes par conduction et par commutation qui sont mises en jeu lors du fonctionnement.

5.2.3.2.1 Pertes par conduction

Les pertes de conduction dans le MOSFET peuvent être calculées à l'aide d'une approximation de MOSFET avec la résistance à l'état passant $R_{DS(on)}$:

$$V_{DS} = R_{DS(on)} I_D \tag{5.10}$$

V_{DS} et I_D sont la tension drain-source et le courant de drain respectivement.

La valeur instantanée des pertes de conduction est :

$$P_{cond} = \frac{1}{T_{sw}} \int_0^{Tsw} R_{DS(on)} I_D^2(t)\, dt = R_{DS(on)} \cdot I_{Drms}^2 \tag{5.11}$$

Nous avons besoin, pour le calcul des pertes, des valeurs des courants efficaces dans les MOSFET. Pour cela, nous reprogrammons le courant mis en jeu dans les différents interrupteurs de l'onduleur par le biais de Simulink. Ce dernier est représenté dans la figure 5.3

Les pertes par conduction dans cet interrupteur sont décrites par l'équation (5.12)

$$P_{cond} = R_{DS(on)} \cdot I_{Drms}^2 = 1.2607 \text{ W} \tag{5.12}$$

Ainsi, les pertes totales dans tous les interrupteurs sont évaluées selon l'égalité (5.13) :

$$P_{cond} = 6.R_{DS(on)} \cdot I_{Drms}^2 = 6.2607 \text{ W} \tag{5.13}$$

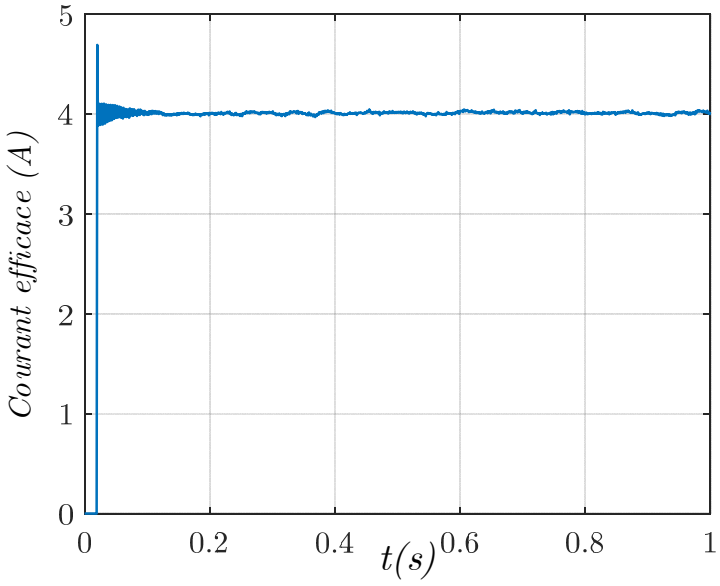


Figure 5.3 Courant efficace de MOSFET

5.2.3.2.2 Pertes par commutation au niveau des MOSFET avec circuit d'aide à la commutation

Les faibles temps de commutation t_{rise} et t_{fall} permettent de réduire les pertes en commutation au niveau du MOSFET. Cependant il est tout à fait recommandé d'ajouter un circuit auxiliaire pour réduire ces pertes. De plus, la commutation du MOSFET est généralement assujettie à une surtension au blocage de ce dernier. L'ajout d'un circuit d'aide à commutation aura un double effet permettant d'une part de limiter les pertes par commutation et d'autre part d'écrêter la tension aux bornes du MOSFET.

5.2.3.2.2.1 Circuit d'aide à la commutation (CALC ou Snubber)

Il est essentiel de protéger le MOSFET contre les surtensions dues aux commutations rapides [DAL86]. Des éléments de protection sont donc nécessaires pour réduire les pertes de l'interrupteur à l'ouverture (le pire cas comparé à la fermeture). Nous utilisons pour ce faire un circuit constitué d'une résistance R_s, une diode D_s et un condensateur C_s mis aux bornes du MOSFET, comme le montre le schéma de la figure 5.4.

Grâce au circuit D_s-R_s-C_s, il est possible d'éviter les surtensions à la coupure du courant dans le MOSFET. Le condensateur C_s se charge à l'ouverture du transistor via D_s et se décharge lorsque le transistor est saturé via R_s.

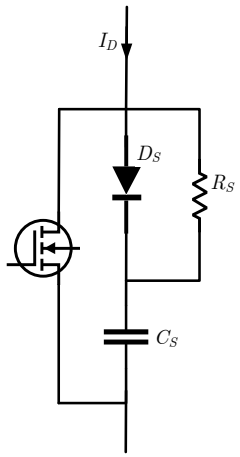


Figure 5.4 Circuit d'aide à l'ouverture implanté

Durant t_{fall} le courant I_D décroît linéairement de sa valeur maximum I_{Dm} à zéro, ce qui se traduit par l'équation (5.14). Ainsi, la tension aux bornes du MOSFET a une forme quadratique définit par l'équation (5.15). Simultanément le condensateur C_s se charge avec un courant I_c et continue à se charger à courant constant, jusqu'à ce que la tension à ses bornes atteigne $V_{dc}/2$.

Le schéma de la figure 5.5 montre les formes d'ondes du courant et de la tension du MOSFET lors de l'ouverture de ce dernier.

$$I_D = I_{Dm}\left(1-\frac{t}{t_{fall}}\right) \tag{5.14}$$

$$V_{DS}(t) = \frac{1}{C_s}\int I_C dt = \frac{1}{C_s}\int \frac{I_{Dm}}{t_{fall}} t dt = \frac{I_{Dm}}{2C_s t_{fall}} t^2 \tag{5.15}$$

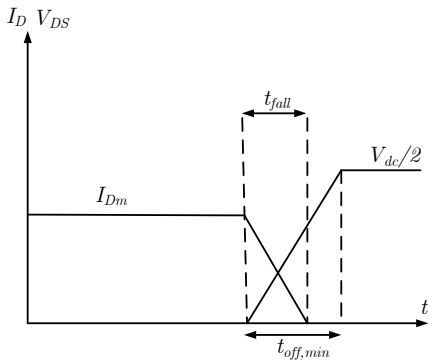


Figure 5.5 La tension et le courant du MOSFET lors de son ouverture

Nous allons à présent calculer la valeur des différents éléments constituant ce circuit de protection à l'ouverture.

a. Détermination de la valeur du condensateur

En pratique, nous utilisons une méthode de calcul simple est largement utilisée [KAM94]. A $t = t_{off,min}$ nous avons :

$$V_{Cs} = \frac{V_{dc}}{2} \tag{5.16}$$

Durant ce temps, tout le courant I_D est dérivé dans C_S, d'où :

$$Q_{Cs} = C_s V_{Cs} = I_{Dm} t \tag{5.17}$$

D'autre part, d'après les données du constructeur :

$$toff_{\min} = t_{fall} + t_d \tag{5.18}$$

Où t_d est le temps de retard, ce qui nous permet de déterminer la valeur de C_s :

$$C_s = \frac{I_{Dm} toff_{\min}}{V_{dc}/2} = 3.0273\text{nF} \tag{5.19}$$

b. Détermination de la valeur de la résistance

La contrainte pour la résistance du circuit d'aide à l'ouverture est telle qu'elle empêche le courant de décharge du condensateur de dépasser le courant maximal du MOSFET [KAM94]. Une méthode empirique consiste à choisir Rs de sorte qu'elle vérifie l'équation suivante :

$$toff_{\min} \geq 5 R_s C_s \tag{5.20}$$

Ce qui nous amène à un choix de R_s :

$$R_s = 4.7568\Omega \tag{5.21}$$

De cette manière nous nous assurons que le condensateur a le temps de se charger durant $toff_{min}$. L'énergie emmagasinée alors dans C_s est dissipée dans R_s. Par conséquent, la puissance dissipée dans R_s qui équivaut aux pertes occasionnées par le CALC est :

$$P_{Rs} = \frac{1}{2} C_s \left(\frac{V_{dc}}{2} \right)^2 f_d = 366.3\text{mW} \tag{5.22}$$

Par conséquent, les pertes par commutation dans tous les MOSFET sont données par l'égalité (5.23) :

$$P_{Rs} = 6 * \left[\frac{1}{2} C_s \left(\frac{V_{dc}}{2} \right)^2 f_d \right] = 2.1978\text{W} \tag{5.23}$$

Le calcul des pertes par commutation dans le MOSFET requiert l'expression temporelle de la tension et du courant du MOSFET donnée par les équations (5.14) et (5.15). Ces pertes peuvent être estimées, durant t_{fall}, par l'expression suivante :

$$W_c = \int_0^{t_{fall}} V_{DS}(t) I_D(t) dt \tag{5.24}$$

En remplaçant V_{Ds} et I_D par leurs expressions respectives dans (5.24), nous obtenons l'expression de l'énergie dissipée lors de la commutation du MOSFET donnée par l'équation (5.25) :

$$W_C = \frac{I_{Dm}^2 t_{fall}^2}{24 C_s} \tag{5.25}$$

Afin d'obtenir la puissance dissipée en Watt, il suffit de multiplier l'énergie par la fréquence de commutation (f_d), nous parvenons ainsi à la valeur indiquée dans l'équation (5.26) :

$$P_{MOS\_com} = \frac{I_{Dm}^2 t_{fall}^2 f_d}{24 C_s} = 6.1 mWatt \tag{5.26}$$

Finalement, les pertes par commutation dans tous les MOSFET sont données par l'égalité (5.27) :

$$P_{MOS\_com\_tot} = 6 \times \left[\frac{I_{Dm}^2 t_{fall}^2 f_d}{24 C_s} \right] = 36.4 mWatt \tag{5.27}$$

Ne considérant pas le CALC, les pertes par commutation dans le MOSFET peuvent se calculer d'après l'équation (5.26) en utilisant la capacité de sortie du MOSFET C_{DS}=315pF. Ces pertes sont données par l'équation (5.28) et (5.29) :

$$P_{MOS\_com} = \frac{I_{Dm}^2 t_{fall}^2 f_d}{24 C_{DS}} = 58.3 mWatt \tag{5.28}$$

$$P_{MOS\_com\_tot} = 6 \times \left[\frac{I_{Dm}^2 t_{fall}^2 f_d}{24 C_s} \right] = 349.8 mWatt \tag{5.29}$$

Ainsi, nous vérifions que le CALC a réellement réduit les pertes lors de la commutation de dix fois.

Figure 5.6 Onduleur de puissance développés

5.2.4 Isolation et commande des MOSFETs

Il est nécessaire d'isoler toutes les entrées et sorties du DS1104 quelle que soit l'application. Pour ce faire, nous avons proposé de développer une carte standard qui isolerait le port E/S du DS1104 quelle que soit l'application désirée. Cette carte contiendra 6 sorties provenant du DSl104 en prévision aux 6 signaux de la commande MLI envoyés à l'onduleur.

Dans notre onduleur réalisé nous avons choisi le driver HCPL3120 pour commander le MOSFET et assure l'isolation galvanique entre les sorties de DS1104 et la partie puissance.

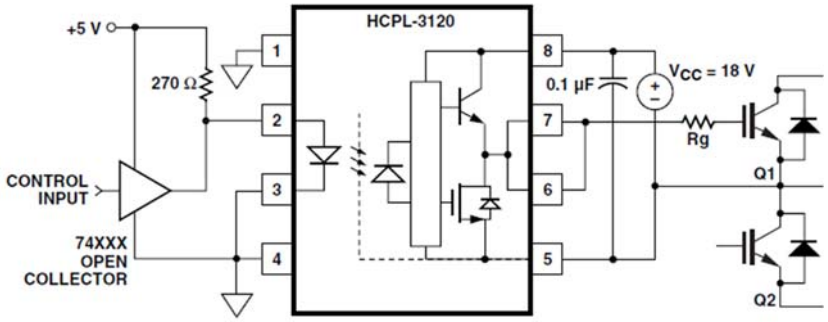


Figure 5.7 Exemple de circuit HCPL-3120

L'une des raisons pour lesquelles nous utilisons ce driver est que le courant de sortie de ce driver est 2A, nécessaire pour réduire t_{fall}/ t_{ris} des MOSFETs. Comme la grille d'un MOSFET fonctionne comme un condensateur, plus vous mettez de courant dans la grille, plus le temps nécessaire pour charger et décharger le condensateur est court.

Figure 5.8 Carte de d'isolation et de commande réalise

5.3 Résultats expérimentaux

L'étape finale de cette partie consiste à valider le fonctionnement du système en boucle fermée de moteur BLDC. Pour ce faire, nous avons appliqué deux techniques de commande conventionnelle par des régulateurs PI et commande non conventionnel par la logique floue ; chaque technique de commande conçue dans Simulink/MATLAB fut discrétisée et refaçonnée, en vue d'assurer l'interfaçage logiciel avec la carte DS1104 de dSPACE. Ensuite, à partir des blocs diagrammes Simulink de la commande, le Real Time Workshop génère le code C correspondant, le compile et le charge directement dans la carte DS1104.

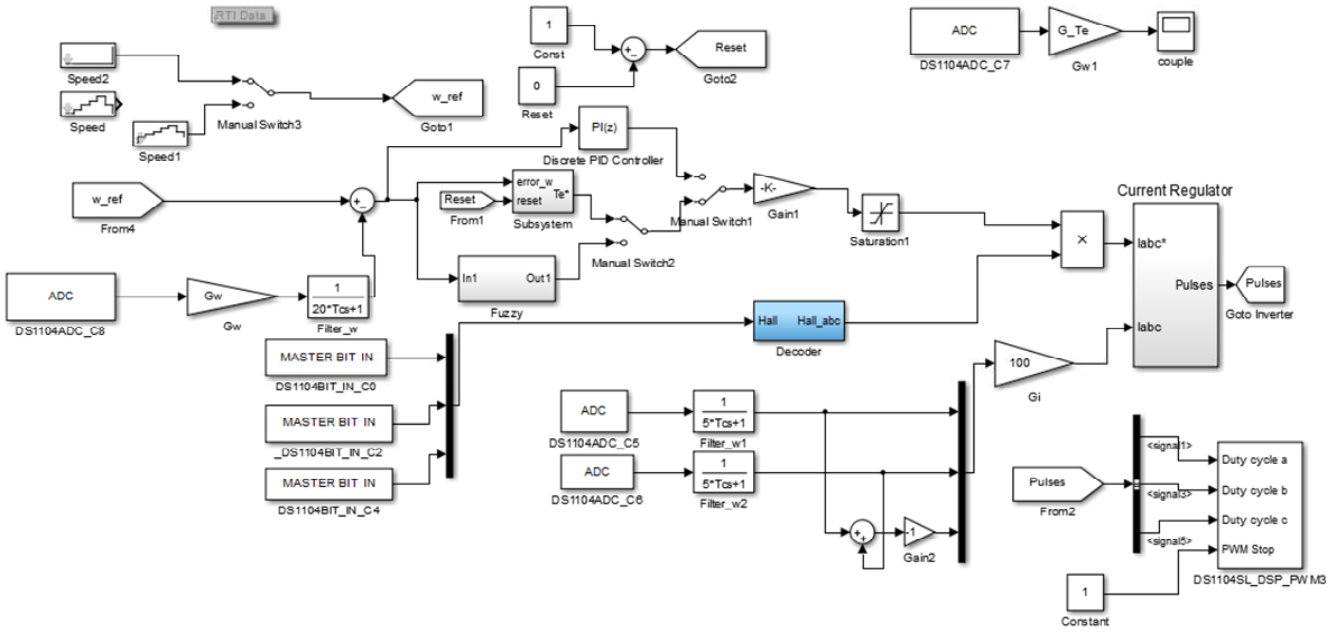


Figure 5.9 Implantation de la commande dans Simulink et interfaçage avec le DSl104 de dSPACE

5.3.1 Essai en charge avec un régulateur PI

Les courbes ci-dessous illustrent l'évolution temporelle des différentes grandeurs récupérées.

Sur la courbe de la vitesse (figure 5.10), Les performances de la régulation de vitesse par la commande conventionnelle (PI) ont été validé avec un couple de charge 0.14 N.m ; au démarrage de moteur, la vitesse du rotor atteint la vitesse de référence au bout de t = 5s et présente un dépassement de 40%; la perturbation du couple de charge a été rapidement rejetée par le régulateur de vitesse. Lorsque le régime de moteur a été établi en fait plusieurs changements des références de consigne de vitesse, dans ce cas le dépassement est envirent 1.66% de chaque changement de consigne et un temps de réponse de 1.1s.

L'allure du courant de phase des figures 5.11 et 5.12 est en forme de créneaux différents de la forme idéale avec une déformation au niveau du plateau de conduction 120°. La valeur maximale de ce courant est 0.95A cause de présence d'un couple de charge 0.14N.m.

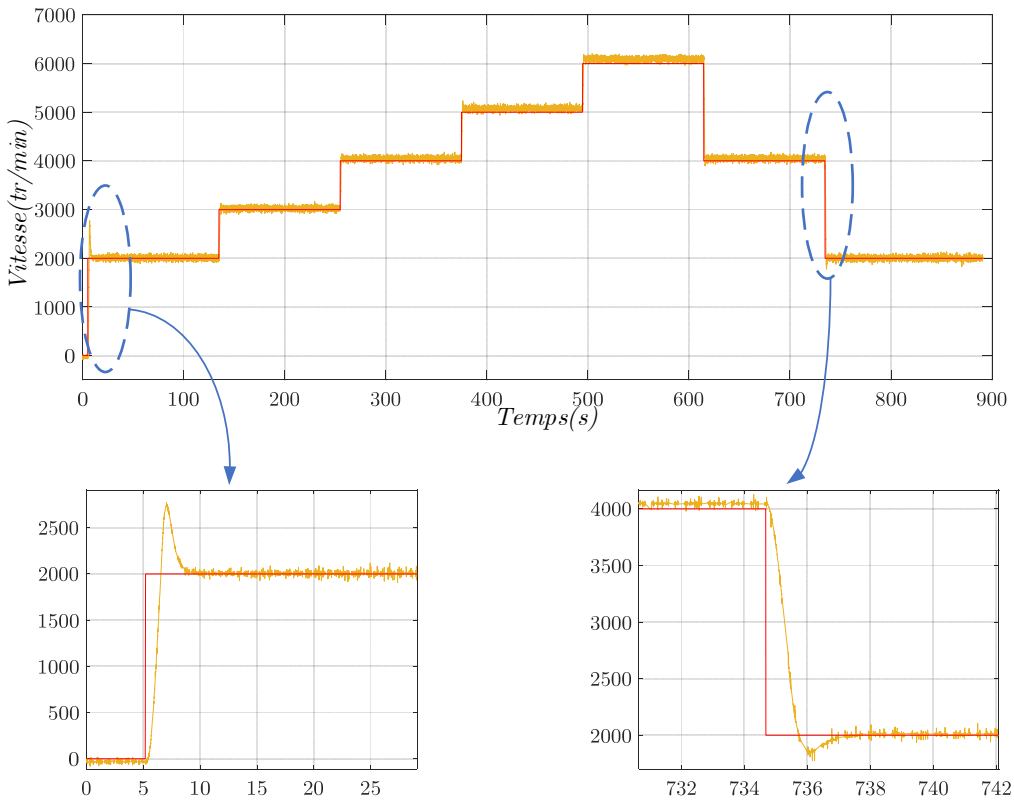


Figure 5.10 La vitesse du rotor

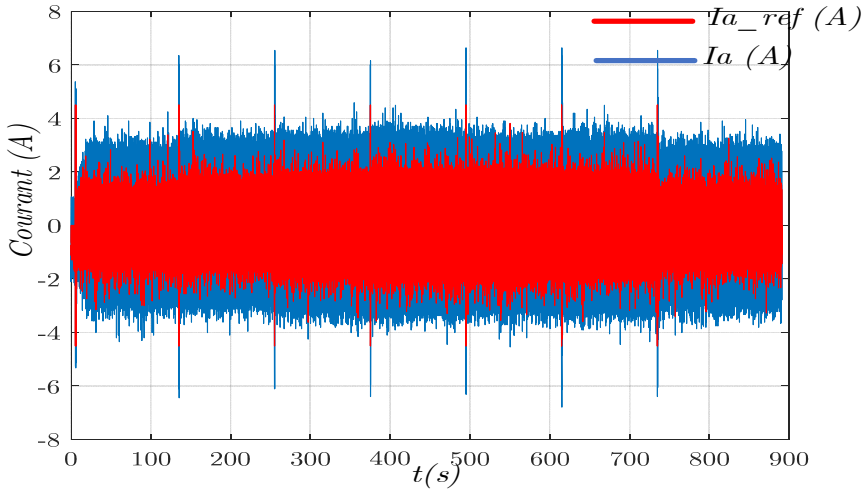


Figure 5.11 Le courant de phase Ia

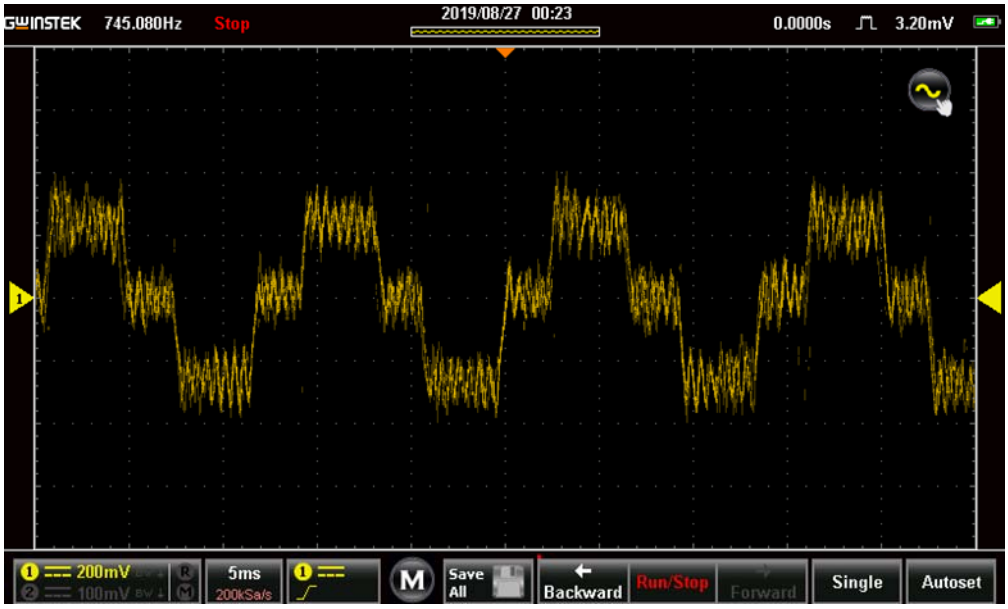


Figure 5.12 Zoom sur Le courant de phase Ia

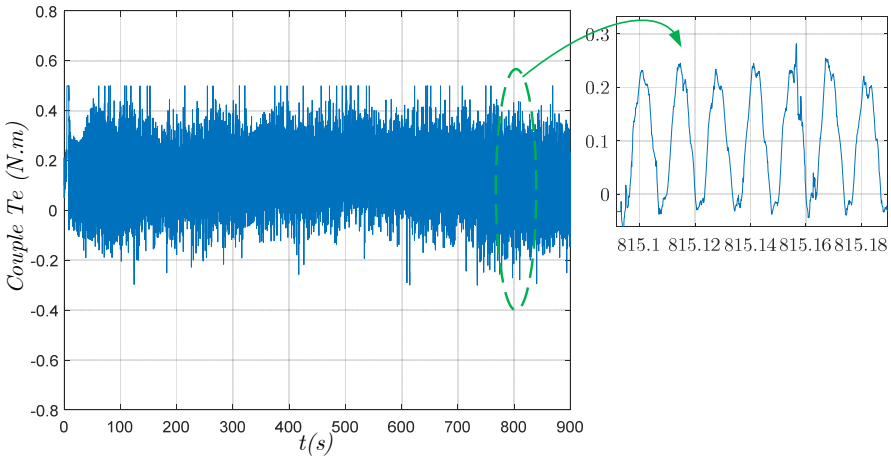


Figure 5.13 Le couple électromagnétique estimé

5.3.2 Essai en charge avec un régulateur logique floue

L'architecteur de régulateur floue et les règles utilisés sont présentés dans l'Annex B

Les courbes qui suivent représentent les allures de vitesse, courant et couple par l'application de régulateur non conventionnel (logique floue). La robustesse de la commande est testée par la variation de consigne de vitesse.

La figure 5.14 montre les courbes de vitesse lors du démarrage du moteur avec un couple de charge de 0.14 N.m.au démarrage, la vitesse de rotation de la machine s'établit

à 2000 tr/min avec un dépassement important comme celui dans le cas de commande conventionnel. Lorsque le régime de moteur est établi et quand en fait un changement de consigne de vitesse, dans ce cas la vitesse mesurée atteint sa consigne rapidement (<2s) sans aucun dépassement. Le régulateur floue est plus performant que le régulateur PI. Il donne une réponse plus rapide sans aucun dépassement.

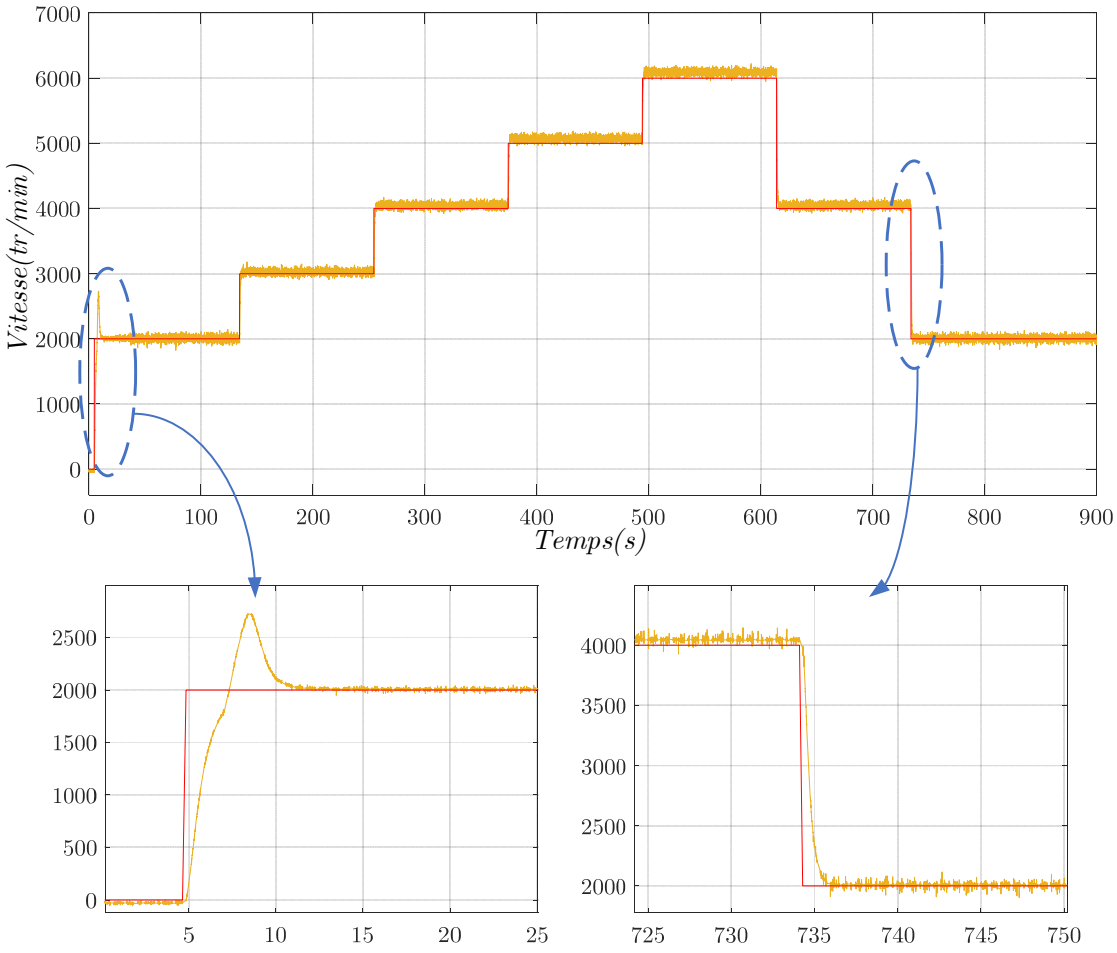


Figure 5.14 La vitesse du rotor

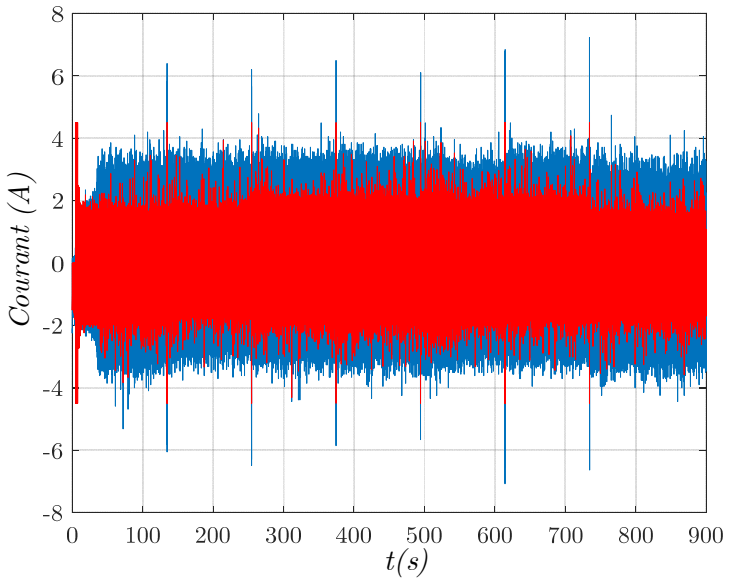


Figure 5.15 Le courant de phase Ia

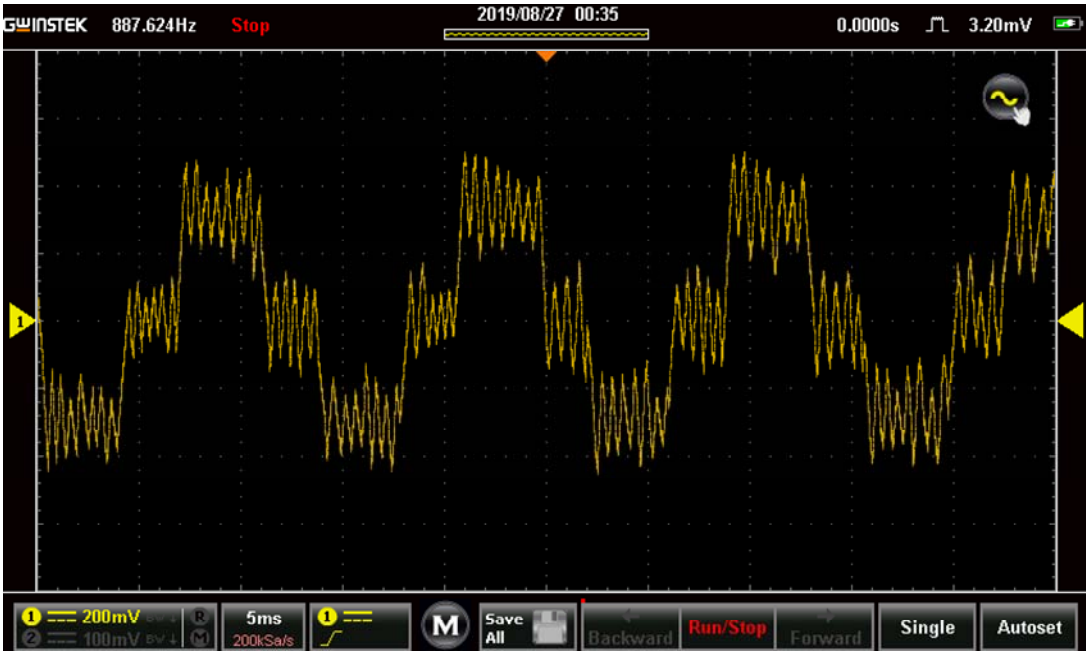


Figure 5.16 Zoom sur Le courant de phase Ia

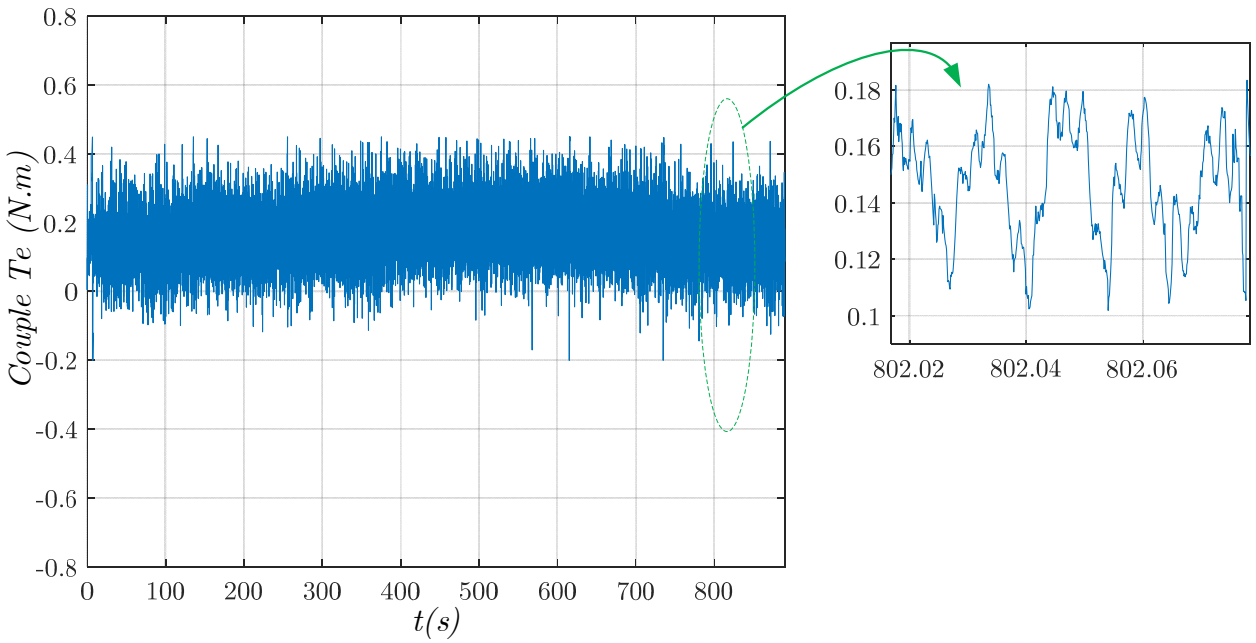


Figure 5.17 Le couple électromagnétique estimé

5.3 Conclusion

Dans ce chapitre, un banc d'essai expérimental de commande en vitesse de moteur BLDC a été développé. Celui-ci comprend la BLDC équipée d'un capteur de position, le convertisseur triphasé, les maquettes de mesure de courant et de tension ainsi que les différentes interfaces.

Le convertisseur triphasé à base de trois modules MOSFET/diodes en antiparallèles a été entièrement réalisé au sein de notre laboratoire. Un soin particulier a été accordé au dimensionnement et à la réalisation du circuit d'attaque des transistors. En effet, l'utilisation du circuit intégré HCPL312030 a permis d'attaquer les six transistors simultanément en utilisant la technique de la masse flottante. De plus, il assure la protection contre d'éventuels courts circuits des bras de transistors.

Les tests préliminaires menés sur les différents étages du convertisseur sont très satisfaisants et montrent que le dispositif réalisé est très fiable.

Des essais sur l'ensemble du système en boucle fermé par le command conventionnelle et non conventionnel ont été effectués pour différentes vitesses. Les résultats expérimentaux ont montré que le régulateur PI permet une très bonne régulation de la vitesse du moteur BLDC mais le régulateur flou est de loin beaucoup plus performant.

Conclusion Générale

À travers l'étude faite au cours de cette thèse, nous avons proposé une stratégie pour la gestion des flux de puissance du système de pompage photovoltaïque composé d'un générateur PV, d'un banc de batteries et des supercondensateurs. Cette stratégie est capable d'assurer l'autonomie du groupe motopompe à base d'un moteur synchrone autopiloté, tout en prenant compte les caractéristiques dynamiques de chaque source. Cette stratégie a été validées en simulation en utilisant des différents paramètres météorologiques. Cette stratégie a pu être validée en montrant tout l'intérêt des éléments de stockage électrique utilisé, qui permet d'assurer le fonctionnement du groupe motopompe et de contrôler le bus continu.

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, il était alors question de modéliser notre système de pompage photovoltaïque dans sa globalité. Étant donné que les différents modules comportaient des dynamiques non-linéaires.

Dans ce contexte, un banc d'essais de commande du moteur synchrone autopiloté est fait. Dans ce cas ; nous avons réalisé un onduleur triphasé à deux niveaux à base transistor MOSFET, au début nous avons trouvé deux problèmes, le premier problème est le choix de driver ; Nous avons décidé de choisir HCPL2130 pour raisons que le courant de sortie de ce driver est 2A, nécessaire pour réduire t_{fall}/ t_{ris} des MOSFETs. Le deuxième problème est le dv/dt ; pour résoudre ce problème, nous avons dimensionné un circuit d'aide à commutation. Une fois le l'onduleur est réalisé ; deus commandes de vitesse applique sur le moteur BLDC, commande conventionnelle à base des régulateurs *PI* et commande non conventionnelle à base des régulateur *flous*.

En perspective, ce travail pourra être complété par :

- ✓ Implémentation pratique de tous le système pompage photovoltaïque avec l'algorithme de gestion d'énergie.
- ✓ L'algorithme de gestion faite dans notre travail est l'algorithme TOR (tout ou rien) ; développé un algorithme à base de l'intelligence artificielle reste comme objectif dans le futur.
- ✓ L'algorithme de gestion de l'énergie, établi pour l'installation photovoltaïque, peut être étendu à l'énergie éolienne.

Annexe A

Le générateur photovoltaïque, moteur et pompe utilises dans cette étude ont les paramètres suivants :

Paramètres caractéristiques du générateur PV

Température dans la condition standard	T = 25° C
Eclairement dans les conditions standard	E = 1000 W/m2
Tension de circuit ouvert	Vco =43.5 V
Courant de court-circuit	Icc =4.75 A
Puissance maximale	Pm = 150 W
Tension au point de la puissance maximale	Vm = 34.5 V
Courant au point de la puissance maximale	Im = 4.35A
Coefficient de température de Courant de court-circuit	0.065±0.015%/°C
Coefficient de température de Tension de circuit ouvert	160±20 mV/°C
Résistance série	Rs=0.006

La pompe centrifuge

La vitesse	3000trn/min
La puissance	520W
le débit	2.7l/s
La hauteur	14m
Le rendement	68%
A1	1.93e-4
A2	2.36
A3	451538.94

Paramètres du moteur BLDC

Utilisé dans la simulation MATLAB

La puissance nominale	690W
La vitesse nominale	3000 trs/min
La tension	200--250V
Le courant	4.8A
Couple nominale	2 N.m
La résistance	1ohm
L'inductance	5e-3mh
Coefficient de frottement	0.8e-4
Nombre de pôles	6

le moteur LEYBOLD

La puissance	415W
La vitesse nominale	6000 trs/min
La tension nominale	180V Δ
Le courant nominale	4.5A
Couple nominale	0.65 N.m
Coefficient de frottement	0.8e-4
Mon. D'inertie du rotor	72.6 e-6 Kgm^2
Constante de tension	27.85 V/1000trs/min
Nombre de pôles	4

Annexe B

B. Commande par la logique floue de BLDC

B.1 Structure générale d'un régulateur flou

Un régulateur flou permet d'exprimer une loi de commande à l'aide d'un ensemble de règles de la forme ''si prémisses alors conclusion.'' La majorité des contrôleurs flous développés utilisent le schéma simple proposé par E. Mamdani. Ce schéma est illustré par la figure B.1.

Un régulateur flou est traditionnellement décomposé en 4 blocs :

- Fuzzification.
- Base de connaissance.
- Inférences.
- Défuzzification

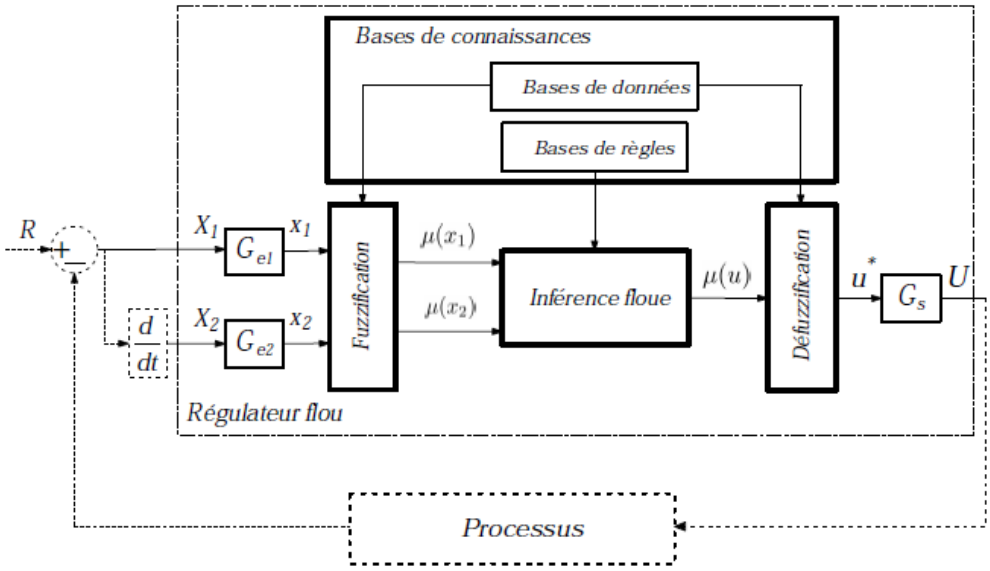


Figure B.1 Configuration interne d'un régulateur par logique floue

B.1.1 Fuzzification

La stratégie de cette opération consiste à convertir les grandeurs d'entrée et de sortie mesurées ou estimées en variables linguistiques, exprimées par des termes flous.

B.1.2 Base de connaissance

Généralement, cette base de connaissance est composée de l'ensemble des informations et des renseignements qu'on possède sur le processus à régler à partir d'une analyse empirique du système, et qui permet d'établir l'ensemble des fonctions et des règles floues du régulateur flou.

B.1.3 Inférences floues

Le principe de cette opération consiste à établir la liaison entre les grandeurs d'entrée du régulateur exprimées par des termes linguistiques et la variable de sortie sous sa forme floue à partir d'une parfaite connaissance et d'une expertise concernant le fonctionnement du processus à régler.

Plusieurs approches sont proposées pour le traitement numérique des règles d'inférence à savoir :

- Méthode d'inférence max-min.
- Méthode d'inférence max-produit.
- Méthode d'inférence somme-produit.

B.1.4 Défuzzification

Cette étape consiste à transformer la valeur floue ou linguistique issue du régulateur flou en valeur numérique. Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature, telles que la méthode du maximum, la méthode de la moyenne des maximums et la méthode du centre de gravité. Néanmoins, il n'existe pas des critères de choix de l'une de ces méthodes.

Cependant la méthode du centre de gravité reste la plus utilisée pour la plupart des cas.

B.2 Applications au Moteur à Courant Continu Sans Balais (BLDC)

La figure B.2 représente un schéma de contrôle par logique floue de vitesse pour un moteur BLDC.

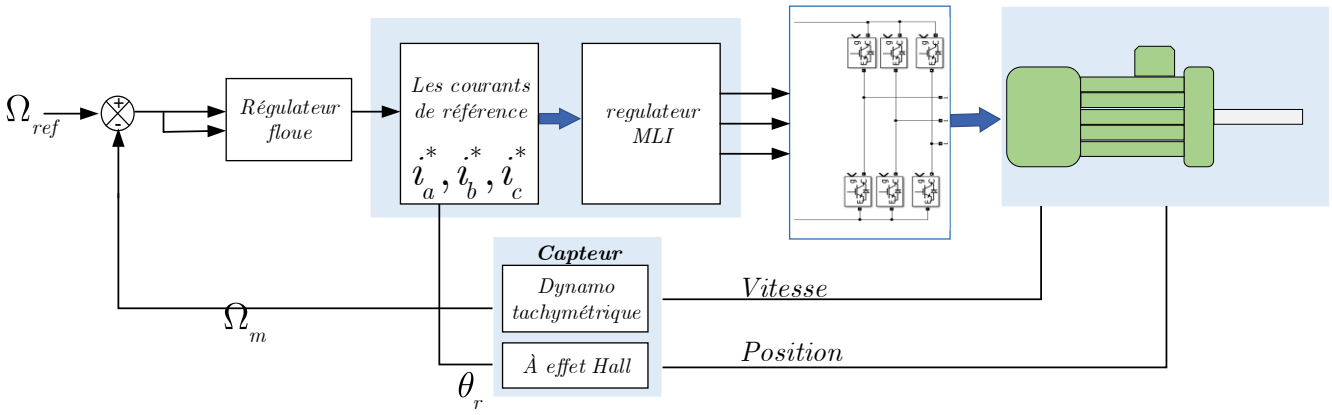


Figure B.2 schémas de contrôle par logique floue de moteur BLDC.

B.2.1 Définition des Entrées / Sorties

Pour la boucle de vitesse les variables d'entrées sont :

L'erreur de vitesse $e_\Omega = \Omega_{ref} - \Omega_m$

La variation de l'erreur de vitesse $\Delta e_\Omega = e_\Omega(k) - e_\Omega(k-1)$

B.2.2 Définition des fonctions d'appartenance

Les régulateurs flous utilisés sont du type Mamdani dont les entrées sont : l'erreur de vitesse et sa variation. Pour le choix de la forme des fonctions d'appartenance, nous avons opté pour la forme triangulaire et trapézoïdale, comme indiqué sur la figure B.3.

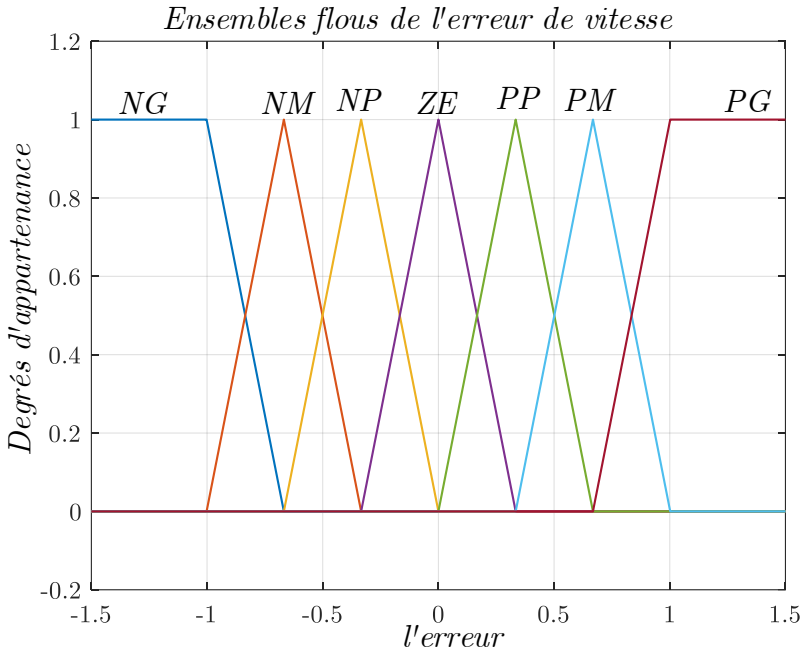


Figure B.3 Fuzzification continue avec sept fonctions d'appartenance.

Les fonctions d'appartenance des sorties sont de la même forme que les fonctions d'appartenance des entrées.

B.2.3 Base de Règle

Pour le régulateur de vitesse, la table des règles floues qui a servi au mécanisme d'inférence est donnée par le tableau B.1 [MER13] :

Tableau B-1 Table d'inférence

e / **Δe**	**NG**	**NM**	**NP**	**ZE**	**PP**	**PM**	**PG**
NG	NG	NG	NG	NG	NM	NP	ZE
NM	NG	NG	NG	NM	NP	ZE	PP
NP	NG	NG	NM	NP	ZE	PP	PM
ZE	NG	NM	NP	ZE	PP	PM	PG
PP	NM	NP	ZE	PP	PM	PG	PG
PM	NP	ZE	PP	PM	PG	PG	PG
PG	ZE	PP	PM	PG	PG	PG	PG

B.3 Résultat de simulation

- Les paramètres de moteur utiliser dans le banc expérimentale (BLDC de LEYBOLD) sont les mêmes utilisé dans cette simulation.
- Nous avons appliqué un couple de charge 0.2N.m durant toute la simulation.

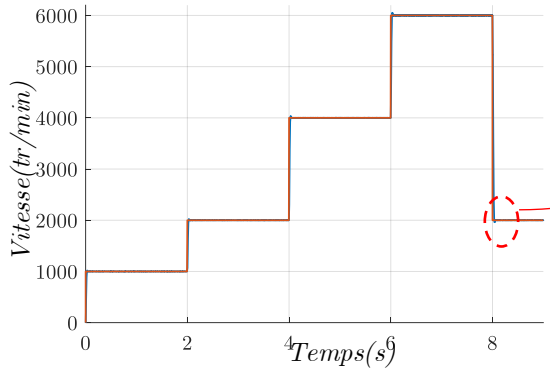


Figure B.4 La vitesse du rotor

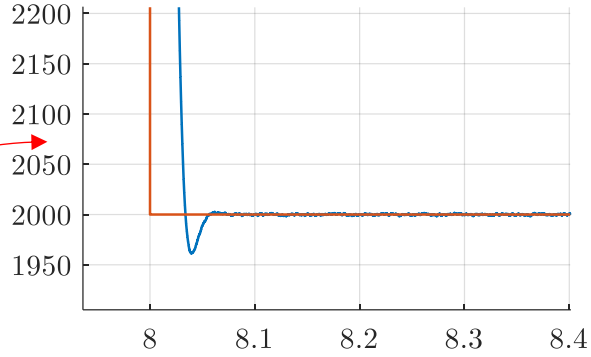


Figure B.5 Zoom sur la vitesse du rotor

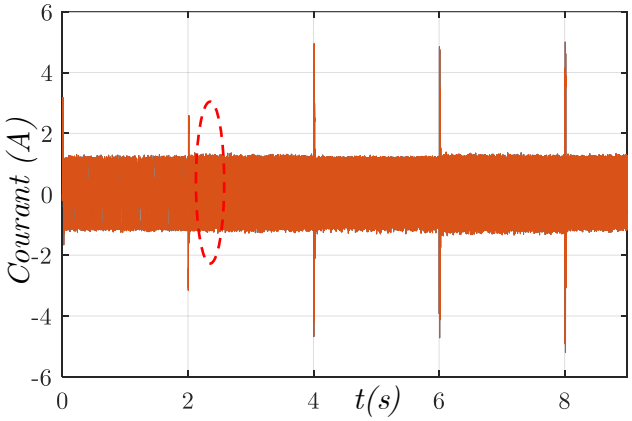


Figure B.6 Le courant de phase Ia

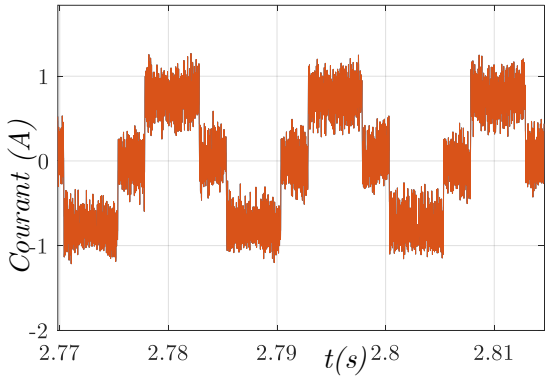


Figure B.7 Zoom sur le courant Ia

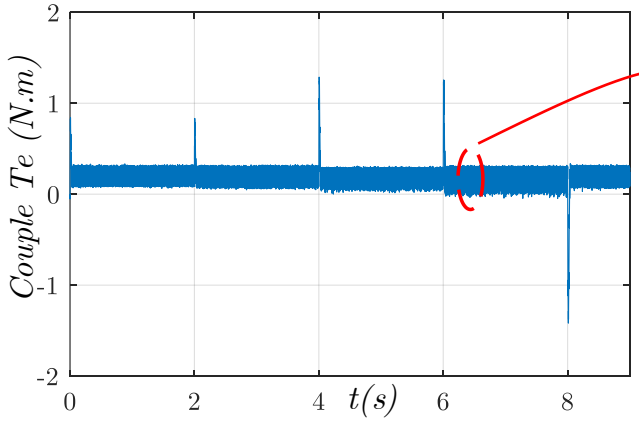


Figure B.8 Le couple électromagnétique

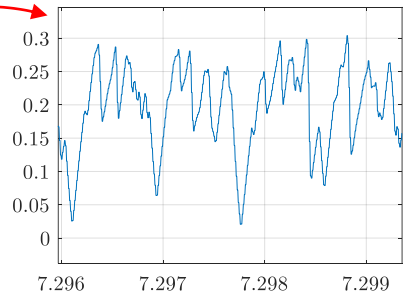


Figure B.9 Zoom sur le couple électromagnétique

Annexe C

```
%% Control circuit
fd_bat=20e3;  Td_bat=1/fd_bat; %
Ts=Td_bat/25;%Td_bat/20;
Tscoop=Td_bat;
fd_pv=10e3;
Td_pv=1/fd_pv;
Tc=Td_bat;
wn_v=40; xi_v=1;
wn_i=wn_v*5; xi_i=1;
deltaVpv_ref=5;

%% filtre passe bas
too=Tc/10;  % la constante du temps
wc=1/too;    %fréquence de coupure
 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%               dimensionnement les éléments passifs associer au PV        %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
 Vdc_ref=220;
% pour G=1 T=25°C
I_mp_max=4.35; V_mp_max=34.5;
Nbs=5; Nbp=2;
V_mp_max=Nbs*V_mp_max
I_mp_max=Nbp*I_mp_max
P_mp_max=V_mp_max*I_mp_max;

Io_max=V_mp_max/Vdc_ref;     % courant maximal de sortie
d_min=1-V_mp_max/Vdc_ref;    %  le rapport cyclique minimum de l'hachheur
R_min=Vdc_ref/Io_max;              % la charge minimale.

% pour G=0.2 T=75°C (l'état critique)
I_mp_min=0.85; V_mp_min=23.34;
Nbs=5; Nbp=2;
```

```
V_mp_min=Nbs*V_mp_min;
I_mp_min=Nbp*I_mp_min;
P_mp_min=V_mp_min*I_mp_min;
Io_min=P_mp_min/Vdc_ref;
d_max=1-V_mp_min/Vdc_ref;
R_max=Vdc_ref/Io_min;

%% la valeur de l'inductance de PV
% ondulation du courant
iL_max=I_mp_max;     %  au régime permanent
delta_iL_max=0.01*iL_max
L_pv1=Vdc_ref/(4*fd_pv*delta_iL_max);
% Mode de conduction continu; avec  dmin>1/3==>Rmin=f(d_min)
if d_min>1/3
L_pv2=(R_max*d_min*(1-d_min)^2)/(2*fd_pv);
elseif d_max<1/3
L_pv2=(R_max*d_max*(1-d_max)^2)/(2*fd_pv);
else
L_pv2=2*R_max/(27*fd_pv);
end
Lpv=max(L_pv1,L_pv2)
rLpv=0;
%% la valeur de capacité d'entrée de Pv "Cpv"
delta_v_pv=0.01*V_mp_max
Cpv1=(iL_max*d_min)/(fd_pv*delta_v_pv);
Cpv=Cpv1*1e-1;
Cdc=30e-3;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%        les paramètres des Régulateurs PI associer au Pv        %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
 wo1=80;    qo1=2;
wo2=20;    qo2=20;
  kp_IL=2*qo1*wo1*Lpv;      ki_IL=wo1^2*Lpv;
 kp_Vpv=2*qo2*wo2*Cdc;   ki_Vpv=(wo2^2)*Cdc;
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%    dimensionnement les éléments passifs associer aux Batterie et supercondensateur   %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%% les valeurs de l'inductance et de capacité

Vbatt_nom=150;
delta_Vdc=0.05*Vbatt_nom;
IL_batt=5;
delta_iL=IL_batt*0.03;
D_batt=1-(Vbatt_nom/Vdc_ref);
Lbat1=(Vbatt_nom*D_batt)/(fd_bat*delta_iL);
Lbat2=(Vdc_ref-Vbatt_nom)*d_max/(fd_bat*delta_iL);
Lbat3=max(Lbat1,Lbat2)
Lbat=Lbat3;  %20e-3;
Cdc=delta_iL/(8*delta_V_nom*fd_bat);

%% supercondensateur
Lsc=Lbat;
C_SC=2;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%        les paramètres des Régulateurs PI associer aux Bar et SC  %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

kssi_bat=0.707;  trd_bat=0.01;   wn_bat=trd_bat/3;
kp_dc_bid=(2/Lbat)*kssi_bat*wn_bat
ki_dc_bid=(1/Lbat^2)*wn_bat^2
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%        les paramètres des Régulateurs PI associer au BLDC        %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%% parameters
J=72.6e-6;
f=1e-7;
tr=0.0616;
xi=0.707;
wn=3/tr;
kp_w=2*xi*wn*J-f;
ki_w=J*wn^2;
load('BLDC_parameters')
```

Références Bibliographiques

[ABL14] Abla khiareddine, Chokri Ben salah, Mohamed faouzi mimouni, "Strategy of energy control in PVP/Battery water pumping system", First International Conference on Green Energy ICGE, Sfax, Tunisia, 2014.

[ABL15] Abla khiareddine, Chokri Ben salah, Mohamed faouzi mimouni, "Power management of a photovoltaic/battery pumping system in agricultural experiment station", Solar Energy 112 (2015), pages 319–338

[AME11] A. Terki, "control flou- génétique hybride d'un moteur BLDC dans un système de pompage photovoltaïque". Thèse de doctorat, université de Biskra. 2011.

[AUR13] Aureliano Gomes de Brito, Moacyr; Galotto, Luigi; Poltronieri Sampaio, Leonardo; DAzevedo Melo, Guilherme; &Canesin, Carlos Alberto. (2013). "Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications". IEEE Transactions on Industrial Electronics, 60(3), pqges 1156-1167.

[AZO02] B.Azoui, "Concept and realisation of a three phase Brushless DC Motor (BLDCM) for solar application". Thèse de doctorat, université de Batna 2002.

[AGU15] Agus A, Antariksa S, Setyo N, "Economic analysis comparison between solar photovoltaic and diesel generator for water pumping system in an Indonesia rural karsts area". 2015. Pages 8–15.

[AHM13] Ahmed NEFFATI, " Stratégies de gestion de l'énergie électrique d'un système multi-source : décision floue optimisée pour véhicule électrique hybride", Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2013.

[BIM07] P. S. Binibhra, "Power electronics", Khanna Publishers, Fourth Edition, Delhi, 2007.

[BEL04] K. Benlarbi , L. Mokrani b, M.S. Nait-Said, "A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system " Solar Energy, Volume 77 (2004), pages 203–216

[BRA97] abdulrahman mohammed al-ibrahim, "Optimum Selection of Direct-Coupled Photovoltaic Pumping System in Solar Domestic Hot Water Systems", Thèse de doctorat, université de Wisconsin-madison, 1997.

[BG16] Bariza gourari, Djamel anteuri,"projets d'énergies solaire photovoltaïque dans le développement durable de l'agriculture dans la région de bourdj bou arredj (enjeux, concept

et méthodologie)". Third International Conference on Energy, Materials, Applied Energetics and Pollution. ICEMAEP2016, Constantine,Algeria.

[BJA13] Bjarne Steffen, Christoph Weber, "Efficient storage capacity in power systems with thermal and renewable generation". Energy Economics 2013; pqges 556-567.

[BET97] A. Betka, "Optimisation d'un Système de Pompage Photovoltaïque au Fil du Soleil". Thèse de Magistèr, Université de Biskra.1997

[BEL10] Belakhal, Soltane, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables". Thèse de doctorat, université de Constantine, 2010

[BER09] Bernal-Agustín, José. Luis; & Dufo-López, Rodolfo. (2009). "Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(8), 2111-2118.

[BOU07] Boukhers Djamil, "Optimisation d'un systeme d'energie photovoltaique applicatiou au pompage", Memoire de magister, Université de Constantine, 2007.

[CED09] Cédric CABAL,"Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque", Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.

[CHA12] Chang-liang Xia, "Permanent magnet brushless dc motor drives and controls", Science Press, first edition, Noida, India, 2012.

[CHA16] Chafiaa Serir , Djamila Rekioua , Nabil Mezzai , Seddik Bacha, "Supervisor control and optimization of multi-sources pumping system with battery storage" international journal of hydrogen energy (2016),pages 1-13

[Cho15] A. Choudar, D. Boukhetala, S. Barkat, and J-M Brucker, "A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids", Energy Conversion and Management, vol. 90, 2015, pages 21–33.

[CHA87] Chapman, N. A; &Mc Kinley, I.G. (1987). "The geological disposal of nuclear waste''. John Wiley and Sons Inc; New York, NY (USA); ISBN 0-471-91249-2.

[COP93] JB Copetti, E Lorenzo, F Chenlo,"A general battery model for PV system simulation", progress in photovoltaic research and application, Volume1, Issue4, October 1993, Pages 283-292

[DAL86] Jean-Louis Dalmasso, "Électronique de puissance : commutation", livre, Editions, 1986

[DAS18] Madhumita Dasa, Ratan Mandalb, "A comparative performance analysis of direct, with battery, supercapacitor, and battery-supercapacitor enabled photovoltaic water pumping

systems using centrifugal pump". Solar Energy,Volume 171, 1 September 2018, Pages 302-309.

[DJA12] Djamila Rekioua, Ernest Matagne, "Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control", Springer London Dordrecht Heidelberg New York, first edition, 2012

[DAV08] David Bouquain, "Contribution à la modélisation et à l'optimisation des architectures de véhicules hybrides". Thèse de doctorat, UTBM, 2008.

[EPIA14] EPIA. (2014), "Global market outlook for photovoltaic 2014-2018", European Photovoltaic Insustry Association, www.epia.org.

[ELG08] M. A. Elgendy, B. Zahawi, and D. J. Atkinson, "Analysis of the Performance of DC Photovoltaic Pumping Systems with Maximum Power Point Tracking", Proc. IET Conf. on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD), York, UK, Avril 2008, pages 426–430.

[GIR13] Girish, Kumar. Singh. (2013),"Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: a review". Energy,Vol 53,pages 1-13.

[GRE82] Green, M. A. (1982). ''Solar cells: operating principles, technology, and system applications''. Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall, Inc.

[GRE01] M.A. Green, J. Zhao, A. Wang, S.R. Wenham, "Progress and outlook for high-efficiency crystalline silicon solar cells", Solar Energy Materials & Solar Cells 65 (2001), pages 9-16

[GAU15] Benoît Robyns, Bruno François, Gauthier Delille, Christophe Saudemont "Energy Storage in Electric Power Grids", Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons; 2015.

[HEN07] Henrik, Lund. (2007). "Renewable energy strategies for sustainable development". Energy, 32, 912–919.

[HIR14] Hristiyan KANCHEV, "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain", Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2014.

[IME13] Imene Yahyaoui, Maher Chaabene, Fernando Tadeo, "An Algorithm for Sizing Photovoltaic Pumping Systems for Tomatoes Irrigation" International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 20-23 Oct. 2013, Spain.

[IME13] Imene Yahyaoui, Maher Chaabene, Fernando Tadeo, “Energy Management for Photovoltaic Irrigation with a Battery Bank”, International Journal of Computer Applications · January 2015.

[IBR00] Ibrahim, Dincer , “Renewable energy and sustainable development: a crucial review”, 2000, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 4, pages 157-175.

[JIM98] Jimmy Royer,Thomas Djiako,Eric Schiller,Bocar Sada Sy,,“Le pompage photovoltaïque”, 1998, Manuel de cours, Université d’Ottawa, EIER, CREPA,ISBN 2-89481-006-7.

[JAM12] James Larminie, John Lowry, “Electric vehicle technology explained”, John Wiley & Sons Ltd, first edition, 2012.

[KTS85] T. Kenjo, S. Nagamori, “Permanent-Magnet and Brushless DC Motors”, Oxford University Press, first edition, 1985.

[LU10] D. Lu, T. Zhou, H. Fakham, and B. Francois, “Application of Petri Nets for the Energy Management of a Photovoltaic Based Power Station Including Storage Units,” 2010, Renew. Energy, vol. 35, no. 6, pp. 1117–1124.

[LIG16] Li G, Jin Y, Akram MW, Chen X, “Research and current status of the solar photovoltaic water pumping system”. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 79, November 2017, Pages 440-458

[LUT88] Lutze, W; &Ewing, R.C. (1988) “Radioactive waste forms for the future”. North Holland ; Amsterdam (Netherlands) ; ISBN 0 444 87104 7.

[MER13] Elkheir Merabet, “Amélioration des Performances de régulation d'une machine Double étoile par les Techniques de l'Intelligence Artificielle”, Thèse de doctorat, université Hadj Lakhdar Batna, 2013.

[MLS94] Richard .M, Zexiang Li, S. Shankar, “A Mathematical Introduction to Robotic Manipulation”, CRC Press, second edition, 1994.

[MOH02] Mohamed e. el-hawary, “Principles of electric machines with power electronic applications”, IEEE Press Power Engineering Series, second edition, 2002.

[MOH13] Ned Mohan,“Power Electronics: A First Course” John Wiley & Sons, first edition, 2011.

[MM14] Mohamed mladjao Mouhammad Al anfaf, “contribution à la modélisation et a l’optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges”. Thèse de doctorat, université de de lorraine (France). 2014.

[MAS98] M. A. S. Masoum and H. Dehbonei, "Optimal power point tracking of photovoltaic system under all operating conditions". in 17th Congress of the World Energy Council, Houston, TX, Sept. 12–18, 1998.

[MAN09] V. Manieniyan, M.Thambidurai and R.Selvakumar "study on energy crisis and the future of fossil fuels", Proceedings of SHEE 2009, 11 – 12 Dec'09, Engineering Wing, DDE, Annamalai University

[MAN02] Mohammad A. S. Masoum, Hooman Dehbonei, and Ewald F. Fuchs "Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems with Voltage- and Current-Based Maximum Power-Point Tracking", IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, no. 4, december 2002.

[MEH2018] El Mehdi Laadissi, Anas El Filali, Malika Zazi and Abdessamad El Ballouti, "comparative study of lead acid battery modelling", ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, vol. 13, NO. 15, Aout 2018.

[MOH04] Mohanlal Kolhe, J. C. Joshi, and D. P. Kothari, "Performance Analysis of a Directly Coupled Photovoltaic Water-Pumping System", IEEE transactions on energy conversion, vol. 19, no. 3, Septembre 2004.

[MOH07] Mohamed arrouf, "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branche sur un générateur photovoltaïque", Thèse de doctorat, université de Constantine, 2007.

[MOU02] A. Moussi, A. Saadi, "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque", LARHYSS Journal, N°.01, Mai 2002.

[MES16] Messaoud mohammedi, "Gestion de l'énergie pour une chaîne multi-sources" Thèse de Doctorat, Université de Biskra, 2016.

[NEW02] Neway Argaw, "Renewable Energy Water Pumping Systems Handbook"2001, Disponible sur: *http://www.ntis.gov/ordering.htm.*

[NOT10] G. Notton, V. Lazarov, L. Stoyanov, "Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations", Renewable Energy 35 (2010), pages 541–554

[OUF14] Aoufi Saliha,"Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque", Memoire de magister, Université de Setif, 2014.

[PED13] Pedro de Assis Sobreira Jr, Fernando Lessa Tofoli, Henrique Antônio Carvalho Braga, Pedro Gomes Barbosa, André Augusto Ferreira, "Analysis of mppt techniques applied to

the dcm multiphase boost converter for the mitigation of partial shading in pv arrays", Eletronica de Potencia,v. 18, n.4, pages 138-1148.

[PRI11] Price, Samuel. C; Stuart, Andrew. C; Yang, Liqiang; Zhou,Huaxing;&You, Wei. (2011). "Fluorine substituted conjugated polymer of medium band gap yields 7% efficiency in polymer- fullerene solar cells". Journal of the American Chemical Society, 133(12), 4625-4631

[POO19] T. Poompavai, M. Kowsalya, "Control and energy management strategies applied for solar photovoltaic and wind energy fed water pumping system: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews 107 (2019) pages 108–122.

[PSM10] Damien Paire, Marcelo G. Simoes, J´eremy Lagorse and Abdellatif Miraoui,"A real-time sharing reference voltage for hybrid generation power system", IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Conference: 3-7 Oct. 2010, USA.

[PAI10] Damien Paire,"Dimensionnement et gestion d'énergie de systèmes d'entraînements électriques hybrides : application à un ascenseur avec récupération d'énergie", Thèse de doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2010.

[RIF10] Yann Riffonneau,"gestion des flux énergétique dans un système photovoltaïque avec stockage connecter au réseau – application a l'habitat", Thèse de doctorat, université joseph Fourier, 2010.

[RAM09] Ramos JS, Ramos HM, "Solar powered pumps to supply water for rural or isolated zones: a case study". Energy Sustain Dev 2009; Vol 13, pages 8-51.

[SAL15] Salim Abouda, "Contribution a la commande des systèmes photovoltaïques : application aux systèmes de pompage", Thèse de doctorat, L'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2015.

[SEM13] S. Semaoui, A. Hadj Arab, S. Bacha, B. Azoui, "The new strategy of energy management for a photovoltaic system without extra intended for remote-housing", Solar Energy 94 (2013), pages 71–85.

[SLO91] Jean-Jacques E. Slotine, and Weiping Li, "Applied nonlinear control", Prentice- Hall, Inc, first edition, 1991.

[TER11] A. Terki, " control flou- génétique hybride d'un moteur BLDC dans un système de pompage photovoltaïque", thèse de doctorat, université de Beskra. 2011.

[URl13] Santiago Miret, "Storage Wars: Batteries Vs. Supercapacitors", 10 November 2013, available on:

http://berc.berkeley.edu/storage-wars-batteries-vs-supercapacitors/.

[WAN10] Hong Wang, Donglai Zhang, "The Stand-alone PV Generation System with Parallel Battery Charger", International Conference on Electrical and Control Engineering, 25-27 June 2010, China.

[WEN12] S.R. Wenham, M.A. Green, M.E. Watt,R. Corkish, "Applied photovoltaics", Earthscan, Second Edition, 2012.

[YAH07] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm, "Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride (PV / Eolien / Diesel)", Revue des Energies Renouvelables, Vol. 10 N°2 (2007), pages 205–214

[YAH15] Imene Yahyaoui, "sizing and energy management for photovoltaic pumping". Thèse de doctorat, université de Valladolid Espagne. 2015.

[ZAR08] Laid Zarour, Rachid Chenni, Abdelhalim Borni, Aissa Bouzid,"improvement of synchronous and asynchronous motor drive systems supplied by photovoltaic arrays with frequency control",Journal of Electrical Engineering, Vol.59, No.4, 2008, pages 169-177.

[ZAR10] Zarour laid, "Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaique-eolien hors réseau", Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.

[KAM94] Kamal Al-Haddad et Rachid Chaffaï "Électronique de Puissance II'' Notes de cours ELE-654, 1994

ملخص – هذا العمل يركز على استراتيجية إدارة و تسيير الطاقة، بغرض تحسين عمل نظام ضخ المياه بالطاقة الشمسية. ويستند النظام المقترح على مولد كهروضوئي، بطاريات حمض الرصاص ،مكثفات فائقة ومضخة الطرد المركزي بمحرك التيار الكهربائي المستمر عديم المسفرات . تستخدم ثلاثة محولات طاقة لربط عناصر النظام الكهروضوئي إلى مكثف الارتباط المشترك. تدير استراتيجية التسيير تدفق الطاقة بين المحولات والحمولة (المضخة) من خلال مكثف الارتباط المشترك من أجل جعل تدفق الماء ثابت في كل الظروف. وتستخدم البطاريات كمصدر للطاقة، لتحقيق الاستقرار والسماح للنظام الضخ بالطاقة الشمسية بالعمل بطاقة ثابتة ومستقرة، تعويض عن الطاقة المطلوبة من المضخة وتخزين الفائض من الطاقة الآتي من المولد الكهروضوئي. وتستخدم المكثفات الفائقة كمعدلات فائقة السرعة في : الحد من التيارات العالية المتبادلة مع البطاريات، مراقبة وتعديل توتر مكثف الارتباط المشترك ، تزويد الحمولة بطاقة ثابتة مهما كانت الإضطرابات القادمة من المولد الكهروضوئي، و هذا بتصفيتها. يتم عرض طرق تشغيل عديدة لإدارة تدفقات الطاقة محليا ما بين مختلف المصادر، مع الأخذ بعين الاعتبار: حالة الشحن للبطاريات ، ومستوى التوترللمكثفات الفائقة، الطاقة الكهروضوئية المتاحة و كمية مستو المياه في الخزان.

كلمات مفتاحية: مضخة الطرد المركزي ، محرك التيار الكهربائي المستمر عديم المسفرات ، نظام كهروضوئي ، تسيير الطاقة، طريقة الحد من الطاقة الكهروضوئية، بطاريات حمض الرصاص، المكثفات الفائقة.

Résumé - Le travail présenté dans cette thèse concerne la proposition d'une stratégie de gestion de l'énergie afin d'optimiser le fonctionnement d'un système pompage photovoltaïque. Le système étudié est basé sur : un générateur photovoltaïque, des batteries au plomb, des supercondensateurs et pompe centrifuge à base d'un moteur à courant continu sans balais. Trois convertisseurs sont utilisés pour relier les sources d'énergies à un bus-DC. La stratégie de gestion présentée gère le flux de puissance entre les convertisseurs et la charge (le groupe motopompe) avec l'intermédiaire d'un bus continu afin de maintenir le débit pompé constant quelles que soient les conditions climatiques. Les batteries sont utilisées comme source d'énergie de longue durée pour stabiliser et permettre aux groupe motopompe de fonctionner à une puissance constante et stable, compenser l'énergie requit et stockant l'excès d'énergie du générateur photovoltaïque. Les supercondensateurs sont utilisés comme un régulateur rapide de puissance pour limiter le courant échangé avec les batteries, réguler la tension du bus-DC quand le mode de fonctionnement est choisi, ils (supercondensateurs) permettent de fournir une puissance lisse à la charge en filtrant les fluctuations de la puissance PV intermittente. Plusieurs modes de fonctionnement sont présentés pour gérer localement les flux de puissance entre les différentes sources et le groupe motopompe, en tenant compte de l'état de charge des batteries (SOC_{Bat}), du niveau de tension des supercondensateurs (SOC_{SC}), de la puissance PV disponible et le niveau d'eau dans le réservoir.

Mots clés : Pompe centrifuge ; Moteur BLDC ; Système photovoltaïque ; Batteries au plomb ; supercondensateur ; Gestion de l'énergie

Abstract -The presented work focuses on energy management strategy, to optimize the operation of photovoltaic pumping System. The proposed system is based on a photovoltaic generator, batteries and ultra-capacitors. Three converters are used to interface the elements of the load (pump) to a common DC-link capacitor. The presented control strategy manages the power flow between the converters and the pump through the DC-link in order to maintain the flow pumped constant whatever weather conditions. Batteries are used as an energy source, to permit the pump set to operate at a constant and stable power. Ultra-capacitors are used as a fast power regulator to: limit the battery's current, regulate the DC-link voltage when the operation mode its choice, despite primary source and load fluctuations. Several operating modes are presented to manage locally the power flows between the various sources and the pump, taking into account the state of charge of batteries (SOC_{Bat}), the energy level of ultra-capacitors (SOC_{SC}), the available PV power and the water level in the tank.

Keywords: centrifugal pump; BLDC motor; PV system; Batteries; Ultra-capacitor; Energy management.