

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN ABITIBI
TÉMISCAMINGUE

**MODELISATION ET SIMULATION D'UN SYSTÈME
DE STOCKAGE INTÉGRÉ DANS UN MICRO-RÉSEAU
AUTONOME SOLAIRE-ÉOLIEN**

MÉMOIRE

PRÉSENTÉ

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN INGÉNIERIE

PAR

MARTIN TAÏKI VAÏTCHEMÉ

Juin 2019



BIBLIOTHÈQUE

Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue
Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue

Mise en garde

La bibliothèque du Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue et de l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue a obtenu l'autorisation de l'auteur de ce document afin de diffuser, dans un but non lucratif, une copie de son œuvre dans Depositum, site d'archives numériques, gratuit et accessible à tous.

L'auteur conserve néanmoins ses droits de propriété intellectuelle, dont son droit d'auteur, sur cette œuvre. Il est donc interdit de reproduire ou de publier en totalité ou en partie ce document sans l'autorisation de l'auteur.

Warning

The library of the Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue and the Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue obtained the permission of the author to use a copy of this document for non-profit purposes in order to put it in the open archives Depositum, which is free and accessible to all.

The author retains ownership of the copyright on this document. Neither the whole document, nor substantial extracts from it, may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

Résumé

La dynamique d'un système hybride solaire photovoltaïque (PV)-éolien est fortement influencée par l'ensoleillement, le vent et le profil de charge considéré. La nature variable des sources d'énergie renouvelable, associée à des changements imprévisibles de la charge, nécessite la mise en œuvre simultanée de systèmes de stockages à haute puissance et à forte densité énergétique. Ce travail porte sur la modélisation, la simulation dynamique et l'intégration d'un système de stockage (SS) par batterie ion-lithium dans un microréseau autonome solaire-éolien connecté à une charge variable. Dans un contexte socio-économique primordial, marqué par des interrogations sur les problèmes environnementaux grandissantes, les motivations sont orientées vers l'utilisations des énergies dites « vertes », l'efficacité énergétique et l'économie d'énergie. Une investigation sur la faisabilité, l'intégration et le choix du système de stockage a été élaborée premièrement. Ensuite un dimensionnement des différents sous-systèmes a été fait afin de concevoir une configuration optimale. Toutes les simulations ont été effectuées par le logiciel Matlab/Simulink et Simpowersystems nous permettant de prédire les comportements dynamiques de chaque sous-systèmes hybride. La modélisation et la simulation des caractéristiques de base du générateur PV, de l'éolien et des convertisseurs (DC-DC, AC-DC, DC-DC bidirectionnel et DC-AC) a été effectuée. La modélisation et la simulation du SS par batterie ion-lithium dans un scénario PV-batterie-charge continue pour une charge isolée en période hivernale a aussi été effectuée. Finalement la simulation du système hybride complet monté sur une charge AC variable a aussi été faite. Les résultats de simulations valides les performances dynamiques du SS par batterie ion-lithium à alimenter la charge en absence de production ou à réagir instantanément pour satisfaire la demande grâce aussi aux différentes commandes utilisées. Les résultats ont été validé par comparaison a ceux rencontrés dans la littérature scientifique.

Mots clés : *batterie ion-lithium, photovoltaïque, éolienne, système autonome, performance dynamique.*

Abstract

The dynamics of a photovoltaic (PV)-wind hybrid solar system is strongly influenced by the sunshine, wind and load profile considered. The variable nature of renewable energy sources, combined with unpredictable changes in load, requires the simultaneous implementation of high power and high energy density storage systems. This work involves the modelling, dynamic simulation and integration of a storage system (SS) by lithium-ion battery into a solar-wind autonomous microgrid connected to a variable charge. In a crucial socio-economic context, marked by questions about growing environmental problems, the motivations are oriented towards the use of so-called « green energies », energy efficiency and energy saving. An investigation into the feasibility, integration and choice of storage system was first developed. Then a sizing of the different subsystems was done in order to design an optimal configuration. All simulations were performed by Matlab/Simulink and Simpowersystems software allowing us to predict the dynamic behaviours of each hybrid subsystem. The basic characteristics of the PV generator, wind turbine and converters (DC-DC, AC-DC, bidirectional DC-DC and DC-AC) were modelled and simulated. The modelling and simulation of the SS by lithium-ion battery in a PV-battery-direct load scenario for an isolated winter charge was also performed. Finally, the simulation of the complete hybrid system connected to a variable AC load was also performed. The simulation results validate the dynamic performance of the SS by lithium-ion battery to supply the load in the lack of production or to react instantly to satisfy the demand also due to the different controls used. The results were validated by comparison with those found in the scientific literature.

Keywords: *lithium-ion battery, photovoltaic, wind, autonomous systems, dynamic performance.*

Remerciements

Je souhaiterais adresser mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont, de près ou de loin, contribué à la réalisation de ce travail grâce à leurs compétences aussi importantes que variées. **Dieu vous bénisse!**

Je tiens tout d'abord à remercier tout particulièrement mon directeur de mémoire le Professeur **Fouad Slaoui Hasnaoui** pour son suivi, son encadrement, son professionnalisme, sa compréhension et pour tous les conseils qu'il m'a apporté. Il a toujours été disponible quand j'avais besoin de lui et a tout fait pour sortir le meilleur en moi.

Je suis également reconnaissant envers tout le **personnel administratif et enseignant** de l'**UQAT**, en particulier Madame **Manon Champagne** Vice-rectrice à l'enseignement, à la recherche et à la création, qui ont facilité mon cheminement universitaire durant les périodes difficiles.

Je tiens également à remercier particulièrement **Albert Ayang, Duclair Tiomo** et **Ndikwa Tchopkreo** pour leur disponibilité, leur suggestion, leur conseil, leur apport en tout genre dans la réalisation de ce projet.

Je ne terminerais pas sans dire « un merci particulier » à toute ma famille, mes ami(e)s pour tout leur encouragement, leur soutien financier, moral et spirituel qu'ils m'ont apporté dans les moments déterminants de ma vie, merci du fond du cœur.

A tous et toutes, trouvez en ces quelques mots ma profonde gratitude pour ce travail, fruit de la détermination de la persévérance et des efforts consentis. **Ensemble nous l'avons fait, merci encore.**

Table des matières

RÉSUMÉ	I
ABSTRACT	II
REMERCIEMENTS	III
TABLE DES MATIÈRES	IV
LISTE DES FIGURES	VIII
LISTE DES TABLEAUX	XI
LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES	XII
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
CHAPITRE 1 : CONTEXTE ET ÉTAT DE L'ART SUR LE SYSTÈME HYBRIDE A STOCKAGE ÉTUDIÉ	3
1.1. INTRODUCTION.....	3
1.2. PROBLÉMATIQUE	5
1.3. OBJECTIFS GÉNÉRAUX ET SPÉCIFIQUES	6
1.4. MOTIVATIONS SOCIO-ÉCONOMIQUES ET SCIENTIFIQUES.....	7
1.4.1. Motivations socio-économiques	7
1.4.2. Motivations scientifiques	9
1.5. ÉTAT DE L'ART ET HYPOTHÈSE DE RECHERCHE.....	12
1.5.1. Faisabilité du système hybride solaire-éolien-stockage	13
1.5.2. Intégration du système de stockage dans un système hybride de production d'énergie renouvelable	15
1.6. MÉTHODOLOGIE.....	19
1.6.1. Cadre scientifique	19
1.6.2. Démarche suivie	19
1.6.3. Résultats attendus.....	20
1.6.4. Retombées.....	21
1.7. CONCLUSION.....	21

CHAPITRE 2 : ÉTUDE, MODÉLISATION, SIMULATION ET DIMENSIONNEMENT DES COMPOSANTS, CARACTÉRISTIQUES DE BASE DU SYSTÈME HYBRIDE SANS STOCKAGE	22
2.1. INTRODUCTION.....	22
2.2. LE SYSTÈME SOLAIRE	23
2.2.1. Généralité sur l'énergie solaire photovoltaïque.....	23
2.2.2. Utilisation d'un générateur photovoltaïque (PV)	24
2.2.3. Modélisation des caractéristiques du module/champ PV.....	25
2.2.4. Simulations et résultats	27
2.2.5. Dimensionnement d'un système PV	32
2.3. ÉTUDE, MODÉLISATION ET SIMULATION DU HACHEUR ÉLEVATEUR DE TENSION (BOOST)	33
2.3.1. Généralité.....	33
2.3.2. Principe de fonctionnement.....	34
2.3.3. Modèle mathématique du hacheur boost (ou survolteur)	35
2.4. ÉTUDE, MODÉLISATION, SIMULATION ET DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME ÉOLIEN	38
2.4.1. Généralités	38
2.4.2. Modélisation et simulation des caractéristiques d'une éolienne	40
2.4.3. Résultats de simulation de quelques caractéristiques de l'éolienne	43
2.4.4. Dimensionnement et choix d'un système éolien	46
2.5. ÉTUDE, MODÉLISATION ET SIMULATION D'UN CONVERTISSEUR AC-DC	46
2.5.1. Généralités	46
2.5.2. Mode d'opération redressement/régénération.....	47
2.5.3. Modélisation.....	48
2.6. MODÉLISATION DU BUS CONTINUE	50
2.7. HYBRIDATION SOLAIRE-ÉOLIEN.....	52
2.8. CONCLUSION.....	53
CHAPITRE 3 : INVESTIGATION, DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DU SYSTÈME DE STOCKAGE ...	54
3.1. INTRODUCTION.....	54
3.2. AVANTAGES TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES DU STOCKAGE D'ÉNERGIE.....	54
3.3. STOCKAGE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES	55
3.4. INVESTIGATION SUR LES DIFFÉRENTS SYSTÈMES DE STOCKAGE.....	56

3.4.1. Historique	56
3.4.2. Système de stockage d'électricité	59
3.5. CHOIX DU SYSTÈME DE STOCKAGE.....	71
3.6. CAPACITÉ DE STOCKAGE INSTALLÉ DANS LE MONDE	80
3.7. CONCLUSION.....	81
CHAPITRE 4 : ÉTUDE, MODÉLISATION ET SIMULATION DU SYSTÈME DE STOCKAGE PAR BATTERIE ION-LITHIUM	83
4.1. INTRODUCTION.....	83
4.2. ÉTUDE DU SYSTÈME DE STOCKAGE PAR BATTERIE ION-LITHIUM	84
4.2.1. Généralité.....	84
4.2.2. Mécanisme de vieillissement des batteries ion-lithium.....	85
4.2.3. Principe de fonctionnement de la batterie ion-lithium.....	86
4.2.4. Avantages et inconvénients des batteries au lithium-ion	87
4.2.5. Principales technologies Lithium-ion et leur domaine d'applications.....	90
4.2.6. Gestion de l'énergie	92
4.3. MODÉLISATION DE LA BATTERIE ION-LITHIUM	93
4.4. DIMENSIONNEMENT D'UNE BATTERIE.....	102
4.5. ÉTUDE MODÉLISATION ET SIMULATION DU CONVERTISSEUR BIDIRECTIONNEL DC-DC.....	105
4.5.1. Principes	106
4.5.2. Mise en équation du convertisseur Buck-Boost.....	106
4.6. ÉTUDE MODÉLISATION ET SIMULATION DU CONVERTISSEUR DC-AC	109
4.6.1. Généralités	109
4.6.2. Modélisation]	110
4.7. SCÉNARIO : SIMULATION D'UN SYSTÈME HYBRIDE PV-BATTERIE ION-LITHIUM-CHARGE CONTINUE.....	111
4.7.1. Structure du microréseau.....	111
4.7.2. Résultat de simulation et analyse des performances.....	113
4.8. CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....	117
CHAPITRE 5 : SIMULATION DU SYSTÈME HYBRIDE INTÉGRANT LE STOCKAGE PAR BATTERIE ION-LITHIUM.....	119
5.1. INTRODUCTION.....	119
5.2. SIMULATION DES CONVERTISSEURS STATIQUES DE PUISSANCE	120

5.2.1. Simulation du Hacheur Boost (DC/DC).....	120
5.2.2. Simulation du convertisseur AC-DC.....	121
5.2.3. Simulation du convertisseur DC-AC.....	122
5.2.4. Simulation du convertisseur DC-DC buck_boost.....	123
5.3. DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME HYBRIDE.....	124
5.4. SIMULATION DU SYSTÈME HYBRIDE À STOCKAGE JUMELÉ.....	125
5.4.1. Contrôleur de charge.....	126
5.4.2. Interprétation des résultats et analyse des performances	127
5.5. CONCLUSION.....	132
CONCLUSION GÉNÉRALE	133
BIBLIOGRAPHIE	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
ANNEXE 1 : DATASHEET DE LA BATTERIE LITHIUM-ION POUR SYSTÈME PV-ÉOLIEN-BATTERIE ...	145
ANNEXE 2 : IMPLÉMENTATION DU CONTRÔLEUR DE CHARGE ET DE LA BATTERIE DANS MATLAB/SIMULINK	146
ANNEXE 3 : IMPLÉMENTATION DU SYSTÈME HYBRIDE DANS LE SCÉNARIO PV-BATTERIE- CHARGE CONTINUE DANS MATLAB/SIMULINK.....	147

Liste des figures

Figure 1-1 : Pourcentage des populations ayant accès à l'électricité en 2012 - Source Banque mondiale $^{\circ}C$	8
Figure 1-2 : potentiel des énergies renouvelables dans le monde	9
Figure 1-3 : synoptique du système autonome proposé	12
Figure 1-4 : démarche méthodologique suivie	20
Figure 2-1 : passage de la cellule solaire au système photovoltaïque	24
Figure 2-2 : installation photovoltaïque couplée au réseau.....	25
Figure 2-3 : installation photovoltaïque autonome	25
Figure 2-4 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	25
Figure 2-5 : modèle électrique d'un module photovoltaïque	27
Figure 2-6 : Modèle électrique d'un champ photovoltaïque	27
Figure 2-7 : Les caractéristiques électriques du Module Stark à $25^{\circ}C$	28
Figure 2-8 : variation de (I et P) en fonction de la température	28
Figure 2-9 : variation de (I et P) en fonction de l'irradiation.....	28
Figure 2-10 : Effet de variation de R_s, R_p et n sur le maximum de puissance.....	29
Figure 2-11 : Organigramme de l'algorithme Perturb & observe	31
Figure 2-12 : Principe de fonctionnement de l'algorithme P&O.....	31
Figure 2-13 : contrôle du système PV par l'association MPPT-PID	32
Figure 2-14 : Schéma d'un hacheur élévateur alimenté par une source de courant.....	34
Figure 2-15 : Délimitation des zones de fonctionnement sur la caractéristique puissance-vitesse du vent.	39
Figure 2-16 : Constitution d'une chaîne de production éolienne a axe vertical	40
Figure 2-17 : Tube de courant autour d'une éolienne	41
Figure 2-18 : illustration de la limite de Betz	42
Figure 2-19: Simulation de la vitesse du vent en fonction du temps	44
Figure 2-20: probabilité de Weibull	45
Figure 2-21: Puissances Pv et Pmr en fonction de la vitesse du vent	45
Figure 2-22 : illustration d'un redresseur a MLI triphasé de tension	47
Figure 2-23 : bus continu situé entre deux convertisseurs statiques.....	50
Figure 2-24 : boucle de régulation de la tension du bus continu	51

Figure 3-1 : a) la pile de Volta, b) la Pile de Leclanché, c) La première batterie d'accumulateurs de Gaston Planté	58
Figure 3-2 : Chronologie de l'évolution des différents systèmes de batteries.....	59
Figure 3-3 : Classification des différents dispositifs de stockage.	60
Figure 3-4 : Structure d'un condensateur	62
Figure 3-5 : Structure d'un super-condensateur	63
Figure 3-6 : a) stockage d'énergie sous-forme magnétique dans un enroulement supraconducteur court-circuité (fermé sur lui-même) b) principaux éléments d'un dispositif de stockage d'énergie sous forme magnétique par bobine supraconductrice	64
Figure 3-7 : Schéma de principe d'une STEP	66
Figure 3-8 : Schéma de principe d'une installation de stockage à air comprimé.....	67
Figure 3-9 : principe du stockage par volant d'inertie.....	68
Figure 3-10 : Principe d'un accumulateur électrochimique	69
Figure 3-11 : Illustration d'une pile à combustible.....	70
Figure 3-12 : stockage thermique par chaleur sensible.	71
Figure 3-13 : différents systèmes de stockage les plus répandus dans les (ER).....	72
Figure 3-14 : critère de choix par densité de puissance	75
Figure 3-15 : choix par densité d'énergie.....	75
Figure 3-16 : comparaison par coût d'investissement	76
Figure 3-17 : coût d'investissement des stockages par Lithium-ion et par pompage-turbinage	77
Figure 3-18 : critère de choix par rendement	77
Figure 3-19 : comparaison par cycle de vie	77
Figure 3-20 : comparaison par taille d'application.....	78
Figure 3-21 : maturité des différents systèmes de stockages	79
Figure 3-22 : impact environnemental des différents systèmes de stockages	79
Figure 3-23 : Capacité énergétique mondiale de stockage d'énergie par technologique en 2017....	80
Figure 3-24 : la capacité mondiale de stockage d'énergie en MW de plusieurs technologies de stockage jusqu'en 2017.	81
Figure 4-1 : Fonctionnement d'une batterie lithium-ion	87
Figure 4-2 : Schéma d'un système BMS au cœur d'une production énergétique solaire-éolien-stockage.....	93

Figure 4-3 : courbe de décharge typique : (à gauche) d'une batterie quelconque par simulation (à droite) celui de Sheferd	95
Figure 4-4 : Schéma du modèle Rint.	99
Figure 4-5 : Schéma du modèle RC.	100
Figure 4-6 : Schéma du modèle de Thevenin.	101
Figure 4-7 : Schéma du modèle PNGV.	101
Figure 4-8 : différents montages possibles des batteries	105
Figure 4-9 : Schéma de principe du convertisseur Buck-Boost	106
Figure 4-10 : formes d'ondes : courant et tension dans un convertisseur Buck-Boost	108
Figure 4-11 : Schéma de principe du convertisseur non-inverseur Buck/Boost	109
Figure 4-12 : Circuit de fonctionnement de l'onduleur triphasé.....	110
Figure 4-13 : synoptique du micro réseau étudié	112
Figure 4-14 : Schéma fonctionnel du contrôleur de charge de la batterie	113
Figure 4-15 : profil de l'irradiation et de la température entre minuit et 20h : 00.....	114
Figure 4-16 : tension et courant de la batterie avant le zoom	115
Figure 4-17 : Zoom sur les courants du système hybride pendant le fonctionnement	115
Figure 4-18 : zoom sur les tensions du bus CC, de la batterie et du champ PV	116
Figure 4-19 : zoom sur le profil des puissances des différents composants du système hybride....	117
Figure 5-1 : Modèle du Hacheur survolteur sous Simulink	120
Figure 5-2 : allure de la tension à la sortie du hacheur boost pour un module Stark	121
Figure 5-3 : Modèle du redresseur MLI sous Simulink	121
Figure 5-4 : allure de la tension AC et DC en entrée et en sortie (respectivement) du redresseur triphase.....	122
Figure 5-5 : Modèle de l'onduleur MLI sous Matlab/Simulink	123
Figure 5-6 : allure des tensions simples à la sortie de l'onduleur MLI	123
Figure 5-7 : Modèle du convertisseur DC-DC Buck-Boost sous Simulink	124
Figure 5-8 : tension en sortie d'un convertisseur Buck-Boost	124
Figure 5-9 : simulation du système hybride a stockage monté sur une charge AC.	127
Figure 5-10 : Puissance PV suivant la consigne MPPT.....	128
Figure 5-11 : Puissance du vent et puissance récupérable	128
Figure 5-12 : tension du bus continu.....	129
Figure 5-13 : tension et état de charge de la batterie.....	130

Figure 5-14 : zoom sur la tension et le courant de la batterie	130
Figure 5-15 : Courant de la charge (bleu) vs Courant de la batterie (rose).....	130
Figure 5-16 : Courbe des puissances : de la charge (rouge), vent (bleu), solaire (orange), récupérable (vert) et de la batterie (rose).....	131

Liste des tableaux

Tableau 1-1 : avantages et inconvénients d'une source d'énergie solaire et éolienne	10
Tableau 2-1 : Paramètres de simulation extraits du module Stark-SM-250-60P	29
Tableau 2-2 : Caractéristiques du module Stark-SM-250-60P	30
Tableau 2-3 : Fiche technique d'une éolienne de 2MW	43
Tableau 3-1 : Tableau comparatif des différentes (principales) technologies de stockage d'énergie électrique.....	61
Tableau 3-2 : Comparaison de quelques technologies électrochimiques.....	74
Tableau 4-1 : principales technologies Lithium-Ion et leurs utilisations.....	91
Tableau 4-2 : légende du tableau des comparaisons des technologies aux lithium-ion.....	92
Tableau 4-3 : exemple des tensions recommandées pour une installation PV pour différentes puissances crêtes	104

Liste des abréviations, sigles et acronymes

Abréviation et acronymes	Signification	Unité de mesure
SS	Système de stockage	---
PV	Photovoltaïque	---
I_{ph}	Courant photon	A
R_{sh}	Résistance shunt	Ω
Np	Nombre Module en parallèle	---
Ns	Nombre Module en série	---
I_{sc}	Courant de court-circuit	A
R_s	Résistance série	Ω
K	Constante de Boltzmann	JK^{-1}
q	Charge électrique de l'électron	Kg
V_{oc}	Tension en circuit ouvert	V
n	Facteur d'idéalité	---
V_{mp}	Tension maximale du PV	V
I_{mp}	Courant maximum du PV	A
MPPT	maximum power point tracking	---
Pc	Puissance crête	W_c
E	Energie incidente	$W.m^{-2}$
V_{in}	Tension d'entrée	V
V_o ou V_{out}	Tension de sortie	V
G	Interrupteur G	---
g	Commande de l'interrupteur G	---
D ou α	Rapport cyclique	---

MCC	Mode de conduction continu	---
MCD	Mode de conduction discontinu	---
MLI(PWM)	Modélisation à largeur d'impulsion	---
ρ	Masse volumique de l'air	Kg / m^3
λ	Vitesse relative de l'éolien	m/s
Ω_1	Vitesse linéaire au bout des pâles	Tours/minute
V_v	Vitesse du vent	m/s
SSE	Système de stockage d'énergie	---
PPPM	Poursuite du point de puissance maximum	---
EnR		---
SER (ERG)	Énergie renouvelable généralisée	---
SSEB	Système de stockage d'énergie par batterie	---
Di	Diode	---
V_{PV}	Tension du PV	V
η	Rendement	---
P_{mt}	Puissance mécanique théorique	W
P_m	Puissance mécanique	W
S	Surface	m^2
$M(\alpha)$	Rapport de conversion en MCC	---
m	Masse d'air en mouvement	Kg
ρ	Densité de l'air	Kg / m^3
(C_v, K_v)	Paramètres déterminés par analyse de l'histogramme des classes de vent.	---
P_{mr}	Puissance mécanique récupérable	W

S_i	États de l'interrupteur K_i du redresseur MLI	---
K_i	K_i interrupteur du redresseur MLI	---
v_{dc}	Tension du bus continu	V
i_{dc}	Courant du bus continu	A
$T(s)$	Fonction de transfert	---
k_p	Gain proportionnel	---
s	Variable de Laplace	---
k_i	Gain intégral	---
ω_n et ξ	Sont respectivement la pulsation et l'amortissement du système en boucle fermée.	$rad.s^{-1}$
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage hydro-électrique	---
CAES (compressed air energy storage)	Stockage d'énergie par air comprimé	---
SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)	Stockage d'énergie magnétique supraconducteur	---
E	Potentiel cellulaire de la batterie	V
C ou Q_{cell}	Capacité de la batterie	Ah
P_{bat}	Puissance de la batterie	W
$P_{éol}$	Puissance de l'éolienne	W
P_{ch}	Puissance de la charge	W
P_{pv}	Puissance du système PV	W

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les systèmes de production d'énergie décentralisés basés sur les énergies renouvelables, tels que les panneaux photovoltaïques et les éoliennes, sont utilisés pour réduire la consommation de carburant et les émissions de gaz à effet de serre [1]. En raison du comportement intermittent de la vitesse du vent et de l'irradiation solaire dans la nature généralement imprévisible, la production d'énergie à partir du PV et de l'éolienne introduit plus d'incertitude dans l'exploitation d'un microréseau autonome. Le principal défi lié à l'utilisation de l'énergie éolienne et solaire comme source d'énergie réside dans le fait que l'énergie éolienne comme le solaire peut ne pas être disponible en cas de besoin d'électricité [2]. L'intégration du système de stockage d'énergie (SSE) afin de réduire l'incertitude liée à la production solaire-éolienne améliorera la fiabilité et la sécurité de la production. Le SS peut jouer un rôle déterminant dans la génération de l'énergie et ainsi lisser les variations de l'énergie produite sur un horizon temporel souhaité. Le SS peut également être utilisé pour atténuer les variations de la puissance de la charge.

La modélisation du système hybride est importante pour prévoir, analyser, discuter et prédire si possible le comportement du système afin de conclure sur le modèle idéal.

Les systèmes solaire et/ou éolien sont largement utilisés dans les applications autonomes, cependant, le comportement intermittent de l'irradiation et du vent affecte sérieusement la stabilité de la production [3-6]. En effet, l'énergie photovoltaïque n'est pas disponible la nuit, par temps nuageux et par temps neigeux, lorsque de l'électricité est nécessaire, tout comme l'énergie éolienne, inexistante à l'absence du vent. L'extraction de la puissance maximale des sources de natures fluctuantes est un problème majeur. L'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPPM) ou en anglais « maximum power point tracking (MPPT) » est largement utilisé dans la littérature afin de remédier à ce problème [7]. La plupart des études effectuées sur

le stockage par batterie ion-lithium concernent les applications mobiles et les véhicules électriques [8-10]. Nous proposons ici un SS par batterie ion-lithium couplé à une production solaire éolienne autonome monté sur une charge variable allant jusqu'à 14KW. L'intégration d'un système de stockage est nécessaire afin de récupérer la production excédentaire ou d'alimenter un pic de demande occasionnelle dans ce cas précis.

Le présent travail se situe donc dans un souci d'exploitation du potentiel en énergie renouvelable d'un système hybride Solaire-Éolien avec récupération d'énergie. Nous avons pour tâche la modélisation et la simulation d'un système de stockage associé au dit système hybride pour l'exploitation efficace et simultanée de ces deux formes d'énergie.

Pour atteindre un tel objectif, nous avons élaboré un plan d'étude scindé par des sections ou chapitres :

- Premièrement, une étude sur l'état de l'art et une investigation sur la faisabilité du système hybride à stockage et l'intégration du SS dans un microréseau autonome seront élaborées;
- Ensuite, une étude détaillée sur les caractéristiques de base du système hybride sans stockage et la simulation (avec Matlab/Simulink) des caractéristiques électriques de base de la production solaire et éolienne sera aussi étalée;
- Une investigation sur le choix du SS et un choix du dit SS sera retenue;
- Une étude, une modélisation et une simulation du SS choisi dans un scénario solaire-batterie-charge DC montrant l'apport dynamique du SS dans un tel système seront présentées;
- Finalement, des simulations du système global et les différents convertisseurs d'électronique de puissance dans le système utilisant Matlab/Smulink seront présentés afin de valider les bonnes performances du système hybride et ceux du SS par batterie ion-lithium à réagir face à une demande variable.

CHAPITRE 1 : CONTEXTE ET ÉTAT DE L'ART SUR LE SYSTÈME HYBRIDE A STOCKAGE ÉTUDIÉ

1.1. Introduction

Au 21^e siècle, le manque d'énergie électrique se ressent encore dans beaucoup de villages et villes des pays sous-développés, en voie de développement et même des pays développés. Pourtant, l'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer, il aura fallu la produire, la transformer, puis la transporter vers les consommateurs. Dans les pays industrialisés, ce système est maintenant très centralisé, même si l'évolution des réglementations tend à amorcer une décentralisation de la production. Les défis énergétiques auxquels le monde est confronté exigent qu'une plus grande attention soit accordée aux énergies renouvelables (EnR), vu les difficultés pour assurer une extension du réseau électrique aux sites isolés, et les inconvénients environnementaux et économiques de l'utilisation des sources d'énergie fossiles. Les solutions technologiques proposées sont basées sur l'énergie photovoltaïque et éolienne, des générateurs capables de produire de l'électricité pour répondre à la demande énergétique. Mais une des contraintes qui limitent l'utilisation de ces technologies dans des sites isolés est la variabilité et la disponibilité des ressources énergétiques. En effet, un système photovoltaïque et un système éolien ne produisent pas d'électricité s'il n'y a pas de soleil ou de vent. Pour assurer l'autonomie et la sécurité de l'approvisionnement énergétique, il est primordial de penser à inclure un système de récupération d'énergie afin d'optimiser la combinaison de ces deux sources et ainsi, fournir une alimentation continue et stable.

Au cours des dernières décennies, les préoccupations et interrogations énergétiques sont devenues des véritables enjeux à l'échelle mondiale. On estime que près de 80% de la production totale d'énergie primaire dans le monde provient principalement des sources d'énergie fossiles tels le pétrole, le gaz, le charbon, le nucléaire, etc. [11] .

Ces sources fossiles sont sujettes à l'épuisement, sans compter les risques élevés de développement de problèmes environnementaux sévères comme le réchauffement climatique, les catastrophes nucléaires, etc. Un recours systématique aux carburants fossiles permet des coûts de production faibles, mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant. Ainsi, la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de presque 40 % des émissions mondiales de CO_2 [12].

Étant beaucoup plus accessibles et très adaptées à la production décentralisée, et ce, malgré leurs fluctuations naturelles et aléatoires, les EnR produisent de l'électricité plus propre et respectueuse de l'environnement que les énergies fossiles. Aujourd'hui, après l'hydraulique, l'éolien et le solaire deviennent de plus en plus compétitifs en termes de coûts de production [13]. Le solaire et l'éolien sont parmi les ressources naturelles renouvelables les plus abondantes. En utilisant environ 2,5 % du potentiel des ressources renouvelables disponibles, il serait possible de compter sur les énergies renouvelables pour la plupart des besoins énergétiques de l'humanité d'ici 2050 [14]. L'efficacité énergétique et l'économie d'énergie doivent aussi faire partie intégrante des solutions à prévoir.

On remarque de plus en plus le jumelage de centrales photovoltaïques à des centrales éoliennes pour former un microréseau d'énergie autonome pouvant alimenter les zones isolées ou éloignées. Par ailleurs, les centrales de production d'énergie à sources renouvelables font souvent face à des difficultés d'acceptation en raison de coûts d'investissement élevés. Leur disponibilité instable et imprévisible due aux variations saisonnières et climatiques ne facilite pas leur intégration à grande échelle [15-18]. Il est essentiel de contourner ces obstacles, un système de récupération d'énergie serait donc nécessaire pour garantir la disponibilité en énergie électrique.

1.2. Problématique

La mise en place des systèmes électriques hybrides de production d'énergie renouvelable associés aux systèmes de stockage peut faire face à certaines problématiques. Par exemple, si l'on veut satisfaire une certaine demande énergétique en tout temps, le système de stockage doit garantir une certaine autonomie afin de répondre aux besoins de la charge pendant les périodes moins ensoleillées ou moins ventilées. Pour continuer à assurer l'équilibre de l'offre et de la demande en électricité à tout moment, il est donc indispensable de considérer plusieurs aspects liés à la production et au comportement du système de stockage.

Le stockage de l'électricité vise tout d'abord à répondre à quatre problématiques principales :

- ✓ La récupération de la production d'énergie excédentaire par rapport à une demande à un instant donné ;
- ✓ La fourniture d'énergie pour compenser l'insuffisance due au caractère intermittent de l'offre ;
- ✓ La fourniture d'énergie pour alimenter un pic de demande occasionnelle ;
- ✓ La fourniture d'énergie en cas de défaillance du système électrique ou de mauvaise qualité du réseau local.

Néanmoins, le choix d'une technologie de stockage (électrochimique, par exemple) dépend d'un certain nombre de critères à considérer [19] :

- ✓ La puissance disponible;
- ✓ Le nombre de cycles et profondeur de décharge;
- ✓ La sécurité du système;
- ✓ La densité de stockage;
- ✓ La maturité de la technologie
- ✓ Le coût (investissement, fonctionnement et maintenance), etc.

Il est donc nécessaire de bien comprendre les phénomènes liés à l'utilisation, au fonctionnement et à la gestion d'un système de stockage pour optimiser l'état de santé et la durée de vie des accumulateurs. Ceci passe tout d'abord par une estimation des besoins de la charge et un dimensionnement des différents sous-ensembles du système hybride solaire-éolien-stockage. Des simulations préalables notifiant quelques scénarios seront développées ultérieurement afin de prédire le comportement du système de stockage (SS) face à l'intermittence de la production ou aux demandes brusques de la charge. Notre projet de maîtrise s'articule donc autour du thème suivant : « Modélisation et Simulation d'un Système de Stockage intégré dans un Système hybride de Production d'Énergie renouvelable (Solaire-Éolien) » visant des objectifs bien précis.

1.3. Objectifs généraux et spécifiques

Le stockage d'énergie hybride provenant des sources renouvelables fait objet d'efforts soutenus de la recherche et du développement de la communauté scientifique. Ces efforts mobilisent aussi bien les institutions publiques et privées de recherche fondamentale que les fournisseurs d'équipement et les opérateurs de réseaux électriques [20, 21].

L'objectif général ici est la modélisation, la simulation et l'utilisation convenable de l'énergie issue des sources renouvelables intermittentes via un système de stockage intégré dans un système hybride Solaire-Éolien. Pour mener à bien cet objectif, nous nous sommes fixé les objectifs spécifiques suivants :

- ✓ Réaliser un inventaire des technologies de stockage et justifier notre choix ;
- ✓ Modéliser et simuler le système de stockage (choisi) intégré au système hybride par un scénario solaire-batterie-charge ;
- ✓ Simuler le système global.

1.4. Motivations socio-économiques et scientifiques

1.4.1. Motivations socio-économiques

Désigné comme une priorité pour les décennies à venir et faisant partie des sous-critères des objectifs du millénaire pour le développement, l'accès à l'énergie est l'un des principaux enjeux pour le développement socio-économique mondial. Les besoins humains fondamentaux tels que l'eau, l'alimentation, la santé, l'éducation seront limités si l'on ne dispose pas de l'énergie électrique. Cependant l'accès à l'énergie est loin d'être assuré dans les pays émergents et les pays les moins développés de la planète. Les grands centres de production d'énergie sont généralement situés loin des points de consommation. L'énergie produite est transportée sur de longues distances via des équipements (lignes de transport, supports des lignes, équipements de protection le long des lignes, etc.) qui sont généralement coûteux. Les stations de contrôle sont très souvent implantées le long de la ligne de transport pour assurer la continuité et la qualité de la puissance électrique transférée, de la tension et de la fréquence [22]. Dans la plupart des régions éloignées des grands réseaux électriques, les centrales de production d'électricité existantes sont souvent à base d'énergie fossile, coûteuse et polluante. Le prix d'extension du réseau électrique est graduellement proportionnel à l'éloignement et le prix du combustible augmente radicalement avec l'isolement. Pourtant, les effets multiplicateurs de l'accès à l'électricité sur le développement humain et économique sont indéniables : l'augmentation de la capacité électrique installée et le recours croissant à des ressources renouvelables pourraient transformer l'économie et le mode de vie de la plupart des pays. Selon les estimations de la Banque mondiale et de l'Organisation des Nations unies (ONU), sur les 7 milliards d'habitants de la planète, 1,3 milliard n'a toujours pas accès à l'électricité. Près de la moitié, 600 millions, vit en Afrique subsaharienne (soit les deux tiers de la population de ce continent), environ 300 millions vivent en Inde, et autant dans d'autres pays d'Asie. La Chine a presque

complètement résolu ses problèmes d'électrification (8 millions seulement en sont dépourvus). En Amérique latine, le chiffre tourne autour de 30 millions.

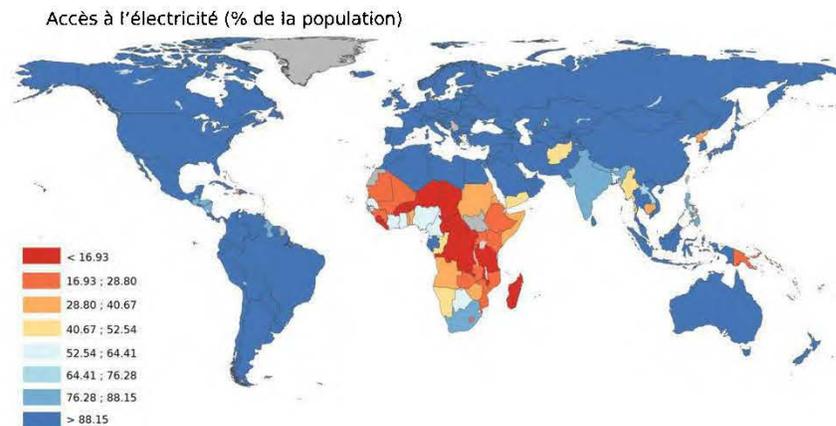


Figure 1-1 : Pourcentage des populations ayant accès à l'électricité en 2012 - Source Banque mondiale °C

Les énergies renouvelables constituent une réponse particulièrement adaptée aux besoins énergétiques considérables des pays émergents qui assurent aujourd'hui l'essentiel de la croissance mondiale. C'est là qu'intervient le besoin de stocker l'énergie électrique lorsque les sources de production sont de nature fluctuante et aléatoire. Stocker l'énergie, c'est préserver ou emmagasiner une quantité d'énergie pour une utilisation ultérieure. L'énergie peut être stockée sous la forme d'énergie mécanique (hydraulique et air comprimé), électrique (super-condensateurs et stockage électromagnétique), thermique, chimique (hydrogène) et électrochimique (batteries). Dans ce présent document, une attention particulière sera d'ailleurs portée aux stockages par batteries parce qu'il s'agit de la forme de stockage d'énergie la plus répandue.

La planète Terre regorge d'un important potentiel de ressources renouvelables sur lesquelles on peut compter, une quasi-infinité. À l'image de la figure ci-dessous, les énergies renouvelables représentent environ 9% de la production mondiale, avec une utilisation de seulement 2% pour le solaire [18]. Si l'on en croit le syndicat des

énergies renouvelables, à la fin de l'année 2015, les énergies renouvelables atteignaient plus de 19,3 % de la capacité énergétique mondiale. Elles ont fourni 24,5 % de l'électricité mondiale à la fin 2016 [23]. Le solaire représente le plus grand potentiel, suivi de l'éolienne, suscitant l'espoir d'une exploitation optimale permettant d'alimenter les zones éloignées et/ou difficiles d'accès.

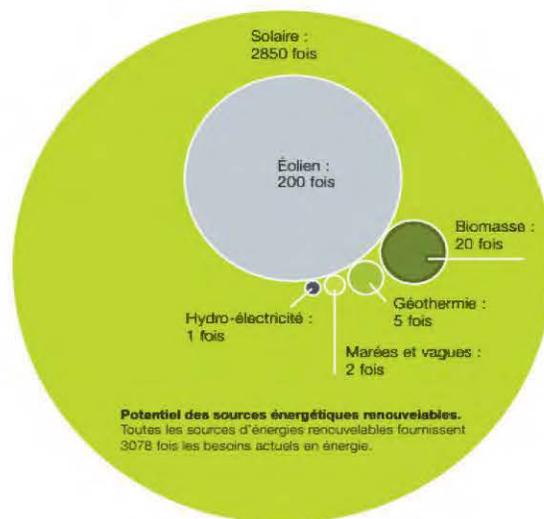


Figure 1-2 : potentiel des énergies renouvelables dans le monde [14]

1.4.2. Motivations scientifiques

La puissance à la sortie d'un système photovoltaïque et éolien est variable, car elle dépend de l'irradiation solaire, de la température et du vent respectivement. Ceux-ci sont souvent instables à cause des nuages et de l'absence ou le faible flux de vent [24-26]. Le système de stockage peut se positionner comme compensateur pour atténuer les fluctuations aléatoires de la puissance délivrée, et ainsi fournir une alimentation électrique fiable à la charge [27, 28]. Cependant, ces systèmes sont souvent limités par leur capacité de stockage quand les demandes sont plus élevées. La durée de vie des systèmes de stockage (batteries) est limitée et leur prix, relativement plus élevé ce qui les rend presque impossibles pour le stockage à grande échelle. Il faut noter que le coût du stockage représente la plus grande contrainte du coût global du système

pour les installations photovoltaïques et/ou éoliennes de grandes puissances autonomes [29-31]. Les déséquilibres énergétiques dus à des variations saisonnières peuvent être surmontés partiellement ou totalement par la cogénération de ces deux sources d'énergie. Le solaire, l'éolien et le système de stockage peuvent se compenser mutuellement. Les systèmes de stockage sont nécessaires dans la mesure où ils peuvent réduire les fluctuations rapides de puissance de la charge ou fournir de l'énergie en absence du soleil et du vent [31].

Tableau 1-1 : avantages et inconvénients d'une source d'énergie solaire et éolienne [25, 32, 33]

Technologies	Avantages	Inconvénients
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> - Les panneaux solaires nécessitent très peu d'entretien et réduisent considérablement la facture domestique d'électricité ; - Ils sont simples et rapides à installer ; - Le système est silencieux et sans danger pour la santé... 	<ul style="list-style-type: none"> - Les coûts de fabrication et d'installation des panneaux sont assez élevés ; - Il est impossible d'obtenir une autonomie énergétique complète par le biais de panneaux solaires seulement ; - Le rendement énergétique est plutôt faible...
Éolienne	<ul style="list-style-type: none"> - L'énergie éolienne ne nécessite aucun carburant, ne génère aucun gaz à effet de serre et ne produit pratiquement aucun déchet ; - Les frais de fonctionnement sont limités et les coûts de production sont prévisibles et se stabilisent à long terme ; - La ressource principale (le vent) est à 100% renouvelable et son exploitation ne comporte pratiquement aucun effet néfaste pour l'environnement... 	<ul style="list-style-type: none"> - Les vents peuvent parfois souffler à des intensités irrégulières ; -Impossibilité d'emmagasiner de la source (le vent) ; -La production dépend de l'intensité des vents et non de la demande en énergie ; -Des dispositifs externes de stabilisation sont en général nécessaires...

Le stockage de l'énergie est un maillon essentiel de la chaîne d'approvisionnement en énergie. Par exemple, il est un fait qu'aucun système n'est efficace thermodynamiquement à 100%. Les pertes d'énergie dans la plupart des systèmes se produisent sous forme de chaleur, qui est généralement perdue dans l'environnement. Cette chaleur perdue constitue une ressource essentielle qui, si elle est capturée et stockée, peut servir de ressource énergétique utile pour d'autres processus. Outre la chaleur résiduelle, le stockage de l'énergie jouera également un rôle important à mesure que le monde évoluera vers une économie à faibles émissions de carbone, dans laquelle davantage d'énergie devrait être extraite des ressources renouvelables. L'un des principaux défis auxquels sont confrontées la plupart des sources d'énergie renouvelable, en particulier les énergies solaire et éolienne, réside dans le fait qu'elles sont produites par intermittence, les rendant peu fiables pour un approvisionnement constant en énergie. Grâce au concept de stockage d'énergie, ces ressources renouvelables peuvent être transformées en sources d'énergie fiables et stables. Cela peut être réalisé en stockant l'excès d'énergie généré lorsque les ressources renouvelables sont disponibles et en réutilisant l'énergie stockée lorsque les ressources renouvelables sont absentes.

Vu le potentiel solaire et éolien abondant (figure 1-2), et à la lueur des avantages de l'utilisation du SS décrit dans [34], la mise en place d'une centrale « solaire-éolien » peut s'avérer très profitable du point de vue économique. Pour ce faire, une estimation préalable des besoins de la charge facilite le dimensionnement de la centrale de production et de la gestion efficace de l'énergie produite grâce à l'intégration du système de stockage adéquat.

Les motivations scientifiques liées à la production d'énergie du système hybride à stockage électrochimique (par exemple) étudié sont entre autres :

- ✓ La production d'une puissance stable due à l'instabilité du climat (pluies, nuages, ombrages, faible ventilation, etc.) grâce à l'intégration des dispositifs d'électronique de puissance;
- ✓ La fiabilité et la disponibilité de l'énergie grâce au système de stockage ;
- ✓ La réduction des polluants (grâce à l'utilisation des énergies renouvelables) ;
- ✓ La décentralisation de l'énergie en vue de desservir les zones éloignées et/ou isolées.
- ✓ Le dimensionnement du système proposé.

Le synoptique ci-dessous est celui du système proposé.

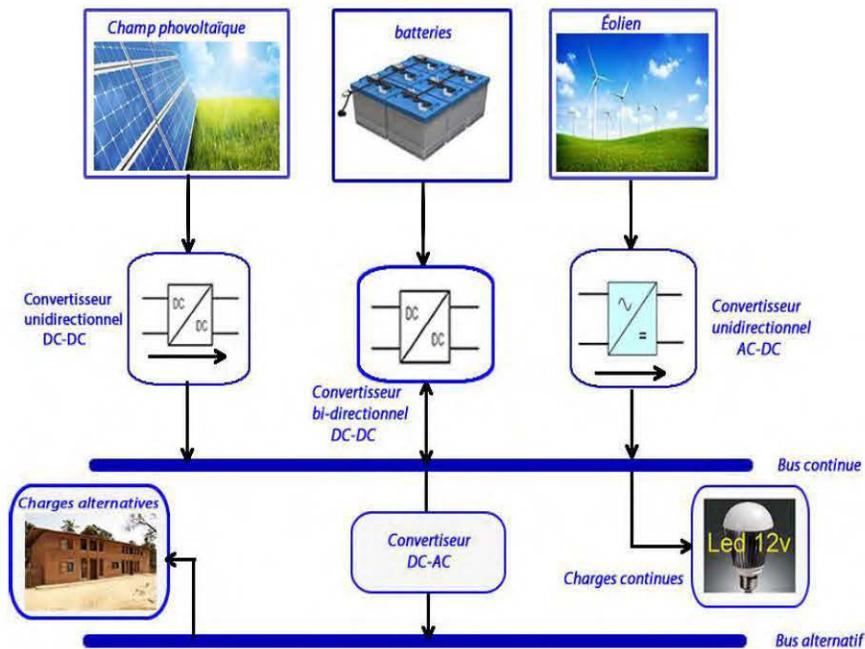


Figure 1-3 : synoptique du système autonome proposé

1.5. État de l'art et hypothèse de recherche

Cette partie est réservée à la revue de la littérature sur la modélisation et la simulation d'un système de stockage dédié aux applications hybrides de production d'énergies renouvelables. Nous évoquerons d'abord l'étude de la faisabilité du système hybride (solaire-éolien à stockage), puis l'intégration du système de stockage dans les

centrales de production à sources renouvelables, tout en faisant référence à des travaux effectués précédemment par d'autres auteurs.

1.5.1. Faisabilité du système hybride solaire-éolien-stockage

L'électrification des zones rurales est devenue un instrument efficace pour le développement durable de ces régions, tant dans les pays en développement que dans les pays développés. Au cours de ces dernières années, un intérêt croissant a été observé dans le déploiement à moyenne et à grande échelle de systèmes d'énergie hybrides, dans un but d'électrification des zones rurales de plusieurs pays du monde. La dérèglementation des systèmes de production d'énergie a occasionné des installations autonomes ou le couplage des énergies nouvelles aux réseaux interconnectés.

Baring-Gould [35] a exposé les fondements de l'architecture et de la conception des systèmes d'alimentation hybrides et les a présentés comme une approche optimale pour les options d'alimentation autonome pour les applications de zones éloignées.

Wichert et al. [36] ont étudié les caractéristiques technico-économiques des systèmes d'alimentation hybrides et ont décrit les orientations futures pour le développement des systèmes hybrides. Les systèmes d'alimentation hybrides se sont révélés plus favorables lorsque le coût du transport du carburant diesel a été intégré à l'analyse, selon les auteurs. Nombre de systèmes de cogénération d'énergie qui visent les zones isolées et éloignées et qui comprennent des systèmes photovoltaïques sont abordés dans la littérature. La plupart des travaux sont basés sur l'hybridation des systèmes Photovoltaïque-Diesel ou Photovoltaïque-éolien [37-40].

D.Koussa et M. Belhamel ont effectué l'étude technico-économique d'un système hybride photovoltaïque-éolien-diesel de production d'énergie sans interruption et sans système de stockage. Un accent particulier a été mis sur la décentralisation des centrales autonomes pour des régions isolées du sud de l'Algérie, ce qui constitue selon eux un outil de développement social et économique des zones rurales. Des

modélisations et simulations du système étudié ont été faites et un programme de simulation a été mis au point pour prédire le comportement du système global. L'analyse montre que la combinaison des sources renouvelables associée à un générateur diesel engendre un profit énergétique considérable [41].

Otmane Zebraoui & Mostafa Bouzi ont présenté une étude de conception et d'optimisation d'un système d'alimentation hybride pour l'électrification de sites isolés, qui combinait deux sources d'énergie renouvelable, soit le solaire et l'éolien. Ce système incluait des batteries de stockage, pour en assurer une autonomie totale. L'objectif était de dimensionner une configuration optimale solaire PV-Batteries qui répond au besoin d'une demande électrique quotidienne. L'approche utilisée permettrait d'étudier les conditions climatiques sur le site, de définir tous les éléments spécifiques du système ainsi que leurs caractéristiques techniques et économiques, par le logiciel de simulation Homer. Les résultats obtenus pour une étude de trois régions du Maroc montrent que la faisabilité de la mise en œuvre d'un système hybride dépend étroitement des ressources énergétiques du site d'implantation et du prix d'achat des composants du système. Ajoutant à cela l'utilisation de systèmes à source unique, l'énergie solaire ou éolienne avec des batteries serait optimale pour de petites charges électriques. D'autre part, le système solaire-photovoltaïque-batteries est plus adapté aux grands systèmes qui nécessitent une quantité importante d'énergie pour assurer plus d'autonomie au système [42].

Selon Mirco Rampazzo et al., l'utilisation des systèmes de stockage permet de s'adapter efficacement aux variations saisonnières de la charge et aux changements dans la production d'énergie renouvelable, ainsi que d'accroître l'efficacité des générateurs diesel, par exemple. D'un autre côté, réaliser un dimensionnement correct des composants du système et un fonctionnement efficace d'un système de stockage dans une centrale électrique établie peut être une tâche non triviale. Pour faciliter ce processus, la modélisation et la simulation préliminaires sont des étapes

fondamentales. Celles-ci permettent de travailler sur des « prototypes virtuels » de l'installation, permettant un dimensionnement efficace des composants ainsi que le développement et le test des stratégies d'exploitation du système. Ils ont développé un outil de simulation basé sous Matlab pour une installation du système de stockage sur l'île de Ventotene (Italie), en mer Méditerranée. La modélisation et la simulation d'un système de stockage d'énergie par batterie ion-lithium a été effectuée. Les résultats de simulations fournis montrent que l'outil de simulation développé est capable de décrire à la fois la dynamique à long terme et les phénomènes transitoires [43].

La démonstration de la faisabilité d'un système d'énergie autonome hybride éolien-solaire avec batterie de secours a été élaborée par [44] dans lequel le fonctionnement du système hybride proposé est testé avec différentes charges en courant continu. La batterie est connectée à un bus continu (DC) via un simple convertisseur DC-DC bidirectionnel pour maintenir la charge de la batterie et la tension de liaison DC. Le système hybride qu'ils ont proposé se compose d'un système solaire photovoltaïque (3,6 kW), d'une éolienne (20 kW) et d'un banc de batteries (12 V, 24 Ah). La batterie servira de source de secours. Le système hybride a été simulé avec différentes charges résidentielles. Le concept d'hybridation est démontré à l'aide de simulations effectuées dans le logiciel PSIM.

1.5.2. Intégration du système de stockage dans un système hybride de production d'énergie renouvelable

Le stockage de l'électricité devient une caractéristique croissante des systèmes actuels d'approvisionnement en énergie. Deux facteurs principaux sont en jeu : la sécurité de l'approvisionnement et l'incitation économique. En premier lieu, les systèmes de stockage d'électricité facilitent l'intégration de sources d'énergie renouvelable généralisée (SER) [31, 45]. Ceci est d'une importance significative, car de nombreux pays ont des objectifs juridiquement contraignants pour augmenter la part des sources renouvelables dans leur bouquet énergétique [46]. En raison de leur caractère

intermittent, l'intégration à grande échelle des sources d'énergie renouvelable dans les systèmes d'alimentation introduit des défis opérationnels, c'est-à-dire un équilibre entre la demande et l'offre d'électricité. Le stockage de l'électricité fournit donc une solution en aidant l'offre à répondre à la demande, en améliorant le fonctionnement du réseau national et en économisant toute énergie potentiellement gaspillée. En outre, il réduit le besoin de centrales de pointe, ce qui entraîne par conséquent une réduction des émissions [45].

L'intégration d'un système de stockage d'énergie par batterie (SSEB) à un système solaire photovoltaïque ou à un parc éolien peut rendre ces sources d'énergie renouvelables fluctuantes plus facilement accessibles. S. Teleke et al. se sont concentrés sur le développement d'une stratégie de contrôle pour une utilisation optimale du SSEB à cette fin. Le document considère un schéma de contrôle basé sur des règles, visant à résoudre le problème de contrôle optimal défini et à intégrer les contraintes de fonctionnement du SSEB. Parmi ces contraintes, on compte notamment les limites d'état de charge, les limites de courant de charge/décharge et la durée de vie. L'objectif du contrôle est de permettre au SSEB de fournir autant de lissage que possible afin que la ressource renouvelable puisse être distribuée sur une base horaire en fonction des conditions de vent et de soleil prévues [47].

L'utilisation du système de stockage est reconnue comme une solution pour pallier la variabilité des sources d'énergie renouvelables dans les systèmes électriques. Adam Daggett et al. ont étudié la faisabilité de l'intégration d'un système de stockage d'énergie par batterie dans un parc d'énergie renouvelable. Le parc d'énergie se compose de trois éoliennes d'une capacité totale de production de 6 MW et de 2 MW de panneaux solaires photovoltaïques. Une limite d'exportation d'énergie maximale de 5 MW au réseau est appliquée. La taille optimale du SSEB a été calculée pour maximiser le profit réalisé par le parc énergétique en participant au marché libre de l'électricité. La taille optimale de la capacité de stockage de la batterie et la puissance

nominale optimale de l'onduleur pour différentes hypothèses de coûts de batterie ont été examinées. L'étude a montré qu'il serait financièrement possible, d'intégrer le stockage par batterie uniquement par la fonction d'arbitrage et prévoit une petite réduction de coût dans les années à venir [31].

La référence [48] développe un problème d'optimisation convexe de l'objectif quadratique pour déterminer le programme optimal pour un SSEB connecté à une installation PV. Ceci est utilisé pour réduire les pertes des transformateurs de sous-stations et ainsi réaliser des économies sur l'énergie achetée au réseau. L'article considère une étude de cas composée d'un ensemble des batteries lithium-ion d'une capacité de 1,5 MWh et d'une puissance nominale de 500 kW. Un travail considérable a été effectué dans cet article pour la caractérisation détaillée des coûts du cycle de vie du SSEB. Une nouvelle approche pour une utilisation efficace du système de stockage d'énergie, qui vise à atténuer la nature intermittente de la production photovoltaïque, a été présentée dans cet article. Les données de charge historiques sont utilisées pour déterminer le cycle de charge/décharge optimal sur une année. Le modèle développé peut être utilisé dans deux modes, soit le transfert d'énergie et le lissage solaire.

R. S. S. Singh, M. Abbod, and W. Balachandran et al. [49] ont présenté un schéma de conception d'un système de contrôle/optimisation pour les sources d'énergie hybrides (solaires-éoliennes), sa transmission, son système de stockage, de décharge et sa connexion au réseau. La technique d'auto-intervention basée sur la tension est utilisée pour ce système hybride à stockage d'énergie par batteries. La technique de processus de commande de commutation hiérarchique est utilisée pour commuter, contrôler, gérer (superviser) et optimiser les sources d'énergie hybride solaire-éolienne et le processus de décharge de la batterie. Leur objectif était d'utiliser la technologie moderne de l'électronique de puissance pour intégrer l'ensemble du sous-système afin d'effectuer le contrôle et l'optimisation. Les résultats de la simulation du schéma de conception proposé à l'aide du microcontrôleur PIC montrent que le contrôle du

système hybride effectue de manière intelligente la commutation entre les sources de production renouvelable solaire et éolienne. En plus du contrôle intelligent de la commutation, le PIC, qui agit en tant que système expert, gère efficacement l'optimisation des sources d'énergie hybrides, des systèmes de stockage par batterie et de sa charge. Un algorithme préalable de processus de commande de commutation hiérarchique a été développé.

Dans [50] Haitao Hu et al., les auteurs ont conçu un convertisseur DC/DC bidirectionnel pour les dispositifs de stockage d'énergie dans le système hybride solaire-éolien de 5KW. La faisabilité de l'intégration du convertisseur bidirectionnel (DC/DC) est vérifiée en utilisant le modèle de système hybride solaire-éolien construit par Matlab/Simulink. Ils ont utilisé la méthode d'ampère-heure pour détecter l'état de charge, et l'algorithme adaptatif pour contrôler le convertisseur bidirectionnel. Les résultats de la simulation montrent que le convertisseur bidirectionnel DC/DC associé au système de contrôle de charge et de décharge de la batterie améliore la stabilité du système.

H. Ibrahim et al. ont présenté une étude des systèmes de stockage d'énergie, leur caractéristique et comparaison. Ils ont souligné la nécessité de stocker de l'énergie afin de renforcer les réseaux électriques et de maintenir les niveaux de charge. Ils ont examiné les caractéristiques principales des différentes techniques de stockage d'électricité et leur domaine d'application. Ces caractéristiques serviront à faire des comparaisons afin de déterminer la technique la plus appropriée pour chaque type d'application [30].

Mathew Aneke et Meihong Wang ont effectué une étude comparative des différentes technologies de stockage d'énergie et leurs applications réelles. Leur étude s'est focalisée sur une analyse détaillée de l'application et de la performance réelles des différentes technologies de stockage de l'énergie. Un accent particulier a été mis sur le stockage des formes secondaires d'énergie (électricité et chaleur) ainsi qu'une

analyse détaillée de divers projets de stockage de l'énergie à travers le monde. Finalement, ils ont également mis en lumière certains des défis qui entravent le déploiement commercial des technologies de stockage de l'énergie [51].

La revue de la littérature ci-dessus met en évidence que la faisabilité et l'intégration du système de stockage par batterie dépend de plusieurs facteurs et doit être étudiée au cas par cas. Ce sont là quelques exemples rencontrés dans la littérature, qui demeure en cours d'exploration jusqu'à la finitude du projet de maîtrise. Le but de ce travail est de souligner l'impact d'un SSB dans un parc d'énergie renouvelable et de quantifier sa valeur.

1.6. Méthodologie

1.6.1. Cadre scientifique

Afin d'atteindre notre objectif, nous avons mis en place une démarche méthodologique (figure 1-4) en nous basant sur les objectifs scientifiques établis plus haut. Les modèles et modélisations qui en découleront seront basés sur ceux qui ont été rencontrés dans la revue de la littérature. Cette étude se penche essentiellement sur des simulations par approche numérique.

1.6.2. Démarche suivie

- ✓ Une investigation sur la faisabilité, l'intégration et le choix du système de stockage sera premièrement détaillée et appuyée par des travaux évoqués par d'autres auteurs;
- ✓ Un dimensionnement des différents sous-systèmes par rapport à un profil de consommation (charge) sera élaboré ;
- ✓ La modélisation et la simulation des différents sous-systèmes et leurs éléments de liaison (convertisseurs) dudit projet seront finalement effectués.

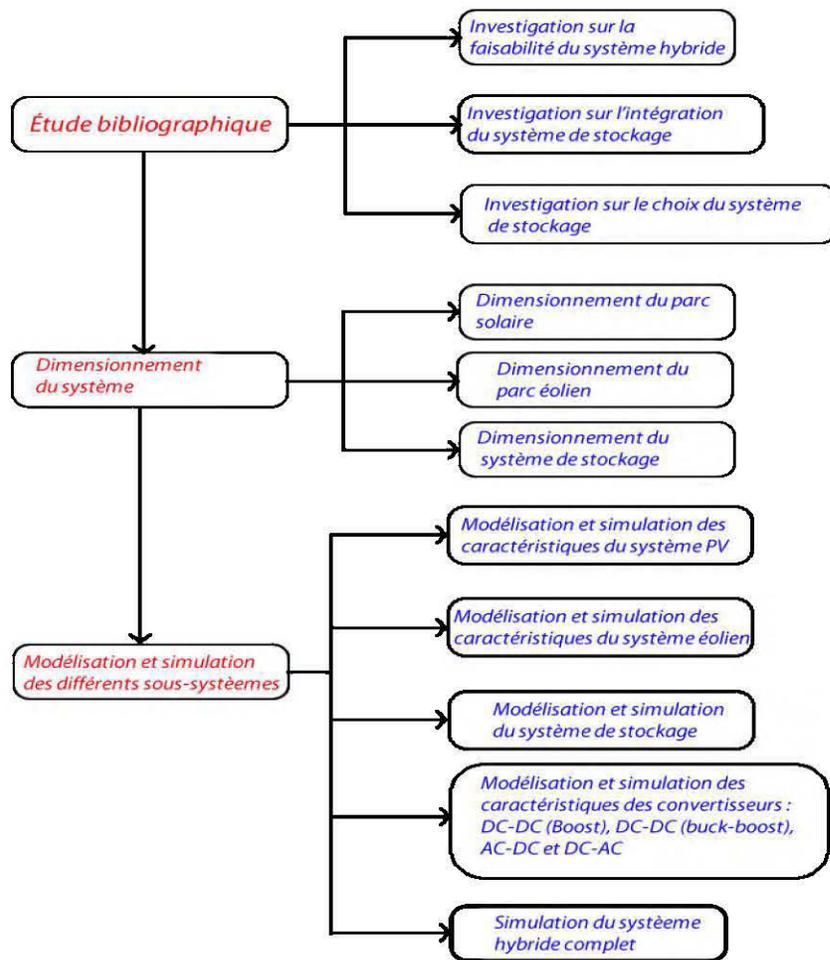


Figure 1-4 : démarche méthodologique suivie

1.6.3. Résultats attendus

L'objectif du projet de recherche est de mettre en place un système de stockage permettant de stocker et de réutiliser l'énergie au besoin dans un système intermittent de production d'énergie renouvelable solaire-éolien décentralisée. Le système de stockage doit permettre une alimentation sûre et disponible en compensant le faible rendement ou l'absence de production des sources solaire et éolienne, mais aussi la récupération d'énergie excédentaire.

1.6.4. Retombées

Les principales retombées visées lors de l'intégration du système de stockage dans le système hybride (solaire-éolien) seront entre autres :

- ✓ L'exploitation efficace des montants gaspillés autrement dit de l'énergie et de l'exploitation maximale du potentiel de la production renouvelable ;
- ✓ Une plus grande fiabilité de l'approvisionnement énergétique ;
- ✓ La réduction des émissions de polluants grâce à l'utilisation des ressources renouvelables.

1.7. Conclusion

Une tentative a été faite pour explorer la possibilité d'intégrer un système de stockage dans un parc d'énergies renouvelables (solaire-éolien) afin de récupérer de l'énergie, mais aussi de contribuer à réduire les dépendances aux énergies fossiles. Dans un souci économique et scientifique et grâce à la revue de la littérature rencontrée, cette intégration est possible.

Ce projet axé sur l'intégration du système de stockage dans un microréseau autonome est motivé par un souci socio-économique centré sur l'approvisionnement des zones isolées où le besoin énergétique est plus que nécessaire. Du point de vue scientifique, les motivations sont axées sur une production d'énergie stable, disponible, propre et sûre grâce à l'utilisation du système de stockage. Une investigation des différents systèmes de stockage sera faite et un choix du SS sera retenu ultérieurement.

Une démarche méthodologique a été élaborée en vue d'atteindre les objectifs fixés, basée sur une revue de littérature riche et diversifiée.

CHAPITRE 2 :ÉTUDE, MODÉLISATION, SIMULATION ET DIMENSIONNEMENT DES COMPOSANTS, CARACTÉRISTIQUES DE BASE DU SYSTÈME HYBRIDE SANS STOCKAGE

2.1. Introduction

Les préoccupations liées au changement climatique et à la sensibilisation croissante à l'environnement ont incité les gouvernements, les industries et les chercheurs à déployer des efforts considérables pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles, en se concentrant sur les sources d'énergie renouvelables alternatives.

À l'heure actuelle, la production d'électricité est encore très centralisée et se situe souvent à une grande distance de ses utilisateurs finaux. Le nivellement de la charge repose initialement sur la prévision des besoins quotidiens et saisonniers, mais aussi, lorsque la production est insuffisante, sur la contribution de modes secondaires tels que les centrales hydrauliques et thermiques. En fait, ces centrales utilisent également de l'énergie stockée : sous forme de l'eau pour les installations de stockage pompées et des combustibles fossiles pour les centrales thermiques [30].

La production d'électricité délocalisée par sources d'énergies renouvelables, offre une plus grande sûreté d'approvisionnement aux consommateurs tout en respectant l'environnement. Néanmoins le caractère intermittent (énergies renouvelables: solaire, éoliennes, etc.) de ces sources nécessite une étude détaillée de ces derniers et d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation pour les exploiter au mieux. En effet, leurs fluctuations augmentent la difficulté de stabiliser le réseau électrique, principalement en raison d'un déséquilibre offre/demande. Il est donc pratique de générer de l'énergie, de la convertir, de la transmettre, puis de la stocker au

besoin. Considérant leurs caractéristiques saisonnières respectives, les énergies (solaire et éolienne) sont loin d'être en concurrence au contraire elles se compensent mutuellement si elles sont gérées de façon optimale. Même si la rentabilité de la mise en commun de ces deux sources paraît convaincante du point de vue économique, cela n'exclut pas qu'elle constitue un système assez complexe du point de vue technologique nécessitant de ce fait une étude détaillée sur le sujet. C'est pourquoi dans les lignes qui suivent une description qualitative de différents sous-systèmes solaire et éolien et leur principe de fonctionnement seront évoqués. La modélisation, le dimensionnement et la simulation des composants, caractéristiques de base du système solaire et éolien seront présentés.

2.2. Le système solaire

2.2.1. Généralité sur l'énergie solaire photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Les performances de rendement énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14 % pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12% avec du silicium polycristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe [13].

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass. Celle-ci n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

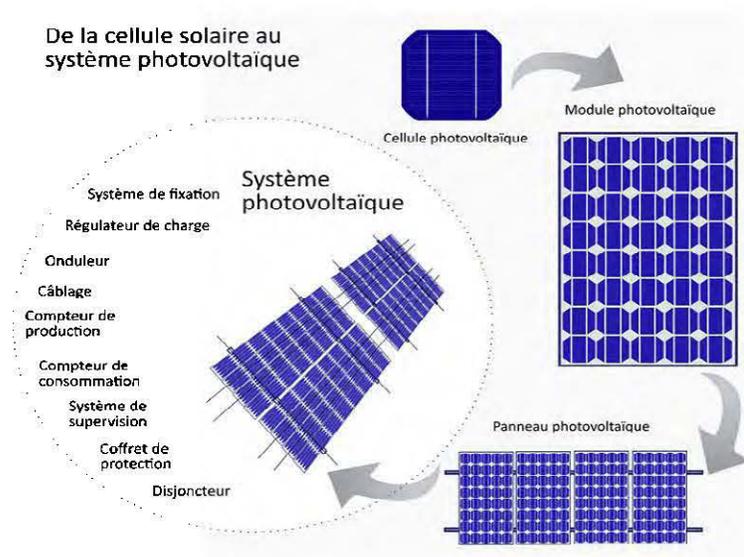


Figure 2-1 : passage de la cellule solaire au système photovoltaïque [52]

2.2.2. Utilisation d'un générateur photovoltaïque (PV)

Le domaine d'application des générateurs photovoltaïques est diversifié parmi lequel nous citons deux principaux :

- On distingue le cas *d'installations connecté au réseau* : l'avantage du raccordement au réseau est de se dispenser de la problématique du stockage de l'électricité. Mais lorsque le site de consommation est isolé ou éloigné du réseau local, il serait judicieux en termes d'économie de préférer une installation décentralisée.
- Le système peut également *être autonome*, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc....) ou stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en courant alternatif via des dispositifs d'électronique de puissance.

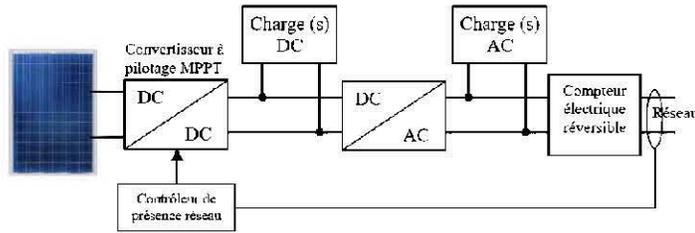


Figure 2-2 : installation photovoltaïque couplée au réseau [13]

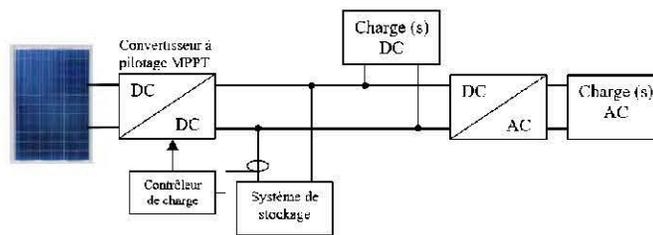


Figure 2-3 : installation photovoltaïque autonome [13]

2.2.3. Modélisation des caractéristiques du module/champ PV

Le principe physique d'une cellule photovoltaïque est représenté par le circuit électrique équivalent, schématisé par la (figure 2-4) ci-dessous. Largement utilisé dans la littérature, la modélisation des systèmes PV est donné par [53].

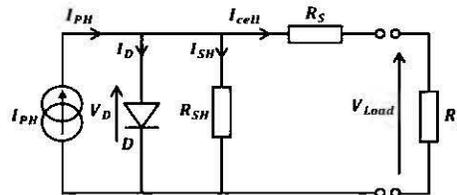


Figure 2-4 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

- **Mise en équation**

Des études ont été effectuées par le passé, et divers modèles (des cellules/modules/panneaux photovoltaïques) ont été élaborés avec succès par nombre de chercheurs. On cite principalement deux (2) modèles couramment utilisés : le

modèle a deux diodes (équation 2.1) et celui à une diode (équation 2.2). Ce dernier est le plus utilisé [7, 54, 55], et son modèle électrique a été représenté à la (figure 2-6).

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[e^{((V+R_s I)/n_1 V_T)} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{((V+R_s I)/n_2 V_T)} - 1 \right] - \frac{(V + R_s I)}{R_p} \quad (2.1)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{((V+R_s I)/n V_T)} - 1 \right] - \frac{(V + R_s I)}{R_p} \quad (2.2)$$

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left[e^{((V_{pv} + I_{pv} R_s (N_s / N_p)) / n N_s V_T)} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s (N_s / N_p)}{R_p (N_s / N_p)} \quad (2.3)$$

$$\text{Avec } V_T = \frac{k \times T}{q}$$

- V est la tension aux bornes du module et I le courant en sortie.
- q est la charge électrique de l'électron, $q = 1.602177 \times 10^{-19}$ Coulomb.
- k est la constante de Boltzmann, $k = 1.38 \times 10^{-23} [J / K]$
- T est la température de la jonction [K]
- n est le facteur d'idéalité de la jonction.
- R_{SH} est la résistance Shunt (parallèle)
- R_s est la résistance série

Le panneau photovoltaïque est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques montés en série (N_s modules) et en parallèle (N_p modules). On suppose ici que les cellules et les modules sont uniformément mis ensemble et illuminés de façon égale. L'équation (2.3) représente son modèle mathématique et la (figure 2-6), son modèle électrique.

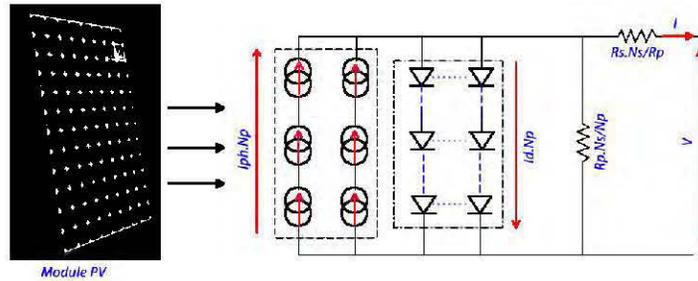


Figure 2-5 : modèle électrique d'un module photovoltaïque

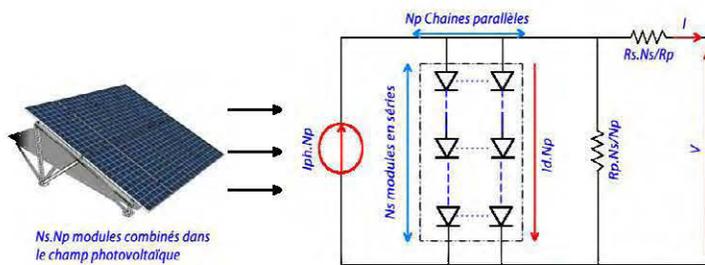


Figure 2-6 : Modèle électrique d'un champ photovoltaïque

2.2.4. Simulations et résultats

Les résultats de simulations sont basés sur les caractéristiques du constructeur du module photovoltaïque *Stark Modules//SM-250-60P*. Ses caractéristiques électriques sont représentées sur la (figure 2-7), ce sont : la puissance (P), le point de maximum de puissance (V_{mp}, I_{mp}), la tension en circuit ouvert (V_{oc}), le courant de court-circuit

I_{sc} et le facteur de forme $FF = \frac{(V_{mp} I_{mp})}{(V_{oc} I_{sc})}$. Ceux-ci varient proportionnellement en

fonction de la température et de l'irradiation lesquels font varier le courant ($I-V$) et la puissance ($P-V$) voir (figure 2-8 et 2-9)

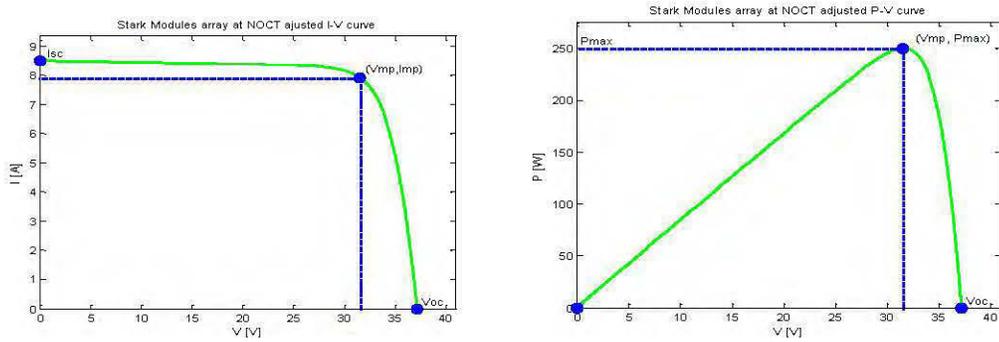


Figure 2-7 : Les caractéristiques électriques du Module Stark à 25°C

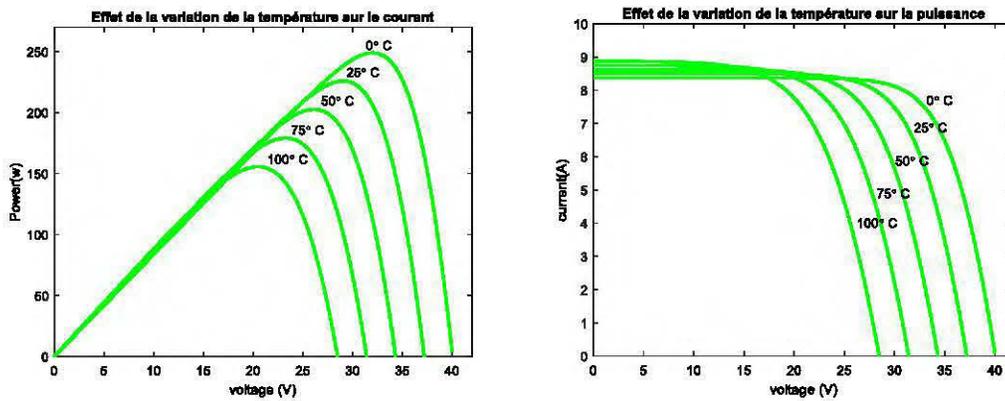


Figure 2-8 : variation de (I et P) en fonction de la température

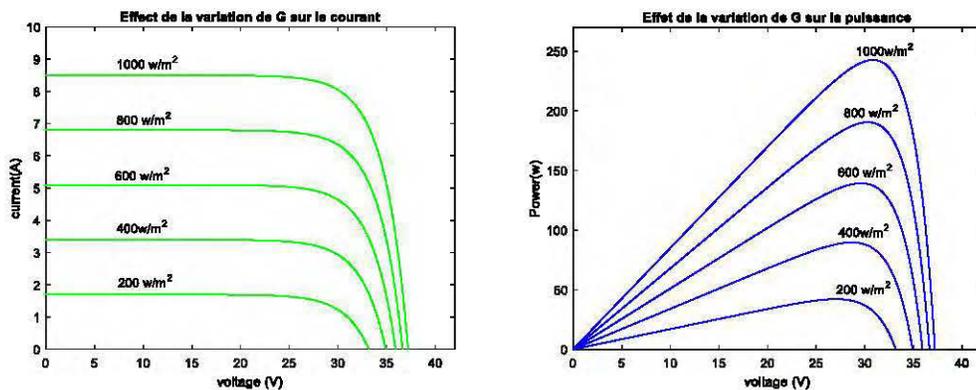


Figure 2-9 : variation de (I et P) en fonction de l'irradiation

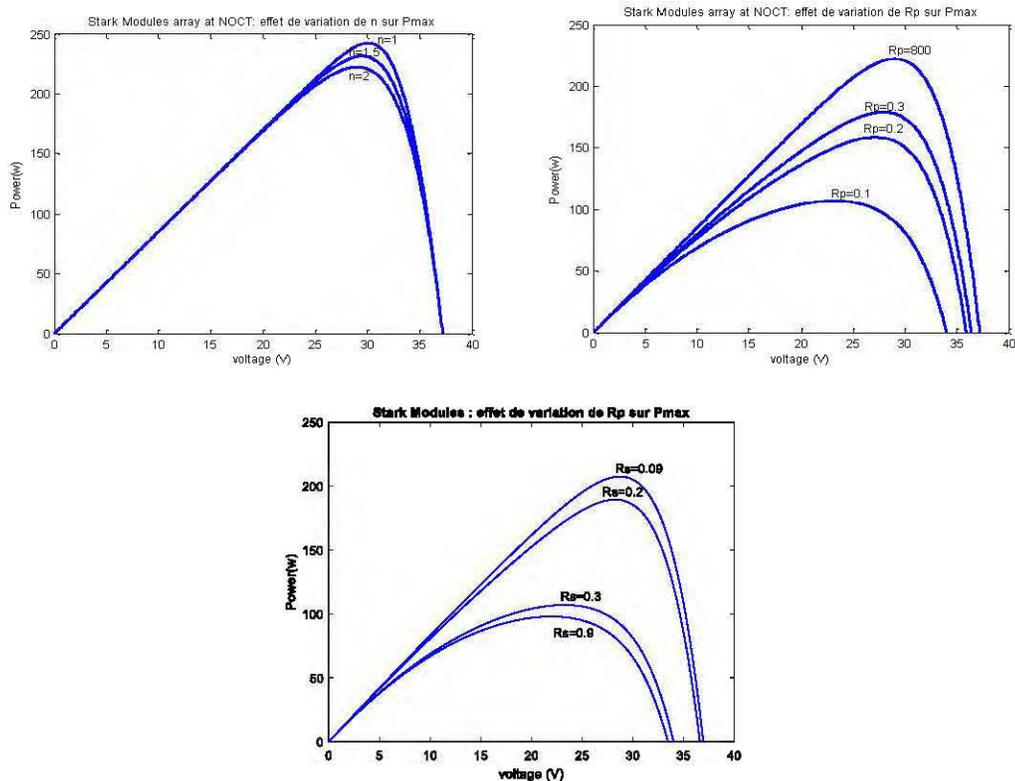


Figure 2-10 : Effet de variation de R_s , R_p et n sur le maximum de puissance

On remarque ici que lorsque la résistance série R_s , croit, le facteur d'idéalité n croit et que la résistance parallèle décroît, ceci entraîne la baisse du maximum de puissance. Cinq (5) paramètres d'un module PV ne sont pas donnés par le constructeur dont il faut déterminer. La méthode de Marcello G. Villalva [56] nous a permis d'extraire ces derniers classés dans le tableau ci-dessous nécessaire à la simulation. Où I_{on} est le courant nominal du module et I_{ph} le photo-courant.

Tableau 2-1 : Paramètres de simulation extraits du module Stark-SM-250-60P

Paramètres	$n = a$	I_{0n}	I_{ph}	R_{SH}	R_p
Valeurs	1.036635	$6.43447e^{-10}$	8.504769	0.096000	171.235056

Tableau 2-2 : Caractéristiques du module Stark-SM-250-60P

P_{max}	V_{mp}	I_{mp}	I_{sc}	V_{oc}	N_s
250W	31.58V	7.92A	8.5A	37.2V	60

- **Extraction du maximum de puissance**

À cause des variations fréquentes de la température et de l'irradiation, le point de maximum de puissance d'un système photovoltaïque varie aussi proportionnellement. Pour faire fonctionner de manière optimale, un générateur photovoltaïque, il est nécessaire d'extraire en tout temps le maximum de puissance avant de l'acheminer vers un optimisateur dynamique qu'on appellera convertisseur DC-DC. Le MPPT comme son nom l'indique suit constamment le point de puissance maximum, intègre un algorithme qui adapte en permanence la tension aux bornes du générateur photovoltaïque afin de se rapprocher du point de puissance maximum, sans jamais l'atteindre précisément. Le rapport cyclique D du convertisseur DC-DC s'occupe de gérer le contrôle et la commande du suivi. Atteindre le point maximum étant relativement chose complexe, du aux aléas climatiques, on a opté pour la méthode *perturb& observe* assez simple et efficace. Cette méthode est la plus utilisée dans la littérature rencontrée, mais il en existe d'autres, voire les références[57-59] . L'algorithme *perturb&observe* est illustré sur la (figure 2.11) tandis que son schéma de principe est représenté par la (figure 2-12). Cette méthode est basée sur le principe des petites perturbations de la tension du système PV (V_{PV}) à partir de sa valeur initiale, en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur (DC-DC).

Parti des valeurs instantanées de la tension et du courant mesurés à la sortie du générateur photovoltaïque, le contrôleur MPPT ajuste constamment le rapport cyclique de fonctionnement du convertisseur pour avoir en tout temps le point de puissance maximale.

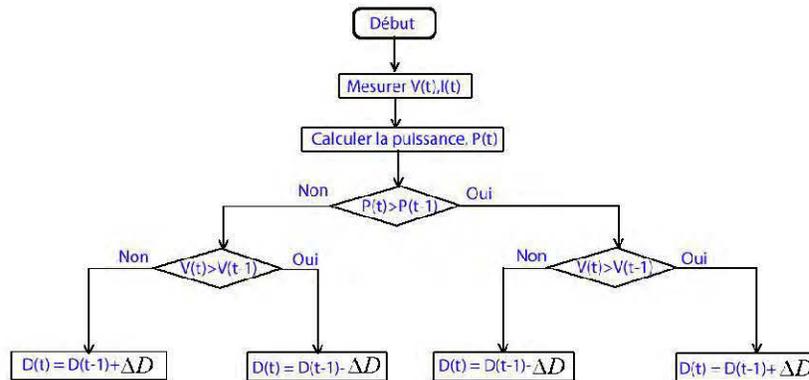


Figure 2-11 : Organigramme de l’algorithme Perturb & observe [58]

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance P_{pv} augmente, la direction de perturbation est maintenue; dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

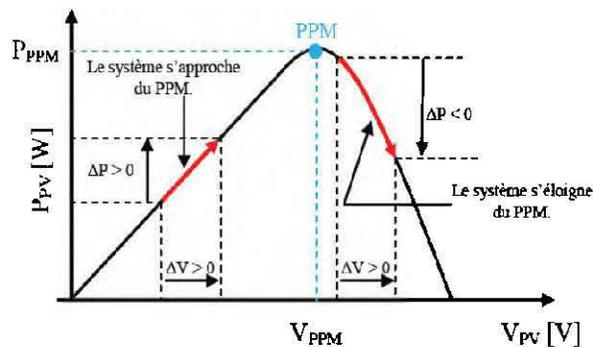


Figure 2-12 : Principe de fonctionnement de l’algorithme P&O [60].

La commande MPPT est souvent combiné avec les régulateurs PID pour une meilleure précision et stabilisation. La (figure 2-13) ci-dessous donne l’aperçu du synoptique de la commande MPPT associé au contrôleur pour la validation des performances du Modèle PV et de l’algorithme P&O.

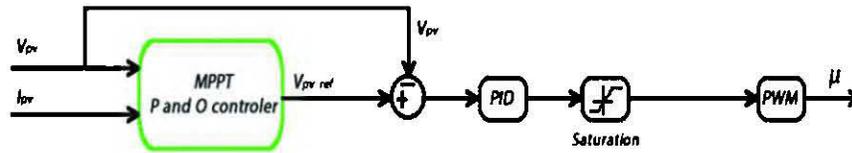


Figure 2-13 : contrôle du système PV par l'association MPPT-PID [61]

2.2.5. Dimensionnement d'un système PV

Le dimensionnement d'un système PV dépend généralement de plusieurs paramètres, entre autres, du profil de charge à alimenter, mais aussi des caractéristiques électriques des modules PV et de l'agencement série/parallèle de ces derniers. En effet, le groupement série permet d'augmenter la tension de sortie du système PV alors qu'une association parallèle augmentera son courant. La référence [62] donne les détails d'une installation photovoltaïque.

En effet, connaissant la puissance de la charge à alimenter, et en négligeant les pertes (consommation journalière déduite = 0), on a les relations suivantes :

La consommation journalière s'écrit :

$$Cons = P \times t \quad (Wh / j) \tag{2.4}$$

La puissance crête est donnée par :

$$P_c = \frac{Cons}{K.E} \quad (W_c) \tag{2.5}$$

Avec *Cons*: consommation journalière (*Wh / j*); *K* : facteur de correction englobant divers rendements ainsi qu'un coefficient de sécurité, il est en général compris entre 0.55 et 0.65 et *E* est l'énergie incidente sur le plan des modules (*Kwh / m² / j*).

Le calcul du nombre de modules à mettre en série et parallèle est donné par :

$$n_s = \frac{U_u}{U_m} = \text{modules en série} \quad (2.6)$$

$$n_p = \frac{P_c}{P_{c_{\text{mod}}} \times n_s} = \text{modules en parallèle} \quad (2.7)$$

Le nombre de modules solaire à installer est alors le produit $n_s \times n_p$

Le rendement solaire est donné par :

$$\eta = \frac{P_c}{G \times S} \quad (2.8)$$

avec

$$\left(\begin{array}{l} P_c : \text{puissance crête du module (W)} \\ G : \text{Irradiation (Wh / m}^2\text{)} \\ S : \text{surface (m}^2\text{)} \\ U_u : \text{tension utile du module (V)} \\ U_m : \text{tension du module (V)} \\ P_{c_{\text{mod}}} : \text{puissance du du module (W)} \end{array} \right.$$

2.3. Étude, modélisation et simulation du hacheur élévateur de tension (Boost)

2.3.1. Généralité

Pour pouvoir contrôler l'écoulement de l'énergie entre le champ photovoltaïque et la charge via le bus continu, on a besoin d'un convertisseur DC-DC, aussi appelé Hacheur. Pour ce type de convertisseur, la gamme de puissance que l'on peut traiter s'étend de quelques watts à des centaines de kilowatts. Cependant, l'apparition de composants de puissance sans cesse plus performants permet d'envisager le traitement

de puissances plus élevées. C'est ce dispositif qui sera placé entre le générateur PV (ensemble des modules) et le bus continu pour assurer le transfert de la puissance captée par les panneaux vers le point de connexion des deux centrales (le bus continu). C'est aussi ce dispositif dont la commande MPPT assurera l'extraction du maximum de puissance des panneaux solaires. La (figure 2-14) ci-dessous en donne le schéma électrique.

NB : Les convertisseurs DC-DC sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source DC variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. La valeur maximale de la tension de sortie d'une cellule photovoltaïque est égale à la tension de seuil de la jonction qui la constitue (tension très petite). C'est pour cela que, la structure la plus utilisée à la sortie des panneaux solaires est : le hacheur parallèle ou hacheur élévateur ou encore « boost converter » en anglais.

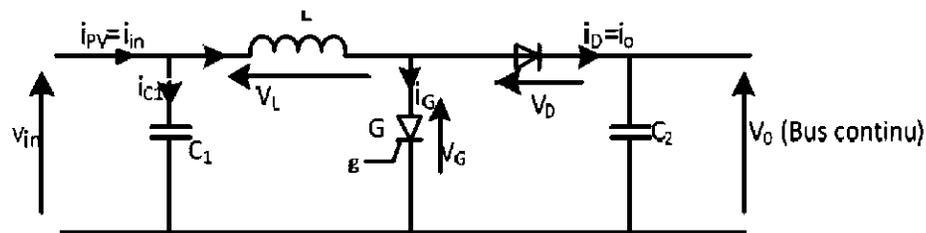


Figure 2-14 : Schéma d'un hacheur élévateur alimenté par une source de courant (générateur PV) [63].

2.3.2. Principe de fonctionnement

Quand l'interrupteur G est commandé pour la fermeture, le circuit est séparé en deux parties (à cause de la diode) : à gauche, la source (courant I_{pv} entrant) charge l'inductance L (notons qu'au régime permanent, la décharge du condensateur C_1 de grande capacité peut être négligée); à droite, le condensateur C_2 permet de maintenir la tension V_0 aux bornes de la charge. Quand l'interrupteur G s'ouvre, le condensateur chargé à la tension V_{in} et pouvant maintenant être considéré comme une source de

tension en entrée ainsi que l'énergie emmagasinée dans l'inductance L vont ensemble alimenter le circuit à droite à travers la diode qui entre aussitôt en conduction, jusqu'à ce que le courant i_L s'annule et tend à s'inverser.

2.3.3. Modèle mathématique du hacheur boost (ou survolteur)

Soient :

- g : la commande de l'interrupteur G tel que G est fermé si $g=1$ et G est ouvert si $g=0$;
- h : la variable qui modélise la conduction ($h=1$) ou non ($h=0$) de la diode Di

Ainsi, si $i_D = (1-g) \times i_L < 0$, alors $h = 0$ sinon (la diode s'ouvre) $h = 1$ (la diode conduit).

✓ Lorsque $g = 1$ (interrupteur fermé), $t \in [0; DT]$

Le système est régi par les équations suivantes :

$$i_{c_1}(t) = C_1 \frac{dV_{in}}{dt} = i_{in} - i_L(t) \quad (2.9)$$

$$i_{c_2}(t) = C_2 \frac{dV_0}{dt} = -i_0 \quad (2.10)$$

$$v_L = L \frac{di_L(t)}{dt} = v_i(t) \quad (2.11)$$

Lorsque $g = 0$ (interrupteur ouvert), $t \in [DT; T]$

Le système devient régi par les équations suivantes :

$$i_{c_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_m(t) - i_L(t) \quad (2.12)$$

$$i_{c_2}(t) = C_2 \frac{dV_0(t)}{dt} = i_L(t) - i_0(t) \quad (2.13)$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_0(t) \quad (2.14)$$

Si nous utilisons les fonctions de connexion g et h, le hacheur Boost idéal peut alors être modélisé en utilisant les équations suivantes :

$$i_s = [(1-g)i_L] * h \quad (2.15)$$

$$L \frac{di_L}{dt} = [V_{in} - (1-g)*V_0] * h \quad (2.16)$$

$$C_1 \frac{dV_{in}}{dt} = i_{PV} - i_L \quad (2.17)$$

En général, pour adapter ce modèle à la réalité, on ajoute au modèle précédent la résistance interne de l'inductance R_L [64]; (l'équation 2.16) devient alors :

$$L \frac{di_L}{dt} = [V_{in} - R_L i_L - (1-g)*V_0] * h \quad (2.18)$$

a) Commande du hacheur

Très souvent, le hacheur est commandé à fréquence fixe avec variation du rapport cyclique; le rapport cyclique (noté D ou α) étant égale au temps d'ouverture de l'interrupteur G divisé par la période.

b) Calcul du rapport de conversion

À partir des (équations 2.9 à 2.11), on a pendant la première partie de la période (g=1):

$$\begin{cases} i_{c_1} = I - I_L \\ i_{c_2} = -I_L \\ v_L = V_i \end{cases} \quad (2.19)$$

Pendant la deuxième partie (g=0) :

$$\begin{cases} i_{c_1} = I_{in} - I_L \\ I_{c_2} = I_L - I_0 \\ v_L = V_{in} - V_0 \end{cases} \quad (2.20)$$

La moyenne d'une variable x sur une période T est donnée par :

$$x(t) = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} x(\tau) d\tau = \frac{1}{T} \left[\int_t^{t+\alpha T} x|_{[0, \alpha T]}(\tau) d\tau + \int_{t+\alpha T}^{t+T} x|_{[\alpha T, T]}(\tau) d\tau \right] \quad (2.21)$$

Si nous considérons un mode de conduction continu ou MCC (le courant ne s'annule pas dans l'inductance) L'application d'une moyenne sur les équations (2.19) et (2.20) nous permet d'écrire :

$$\begin{cases} \langle i_{c_1}(t) \rangle = \alpha(I_{in} - I_L) + \alpha'(I_{in} - I_L) = 0 \\ \langle i_{c_2}(t) \rangle = \alpha(-I_0) + \alpha'(I_L - I_0) = 0 \\ \langle v_L(t) \rangle = \alpha V_{in} + \alpha'(V_{in} - V_0) = 0 \end{cases} \quad (2.22)$$

De l'équation (2.22), on peut alors tirer le rapport de conversion en MCC:

$$M(\alpha) = \frac{V_0}{V_{in}} = \frac{1}{\alpha'} = \frac{1}{1-\alpha} \quad (2.23)$$

On distingue deux modes fonctionnement du hacheur boost :

- MCC : mode de conduction continu
- MCD : mode de conduction discontinu

Le MCC présente l'avantage majeur d'avoir une ondulation plus petite que le MCD, Le mode de conduction continu est sélectionné selon le choix judicieux de la valeur de l'inductance d'entête du convertisseur « L ». Dans notre cas nous avons considéré le premier mode de conduction.

Puisque dans notre cas la tension en sortie du hacheur est fixe (bus continu), le contrôle de la tension aux bornes du générateur PV se fera au travers du rapport cyclique à fréquence fixe par la formule :

$$V_{PV} = V_{Bus} * (1 - D) \quad (2.24)$$

2.4. Étude, modélisation, simulation et dimensionnement du système éolien

2.4.1. Généralités

❖ Le vent

Le vent est causé par le déplacement de la masse d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres parties, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. C'est pourquoi le vent est une grandeur stochastique, intermittente qui dépend d'un ensemble de facteurs tels que la situation géographique, l'altitude, la température et la hauteur de captage. Les caractéristiques du vent déterminent non seulement la quantité d'énergie qui s'applique à la turbine, mais également les contraintes de fonctionnement (turbulences, valeurs extrémales,) qui jouent aussi sur la durée de vie. En réalité, le vent est mesuré par un anémomètre complété par une girouette qui génère les grandeurs fondamentales que sont la vitesse et la direction [65].

❖ Présentation de la turbine éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leurs puissances nominales :

- Éoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW
- Éoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de KW.
- Éoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

Il existe différentes façons de classer les turbines éoliennes, mais celles-ci appartiennent principalement à deux groupes selon l'orientation de leur axe de rotation: celles à axe horizontal et celles à axe vertical.

❖ Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne

Pour une turbine éolienne, on distingue 4 zones de fonctionnements comme indiqué plus clairement dans la figure suivante :

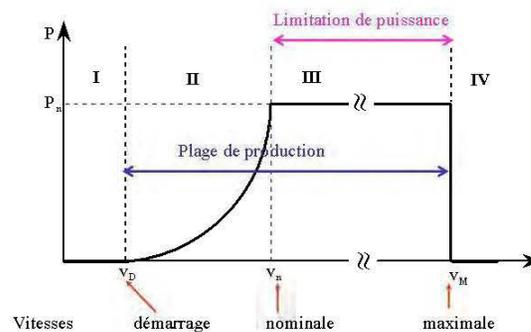


Figure 2-15 : Délimitation des zones de fonctionnement sur la caractéristique puissance-vitesse du vent [60].

Après une (zone I) où aucune puissance n'est délivrée pour des vitesses du vent inférieur à la vitesse du démarrage V_{\min} , une section de fonctionnement normal existe. Si on extrait alors la puissance maximale de la turbine grâce à un contrôle MPPT, celle-ci évolue alors selon le cube de la vitesse du vent (zone II). Quand la puissance nominale P_n est atteinte, les paramètres de la turbine (angle de calage β) doivent évoluer de façon à la limiter (zone III) [66]; en effet divers éléments de l'aérogénérateur sont dimensionnés en fonction des charges, vitesse de rotation et puissances correspondantes à cette vitesse de vent. Ces éléments ne peuvent pas supporter des valeurs de ces grandeurs supérieures à certaines limites. Lorsque la vitesse du vent devient trop importante (zone IV), les pales de la turbine sont mises en drapeaux ($\beta=90^\circ$) pour ne pas détériorer le générateur éolien.

2.4.2. Modélisation et simulation des caractéristiques d'une éolienne

L'ensemble des différents éléments à modéliser dans une chaîne de production éolienne est schématisé sur la (figure 2-16). La première partie assure le transfert d'énergie aérodynamique en une énergie mécanique (vent et turbine), passant ensuite au convertisseur électromécanique (qui garantit cette conversion). Enfin, il s'agit de la partie d'électronique de puissance qui permet : l'optimisation (imposition de la vitesse d'MPPT à la turbine via la machine par le redresseur à MLI côté machine) et la régulation de la tension du bus continu.

NB : étant donné que notre système concerne une installation décentralisée, la partie réseau et onduleur coté réseau n'est pas prise en compte

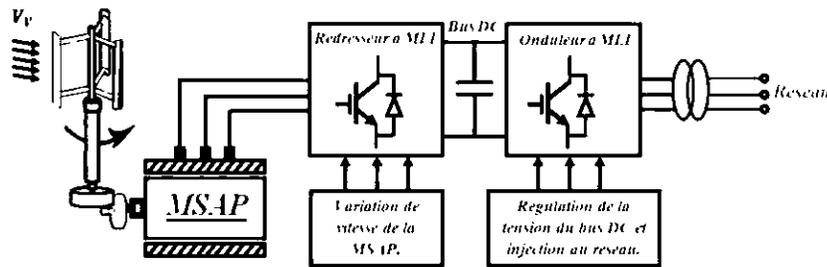


Figure 2-16 : Constitution d'une chaîne de production éolienne à axe vertical [67].

a) Modélisation de la conversion de l'énergie éolienne

- Loi de Betz

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la (figure 2-17) sur lequel on a représenté la vitesse du vent en amont de l'aérogénérateur V_1 , et V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 soit :

$$V = \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad (2.25)$$

La masse d'air en mouvement de densité ρ traversant une surface S des pales en une seconde est :

$$m = \rho S \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad (2.26)$$

La puissance mécanique P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton).

$$P_m = m \frac{(V_1^2 + V_2^2)}{2} \quad (2.27)$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (2.27) on obtient :

$$P_m = \rho S \frac{(V_1 + V_2)(V_1^2 + V_2^2)}{4} \quad (2.28)$$

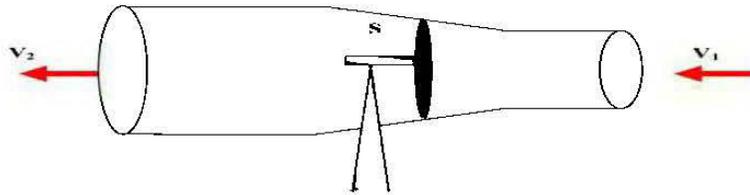


Figure 2-17 : Tube de courant autour d'une éolienne [67].

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad (2.29)$$

- Avec :
- ρ : Masse volumique de l'air [Kg.m^3]
 - S : surface active de la voilure de l'éolienne [m^2]
 - V_1 : vitesse du vent à l'entrée du tube de courant autour de l'éolienne (m.s^{-1})
 - P_{mt} : puissance mécanique récupérable (W).

Typiquement, la masse volumique de l'air dépend de l'altitude et de la température de la région où est installée l'éolienne. La surface active de la voilure est calculée par :

$$S = \pi R_p^2 \quad (2.30)$$

On obtient ainsi la relation entre la puissance extraite du vent et la puissance théoriquement disponible au niveau des pâles de la turbine :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left[1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right] \left[1 + \left(\frac{V_2^2}{V_1^2}\right)\right]}{2} \quad (2.31)$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (figure 2-18), on s'aperçoit que le ratio $\frac{P_m}{P_{mt}}$ appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maxima de 16/27. En pratique cette valeur n'est jamais atteinte, on atteint des valeurs de 0.45 à 0.5 pour les meilleures éoliennes actuelles [68].

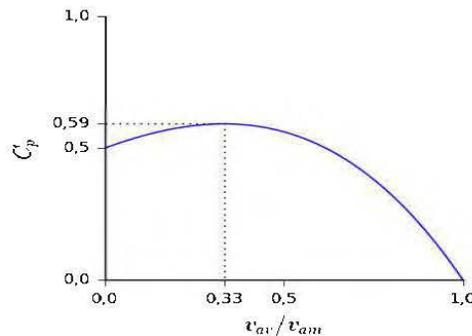


Figure 2-18 : illustration de la limite de Betz [69]

C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse spécifique λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

b) Conversion de l'énergie éolienne en énergie mécanique

En combinant les équations (2.27, 2.29 et 2.31), la puissance mécanique disponible sur l'arbre de l'aérogénérateur s'exprime comme suite :

$$P = \frac{P_m}{P_{mt}} * P_{mt} = \frac{1}{2} C_p (\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \tag{2.32}$$

$$\text{Avec } \lambda = \frac{\Omega_1 R}{V_1} \tag{2.33}$$

λ est la vitesse spécifique et le produit $\Omega_1 R$ est la vitesse linéaire au bout des pâles.

2.4.3. Résultats de simulation de quelques caractéristiques de l'éolienne

Les simulations effectuées pour l'éolienne sont basées sur la fiche technique de la turbine éolienne Enercon E-82/2.0MW installée à Martigny en Suisse.

Tableau 2-3 : Fiche technique d'une éolienne de 2MW

Fiche technique de l'éolienne de type Enercon E-82 E2/2.0MW	
Puissance nominale	2MVA
Vitesse nominale	12 m/s
Diamètre du rotor	82 m
Hauteur du moyeu	78 m
Nombre de pales	3
Surface balayée	5280 m ²
Vitesse de rotation	6-17,5 tr/min
Vitesse d'enclenchement	2.5 m/s
Vitesse de déclenchement	25 m/s

❖ **Vitesse du vent :**

Le vent peut être modélisé de 2 façons : en série de Fourier [70] ou par la distribution de Weibull. On considère ici la vitesse du vent comme un signal sinusoïdal avec des perturbations gaussiennes à cause du profil aléatoire du vent très complexe quant à la modélisation de ce dernier. La (figure 2-19) illustre l'évolution en 24h du profile de vent simulé avec une vitesse moyenne de 4.2m/s.

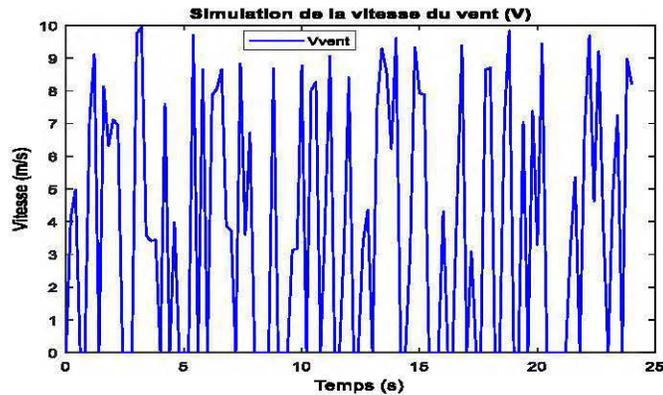


Figure 2-19: Simulation de la vitesse du vent en fonction du temps

• **Probabilité de Weibull :**

La probabilité de Weibull est une autre façon de décrire la vitesse du vent. Son équation est donnée par :

$$P(V_v, C_v, K_v) = \frac{K_v}{C_v^{K_v}} V_v^{K_v-1} \cdot e^{-\left(\frac{V_v}{C_v}\right)^{K_v}} \quad (2.34)$$

où V_v est la vitesse du vent. (C_v, K_v) des paramètres déterminés par analyse de l'histogramme des classes de vent.

La distribution de Weibull pour un site donné a été simulée pour une vitesse allant de 0 à 25 m/s et illustré par la (figure 2-20) ci-dessous. On remarque que la plage importante de cette probabilité est comprise entre les vitesses de vent allant de 8 à 13 m/s, ce qui confirme que le choix du site est favorable pour une installation éolienne.

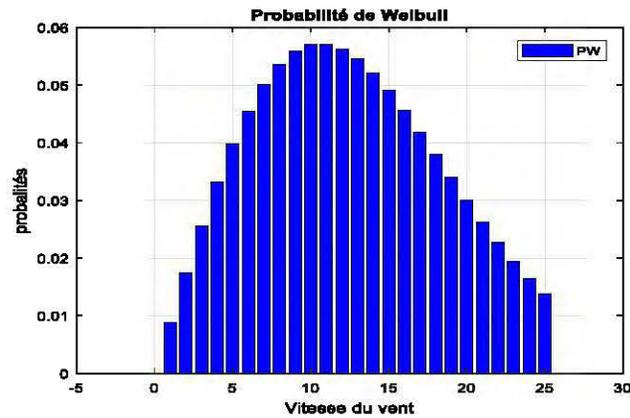


Figure 2-20: probabilité de Weibull

❖ **Puissance du vent et puissance récupérée :**

Les courbes ci-dessous sont celles de la puissance du vent (P_v) et la puissance mécanique récupérable (P_{mr}). On remarque là aussi une légère déclinaison de P_{mr} . Cette déclinaison peut être surmontée par l'intégration des commandes ou contrôleurs afin de la maximiser.

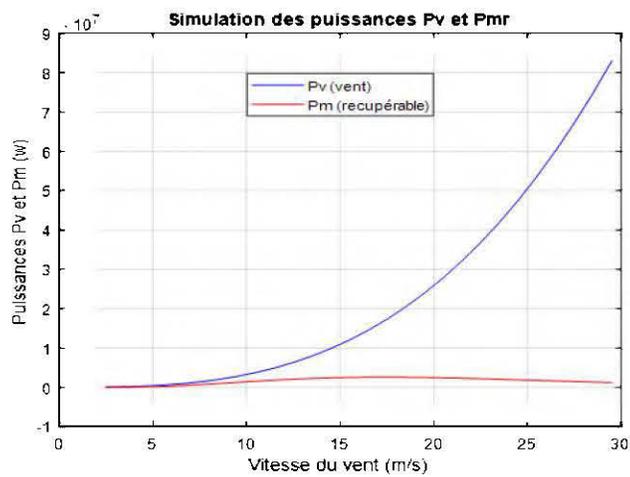


Figure 2-21: Puissances P_v et P_{mr} en fonction de la vitesse du vent

2.4.4. Dimensionnement et choix d'un système éolien

Le dimensionnement optimal des unités de production dans les petits systèmes hors réseau est un aspect important pour minimiser le coût annuel total. Cela peut s'appliquer aux systèmes de production d'énergie éolienne, photovoltaïque et hybride éolien-voltaïque pour répondre à la demande en énergie d'un site quelconque. Il est évident que le dimensionnement unitaire d'un système solaire-éolien autonome nécessite simplement une tâche d'optimisation pour déterminer la capacité de production optimale et le stockage des batteries pour un profil de charge typique. Dans le processus d'optimisation, la demande d'énergie, la vitesse du vent et le taux d'ensoleillement sont des valeurs estimées horaires moyennes annuelles pour le site donné [71]. En général le choix d'une éolienne dépend fortement des conditions météorologiques. Les critères de choix de l'implantation éolienne dépendent de la taille, de la puissance de l'emplacement du site et du nombre d'unités, mais aussi de la charge à alimenter. Le rendement d'une éolienne dépend de la régularité et de la puissance du vent. Les sites les plus intéressants sont généralement situés au bord de la mer ou au sommet de collines et de montagnes bien dégagées.

2.5. Étude, modélisation et simulation d'un convertisseur AC-DC

2.5.1. Généralités

Le convertisseur AC/DC aussi appelé « redresseur » est un convertisseur destiné à alimenter une charge qui nécessite une tension ou un courant continu à partir d'une source alternative. Il existe différents types de redresseurs : commandés (à thyristor), non commandés (à diode) et mixte [72]. Quel que soit leur type, ces redresseurs se comportent comme des charges non linéaires vues du réseau alternatif. Ils absorbent des courants non sinusoïdaux et consomment de la puissance réactive. Ils perturbent les réseaux d'alimentation en y injectant des courants harmoniques [73]. Par la suite plusieurs techniques ont été élaborées dans la littérature pour corriger ce problème. Parmi ces techniques on a la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou en anglais

pulse-width modulation (PWM) appliquée aux redresseurs. Les redresseurs à modulation de largeur d'impulsion sont des onduleurs exploitant leurs réversibilités en courant dans le deuxième mode de fonctionnement. Grâce à la commande MLI, ces convertisseurs peuvent prélever des courants sinusoïdaux sur le réseau alternatif et assurent aussi un facteur de puissance proche de l'unité. Selon le type d'onduleur utilisé, on distingue deux structures de redresseur à MLI : le redressement à MLI de courant et celui à MLI de tension [73]. Nous considérons dans notre cas celui de tension.

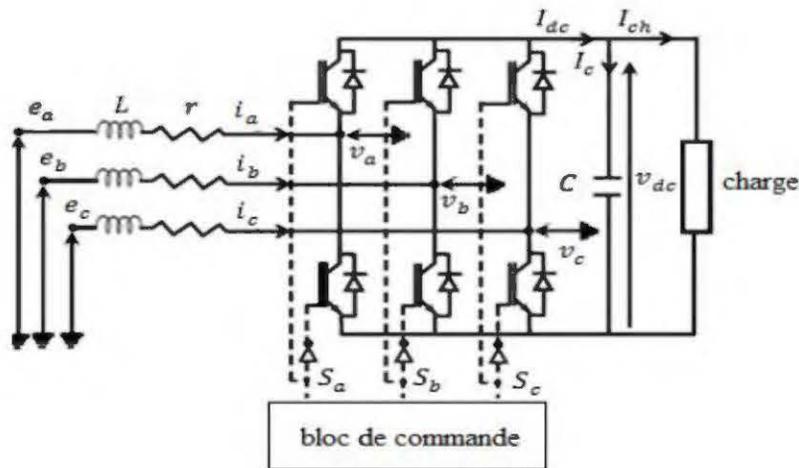


Figure 2-22 : illustration d'un redresseur à MLI triphasé de tension [73].

2.5.2. Mode d'opération redressement/régénération

L'avantage principal du redresseur de tension à MLI par rapport aux autres convertisseurs à absorption de courant sinusoïdal, vient de sa capacité à fonctionner en mode redresseur/régénérateur. En effet si la charge connectée au bus continu consomme de la puissance active, le convertisseur fonctionne en mode redresseur (il prélève au réseau de la puissance active). Si elle produit de la puissance active, le convertisseur fonctionne en mode régénération (il fournit de la puissance active au réseau). Lors de ces deux modes de fonctionnement, la tension du bus continu est contrôlable en échangeant une partie de la puissance transistée pour charger ou

décharger le condensateur. Les redresseurs à MLI étaient principalement conçus pour remplacer les redresseurs à diodes constituant l'étage d'entrée des variateurs de vitesse. Ils peuvent également être utilisés dans le domaine de la production d'énergie éolienne ou encore le contrôle de la tension du bus continu [74].

NB : par analogie, l'éolienne dans notre cas représente le réseau. Notons aussi que pour un fonctionnement idéal du redresseur, l'onduleur doit se comporter comme une source de tension côté réseau et comme une source de courant côté charge. Le respect d'équilibre de puissances nécessite le contrôle des puissances fondamentales (active et réactive) et la minimisation de celles dues aux harmoniques. De plus la composante continue de la tension du bus continu doit être contrôlable, peu importe la nature de la charge connectée au redresseur, linéaire ou non, passive ou active.

2.5.3. Modélisation

L'objectif ici est de trouver une relation entre les grandeurs de commande et les grandeurs électriques de la partie alternative et continue du redresseur. La référence [75] donne plus de détails sur la modélisation des redresseurs à MLI de tension. On suppose ici le cas idéal d'un redresseur triphasé qui est modélisé par des interrupteurs parfaits à commutation instantanée. À partir du schéma de la (figure 2-22), on peut écrire les équations selon que : le réseau électrique triphasé de l'éolienne est modélisé par une source de tension sinusoïdale triphasée équilibrée comme suit :

$$\begin{cases} v_a = V_m \sin(\omega t) \\ v_b = V_m \sin(\omega t - 2\pi/3) \\ v_c = V_m \sin(\omega t - 4\pi/3) \end{cases} \quad (2.35)$$

La loi des mailles donne :

$$\begin{cases} v_a = L \frac{di_a}{dt} + ri_a + v_{ra} \\ v_b = L \frac{di_b}{dt} + ri_b + v_{rb} \\ v_c = L \frac{di_c}{dt} + ri_c + v_{rc} \end{cases} \quad (2.36)$$

Les tensions d'entrée du redresseur v_a , v_b et v_c sont reliées à la tension de sortie v_{dc} par la relation suivante :

$$\begin{cases} v_{ra} = \left[S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] v_{dc} \\ v_{rb} = \left[S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] v_{dc} \\ v_{rc} = \left[S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c) \right] v_{dc} \end{cases} \Leftrightarrow \begin{pmatrix} v_{ra} \\ v_{rb} \\ v_{rc} \end{pmatrix} = \frac{v_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Avec S_i l'état de l'interrupteur K_i , supposé parfait.

- $S_i = 1$, si l'interrupteur en haut est fermé et l'interrupteur en bas est ouvert
- $S_i = 0$, si l'interrupteur en haut est ouvert et celui d'en bas fermé.

Le courant du redresseur est donné par la relation suivante :

$$i_{dc} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \quad (2.38)$$

$$\text{D'où : } \begin{cases} v_a = L \frac{di_a}{dt} + ri_a + \frac{2S_a - S_b - S_c}{3} v_{dc} \\ v_b = L \frac{di_b}{dt} + ri_b + \frac{-S_a + 2S_b - S_c}{3} v_{dc} \\ v_c = L \frac{di_c}{dt} + ri_c + \frac{-S_a - S_b + 2S_c}{3} v_{dc} \end{cases} \quad (2.39)$$

En appliquant la seconde loi de Kirchhoff, on obtient :

$$i_{dc} = i_c + i_L \Leftrightarrow i_c = i_{dc} - i_L \Rightarrow C \frac{dv_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - \frac{v_{dc}}{rL} \quad (2.40)$$

On a finalement dans le repère (a, b, c) le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = v_a - r i_a + \frac{S_b + S_c - 2S_a}{3} v_{dc} \\ L \frac{di_b}{dt} = v_b - r i_b + \frac{S_a + S_c - 2S_b}{3} v_{dc} \\ L \frac{di_c}{dt} = v_c - r i_c + \frac{S_a + S_b - 2S_c}{3} v_{dc} \\ C \frac{dv_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - \frac{v_{dc}}{rL} \end{cases} \quad (2.41)$$

La régulation de la tension du bus continu est assurée par une gestion des échanges de puissance entre le réseau (générateur éolien) et l'élément stockeur qui est le condensateur au niveau du bus CC. Plus de détails sur la régulation de la tension du bus continue et la technique de la commande MLI est donné par [75].

2.6. Modélisation du bus continue

Le bus continu est généralement situé entre deux convertisseurs statiques d'électronique de puissance si on veut aussi alimenter des charges alternatives. On peut le représenter simplement par le synoptique suivant (figure 2-23).

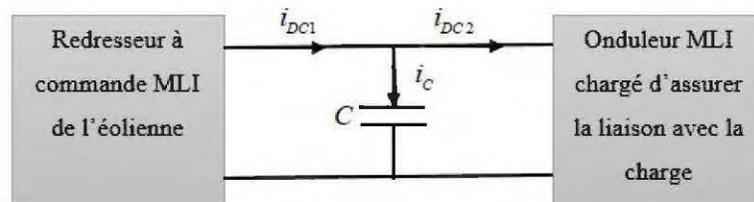


Figure 2-23 : bus continu situé entre deux convertisseurs statiques

À partir de la (figure 2-32), on peut écrire :

$$i_c = i_{DC1} - i_{DC2} \quad (2.42)$$

Avec

$$\begin{cases} i_c = C \frac{dV_{DC}}{dt} \\ i_{DC1} = S_{a1}i_{a1} + S_{b1}i_{b1} + S_{c1}i_{c1} \\ i_{DC2} = S_{a2}i_{a2} + S_{b2}i_{b2} + S_{c2}i_{c2} \end{cases} \quad (2.43)$$

On obtient alors l'équation du bus continu :

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} \left[(S_{a1})^T i_{a1} - (S_{a2})^T i_{a2} \right] \quad (2.44)$$

N. B. Pour effectuer le jumelage, nous connecterons le générateur solaire photovoltaïque au bus continu en ajoutant à l'équation (2.44) le courant produit par le générateur PV

✓ Contrôle de la tension du bus continu

La régulation de la tension du bus continu a pour but de la maintenir à une valeur de référence constante, en contrôlant le processus de chargement et de déchargement du condensateur. Dans un premier temps, nous considérerons le bus continu comme commandé par le courant injecté dans le condensateur i_c , ce qui permettra de déterminer les coefficients du correcteur à utiliser dans le système.

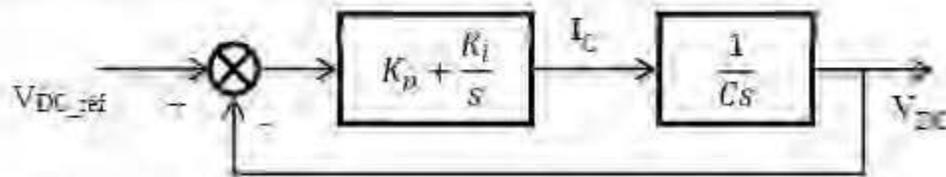


Figure 2-24 : boucle de régulation de la tension du bus continu

La fonction de transfert en boucle fermée est :

$$T(s) = \frac{k_p \cdot s + k_i}{C \cdot s^2 + k_p \cdot s + k_i} \quad (2.45)$$

Les paramètres du contrôleur peuvent donc être déterminés par :

$$\begin{cases} k_i = \omega_n^2 \cdot C \\ k_p = 2\xi \cdot \omega_n \cdot C \end{cases} \quad (2.46)$$

ω_n et ξ , sont respectivement la pulsation et l'amortissement du système en boucle fermée.

2.7. Hybridation solaire-éolien

L'énergie électrique joue un rôle vital dans le développement global d'une société et de son économie. L'utilisation intensive des combustibles fossiles motive le monde vers une énergie propre et verte. Ces types de sources d'énergie renouvelables sont explorés depuis quelques décennies. Les sources d'énergie renouvelables sont les principaux acteurs lorsque le réseau est indisponible ou lorsqu'il peine à s'étendre jusqu'aux zones isolées ou éloignées. Les systèmes autonomes sont utiles pour fournir une alimentation dans ces conditions. Parmi les différentes sources alternatives, l'énergie photovoltaïque et éolienne seraient les meilleures [44]. Le coût d'installation élevé et la faible efficacité de conversion sont les principaux inconvénients de tels systèmes; mais les récents progrès technologiques dans ce domaine (notamment des convertisseurs électroniques de puissance) suppriment ce problème d'efficacité de conversion. L'utilisation de la méthode de suivi du point de puissance maximale utilisée dans les applications photovoltaïques et éoliennes est l'un des exemples de cette avancée technologique. C'est pourquoi la cogénération solaire-éolien serait profitable dans la mesure où la force de l'un peut combattre la faiblesse de l'autre et inversement.

Dans [76] l'analyse des performances d'un système combiné solaire-éolien pour un rendement énergétique constant a été effectuée. Dans [77] il est plutôt question d'optimisation : les auteurs on fait une étude sur la stratégie d'optimisation de

l'exploitation d'un système de production d'énergie hybride a concentration énergie éolienne. Plusieurs études sur l'hybridation solaire-éolien seule ou avec d'autres sources de production avec ou sans stockage existent [3, 78-80] toutes confirmant non seulement la faisabilité d'un tel système, mais aussi les avantages techniques et économiques de ce dernier.

2.8. Conclusion

L'éolien et le solaire fournissent une source d'énergie propre et sont prometteurs à court et long terme. Ce sont des solutions rentables pour alimenter les utilisateurs isolés et sont largement utilisés dans les applications connectées au réseau ou autonomes. Une présentation globale de la modélisation, du fonctionnement, de la structure et des différents composants (*hacheur boost et redresseur MLI*) et du système photovoltaïque et éolien est faite.

Le dimensionnement et l'utilisation de l'énergie éolienne et solaire pour la production d'électricité et la possibilité de produire de l'énergie électrique à partir de systèmes hybrides éolien et solaire a été souligné. Des simulations notifiant les caractéristiques de base de chaque système (solaire et éolien) nécessaire à la prédiction de la production hybride sont présentées.

Les inconvénients de tels systèmes sont leurs coûts d'investissement élevés et, dans les zones reculées, la nécessité d'une source d'énergie dynamique supplémentaire pour faire face à la charge. Le stockage d'énergie est souvent nécessaire pour améliorer la rentabilité et la fiabilité du système. Si ces systèmes sont optimisés avec des prévisions météorologiques et une modélisation précise, ils peuvent être plus rentables et fiables.

CHAPITRE 3 : INVESTIGATION, DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DU SYSTÈME DE STOCKAGE (SS)

3.1. Introduction

Le stockage de l'énergie est aujourd'hui reconnu comme un élément clé de la chaîne d'approvisionnement énergétique moderne. Cela est principalement dû au fait qu'il peut renforcer la stabilité du réseau, augmenter la pénétration des ressources énergétiques renouvelables, améliorer l'efficacité des systèmes énergétiques, conserver les ressources énergétiques fossiles et réduire l'impact de la production d'énergie sur l'environnement. Bien que de nombreuses technologies de stockage d'énergie aient déjà été passées en revue dans la littérature, ces technologies ont actuellement différents niveaux de maturité technologique et quelques-unes ont déjà fait leurs preuves pour une application à l'échelle commerciale. La plupart des travaux de synthèse sur le stockage de l'énergie évoquent toutefois en détail ces technologies qu'il en reste peu d'informations sur l'application réelle de ces technologies à des fins de stockage d'énergie. Dans [81] les auteurs ont effectué une synthèse visant à combler cette lacune en fournissant une analyse détaillée des applications et des performances réelles des différentes technologies de stockage d'énergie.

Dans ce chapitre un accent particulier sera mis sur l'investigation des différentes technologies de stockage électrique et leurs applications; une analyse détaillée des différents systèmes de stockage sera évoquée. Finalement une comparaison selon quelques critères fondamentaux sera ensuite élaborée et un choix sera retenu.

3.2. Avantages techniques et économiques du stockage d'énergie

Le stockage d'énergie présente de nombreux avantages. C'est important dans la gestion de l'énergie. Il contribue à réduire le gaspillage d'énergie et à augmenter

l'efficacité d'utilisation de l'énergie [82, 83] des systèmes de traitement. Le stockage de formes d'énergie secondaire telles que la chaleur et l'électricité contribue à réduire la quantité d'énergie primaire consommée (combustibles fossiles) pour les générer. Cela, non seulement réduit les émissions de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre ainsi que le réchauffement planétaire associé, mais contribue également à la préservation des combustibles fossiles considérés comme étant épuisables [84]. Il peut également jouer un rôle crucial dans l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables, propres et intermittentes. Des ressources énergétiques telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les courants de marée marins menant au réseau [85-88] et facilitent le transfert de charge [89]. Le stockage d'énergie aide à la planification, à l'exploitation et à la régulation de la fréquence du réseau électrique [90, 91]. Il contribue à maintenir la stabilité des systèmes énergétiques, à améliorer la qualité de l'énergie dans les systèmes de microréseaux et à faire correspondre la demande à l'offre [30, 88, 90].

3.3. Stockage et énergies renouvelables

Le développement et l'utilisation des énergies renouvelables ont connu une croissance rapide au cours des dernières années. Au cours des prochaines années, tous les systèmes d'énergie durable devront reposer sur l'utilisation rationnelle des ressources traditionnelles et une utilisation accrue des énergies renouvelables.

La production électrique décentralisée à partir de sources d'énergie renouvelable permet aux consommateurs de disposer d'un approvisionnement plus sûr, tout en réduisant les risques pour l'environnement. Cependant, le caractère imprévisible de ces sources nécessite que des règles d'approvisionnement et/ou de réseau soient établies pour un fonctionnement optimal du système.

Les ressources renouvelables ont un inconvénient majeur: elles fluctuent indépendamment de la demande. Pourtant, ils sont nombreux et les systèmes de conversion deviennent de plus en plus abordables. Leur contribution importante à

l'utilisation durable de l'énergie nécessitera toutefois un développement considérable des méthodes de stockage. Cela ouvrira un nouveau champ d'application, notamment en raison de la croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, ainsi que de la production décentralisée.

3.4. Investigation sur les différents systèmes de stockage

3.4.1. Historique

Intéressons-nous tout d'abord à l'histoire de la batterie, depuis son invention jusqu'à nos jours, les références [92, 93] nous ont permis d'avoir un large aperçu sur le sujet. En effet, en 1800, Alessandro Volta fut le premier à réaliser un système de stockage d'électricité avec sa célèbre « pile » de rondelles métalliques alternant le cuivre et le zinc, et entre lesquelles un tissu imbibé de saumure assurait le rôle de séparateur et d'électrolyte. Une photographie de la pile de Volta est représentée sur la (figure 3-1-a). En 1829, le français Antoine César Becquerel proposa une évolution de la pile de Volta, permettant d'éviter les phénomènes de polarisation provoquant la formation de petites bulles d'hydrogène sur l'électrode de cuivre, entravant le passage du courant électrique. Pour ce faire, il élaborait un agencement différent : la plaque de zinc baignant dans de l'eau acidulée était enfermée dans un sac de baudruche, fabriqué à partir du gros intestin d'un bœuf, ce qui permettait d'obtenir une pellicule très fine. En plongeant ce dispositif dans une solution de sulfate de cuivre, on évitait le mélange entre les deux liquides, qui était indésirable pour le bon fonctionnement de la pile, sans pour autant gêner le passage du courant électrique. Il s'agit de la première pile à courant électrique constant. La pile de Daniell, en 1836, reprend le principe de celle de Becquerel, mais échange la baudruche contre un vase en terre cuite poreuse.

En 1868, Georges Leclanché propose une pile qui aura beaucoup de succès. Celle-ci était composée d'un bocal en verre dans lequel se trouvaient un crayon en zinc et un cylindre en terre cuite poreuse contenant notamment du charbon ainsi que des

éléments dépolarisants, le tout baignant dans un électrolyte à base de chlorure d'ammonium.

La première pile secondaire, c'est-à-dire rechargeable, que nous appelons plus communément « batterie », fut inventée par Gaston Planté, chimiste français, en 1859. Il réussit une succession de cycles de décharge/charge en reliant les accumulateurs entre eux de façon à obtenir une batterie au plomb. Malgré son prix attractif, cette batterie présentait des utilisations assez limitées du fait de sa faible énergie spécifique (c'est-à-dire la quantité d'énergie stockée par unité de masse) et du nombre de cycles assez limité qu'elle permettait d'atteindre. Ce dispositif est, de ce fait, principalement utilisé dans les voitures utilisant un moteur thermique.

C'est en 1899 que Waldemar Jungner inventa la première batterie au nickel-cadmium. Plusieurs versions dérivées de cette pile suivirent, comme par exemple les nickel-zinc, nickel-fer ou encore nickel-hydrogène. Ces batteries permettent d'atteindre de bien meilleures performances en termes de nombre de cycles réalisables ainsi que d'énergie spécifique. En 1988, une nouvelle batterie dérivée du nickel-cadmium voit le jour : la batterie nickel-métal-hydrure. Ce principe ouvre la voie aux batteries lithium-ion qui sont énormément utilisées à l'heure actuelle. En effet, ce type de batterie a amené l'utilisation d'une électrode d'insertion, cela signifie qu'au lieu de « consommer » une des électrodes au cours de la réaction, une électrode, dans ce cas l'anode, est capable d'absorber et de désorber les ions actifs dans les réactions électrochimiques. Cela permet de ne pas consommer de métal. Cette technologie a été utilisée pour la première voiture hybride, la Toyota Prius, malgré son coût plus élevé et son énergie spécifique inférieure.

La première batterie alcaline primaire a été développée au milieu des années 1960. Dans cette pile, le charbon de la pile Leclanché est remplacé par du dioxyde de manganèse et le chlorure d'ammonium par de l'hydroxyde de potassium, le potassium étant un élément alcalin. Cette batterie présente certains avantages par rapport à celle

proposée par Georges Leclanché : elle permet de fournir une intensité plus élevée pendant une plus longue période.

Les premières batteries au lithium métallique sont alors apparues en 1973. Grâce au développement des électrodes d'intercalation, le matériau actif est absorbé ou désorbé à l'intérieur même de l'électrode au lieu de consommer celle-ci ; le lithium s'est avéré être un bon matériau étant donné qu'il s'agit du plus petit des métaux. L'énergie spécifique d'une batterie lithium-métal est plus que doublée par rapport aux chimies précédemment utilisées. Ainsi une telle batterie peut présenter une énergie spécifique de 200 Wh/kg, là où une batterie au plomb présentera une énergie spécifique de 20 à 35 Wh/kg, 50 à 80 Wh/kg pour une batterie nickel-cadmium et 80 Wh/kg pour une batterie nickel-métal hydrure.

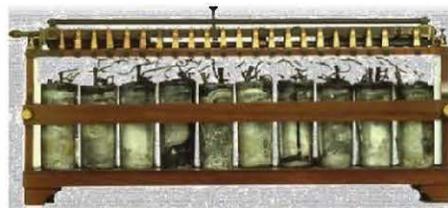
La production de ces batteries lithium-métal a cependant été arrêtée suite à certains problèmes de sécurité. Cependant des solutions ont été trouvées : la batterie lithium-polymère et la batterie lithium ion.



a)



b)



c)

Figure 3-1 : a) la pile de Volta, b) la Pile de Leclanché, c) La première batterie d'accumulateurs de Gaston Planté [92, 94]

C'est la compagnie Sony qui lança la production en masse des batteries lithium-ion en 1991. Elles sont, depuis lors, largement utilisées dans toute une série de domaines tels que les smartphones, les ordinateurs portables, les caméras ...

Notons que la plupart de ces batteries sont toujours utilisées à l'heure actuelle, le choix de la chimie dépendant de l'application qui sera faite de la batterie. Ainsi certaines applications préféreront un coût plus faible, d'autres une sécurité optimale ou encore une capacité plus grande [95].

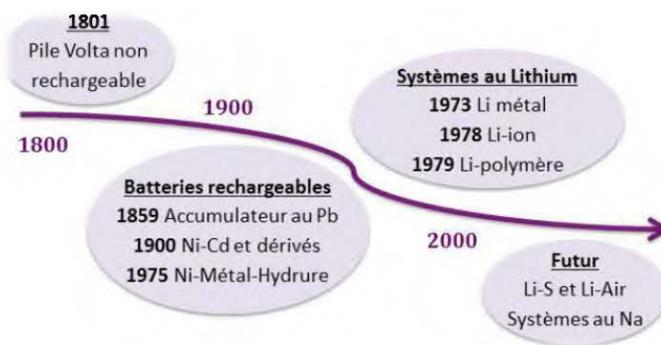


Figure 3-2 : Chronologie de l'évolution des différents systèmes de batteries [95]

3.4.2. Système de stockage d'électricité

Le stockage de l'électricité peut être réalisé efficacement. Initialement, il doit être transformé en une autre forme d'énergie stockable et être reconverti en cas de besoin. Il existe de nombreuses techniques possibles de stocker de l'énergie, que l'on retrouve dans pratiquement toutes les formes d'énergie: mécanique, chimique et thermique. Les technologies de stockage répondant à des critères techniques et économiques spécifiques, qui varient considérablement en fonction des applications et des besoins, seront évidemment de types différents. Les technologies sont nombreuses, mais une étude comparative est rendue difficile par le fait que, entre autres, leur niveau de développement varie considérablement [96].

Il existe différentes technologies de stockage d'énergie électrique, chacune adaptée à leur domaine d'application. En général, plusieurs critères sont analysés lors de la considération et du choix des technologies du système de stockage pour une

application spécifique. Ces critères incluent la durée de vie, le cycle de vie, la puissance et l'énergie, les taux d'autodécharge, l'impact sur l'environnement, l'efficacité du cycle, le coût en capital, la durée de stockage et la maturité technique [45, 97]. Selon la nature du stockage, on peut distinguer le stockage direct et le stockage indirect comme l'illustre la classification suivante; tandis que leur comparaison est détaillée par le (tableau 3-1) ci-dessous.

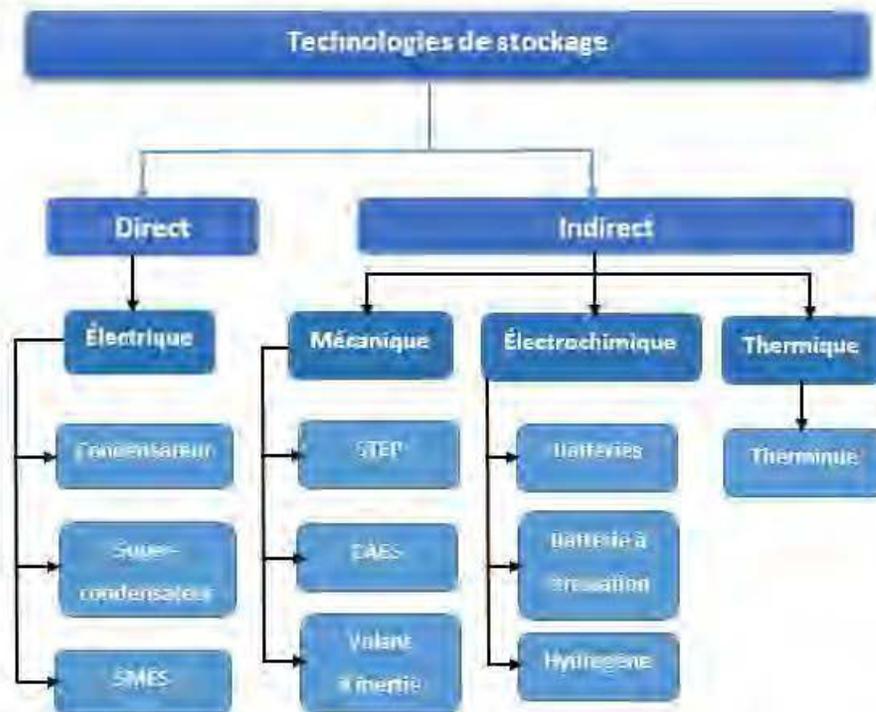


Figure 3-3 : Classification des différents dispositifs de stockage.

Tableau 3-1 : Tableau comparatif des différentes (principales) technologies de stockage d'énergie électrique [34, 98]

	Densité énergétique en kW/m ³	Capacité en MWh	Puissance en MW	Rendement (en %)	Durée de vie	Coût \$/kWh	Maturité
STEP	1 à 300 bars	1000-10000	100-2000	0.8	11000 cycles	Très faible	Elevée
CEAS	12 à 100 bars	1-200	15-200	0.5	11000 cycles	Faible	Moyenne
Thermique à turbine	200	1000-100000	10-100	0.6	-	Très faible	Prototype
Hydrogène et PAC	0.3-06	0.01-10000	001-1000	0.6	25 ans	Elevé	Moyenne
Flow Batterie	33	0.01-480	100	0.7	4000 cycles	Moyen	Moyenne
Batterie	20-120 kWh/kg	0.01-1000	001-10	0.8	500-4000 cycles	Moyen-faible	Elevée
SMES	1-5kwh/kg	3.10 ⁻⁴ -3.10 ⁻³	1-3	0.9	> 10000	Elevé	Moyenne
Volant d'inertie	1-5kwh/kg	0.5-10	2-40	0.8	> 10000	Moyen-élevé	Moyenne
Super-condensateur	5-10kwh/kg	Quelques kWh	-	0.9	> 10000	Elevé	Moyenne

- **Stockage direct**

Ce sont des techniques qui permettent de stocker directement l'énergie sous forme électrique. Il s'agit des **condensateurs**, des **super-condensateurs** et des **inductances supraconductrices**. Ces techniques de stockage sont considérées comme des sources de puissance à cause de leur grande puissance spécifique et de leur faible densité.

- a) **Condensateur**

Un condensateur est un composant de stockage électrostatique. Sa structure est donnée par la (Figure 3-4) [99].

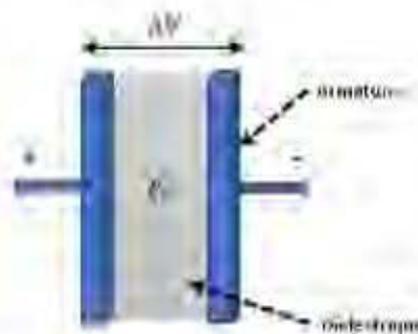


Figure 3-4 Structure d'un condensateur [99]

Principe et description qualitative : il permet d'emmagasiner transitoirement une charge électrique entre deux électrodes séparées par un isolant diélectrique. Dépendant de la nature des électrodes et de l'isolant, on peut distinguer plusieurs familles de condensateurs : condensateur céramique, électrochimique ou électrolytique et le condensateur à film plastique. Les condensateurs ont une capacité de stockage très faible de l'ordre (de 1pF à 1F), une densité énergétique volumique de l'ordre de $0,1$ à $0,2\text{Wh/l}$ et un faible temps de décharge de l'ordre de quelques fractions de millisecondes. Ils sont très souvent utilisés pour le démarrage de moteurs électriques, mais également lorsqu'il y a un important besoin en énergie électrique sur un laps de temps [100].

b) Super-condensateur

Il est formé de deux collecteurs métalliques généralement en aluminium, de deux électrodes conductrices électroniques à très haute surface spécifique plongées dans un électrolyte et d'une membrane de séparation poreuse (figure 3-5).

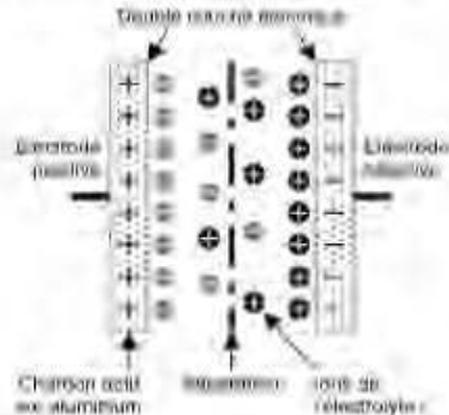


Figure 3-5 : Structure d'un super-condensateur [100]

Principe et description qualitative : le fonctionnement d'un super-condensateur est basé sur le stockage de l'énergie par distribution des ions provenant de l'électrolyte au voisinage de la surface des deux électrodes. En effet, lorsque l'on applique une tension aux bornes d'un super-condensateur, on crée une zone de charge d'espace aux deux interfaces électrode-électrolyte. C'est ce que l'on appelle la double couche électrique. Ainsi, dans le super-condensateur, l'énergie est stockée sous forme électrostatique. Ils ont une durée de vie de l'ordre de 8 à 10 ans, un rendement de l'ordre de 95%, une autodécharge de l'ordre de 5% par jour et une capacité pouvant atteindre 5000 F.

Ils sont très souvent utilisés dans le domaine du transport où sa technologie satisfait généralement aux fonctions de démarrage. Ils sont également utilisés comme alimentation de secours de mémoires en informatique et de récupération d'énergie de freinage (ascenseurs, tramways, métros...) [100].

c) Inductance supraconductrice (SMES)

Le SMES est l'acronyme anglais pour Superconducting Magnetic Energy Storage même si c'est une invention française. L'énergie est stockée via un courant électrique envoyé dans une bobine de fil supraconducteur. Une station de stockage électromagnétique se compose principalement d'enroulements supraconducteurs appelés bobines supraconductrices connectées à un générateur (solaire par exemple) par des transformateurs et des convertisseurs alternatif-continu à thyristors (figure 3-6) [100].

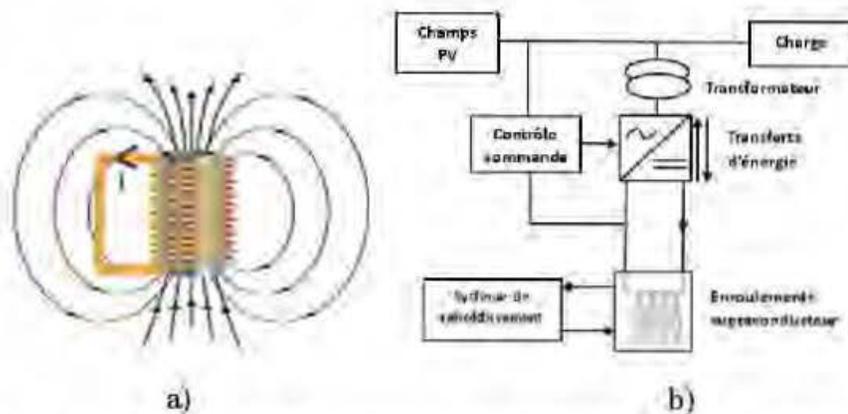


Figure 3-6 : a) stockage d'énergie sous-forme magnétique dans un enroulement supraconducteur court-circuité (fermé sur lui-même) b) principaux éléments d'un dispositif de stockage d'énergie sous forme magnétique par bobine supraconductrice [100]

Le stockage d'énergie dans une inductance supraconductrice se fait sous forme de champ magnétique, lorsqu'on fait passer un courant électrique continu dans une bobine supraconductrice court-circuitée. Le courant circule sans perte par effet Joule dans la bobine supraconductrice et stocke ainsi une certaine quantité d'énergie pour une durée théoriquement infinie. La bobine est réalisée en matériau supraconducteur (matériau à très basses températures proches du zéro absolu) pour éviter que l'énergie stockée ne soit pas dissipée par effet joule. La résistance ohmique du supraconducteur étant nulle, les seules pertes sont dues aux résistances de contacts et à la puissance

nécessaire pour maintenir la bobine froide (environ $-269,5^{\circ}C$). Pour récupérer l'énergie stockée, il suffit d'ouvrir le circuit et de le brancher sur un récepteur électrique à alimenter. L'énergie stockée dans la bobine supraconductrice est transférée en un temps très court (50% en moins d'une seconde) [91, 100].

Ces technologies de stockages sont généralement connectées au réseau pour la stabilisation dynamique et transitoire de ce dernier. D'autres sont utilisées pour le lissage des creux de tension pour les alimentations non ininterrompibles. Elles trouvent également des applications dans le domaine militaire comme source impulsionnelle pour des lanceurs ou propulseurs électromagnétiques par exemple. [91]

- **Stockage indirect**

Pour stocker l'énergie de façon significative et l'utiliser sur de longues périodes, il est souvent nécessaire de la transformer d'abord en une autre forme d'énergie intermédiaire et stockable (potentielle, cinétique, chimique ou thermique). Nous citons ci-dessous quelques types de stockage indirect.

- a) **Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) hydroélectrique.**

Le principal avantage de cette technologie est qu'elle est facilement disponible. Elle utilise le pouvoir de l'eau, une source d'énergie renouvelable très concentrée. Cette technologie est actuellement la plus utilisée pour les applications de forte puissance. Des stations de sous-transmission à stockage pompé seront essentielles pour le stockage de l'énergie électrique. Le principe est généralement bien connu: pendant les périodes de faible demande, ces stations utilisent l'électricité pour pomper l'eau du réservoir inférieur au réservoir supérieur (figure 3-7). Lorsque la demande est très élevée, l'eau sort du réservoir supérieur et active les turbines pour générer de l'électricité de haute valeur pendant les heures de pointe. De nouveaux types de STEP sont envisagés notamment en bord de mer (STEP marine), la mer représentant le réservoir inférieur et un réservoir supérieur étant installé sur la côte.

Les systèmes hydroélectriques pompés ont une efficacité de conversion, du point de vue d'un réseau électrique, d'environ 65 à 80%, en fonction des caractéristiques de l'équipement. Compte tenu de l'efficacité du cycle, il faut 4 kWh pour en générer trois. La capacité de stockage dépend de deux paramètres: la hauteur de la cascade et le volume d'eau (figure 3-7). Le principal inconvénient de cette technologie est la nécessité de disposer d'un site présentant différentes altitudes d'eau [27].

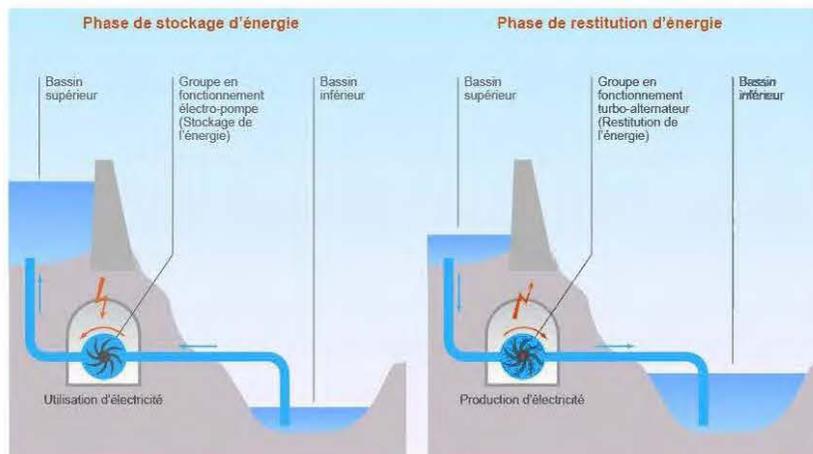


Figure 3-7 : Schéma de principe d'une STEP [27].

b) Stockage d'énergie par air comprimé ou CAES (Compressed Air Energy Storage)

Grâce à un compresseur, alimenté pendant les heures creuses de demande d'électricité, de l'air comprimé est produit puis stocké dans une cavité sous-terrainne. Lors des périodes de pointe, l'air comprimé passe dans une chambre de combustion où il est réchauffé grâce à l'apport du gaz naturel avant d'être détendu dans une turbine. Sans cette étape de réchauffement, la température atteinte lors de la détente de l'air serait beaucoup trop basse et la turbine serait vite endommagée. Celle-ci est reliée à un alternateur qui produit de l'électricité. Si le rendement n'est pas très bon, il reste meilleur qu'une turbine à gaz classique. Une des améliorations en cours d'étude, le CAES adiabatique, vise à stocker la chaleur produite lors de la compression de l'air

pour la restituer lors de la détente du gaz, ce qui permet l'utilisation de turbines à air pour régénérer de l'électricité sans aucune émission directe [101].

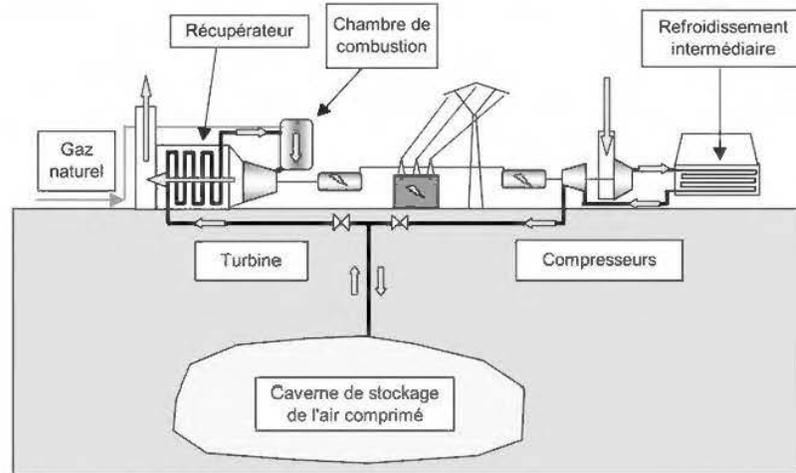


Figure 3-8 : Schéma de principe d'une installation de stockage à air comprimé [34].

c) Volant d'inertie

Le stockage inertiel est constitué d'un volant d'inertie composite couplé à un générateur de moteur et à des supports (souvent magnétiques), avec un carter basse pression permettant de réduire les pertes d'autodécharge. Son principe est utilisé depuis les années 1950, date à laquelle il a été utilisé pour construire des « autobus gyroscopiques ». En tant que dispositif de stockage d'énergie, le volant d'inertie a été conçu pour traiter les perturbations de tension brèves afin d'améliorer la qualité de l'énergie. Il stocke l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique de rotation. La (figure 3-9) montre le schéma d'un système à volant avec ses parties. En tant que dispositif de stockage d'énergie, le volant d'inertie fonctionne en mode de chargement et de déchargement[81] [102].

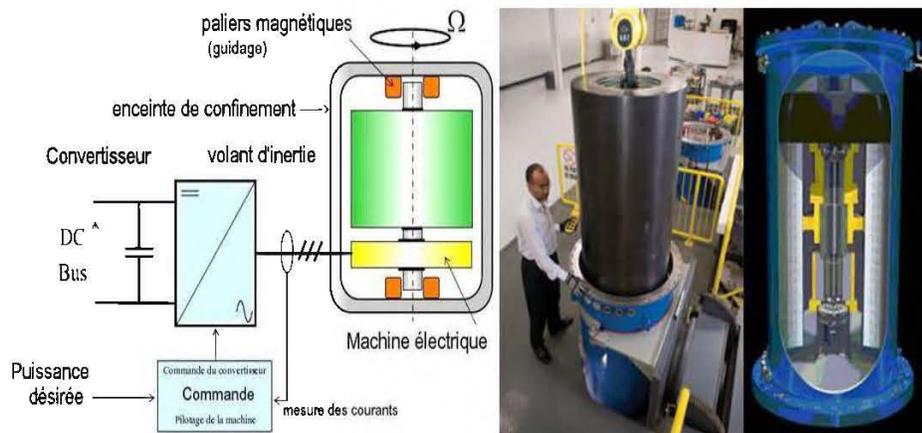


Figure 3-9 : principe du stockage par volant d'inertie [102]

Pendant le mode de stockage d'énergie, autrement appelé phase de charge, l'énergie électrique est utilisée pour accélérer le moteur qui est connecté au rotor (la masse en rotation) via un arbre. La rotation de l'arbre transmet au rotor un moment cinétique qui joue le rôle de composant de stockage d'énergie. Pendant la phase de décharge, la masse en rotation transfère l'énergie cinétique lorsqu'elle décélère en énergie électrique à l'aide du générateur connecté au même arbre. L'unité moteur-générateur de l'appareil est la même. Pendant la phase de charge, l'appareil fait office de moteur, tandis que pendant la phase de décharge, il joue le rôle de générateur [81].

d) Stockage électrochimique

Un stockage électrochimique fait souvent référence à une batterie qui est constituée d'un assemblage en série et/ou en parallèle d'éléments électrochimiques. Chaque accumulateur est constitué de deux électrodes, l'une positive et l'autre négative séparée par un électrolyte (figure 3.10). C'est un générateur électrochimique capable de fournir une énergie électrique à partir d'une énergie stockée chimiquement. Cette conversion d'énergie est réversible pour un accumulateur, contrairement à une pile [103].

Principe : aux interfaces électrodes-électrolyte de l'accumulateur interviennent des réactions électrochimiques d'oxydation ou de réduction des matières actives des électrodes :

- au niveau de l'anode (électrode négative en décharge), s'effectue une réaction d'oxydation suivant la relation $M_1 \rightarrow M_1^{n+} + ne^-$ de potentiel redox E_1 ;
- à la cathode (électrode positive en décharge), les électrons libérés à l'anode transitent par le circuit extérieur pour atteindre la cathode où s'opère une réaction de réduction suivant l'équation $M_2^{n+} + ne^- \rightarrow M_2$ de potentiel redox E_2 .

M_1 et M_2 sont respectivement les espèces actives à l'anode et à la cathode.

L'électrolyte assure le transport des espèces ioniques mises en jeu dans la réaction globale d'oxydo-réduction, qui s'écrit $M_1 + M_2^{n+} \rightarrow M_1^{n+} + M_2$. Le transport engendre une force électromotrice $E = E_2 - E_1$. Durant la charge, le phénomène s'inverse. La (figure 3-10) montre le principe de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique [99].

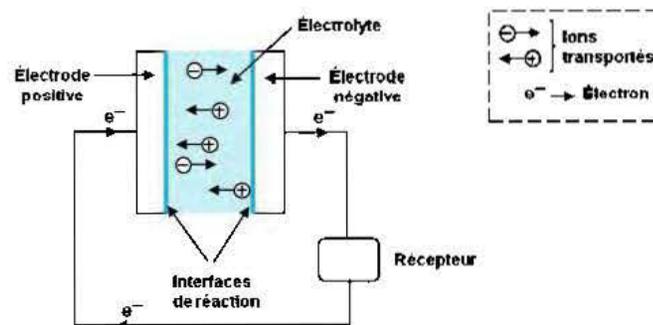


Figure 3-10 : Principe d'un accumulateur électrochimique [99]

e) Stockage à Hydrogène

Le stockage d'énergie à base d'hydrogène est l'un des réservoirs d'énergie chimique les plus populaires. L'hydrogène est un vecteur d'énergie stockable, transportable,

extrêmement polyvalente, efficace et propre. Il a également une densité d'énergie élevée. Comme le montre la (figure 3-11), pour les applications de stockage d'énergie, de l'électricité en période de pointe est utilisée pour l'électrolyse de l'eau afin de produire de l'hydrogène. L'hydrogène peut être stocké sous forme de gaz comprimé, de gaz liquéfié, d'hydrures métalliques ou de nanostructures de carbone. Le choix de la technologie de stockage dépend des caractéristiques des technologies disponibles en termes de performances techniques, économiques ou environnementales. Pendant la phase de décharge, l'hydrogène stocké est soit utilisé dans une pile à combustible, soit brûlé directement pour produire de l'électricité. L'utilisation de l'hydrogène pour le stockage de l'électricité présente un inconvénient majeur, à savoir les pertes d'énergie considérables subies au cours d'un cycle. Ces pertes sont dues au transport et à la compression lors du stockage. Ceci est partiellement compensé par la densité de stockage élevée [81].

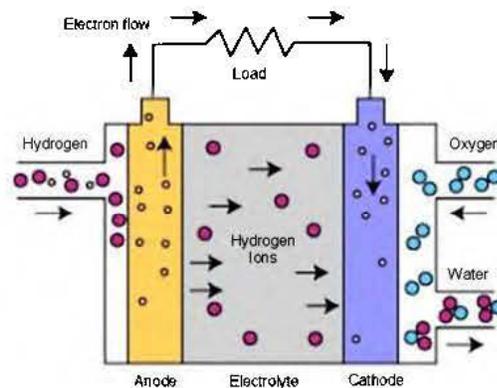


Figure 3-11 : Illustration d'une pile à combustible [104].

f) Stockage thermique

Le stockage par chaleur sensible a fait ses preuves depuis des milliers d'années. Il s'agit par exemple du simple fait de poser une pierre près d'un feu, de la déplacer et de profiter de la chaleur qu'elle restitue dans le temps. C'est aussi le principe que l'on retrouve dans l'utilisation d'un ballon d'eau chaude ou d'une simple bouillotte. Dans

le cas d'une centrale thermodynamique, il s'agit de stocker la chaleur emmagasinée au cours de la journée d'ensoleillement. Le fluide caloporteur (qui transporte la chaleur) circule jusqu'à un échangeur thermique relié à deux réservoirs de sels fondus. Les sels fondus froids passent à travers l'échangeur et emmagasinent à leur tour la chaleur du fluide, ils sont ensuite stockés dans un réservoir de sels chauds. Au coucher du soleil, le circuit s'inverse et les sels chauds circulent, à travers l'échangeur, vers le réservoir à sels froids. La chaleur est ainsi cédée au fluide caloporteur (autour de 500°C) et permet d'alimenter une turbine pour produire de l'électricité (figure 3-17) [101].

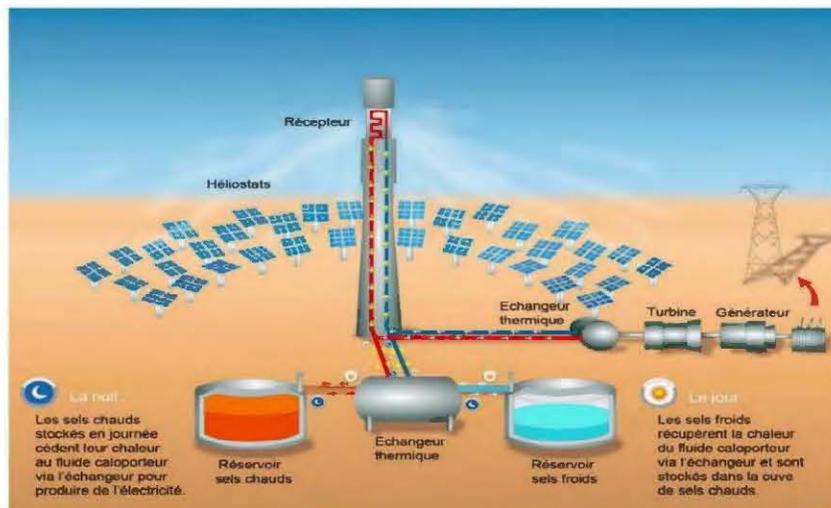


Figure 3-12 : stockage thermique par chaleur sensible [101].

3.5. Choix du système de stockage

À l'échelle mondiale, divers types de projets de stockage d'énergie ont été exécutés à différentes échelles. Une analyse détaillée de la base de données de projets de stockage d'énergie globale du « Department of Energy » des États-Unis [105] révèle que la technologie de stockage d'énergie par batterie compte le plus grand nombre de projets opérationnels lié aux énergies renouvelables (ER) (figure 3.13).

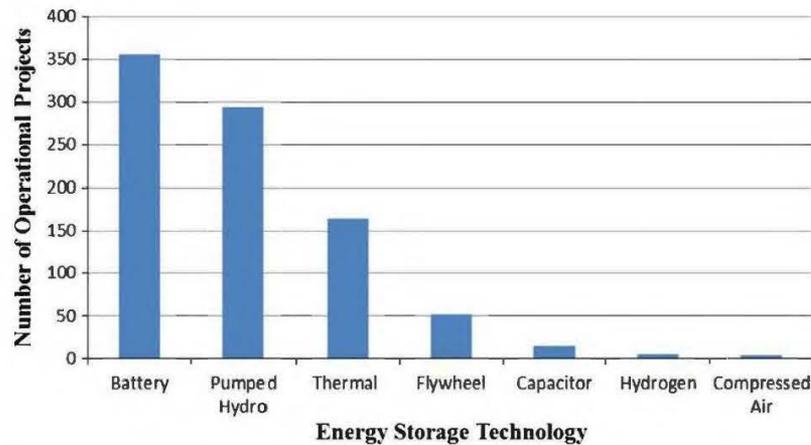


Figure 3-13 : différents systèmes de stockage les plus répandus dans les (ER) [105]

Aujourd'hui les accumulateurs électrochimiques ont une densité énergétique se situant entre 150 et 250 kWh/kg avec une durée de vie relativement faible de l'ordre de 200 à 10000 cycles [106].

Les accumulateurs électrochimiques notamment ceux au lithium-ion occupent la quasi-totalité du marché de la téléphonie mobile. Ils sont également utilisés dans les applications de forte puissance et dans l'aérospatiale telle que les satellites Galileo. Les accumulateurs Ni-Cd sont aussi utilisés dans les applications demandant une forte puissance et peuvent fonctionner sous une température relativement élevée. Pour ce qui est de la batterie au plomb, son marché est un enjeu industriel important. Il concerne les batteries de démarrage ainsi que la plupart des batteries stationnaires. En fonction de la nature des électrodes et de l'électrolyte, on rencontre différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques dont les plus utilisées sont : plomb-acide, nickel-cadmium et lithium-ion. [34, 106].

✓ **Accumulateurs au plomb-acide (Pb-ac)**

C'est l'une des technologies de stockage la plus ancienne et la plus utilisée au monde [107]. Son électrolyte est une solution aqueuse d'acide sulfurique, l'électrode positive est constituée d'oxyde de plomb PbO_2 et celle négative de plomb (Pb). La réaction d'oxydo-réduction mise en jeu est la suivante :

$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \rightleftharpoons 2PbSO_4 + 2H_2O$. La tension aux bornes d'un accumulateur au plomb varie entre 1,7V (état de charge minimum) et 2,5V (état de charge maximum) [108].

✓ **Accumulateurs au nickel cadmium (Ni-Cd)**

Ils offrent des performances supérieures à celle de l'accumulateur au plomb en termes de densité énergétique et de puissance (tableau 3-2). Cependant leur prix est nettement plus élevé et leur tension plus faible (1,15V à 1,45V) que ceux des batteries au plomb [109, 110]. L'électrolyte est à base de potasse, l'électrode positive est composée d'hydroxyde de nickel et l'électrode négative de cadmium. Ces éléments réagissent de la manière suivante : $2Ni(OH)_2 + Cd + 2H_2O \rightleftharpoons 2Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2$. Le (tableau 3-2) donne une comparaison des caractéristiques de quelques accumulateurs électrochimiques.

✓ **Accumulateurs au lithium-ion (Li-ion)**

Durant la charge, les ions lithium viennent s'insérer dans la structure de l'électrode négative en carbone graphité. Lors de la décharge, l'anode libère ces ions qui viennent se placer dans la structure de la cathode. L'équation électrochimique globale est la suivante : $Li + MI \rightarrow LiMI$, MI le matériau d'insertion (graphite, coke ...) placé à l'électrode positive. Par rapport aux batteries au plomb, les batteries au lithium-ion n'ont pas besoin de maintenance. Elles ont une durée de vie assez importante et présentent une plus grande résistance aux conditions extérieures. La tension d'un accumulateur lithium-ion varie de 2,5V (état de charge minimum) à 3,7V (état de charge maximum) [34, 109, 111].

Tableau 3-2 : Comparaison de quelques technologies électrochimiques [34, 92].

Technologies	Densité énergétique (Wh/kg)	Densité de puissance (W/kg)	Voltage par cellule (V)	Température de fonctionnement (C)	Temps de décharge	Durée de stockage	Auto-décharge (%/mois)	Rendement (%)	Durée de vie (nombre de cycles)
Plomb-acide (Pb-ac)	25-45	80-150	2	-20 à 60	15mn-100h	> 1 mois	40	60-98	300-1500
Lithium-ion (Li-ion)	80-150	500-2000	3.6	-20 à 60	45mn-100h	Plusieurs mois	20	90-100	> 1500
Nickel-cadmium (Ni-Cd)	20-60	100-800	1.25	-40 à 60	15mn-100h	< 1 mois	25	60-80	300-1500

❖ **Critère de choix [112]**

Le système de stockage a pour rôle d'assurer une permanence de production dans un réseau électrique (Système hybride) et d'absorber les pics de consommation afin d'éviter les déséquilibres énergétiques. La sélection d'un mode de stockage dépend de plusieurs critères parmi lesquels on cite:

- Densité de puissance et densité d'énergie;
- Coûts d'investissement;
- Rendement;
- Cycle de vie;
- Taille d'application
- Maturité technologique et adaptation à l'environnement etc.

Un critère de choix selon un indice de performance allant de 0 à 1 a été élaboré par le centre de recherche et d'expertise (TechnoCentre éolien, Nergica) basé en Gaspésie-iles-de-la-Madeleine (Québec). Cet indice est matérialisé par 1 pour très bonne performance et 0 pour mauvaise performance [112]. Il s'agit de la récente étude effectuée (sur les différents systèmes de stockages électriques) par le centre de recherche canadien basé en Gaspésie.

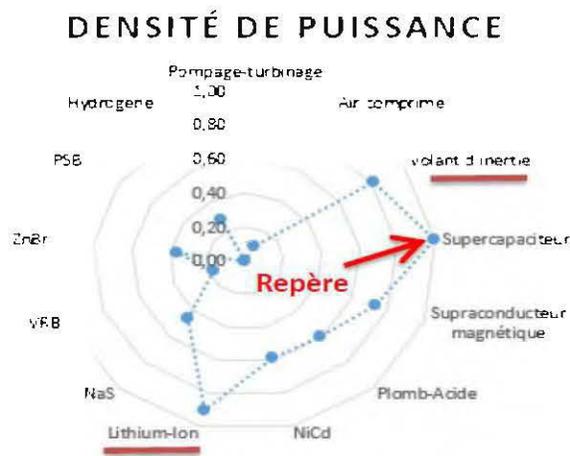


Figure 3-14 : critère de choix par densité de puissance

En termes de densité de puissance, le stockage d'énergie par batterie Lithium-ion occupe la seconde place (figure 3-14) comparativement aux autres excepté le supercondensateur.

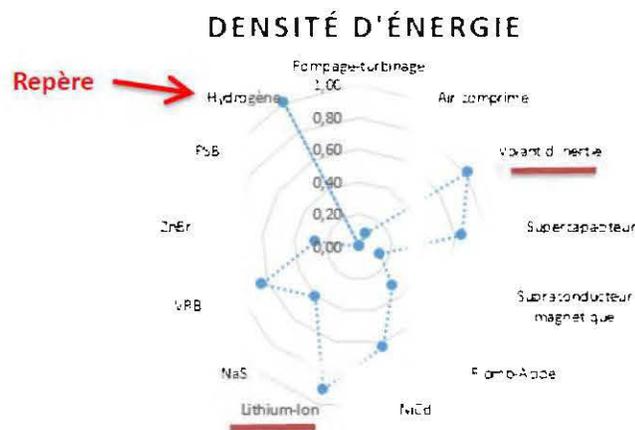


Figure 3-15 : choix par densité d'énergie

Le stockage par batterie Lithium-ion présente une performance remarquable après le stockage par hydrogène surclassant de ce fait les autres technologies (figure 3-15).

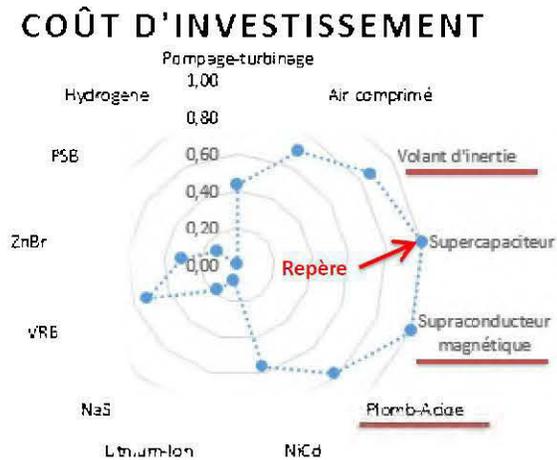


Figure 3-16 : comparaison par coût d'investissement

Le coût d'investissement du stockage par batterie lithium-ion reste plus élevé comparé à la plupart des technologies de stockage. Néanmoins, en termes de coût d'amortissement et d'efficacité à long terme et la baisse sans cesse des prix des batteries aux lithium (figure 3-17) leur permettra de concurrencer les autres systèmes dans l'avenir. La dernière étude effectuée par la société des études Bloomberg New Energy Finance (BNEF) aux États-Unis a annoncé d'ailleurs depuis mars 2019 que le prix des batteries lithium-ion a chuté de 35% à 187 USD par mégawattheure depuis la dernière étude [113].

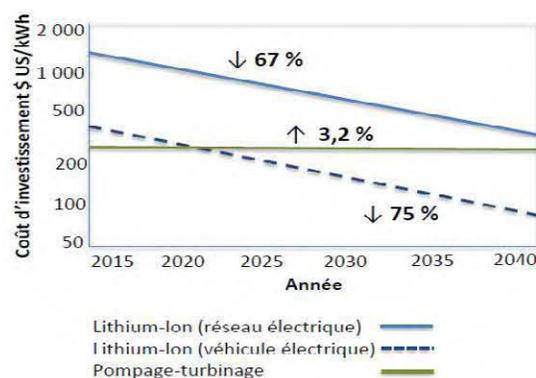


Figure 3-17 : coût d'investissement des stockages par Lithium-ion et par pompage-turbinage

Les batteries lithium-ion occupent quasiment la première place en termes de rendement énergétique, c'est ce qui les rend plus attractifs dans les microréseaux (figure 3-18).

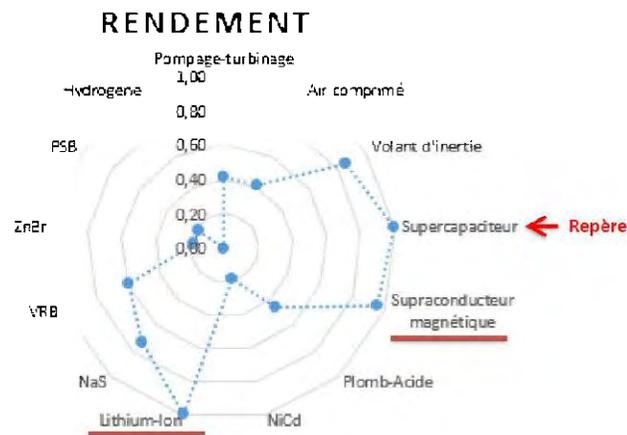


Figure 3-18 : critère de choix par rendement

En termes de cycle de vie les batteries aux lithium-ion sont moyennes comparées au volant d'inertie, super-condensateur, etc., mais largement supérieures aux batteries aux plombs, très répandues dans les microréseaux autonomes (figure 3-19).

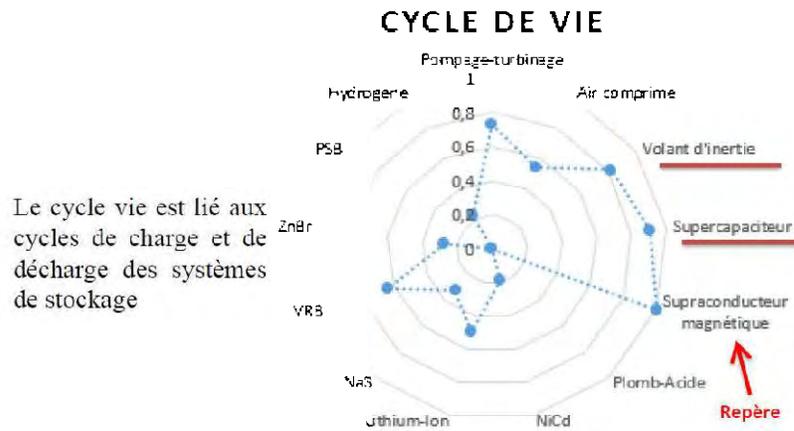


Figure 3-19 : comparaison par cycle de vie

La taille d'application des systèmes de stockages se mesure par famille comme présentée à la (figure 3-20). Les stockages par batteries, volant d'inertie ou encore les super-condensateurs ont une puissance nominale allant de quelques KW a 1MW pour une durée de décharge de quelques secondes à quelques heures ou plus selon l'utilisation. Cependant c'est le stockage par pompage-turbinage qui occupe une place incontestable à ce sujet avec près de 1TW de puissance délivrée pour plusieurs jours (voire des mois) de temps de décharge.

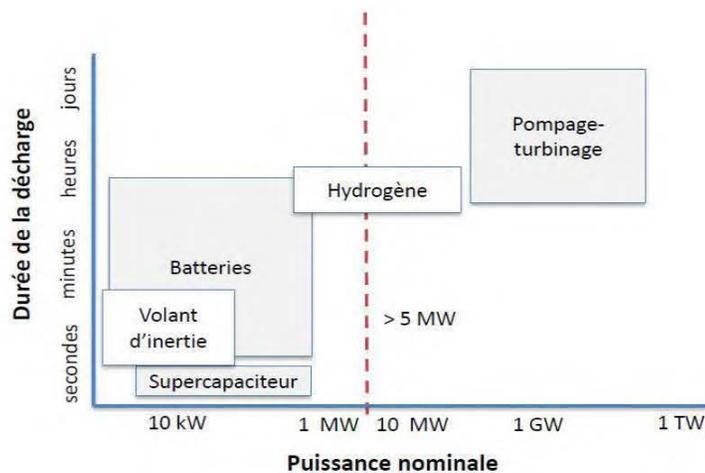


Figure 3-20 : comparaison par taille d'application

Mis sur le marché pour la première fois par la compagnie **Sony Energitech** dans les années 1990, les batteries lithium-ion sont plus récentes comparées aux plomb-acide, nickel Cadmium (NiCd), volant d'inertie et le plus ancien, le pompage-turbinage (figure 3-21). La bonne nouvelle est que les batteries au lithium sont en pleine expansion et pourraient faire oublier ou réduire l'utilisation de certaines formes de stockages dans les prochaines années.

MATURITÉ TECHNOLOGIQUE

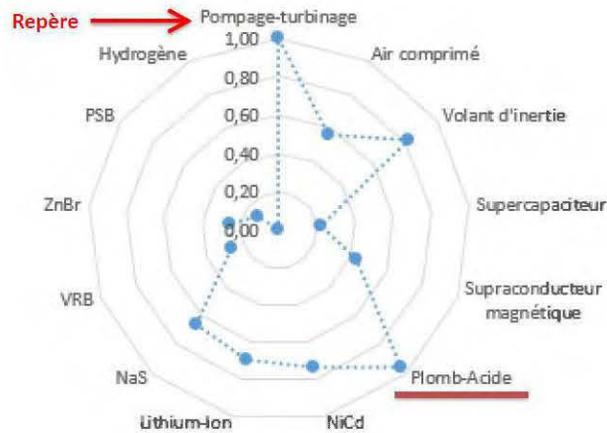


Figure 3-21 : maturité des différents systèmes de stockages

IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT

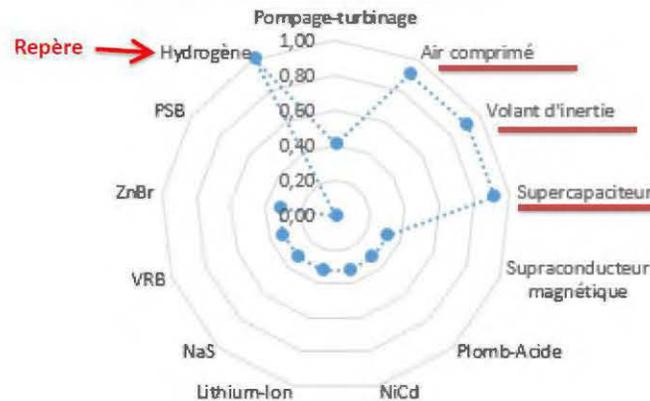


Figure 3-22 : impact environnemental des différents systèmes de stockages

Le stockage par hydrogène, par air comprimé, volant d'inertie ou encore le supercondensateur sont les plus respectueux de l'environnement comparativement aux autres technologies de stockage d'énergie (figure 3-22). Heureusement des études poussées sont en train de se faire par beaucoup de chercheurs afin de réduire considérablement l'impact des batteries lithium-ion sur l'environnement [114].

3.6. Capacité de stockage installé dans le monde

Les différentes technologies de stockage en sont à différents stades de maturité et sont applicables à différentes échelles de capacité. Le stockage hydroélectrique par pompage convient aux applications à grande échelle et représente 96 % de la capacité totale installée dans le monde, avec 169 GW en exploitation (figure 3-23). Le stockage d'énergie thermique occupe la seconde place avec une puissance installée de 3,2 GW, dont les 75 % sont déployés par la technologie de stockage thermique au sel fondu. Les batteries électrochimiques sont la troisième méthode de stockage la plus développée avec une capacité de puissance globale de 1,63 GW, suivie du stockage électromécanique avec 1,57 GW de puissance installée globale. Finalement, une technologie prometteuse de stockage de l'énergie est celle de l'hydrogène, qui ne représente qu'une faible part par rapport aux autres technologies, avec près de 15 MW de capacité de stockage mondiale installée [115].

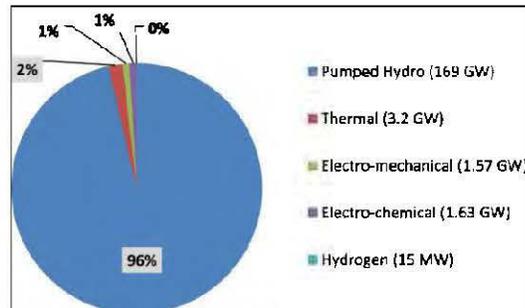


Figure 3-23 : Capacité énergétique mondiale de stockage d'énergie par technologique en 2017[115].

Les parts de stockage mondiales actuelles des technologies électrochimiques et électromécaniques sont présentées sur la (figure 3-24). En ce qui concerne le stockage électromécanique, les volants d'inertie et l'air comprimé sont les technologies de stockage les plus développées. Les batteries au lithium-ion représentent la plus grande part de la puissance installée, avec 1,12 GW en fonctionnement. Les autres

technologies électrochimiques sont les batteries à base de sodium, les condensateurs, les batteries au plomb-acide, les batteries de flux et les batteries au nickel [116].

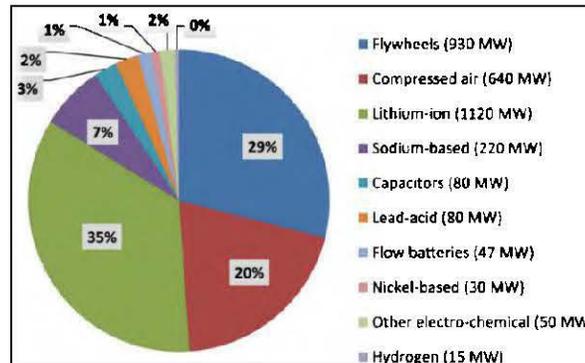


Figure 3-24 : la capacité mondiale de stockage d'énergie en MW de plusieurs technologies de stockage jusqu'en 2017 [116].

Au vu de toutes ces comparaisons, il apparaît que le stockage par batterie lithium-ion est la solution la plus adaptée pour notre système hybride décentralisé, car cette technologie présente une densité énergétique élevée, et des performances remarquables par rapport aux autres types de chimies.

3.7. Conclusion

Le réseau électrique fait face à de grands défis en matière de transmission et de distribution d'énergie pour répondre à la demande avec des variations quotidiennes et saisonnières imprévisibles. Le stockage de l'énergie électrique (SEE) est reconnu comme un potentiel technologique majeur pour relever ces défis, selon lequel l'énergie est stockée dans un certain état, en fonction de la technologie utilisée, et convertie en énergie électrique en cas de besoin. Cependant, la grande variété d'options et les matrices de caractéristiques complexes rendent difficile l'évaluation d'une technologie de stockage spécifique pour une application particulière. Il existe différents types de méthodes de stockage, dont certaines sont déjà utilisées, tandis que d'autres sont encore en développement. Nous avons examiné les principales caractéristiques des différentes techniques de stockage d'électricité et leur domaine d'application

(permanent ou portable, stockage à court ou long terme, puissance maximale requise, etc.). Ces caractéristiques serviront à faire des comparaisons afin de déterminer la technique la plus appropriée pour chaque type d'application.

Une étude comparative a été faite, et le stockage par batterie ion-lithium a été retenu selon des critères de choix spécifiques nécessaires à notre étude validant notre choix. C'est d'ailleurs ce dernier qui fera l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE 4 :ÉTUDE, MODÉLISATION ET SIMULATION DU SYSTÈME DE STOCKAGE PAR BATTERIE ION-LITHIUM

4.1. Introduction

Aujourd'hui, les applications des systèmes de stockages d'énergie sont nombreuses. Les batteries sont les plus célèbres. Ils sont utilisés dans plusieurs industries, telles que les véhicules électriques et hybrides [20, 117, 118], les systèmes à énergie renouvelable [119, 120] et les systèmes d'énergie marine [85]. Les batteries servent de secours dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne ou photovoltaïque. Ils sont mis en œuvre pour stocker l'énergie excédentaire capturée par l'énergie éolienne ou la lumière du soleil à l'aide d'éoliennes par temps venteux ou ensoleillé, ainsi que pour libérer l'énergie stockée pendant des périodes stationnaires ou pendant la nuit [121]. Dans les trains et les véhicules électriques ou hybrides, une batterie est utilisée pour stocker de l'énergie provenant du système de freinage à récupération et pour restituer l'énergie au système lorsque le train est en mode traction [118, 122]. Ils peuvent augmenter la fiabilité des systèmes hybrides. Dans toutes les applications mentionnées ci-dessus, une modélisation et une simulation précises d'une batterie permettant d'examiner les performances du système sont nécessaires. La modélisation de la batterie implique deux catégories de modélisations : la modélisation électrochimique et la modélisation de circuit électrique. Le modèle électrochimique d'une batterie est structurellement basé sur les actions et réactions électrochimiques internes d'une cellule. Ce modèle est complexe et nécessite une reconnaissance précise des processus électrochimiques dans la cellule. Il n'est pas appliqué dans les études de puissance et de systèmes dynamiques. La modélisation de circuits électriques est un autre modèle utile présenté

par de nombreux chercheurs. Dans la modélisation du circuit électrique, les caractéristiques électriques de la batterie sont prises en compte et des éléments linéaires passifs sont utilisés. De tels modèles sont faciles à comprendre. Dans le présent chapitre, une modélisation de la batterie au lithium-ion par une étude détaillée (fonctionnement, avantages, dimensionnement...) sera effectuée. La conversion d'énergie dans les systèmes hybrides à récupération d'énergie requiert l'utilisation des convertisseurs d'électronique de puissance, c'est pourquoi l'étude et la modélisation du convertisseur bidirectionnel DC-DC et celui de l'onduleur seront aussi évoqués. Finalement une simulation décrivant le dynamisme de la batterie sera présentée.

4.2. Étude du système de stockage par batterie ion-lithium

4.2.1. Généralité

La batterie au lithium-ion (Li-Ion) comme toute batterie est un accumulateur électrochimique qui utilise le lithium sous une forme ionique. Elle libère de l'électricité par échange réversible des ions lithium entre deux électrodes : une anode en graphite et une cathode en oxyde métallique généralement. Cet échange se fait au sein d'un électrolyte liquide.

Une batterie Li-Ion est constituée de plusieurs cellules reliées les unes aux autres par des configurations séries et parallèles selon la tension nécessaire et les besoins énergétiques de l'appareil ou de la charge qu'elle est destinée à alimenter.

Il est nécessaire de définir quelques notions indispensables pour décrire et caractériser le vieillissement des batteries quand il s'agit d'aborder divers documents sur le sujet. Tout d'abord il faut noter que l'appellation « batterie lithium-ion » englobe une vaste famille de batteries qui se différencient par leur composition électrochimique. On parlera par exemple de LFP pour indexer une batterie au Lithium Fer Phosphate, de LiMn pour batterie au Lithium Manganèse, de NCA pour une batterie Lithium Nickel Cobalt Aluminium, etc.

Une « batterie » est en fait constituée d'assemblages en série (pour augmenter la tension) ou en parallèle (pour augmenter le courant). On appelle généralement « élément » le composant élémentaire électrochimique constitué d'une paire d'électrodes. Un « module » est un ensemble de quelques éléments (de l'ordre de la dizaine) reliés entre eux et généralement contrôlés par un dispositif électronique qui assure la surveillance de la tension et de la température de chaque élément.

L'équilibrage des éléments peut être géré au niveau de ce module. Un « pack » est un ensemble de plusieurs modules.

La surveillance des différents modules et la gestion de leur énergie est assurée par ce qui est couramment appelé le « BMS » (Battery Management System).

On définit la capacité nominale d'une batterie en « Ah » comme étant la quantité de charge que celle-ci peut délivrer en une heure. Ainsi une batterie lithium de 10Ah se décharge en 1h sous un courant de 10A. À partir de cette valeur de capacité nominale, on construit le régime de courant qui est une valeur normalisée du courant [123] :

Il est important de différencier le vieillissement de l'autodécharge d'une batterie. L'autodécharge se traduit par une baisse de l'énergie stockée qu'il suffit de recharger pour que la batterie retrouve son niveau initial ; le vieillissement correspond à une détérioration irréversible des performances. Ce vieillissement est soit « calendaire » ou « en cyclage ». *Le vieillissement calendaire intervient lorsque la batterie est au repos ou en stockage.* Les paramètres qui influent ce mode de vieillissement sont la température et l'état de charge. *Lorsque la batterie est utilisée en décharge ou en recharge, on parle de vieillissement en cyclage.* Ce dernier peut être influencé par de nombreux paramètres : température, variation de l'état de charge, forme de courant, etc. Le vieillissement en cyclage dépend donc très fortement de l'usage.

4.2.2. Mécanisme de vieillissement des batteries ion-lithium

D'une manière générale, le vieillissement des batteries se manifeste par une perte de capacité et/ou une augmentation de l'impédance interne. Cela se traduit par une baisse

ou perte d'autonomie et/ou de puissance progressivement au niveau des fonctionnalités des batteries.

Le fonctionnement d'une batterie lithium-ion est basé sur le transfert d'ions lithium entre ses deux électrodes à travers un séparateur et un électrolyte. Ces ions s'insèrent dans l'électrode positive lors de la décharge et dans l'électrode négative lors de la charge. Le vieillissement d'une batterie se manifeste soit par une perte d'énergie en Wh (ou de capacité en Ah) soit par une augmentation de l'impédance interne qui entraîne une diminution de la puissance disponible en charge ou en décharge. Cette augmentation d'impédance induit également une perte de capacité lors d'une utilisation à fort courant. Les mécanismes de vieillissement des batteries lithium-ion sont nombreux et complexes [124].

4.2.3. Principe de fonctionnement de la batterie ion-lithium [125]

Le « Lithium » est un métal dont les atomes sont composés, entre autres éléments, d'électrons et de protons. Il possède la caractéristique de céder facilement un électron. Il devient alors un ion, d'où le terme « Lithium-Ion ». La batterie comporte un ou plusieurs accumulateurs, appelés cellules, dotés chacun de deux électrodes. Dans de nombreux modèles, la cathode est faite d'oxyde de Cobalt (CoO_2), avec un peu de lithium, tandis que l'anode est faite de graphite. L'électrolyte contient pour sa part des ions lithium en grande quantité. La première charge des cellules est réalisée par le fabricant de la batterie, car elle amorce le processus et fait accumuler les ions lithium dans l'anode, créant ainsi une différence de potentiel entre la cathode et l'anode.

Lorsqu'on branche la batterie sur un appareil, cela entraîne un déplacement des électrons à cause de la différence de potentiel. Les électrons passent de l'anode (électrode négative) à la cathode (électrode positive) par le circuit externe, comme le montre l'exemple, les différents composants d'un smartphone qui sont alors alimentés

(figure 4-1). De leur côté, les ions de lithium chargés positivement quittent l'anode pour retourner à la cathode, car ils sont attirés par les charges négatives des électrons.

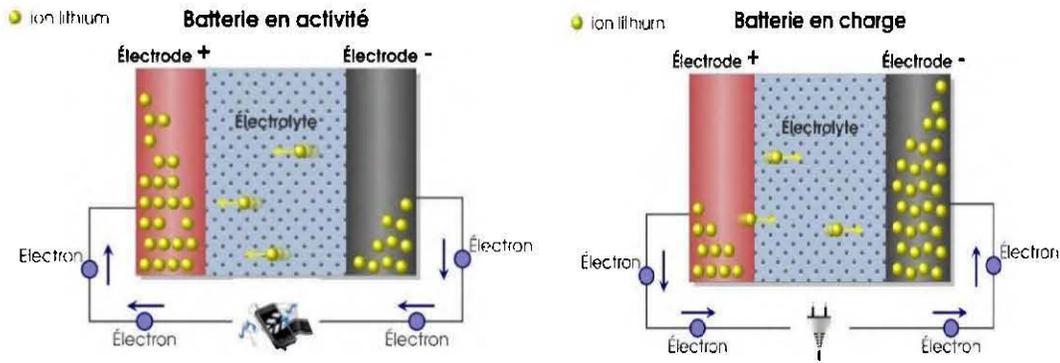


Figure 4-1 : Fonctionnement d'une batterie lithium-ion [125].

L'opération de charge consiste à faire repartir les électrons dans le sens inverse, c'est-à-dire de la cathode vers l'anode. On utilise pour cela un chargeur extérieur qui est connecté à la batterie. En conséquence, les ions de lithium passent de la cathode vers l'anode pour équilibrer la charge électrique. Quand tous les ions sont passés, la batterie est complètement chargée.

4.2.4. Avantages et inconvénients des batteries au lithium-ion [126-128] [92, 129]

Les batteries lithium-ion sont des fabrications récentes comparées aux batteries au plomb. Elles sont commercialisées depuis les années 1980. Le lithium est le métal le plus léger qui existe. Il présente une densité d'énergie très importante. La technologie lithium-ion a fait ses preuves, grâce à ce potentiel électrochimique, elles sont utilisées dans l'industrie électronique et automobile.

Les batteries au lithium surclassent toutes les précédentes technologies de stockage électrochimique : batteries au plomb, au nickel, au zinc, au sodium...

a) Avantages

Parmi les avantages de cette technologie, nous citons :

- ✓ **Sa capacité de stockage** (en constante amélioration) : la densité d'énergie du lithium-ion est généralement le double de celles des batteries standards;
- ✓ **Elle ne nécessite pas d'entretien** : contrairement aux batteries au plomb par exemple, le lithium-ion est une batterie ne nécessitant pas ou peu d'entretien. Pas besoin de cycles complets de charge et de décharge, car elles ne subissent pas « d'effet mémoire »;

*N. B : L'effet mémoire est un phénomène qui affecte les performances et la durée de vie des batteries lorsque celles-ci sont rechargées avant d'être totalement déchargées. L'effet mémoire concerne principalement les batteries **Nickel-Cadmium** (Ni-Cd) et **Nickel-Métal-Hydrure** (Ni-Mh). Les batteries au **plomb** (Pb) y sont quant à elles beaucoup moins sensibles, même si cet effet mémoire a tout de même des conséquences sur celles-ci. L'effet mémoire a pour conséquence de réduire la quantité d'énergie que la batterie peut restituer et donc une diminution de la capacité en ampères de celle-ci. La restitution de l'énergie de la batterie ne sera plus la même en raison de cet effet mémoire.*

- ✓ **Sa durée de vie est importante** : avec le lithium-ion, le taux d'autodécharge est très faible par rapport aux batteries au plomb. Cependant, ce sont les batteries lithium fer phosphate (LiFePo4) qui présenterait les meilleures performances d'après **Tesla Inc** la célèbre firme de fabrication de voitures électriques;
- ✓ **Elle est petite et légère** : leur petite taille et leur poids rendent l'utilisation des batteries lithium-ion adaptées aux appareils électroniques destinés au grand public.
- ✓ **Voltage** : La tension des cellules au lithium est **extrêmement stable même sous forte décharge**. La chute de tension liée au courant de décharge est

environ 10 fois moins élevée que pour une batterie au plomb. Cela permet entre autres aux convertisseurs de fonctionner dans de meilleures conditions.

- ✓ **Coût de l'énergie stockée** : Contrairement aux idées reçues, **les batteries lithium ne sont pas plus chères que celles au plomb si l'on rapporte la quantité d'énergie stockée au prix**. Certes, le coût initial est environ deux fois plus élevé, mais étant donné que l'énergie stockable au cours de sa vie est environ 4 fois plus élevée, le prix est finalement deux fois moindre.
- ✓ **Elles peuvent se brancher au réseau électrique** : grâce à leurs rendements proches des 100%, les batteries lithium-ion sont particulièrement adaptées pour leur application dans le photovoltaïque ou l'éolien. De plus, même à forts courants de décharge, les batteries lithium-ion délivrent toute leur capacité.

Si le choix des batteries au lithium se justifie par leurs nombreux avantages, cette solution présente également certaines limites.

b) Inconvénients

Les principaux inconvénients sont :

- ✓ **Le coût de fabrication** : avec la généralisation de cette technologie, les prix ont baissé. Pourtant les coûts de production de cette technologie sont 40 % plus chers que ceux des batteries nickel cadmium et 2.7 fois plus cher que les batteries au plomb même si ce prix est en constante diminution;
- ✓ **Restriction dans l'approvisionnement et le transport** : le lithium est un métal rare et son acheminement est soumis à des restrictions réglementaires. Avec la croissance de la demande, rien ne dit que les capacités en lithium seront suffisantes pour répondre à la demande même si les avis divergent sur l'état des ressources actuelles;
- ✓ **Elles nécessitent une protection** : les batteries lithium-ion sont fragiles et peuvent connaître des problèmes de sécurité. Elles nécessitent, par

conséquent, des circuits de protection pour gérer la tension et le courant. Leur transport et leur conservation s'avèrent complexes (elles ne supportent pas le froid ni la chaleur extrême). Certaines compagnies aériennes ont ainsi interdit le transport de ces batteries dans leur soute. Cependant des avancées considérables en termes d'amélioration ont permis l'apparition des batteries au lithium totalement sécuritaire.

4.2.5. Principales technologies Lithium-ion et leur domaine d'applications [130]

Les batteries utilisées pour le stockage de l'énergie solaire et éolienne sont pour la plupart au plomb. Cependant la faible durée de vie de celles-ci les rend peu économes à long terme. Les batteries lithium-ion permettent d'équiper les stations « hors-réseau » solaires ou éoliennes en remplacement des anciennes banques de batteries au plomb.

Les applications autonomes sont de plus en plus répandues du fait de la progression constante des performances des batteries. Elles sont actuellement performantes et ont une longue durée de vie sans maintenance régulière nécessaire. L'encombrement réduit des packs lithium-ion permet de positionner les batteries proches des équipements à alimenter, limitant les pertes liées au raccordement électrique (cas des masts d'antenne, éclairage public, etc.).

Les principales technologies aux lithium sont regroupées dans le (tableau 4-1) ci-dessous.

***NB** : parmi ces différentes technologies de lithium, le « Lithium-Ferro-Phosphate » est généralement recommandé pour des applications autonomes du fait de leur grande durée de vie, leur sécurité et leur coût plus faible que les autres (tableau 4-1).*

Tableau 4-1 : principales technologies Lithium-Ion et leurs utilisations [130]

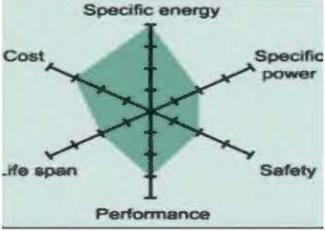
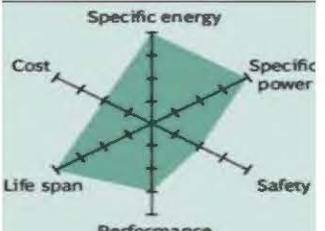
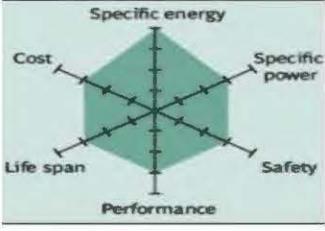
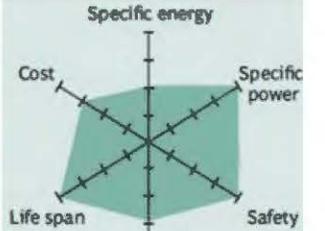
Technologies	Avantages	Inconvénients	Utilisations
<p>Lithium-Cobalt-Oxyde (LCO)</p> 	- Densité d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> - Chimie dangereuse si mal maîtrisée - Durée de vie 	<ul style="list-style-type: none"> - Applications de faible puissance - Outillage portable
<p>Lithium Nickel Cobalt Aluminium (NCA)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Densité d'énergie - Densité de puissance 	<ul style="list-style-type: none"> - Sécurité - Coût 	<ul style="list-style-type: none"> - Traction véhicules électriques (TESLA) - Applications de puissance - Outillage, etc.
<p>Lithium Nickel Manganese Cobalt (NMC)</p> 	- Densité d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> - Durée de vie - Sécurité 	<ul style="list-style-type: none"> - Applications embarquées - Outillage, etc. - Power Wall (TESLA)
<p>Lithium Fer phosphate (LFP ou LiFePO4)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Excellente durée de vie - Grande sécurité - Coût 	- Densité d'énergie plus faible que le Lithium Cobalt Oxyde	<ul style="list-style-type: none"> - Tractions Véhicules (VE) - Applications de puissances - Stockage d'énergie renouvelable - Batteries stationnaires, etc.

Tableau 4-2 : légende du tableau des comparaisons des technologies aux lithium-ion

LÉGENDE	VERT	ORANGE	ROUGE
NIVEAU	Bon	Moyen	Mauvais
D'IMPORTANCE			

4.2.6. Gestion de l'énergie

Le BMS (en Anglais : Battery Management System) est un système de gestion des SS indispensable dans la gestion optimale des systèmes des stockages et ses attributs en termes de performance. Il consiste à maintenir la tension et le courant d'une batterie dans des plages acceptables tout en vérifiant l'état de santé (SOH) et l'état d'énergie (SOE)[131, 132]. Il prend en compte la gestion électrique et thermique des batteries :

- **Gestion électrique** : elle permet de protéger les éléments d'un pack de batterie constitué de module qui à son tour est constitué de cellule (élément). Elle permet d'équilibrer la tension de charge des différents éléments afin de prévenir les surcharges ou surdécharges entre cellules d'une batterie pour délivrer plus d'énergie ou de puissance. Ceci nécessite une bonne connaissance des caractéristiques techniques de la technologie lithium-ion utilisée [133].
- **Gestion thermique** : elle est très essentielle au bon fonctionnement d'un système de stockage par batterie dans la mesure où la température a des effets négatifs sur le bon fonctionnement de ce dernier. Une température extrême peut accélérer le vieillissement d'une batterie, réduire ses performances et poser de sérieux problèmes de sécurité. La gestion thermique de la batterie permet de maintenir le système dans des intervalles de température nécessaire au bon fonctionnement de ce dernier [134] par ventilation ou par chauffage selon les besoins.

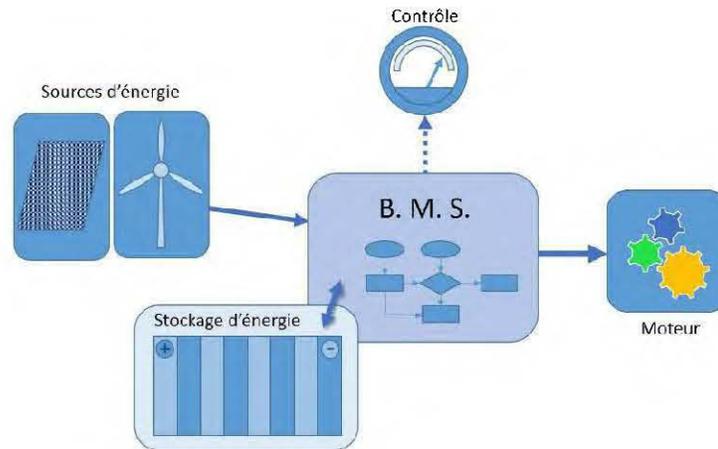


Figure 4-2 : Schéma d'un système BMS au cœur d'une production énergétique solaire-éolien-stockage

Ainsi, les BMS permettent une garantie d'utilisation optimale du système de stockage tout en prolongeant la durée de vie des batteries, ils sont au centre de la gestion des systèmes énergétique, comme présenté à la figure (figure 4-2).

4.3. Modélisation de la batterie ion-lithium

On peut définir un modèle comme étant une représentation mathématique simplifiée d'une entité ou d'un phénomène physique. Les modèles permettent de prédire le comportement d'un système et d'observer des phénomènes souvent impossibles à mesurer dans la vraie vie. Un modèle peut nous permettre par exemple de simuler rapidement plusieurs années du cycle de vie d'un système de stockage en quelques minutes. Ceci évitera de devoir construire à chaque fois des prototypes physiques et de se lancer dans une campagne expérimentale onéreuse et coûteuse. Très essentielle à l'ingénierie prédictive, l'élaboration d'un modèle qui tient compte des aspects d'intérêts de manière la plus fidèle possible à la réalité est essentielle pour répondre à certaines questions d'ingénierie. Dans la littérature différentes méthodes de modélisation des batteries ont été effectuées par [135-138].

Un modèle peut être grossier ou réduit, son niveau de détails dépend du problème à résoudre. Les modèles peuvent tenir compte des aspects électrique, thermique et électrochimique. Ainsi plusieurs familles de modèles ont été développées, chacune répondant à des besoins précis. Ces familles de modèles sont selon [139] : **mathématiques, stochastique, analytiques, électrochimique, circuits électriques équivalents ou encore le réseau de neurones**. Cependant on distingue trois champs d'études dans la modélisation des batteries :

- Le comportement électrique ;
- Le vieillissement ;
- La thermique.

N. B. Le modèle électrochimique est rarement utilisé dans le domaine de la modélisation des batteries, car ce dernier nécessite une grande puissance de calcul et l'incertitude sur les résultats justifie la non-utilisation de cette approche[140].

Les principales propriétés d'une batterie sont sa tension V_{nom} (V) et sa capacité C ou Q_{cell} en (Ah). Le produit de ces deux valeurs est une mesure de la quantité d'énergie contenue dans la batterie. Dans une source de tension idéale, la tension devrait demeurer constante en tout temps, jusqu'à ce que la batterie soit complètement déchargée, et ce peu importe la demande de courant. Ainsi l'autonomie d'une batterie devrait pouvoir se calculer directement par l'équation (4.1), où t_{auto} est le temps de décharge et I est le courant demandé [139].

$$t_{auto} = \frac{Q_{cell}}{I} \quad (4.1)$$

Or, les batteries au lithium n'adoptent pas un comportement idéal, car leur tension ne reste pas constante tout au long de la décharge. On a longtemps estimé l'autonomie réelle d'une batterie par la loi de Peukert (équation 4.2). Le $b > 1$ est une constante propre à chaque batterie, tenant compte de la diminution de la capacité en fonction du courant débité et doit être obtenu expérimentalement.

$$t_{auto} = \frac{Q_{cell}}{I^b} \quad (4.2)$$

La relation de Peukert (équation 4.2) ne tient pas compte de la température, et ne permet pas de calculer la tension de la batterie. C'est l'utilisation des batteries dans les appareils électroniques portables qui a amené les électrotechniciens à s'intéresser à la modélisation des batteries.

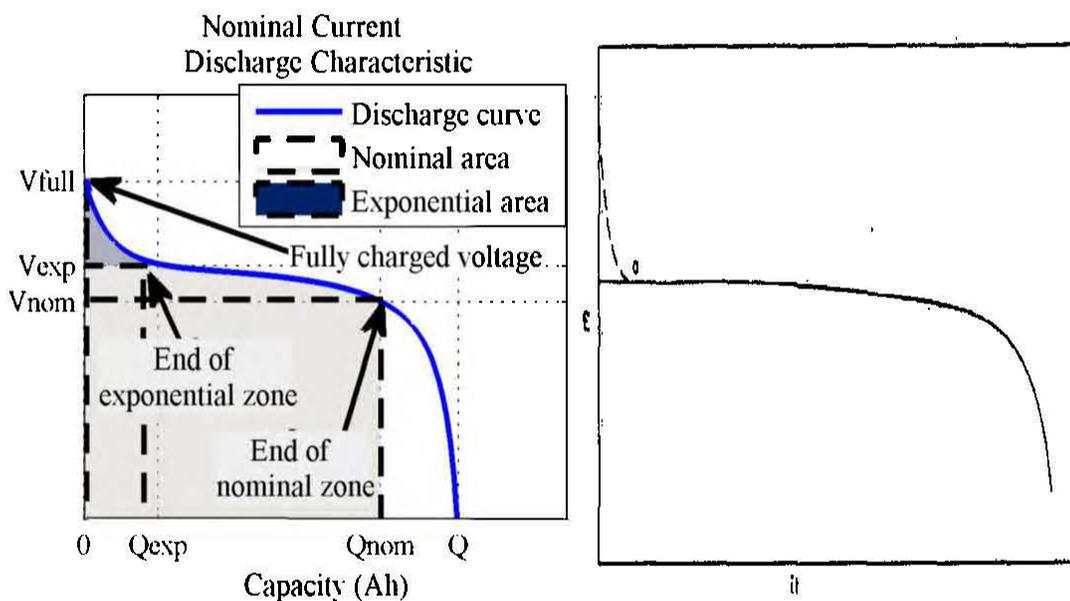


Figure 4-3 : courbe de décharge typique : (à gauche) d'une batterie quelconque par simulation (à droite) celui de Sheferd [141, 142]

La chute potentielle pendant la décharge peut être divisée en trois parties:

- (a) une chute de potentiel se produisant que dans la partie initiale de la décharge entre V_{full} et V_{exp}
- (b) une chute de potentiel due à la résistance interne entre V_{exp} et V_{nom} , finalement
- (c) une chute de potentiel due à la polarisation entre V_{nom} et 0.

La densité de courant du matériau actif à tout moment « t » pendant une décharge est définie par les deux conditions suivantes :

- Au début de la décharge, la densité de courant apparente est égale à i.

- À tout moment t pendant la décharge, la densité de courant est directement proportionnelle aux ampères par gramme de matière active non utilisée.

Shepherd dans les années soixante [141], développa une équation du potentiel cellulaire E lors de la décharge d'une batterie représentée par l'équation (4.3).

$$E = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) i - Ri \quad (4.3)$$

Lorsqu'il évalue mathématiquement l'équation (4.3), un ensemble de courbes est obtenu, dont l'une est représentée en trait plein sur la (figure 4-3 : courbe de Sheferd), qui représente le potentiel E en fonction de la quantité d'électricité correspondante. Cependant, une chute de tension au début de la décharge de la batterie n'est pas incluse dans l'équation (4.3). Cette chute initiale est plus ou moins rapide et est représentée sur la même courbe par une ligne pointillée. Par conséquent, un autre terme doit être ajouté pour corriger la différence de potentiel entre le potentiel en trait continu, calculé à partir de l'équation (4.3) et la ligne en pointillé qui représente le potentiel de décharge réel. Il a été constaté expérimentalement que l'expression $Ae^{-Bt/Q}$, où A et B sont des constantes empiriques, donne une évaluation de la chute potentielle initiale adéquate dans la plupart des situations. Lorsque ce terme est ajouté à l'équation (4.3), l'équation finale devient :

$$E = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) i + A \exp(-BQ^{-1}it) - Ri \quad (4.4)$$

Cette équation est notamment utilisée dans le modèle générique de batterie fourni dans MATLAB/SimulinkR *SimPowerSystems* [139].

Où

E : Potentiel de la batterie (V)

E_0 : Tension constante de la batterie (V)

K : Constante de polarisation (V/Ah)

Q : Capacité de la batterie (Ah)

i : Courant de la batterie (A)

$it = \int idt$: Capacité actuelle de la batterie (Ah)

R : Résistance interne par unité de surface de la cellule (Ω)

A : Amplitude de la zone exponentielle (V)

B : Inverse de la constante de temps de la zone exponentielle (Ah^{-1})

L'équation de la tension de la batterie en charge et en décharge est donnée par [143] :

✓ **Équation en décharge :**

$$(i^* > 0): E_{bat}(it, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q-it} (it + i^*) + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (4.5)$$

✓ **Équation en charge :**

$$(i^* < 0): E_{bat}(it, i^*, i) = E_0 - R \cdot i - K \cdot \frac{Q}{it + 0.1 \cdot Q} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q-it} \cdot i + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (4.6)$$

Où i^* : est le courant filtré (A)

E_{bat} : tension de la batterie (V)

À la fin de la décharge, le terme exponentiel dans l'équation (4.4) est négligeable en valeur et la tension finale ou de coupure est [141] :

$$E = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q-it} \right) i - Ri \quad (4.7)$$

✓ **L'état de charge (SOC) :**

Des pertes d'énergie surviennent lors du chargement d'une batterie. L'efficacité de la batterie diminue encore lorsque la batterie vieillit ou si elle n'est pas entretenue correctement. L'état de charge de la batterie en Wh est classiquement calculé par l'intégration de la puissance [144] à l'aide de :

$$SOC(t) = \int_{t-1}^t I_{bat}(t) \cdot V_{bat}(t) dt \quad (4.8)$$

Une version discrétisée du SOC est donnée par [144] [145] :

$$SOC(t+1) = SOC(t) \left(1 + \sigma \cdot \frac{\Delta t}{24} \right) - P_{bat} \cdot \Delta t \cdot \eta_{bat}(t) \quad (4.9)$$

Où Δt est la période d'échantillonnage, σ est le coefficient d'autodécharge de la batterie, I_{bat} et V_{bat} sont respectivement le courant et la tension de la batterie et η_{bat} est l'efficacité relative au courant en charge et son inverse en décharge.

✓ **L'état de décharge (SOD) :**

L'état de décharge est donné par [146] où i est le courant de la batterie et Q_{max} sa capacité maximale :

$$SOD(t) = \frac{\int_0^t i(t) dt}{Q_{max}} \cdot 100\% \quad (4.10)$$

✓ **Profondeur de décharge (DOD) :**

$$DOD = 1 - SOC \quad (4.11)$$

✓ **L'état de santé (SOH) :**

L'état de santé d'une batterie se définit comme le rapport, entre sa capacité totale à l'instant t et sa capacité totale mesurée à l'état neuf. Ceci donne une donnée quantitative sur les pertes des performances de l'accumulateur en termes de capacité [147].

Parmi les différentes familles de modèles, le modèle de circuit équivalent est le plus largement et couramment utilisé dans la littérature [148, 149], parce qu'il est le plus facile à mettre en œuvre que les autres méthodes [150].

❖ **Modèles de circuit équivalents de batterie lithium-ion**

Différents modèles de circuits équivalents tels que le modèle Rint, le modèle RC, le modèle de Thevenin ou encore le modèle PNGV sont maintenant largement rencontrés dans la littérature [9, 151, 152].

a) Le modèle Rint

Le modèle R_{int} , illustré à la (figure 4-4) et à l'équation (4.12), met en œuvre une source de tension idéale U_{oc} pour définir la tension à vide de la batterie. La résistance R_o et la tension à vide U_{oc} sont des fonctions de SOC, SOH et de la température. I_L est le courant de charge avec une valeur positive à la décharge et une valeur négative à la charge, U_L est la tension terminale.

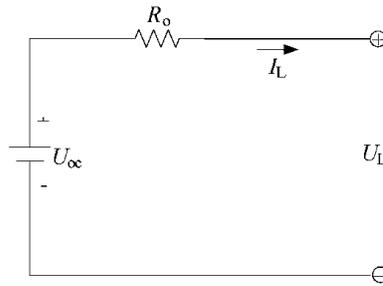


Figure 4-4 : Schéma du modèle Rint.

$$U_L = U_{oc} - I_L R_o \quad (4.12)$$

b) Le modèle RC

Le modèle RC a été conçu par la célèbre société SAFT Battery Company et a obtenu de bonnes applications via le logiciel Advisor. Comme le montre la (figure 4-5), il est constitué de deux condensateurs (C_c , C_b) et de trois résistances (R_t , R_e , R_c). Le condensateur C_c , qui a une faible capacité et représente principalement les effets de surface d'une batterie, est appelé condensateur de surface. Le condensateur C_b , qui a une très grande capacité et représente la grande capacité d'une batterie à stocker une charge chimiquement, est appelé condensateur vrac. Le SOC peut être déterminé par la tension aux bornes du condensateur en vrac. Les résistances R_t , R_e et R_c sont appelées résistance terminale, résistance d'extrémité et résistance de condensateur, respectivement. U_b et U_c sont les tensions aux bornes de C_b et C_c ,

respectivement. Le comportement électrique du circuit peut être exprimé par les (équations 4.13 et 4.14).

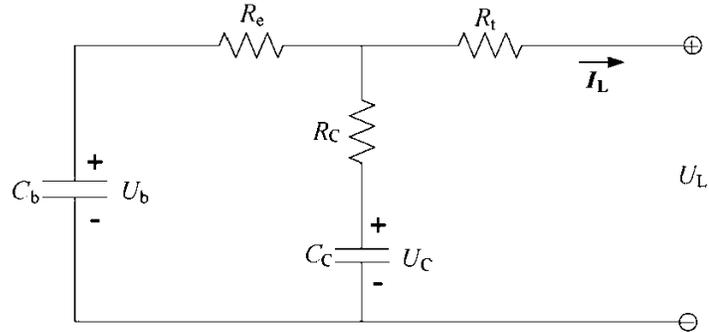


Figure 4-5 : Schéma du modèle RC.

$$\begin{pmatrix} \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{C_b(R_e + R_c)} & \frac{1}{C_b(R_e + R_c)} \\ \frac{1}{C_c(R_e + R_c)} & -\frac{1}{C_c(R_e + R_c)} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_b \\ U_c \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\frac{R_c}{C_b(R_e + R_c)} \\ -\frac{R_e}{C_c(R_e + R_c)} \end{pmatrix} (I_L) \quad (4.13)$$

$$(U_L) = \begin{pmatrix} \frac{R_c}{(R_e + R_c)} & \frac{R_e}{(R_e + R_c)} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_b \\ U_c \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -R_t & -\frac{R_e R_c}{(R_e + R_c)} \end{pmatrix} (I_L) \quad (4.14)$$

c) Le modèle de Thevenin

Le modèle de Thevenin connecte un circuit RC parallèle en série avec une résistance interne R_0 basé sur le modèle R_{int} , décrivant les caractéristiques dynamiques de la batterie. Comme le montre la (figure 4-6), il est principalement composé de trois parties comprenant la tension de circuit ouvert U_∞ , les résistances internes et la capacité équivalente. Les résistances internes comprennent la résistance ohmique R_o et la résistance de polarisation R_{th} . La capacité équivalente C_{th} est utilisée pour décrire la réponse transitoire pendant la charge et la décharge. U_{th} est la tension à

travers C_{th} . I_{th} est le courant de sortie de C_{th} . Le comportement électrique du modèle de Thevenin peut être exprimé par l'équation (4.15).

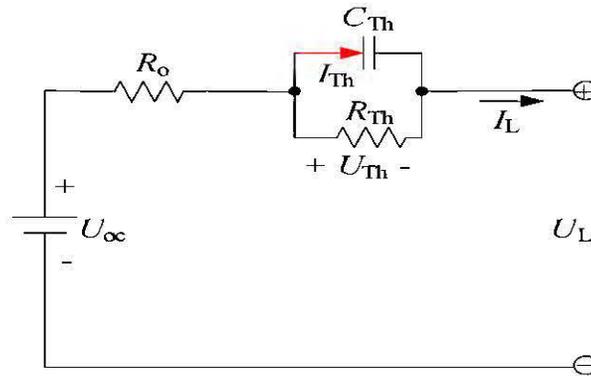


Figure 4-6 : Schéma du modèle de Thevenin.

$$\begin{cases} \dot{U}_{Th} = -\frac{U_{Th}}{R_{Th}C_{Th}} + \frac{I_L}{C_{Th}} \\ U_L = U_{\infty} - U_{Th} - I_L R_o \end{cases} \quad (4.15)$$

d) Le modèle PNGV

Le modèle PNGV présenté à la (figure 4-7) peut être obtenu en ajoutant un condensateur $1/U'_{oc}$ en série sur la base du modèle de Thevenin pour décrire l'évolution de la tension en circuit ouvert générée au cours de l'accumulation temporelle du courant de charge.

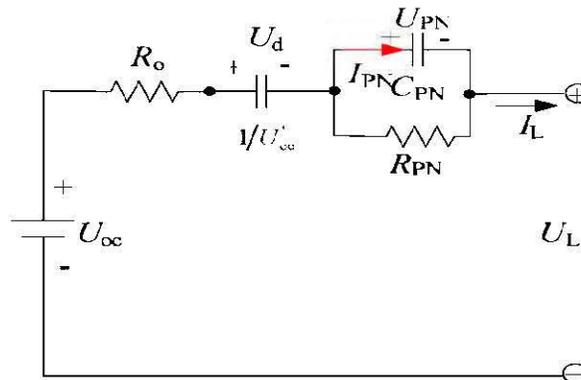


Figure 4-7 : Schéma du modèle PNGV.

U_d et U_{PN} sont les tensions sur $\frac{1}{U'_{oc}}$ et C_{PN} respectivement. I_{PN} est le courant de sortie de C_{PN} . Le comportement électrique du modèle PNGV peut être exprimé par (l'équation 4.16) :

$$\begin{cases} \dot{U}_d = U'_{oc} I_L \\ \dot{U}_{PN} = -\frac{U_{PN}}{R_{PN} C_{PN}} + \frac{I_L}{C_{PN}} \\ U_L = U_{oc} - U_d - U_{PN} - I_L R_0 \end{cases} \quad (4.16)$$

***NB** : Le modèle de Thevenin est le plus utilisé dans la littérature, c'est d'ailleurs ce modèle qui dans les lignes qui suivent fera l'objet de notre étude, car il fournit un bon équilibre entre précision et efficacité de calcul [8].*

4.4. Dimensionnement d'une batterie

Dimensionner un système de stockage c'est trouver la taille optimale permettant, compte tenu de la production et éventuellement des prévisions, de maximiser (ou minimiser) des critères de performance prédéfinis.

Une batterie utilisée avec des panneaux solaires ou une éolienne est une batterie à décharge lente (appelée aussi batterie solaire). Ces batteries sont spécifiquement conçues pour les applications solaires et éoliennes. Elles n'ont pas les mêmes caractéristiques qu'une batterie de voiture par exemple, elles se déchargent plus progressivement et supportent mieux les décharges fréquentes peu profondes [153].

Pour une installation éolienne, solaire ou hybride solaire-éolienne, la capacité d'une batterie solaire est exprimée en Ampères Heure (Ah) ce qui signifie le débit total d'énergie de la batterie dans une situation donnée (5heures,10heures, etc.). Les données nécessaires à la détermination de la capacité de la batterie en plus de l'énergie totale journalière sont : son rendement, sa tension nominale, sa profondeur de décharge et son autonomie [154].

Si on néglige les pertes, la capacité de stockage d'un accumulateur en (Ah) est donc donnée par :

$$C(Ah) = \frac{C_{jr} \times T}{U_{acc} \times \eta \times DOD} \quad (4.17)$$

$$N_{bs} = \frac{U_u}{U_{bat}} = \text{nombre de batteries en série} \quad (4.18)$$

$$N_{bp} = \frac{C_{tot}}{C_u} = \text{nombre de batteries en parallèle} \quad (4.19)$$

Avec :

C : Capacité de stockage (Ah)

C_{jr} : Consommation journalière requise (Wh)

T : Autonomie (h)

U_{acc} : Tension de l'accumulateur

η : Rendement de l'accumulateur

DOD : Profondeur de décharge de la batterie

N_{bs} : nombre de batteries en série

U_u : tension d'utilisation

U_{bat} : tension de la batterie

N_{bp} : nombre de batteries en parallèle

C_{tot} : capacité totale de l'accumulateur

C_u : capacité utile

Afin de ne pas endommager la batterie, un contrôleur de batterie appelé aussi régulateur de tension est souvent associé au système de stockage par batterie. Le régulateur permet de protéger la batterie en limitant un certain seuil minimum pour éviter les décharges profondes et un seuil maximum pour éviter les surcharges au niveau des batteries. Néanmoins la connaissance de quelques règles ou informations est nécessaire avant l'utilisation des batteries :

- Il est recommandé par exemple de bien vérifier que le cyclage est clairement indiqué par le fabricant, car ce dernier indique la durée de vie de la batterie.
- La détermination de la tension de stockage : dans [153] il est conseillé de se fier au (tableau 4-3) ci-dessous, car plus le besoin d'énergie est élevé, plus on doit utiliser une tension élevée afin de diminuer les pertes.
- Le montage des batteries se fait en série ou en parallèle pour augmenter la tension ou la capacité respectivement (figure 4-8).
- Plus la rapidité de la décharge est importante, plus la capacité réelle de la batterie sera faible.
- Par exemple une batterie de 50Ah en C100 aura réellement une capacité de 50 Ah si la décharge prend 100 heures

Tableau 4-3 : exemple des tensions recommandées pour une installation PV pour différentes puissances crêtes [153].

<i>Puissance de l'installation PV</i>	<i>Tension recommandée</i>
<i>De 0 à 800 Wc</i>	12V
<i>De 800 à 1600 Wc</i>	24V
<i>Au-dessus de 1600 Wc</i>	48V

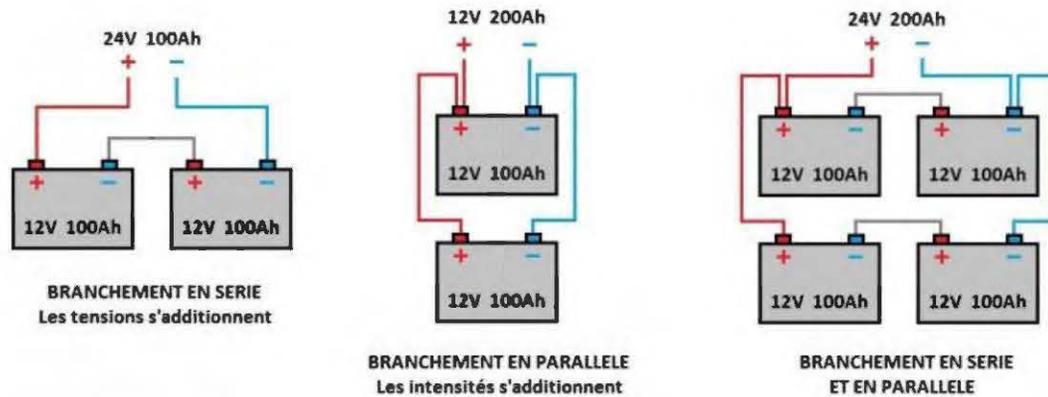


Figure 4-8 : différents montages possibles des batteries [155].

4.5. Étude modélisation et simulation du convertisseur bidirectionnel DC-DC (buck-boost converter)

Il existe trois types de convertisseurs continu-continu à mode de commutation : abaisseur, élévateur et abaisseur/élévateur ou encore en anglais buck, boost. Le mode buck est utilisé pour réduire la tension de sortie, tandis que le mode boost augmente la tension de sortie. En mode buck-boost, la tension de sortie peut être maintenue supérieure ou inférieure à la source, mais dans la polarité opposée.

Ces convertisseurs sont constitués des mêmes composants, une inductance L un condensateur C et un commutateur S , qui a deux états $g = 1$ et $g = 0$. Tous les convertisseurs se connectent à une source d'alimentation en courant continu avec une tension (non régulée) V_{in} et fournissent une tension régulée en sortie V_{out} à la résistance de charge R en contrôlant l'état du commutateur. Dans certaines situations, la charge peut également être inductive, par exemple un moteur à courant continu, ou approximativement, une charge de courant, par exemple dans une configuration en cascade. Pour des raisons de simplicité, nous considérons seulement les charges résistives.

4.5.1. Principes

En mode buck-boost, les positions 1 et 0 du commutateur représentent les modes de charge et de décharge respectivement de l'inductance. Une commande appropriée de la séquence de commutation peut entraîner une tension de sortie supérieure ou inférieure à la source continue. Puisque l'inductance ne peut pas changer le sens du courant, la tension de sortie est opposée à la source continue.

4.5.2. Mise en équation du convertisseur Buck-Boost

La particularité de ce type de convertisseur est la prise en compte de l'état de l'interrupteur S (figure 4-9). Quand celui-ci est en mode passant, alors $T_{on} = D * T_s$ conduisant ainsi à une augmentation de l'énergie stockée dans l'inductance.

Lorsque S est bloqué, alors $T_{off} = (1 - D) * T_s$ et l'énergie accumulée dans l'inductance est transférée vers le condensateur et la charge.

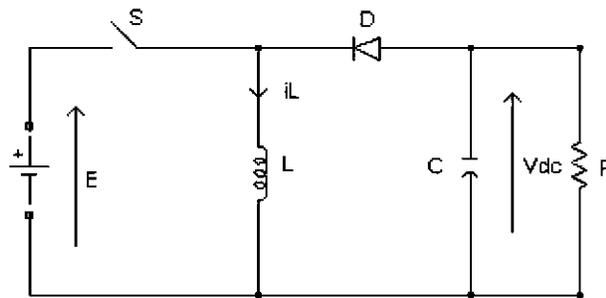


Figure 4-9 : Schéma de principe du convertisseur Buck-Boost [156].

La référence [156] donne plus de détails sur la modélisation du convertisseur Buck-Boost. Sous des hypothèses idéales: commutateur idéal, condensateur idéal et inductance idéale, ce convertisseur peut être décrit à l'aide d'équations de différenciation ordinaires comme suit:

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = gE + V_{dc} (1-g) \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -i_L (1-g) - \frac{V_{dc}}{R} \end{cases} \quad (4.20)$$

N. B. la procédure de dérivation des équations dynamiques en régime de conduction continue est la même que dans le cas du hacheur Boost. On peut aussi réaliser des convertisseurs d'électronique de puissance en utilisant des MOSFET.

Avec g : la commande de l'interrupteur, D le rapport cyclique du convertisseur compris entre 0 et 1, T_{on} , T_{off} et T_s sont respectivement la période d'ouverture, de fermeture et la période du signal de sortie.

En mode interrupteur passant, g est égal à 1, la diode est bloquée dans ce cas et les équations sont :

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = E \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{V_{dc}}{R} \end{cases} \quad (4.21)$$

En mode interrupteur bloqué, g est égal à 0 et la diode conduit. On a alors les équations suivantes :

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = V_{dc} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -i_L - \frac{V_{dc}}{R} \end{cases} \quad (4.22)$$

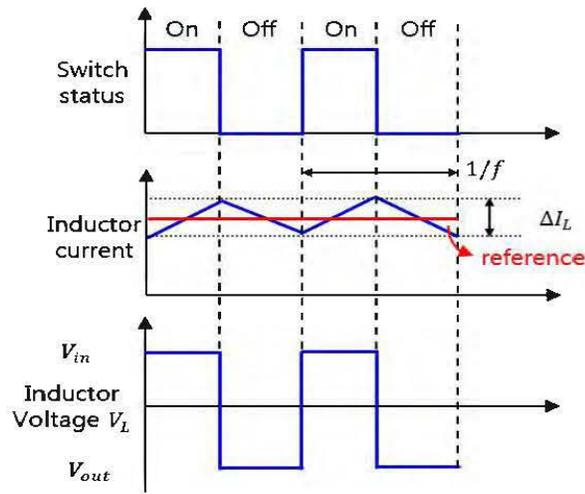


Figure 4-10 : formes d'ondes : courant et tension dans un convertisseur Buck-Boost [157].

Si la condition d'équilibre est appliquée, la relation de tension entre entrée et sortie peut être résumée par la relation suivante :

$$\begin{cases} (V_{in})DT = (-V_{out})(1-D)T \\ V_{out} = -\frac{D}{1-D}V_{in} \end{cases} \quad (4.23)$$

L'équation (4.23) ci-dessus est résumée conformément à D comme suit :

Si $D = 0.5$, alors $|V_{out}| = V_{in}$; Si $D < 0.5$, $|V_{out}| < V_{in}$ et Si $D > 0.5$, alors $|V_{out}| > V_{in}$

Si l'application exige que la tension de sortie ne soit pas **inversée**, une configuration en cascade du convertisseur Buck et du convertisseur Boost, avec un interrupteur complémentaire peut être effectuée comme affiché à la (figure 4-11). Ce type de configuration est appelé convertisseur non-inverseur Buck/Boost [156]. Le modèle de ce convertisseur peut être obtenu directement en appliquant la même procédure pour le convertisseur Buck-Boost, ne modifiant que le rapport des tensions entrée-sortie à

$\frac{V_{dc}}{E} = \frac{-D}{(1-D)}$. Le modèle élaboré est commun pour les deux types de convertisseurs

et dans le cas de simulation de convertisseur Buck-Boost non-inverseur il suffit de changer seulement la convention des signes pour obtenir un régime non inverseur.

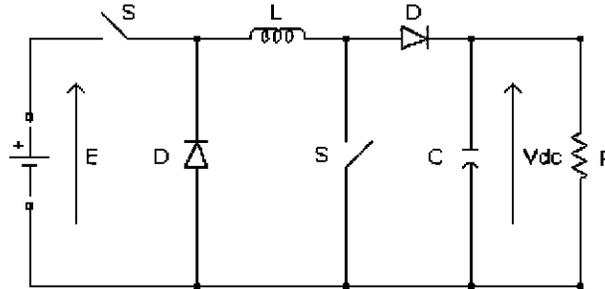


Figure 4-11 : Schéma de principe du convertisseur non-inverseur Buck/Boost [156].

Les équations du convertisseur non-inverseur Buck/Boost sont données par :

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = gE - V_{dc} (1 - g) \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_L (1 - g) - \frac{V_{dc}}{R} \end{cases} \quad (4.24)$$

4.6. Étude modélisation et simulation du convertisseur DC-AC

4.6.1. Généralités

Un onduleur est un convertisseur statique qui assure la conversion de l'énergie continue en énergie alternative alimentée en continu. Il modifie de façon périodique les connexions entre l'entrée et la sortie et permet d'obtenir l'alternatif à la sortie. L'onduleur est essentiellement utilisé pour fournir une tension ou un courant alternatif afin d'assurer l'alimentation en énergie des charges critiques (micro-ordinateur, station de télécommunication, etc.) pendant la coupure du réseau électrique ou une alimentation permanente pour les systèmes autonomes (centrales photovoltaïques, éoliennes, engins aérospatiaux, etc.) [158]. Il existe une variété d'onduleurs : autonome ou non, de tension ou de courant chacun adapté à son domaine

d'application, nous considérons pour notre cas un onduleur de tension à modulation de largeur d'impulsions. Ce type d'onduleur est habituellement choisi pour sa réponse rapide et ses performances élevées [158, 159].

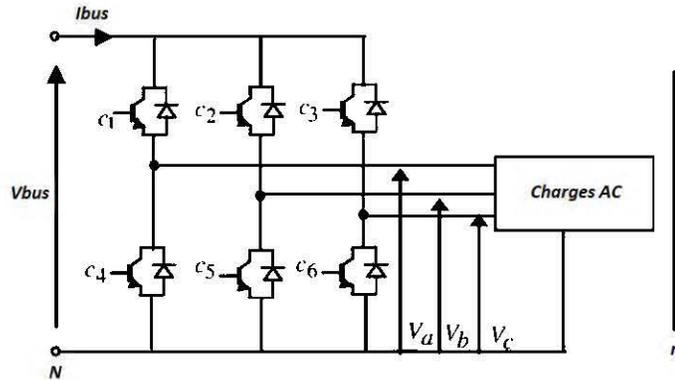


Figure 4-12 : Circuit de fonctionnement de l'onduleur triphasé [160]

4.6.2. Modélisation [159]

L'onduleur triphasé appelé aussi onduleur à deux niveaux est illustré sur la (figure 4.12). On distingue tout d'abord les tensions composées V_{aN} , V_{bN} et V_{cN} mesurées par la borne négative de la tension continue V_{dc} , d'autre part, il y'a les tensions de phases V_{an} , V_{bn} et V_{cn} mesurées par rapport à un point neutre flottant n représentant une charge équilibrée montée en étoile. On peut alors, des tensions simples, tirer facilement les tensions composées V_{aN} , V_{bN} et V_{cN} . Notons que les états des interrupteurs d'un même bras sont complémentaires.

En utilisant, ces états, on peut écrire les tensions des branches de sortie de l'onduleur par rapport à celui du bus continu comme suit :

$$\begin{cases} V_{aN} = c_1 V_{dc} \\ V_{bN} = c_2 V_{dc} \\ V_{cN} = c_3 V_{dc} \end{cases} \quad (4.25)$$

c_1 , c_2 et c_3 désignent les états des interrupteurs des phases a, b et c respectivement.

Les tensions composées sont :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{aN} + V_{Nb} = V_{aN} - V_{bN} = (c_1 - c_2)V_{dc} \\ V_{bc} = V_{bN} + V_{Nc} = V_{bN} - V_{cN} = (c_2 - c_3)V_{dc} \\ V_{ca} = V_{cN} + V_{Na} = V_{cN} - V_{aN} = (c_3 - c_1)V_{dc} \end{cases} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Les tensions simples sont :

$$\begin{cases} V_{aN} = \frac{2}{3}V_{aN} - \frac{1}{3}(V_{bN} + V_{cN}) \\ V_{bN} = \frac{2}{3}V_{bN} - \frac{1}{3}(V_{aN} + V_{cN}) \\ V_{cN} = \frac{2}{3}V_{cN} - \frac{1}{3}(V_{aN} + V_{bN}) \end{cases} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} V_{aN} \\ V_{bN} \\ V_{cN} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

4.7. Scénario : Simulation d'un système hybride PV-batterie ion-lithium-charge continue

4.7.1. Structure du microréseau

On considère un système hybride PV-batterie alimentant une charge continue comme présentée à la (figure 4-13). Le système consiste en un générateur photovoltaïque connecté au bus continu (CC) via un convertisseur boost DC/DC unidirectionnel, un SS relié au même bus via le convertisseur bidirectionnel DC/DC buck-boost et la charge continue connectée au bus CC commun. Le système photovoltaïque étant la principale source de production d'énergie du microréseau proposé. Cependant, pendant la période hivernale où le soleil ne dure qu'en moyenne 4 à 5h par jour, et malgré le contrôle MPPT associé à ce dernier, la récupération d'énergie devient nécessaire. Le SS comble instantanément le manque d'énergie en absence du soleil (donc de la production). Il joue donc un rôle clé dans l'apport et la distribution

d'énergie en hiver en répondant présent au besoin de la charge sensible afin de maintenir une alimentation continue malgré les fluctuations.

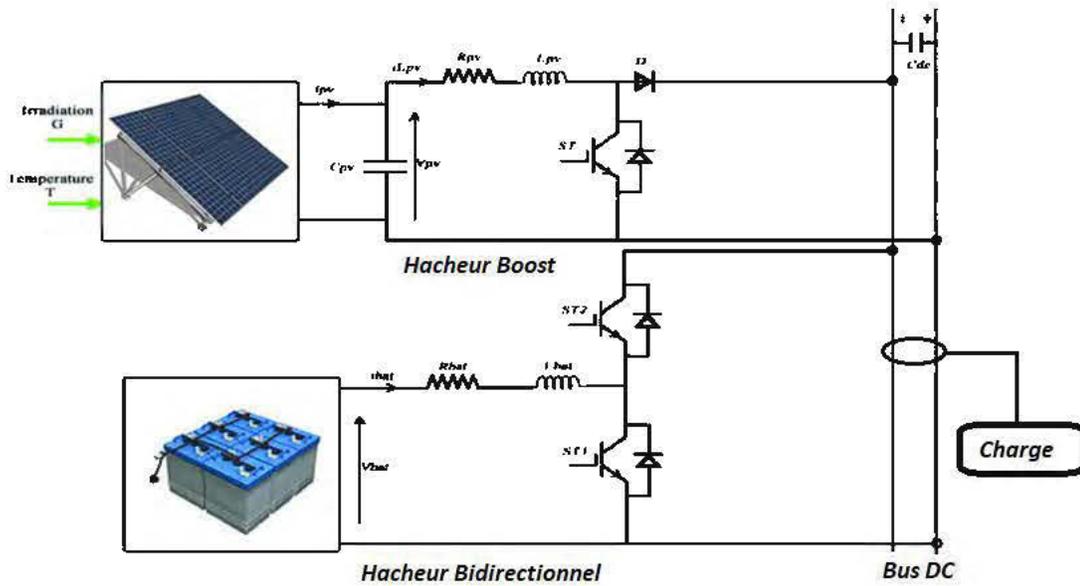


Figure 4-13 : synoptique du micro réseau étudié

Si les pertes dans les convertisseurs et dans le SS sont négligées, la relation d'équilibre de puissances au niveau du bus continu est régie par:

$$\begin{cases} V_{dc} I_{dc} = P_{pv} + P_{bat} - P_{charge} \\ V_{dc} I_{dc} = C_{dc} V_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = P_{pv} + P_{bat} - P_{charge} \end{cases} \quad (4.28)$$

Si la puissance PV est égale à celle de la charge, la batterie fournira au condensateur la puissance nécessaire pour réguler la tension continue.

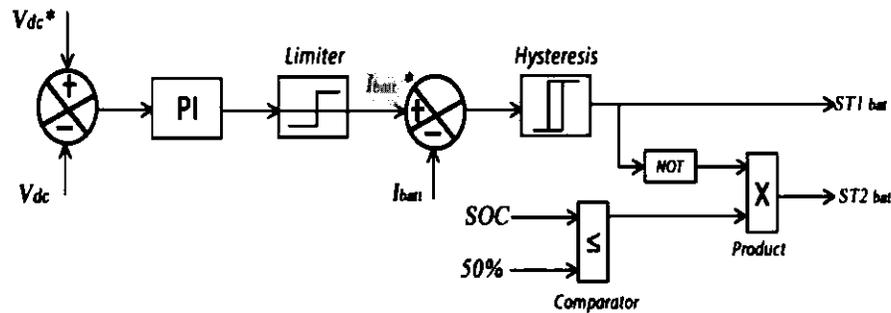


Figure 4-14 : Schéma fonctionnel du contrôleur de charge de la batterie [61].

4.7.2. Résultat de simulation et analyse des performances

Les résultats de simulation sont réalisés à l'aide de l'outil Matlab-Simulink. Les résultats sont fournis afin de vérifier l'approche du scénario et de conclure sur la validité de l'hypothèse sur les performances de la batterie ion-lithium dans le système automne avec des conditions météorologiques défavorables. En effet, une charge typique d'une maison éloignée (chalet) où se produisent des variations brusques de la charge continue a été considérée. Afin de valider les algorithmes de contrôle dans le micro réseau global, la référence du bus continue est fixée à 130V.

Le système PV comprend vingt quatre (24) modules Stark SM-250-60P polycristallin : six (06) modules en séries et quatre (04) en parallèles. Les caractéristiques du SS par batterie sont : $V_{bat} = 120V$ (dix (10) batteries de 12V en série) $R_{bat} = 150\Omega$, $C = 105Ah$ et l'état de charge (SOC) est fixé a 50%. Les caractéristiques du module Sark SM-250-60-P sont les mêmes que ceux utilisés dans le (tableau 2-1 et 2-2).

Hypothèse : la simulation a été effectuée entre minuit (00h : 00) et 20h : 00 par temps de neige en période hivernale sous les variations de l'irradiation et de la température comme illustré à la figure à la (figure 4-15). On suppose qu'en ce jour d'hiver, le soleil apparaît à 8 heures et disparaît à 17 heures. La température varie entre $-15^{\circ}C$ et $-5^{\circ}C$ selon le niveau d'irradiation.

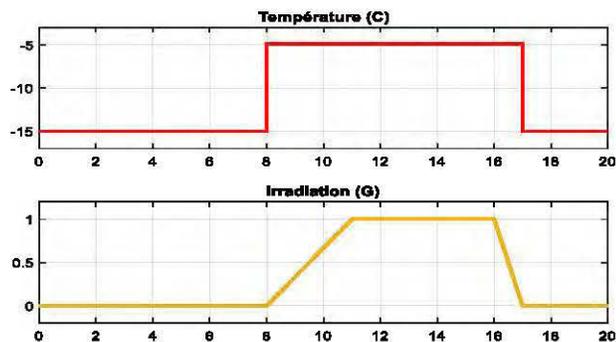


Figure 4-15 : profil de l'irradiation et de la température entre minuit et 20h : 00

Le profil du courant de charge du chalet entre 00h00 et 20h00 est présenté à la (figure 4-17) en rouge. De 00h00 à 08h00, les éclairages sont allumés, la température est basse, le système de chauffage est en mode fonctionnement afin de maintenir la température de la résidence entre 20 et 25°C et la charge est à sa valeur maximale. Lorsqu'apparaît le soleil, la température augmente, puis le système de chauffage et les éclairages sont moins utilisés, de sorte que la charge actuelle diminue. La charge actuelle dépend donc de l'utilisation du système de chauffage et des autres charges. On remarque aussi que le courant de la batterie a presque le même profil que celui de la charge CC actuelle (figure 4-17). La batterie fournit donc de l'énergie lorsque celui du générateur PV n'est pas suffisant. Le courant du générateur PV reçoit la même forme de variation que celui de l'irradiation G (figure 4-16 et 4-18); ce qui vérifie le modèle électrique du système PV.

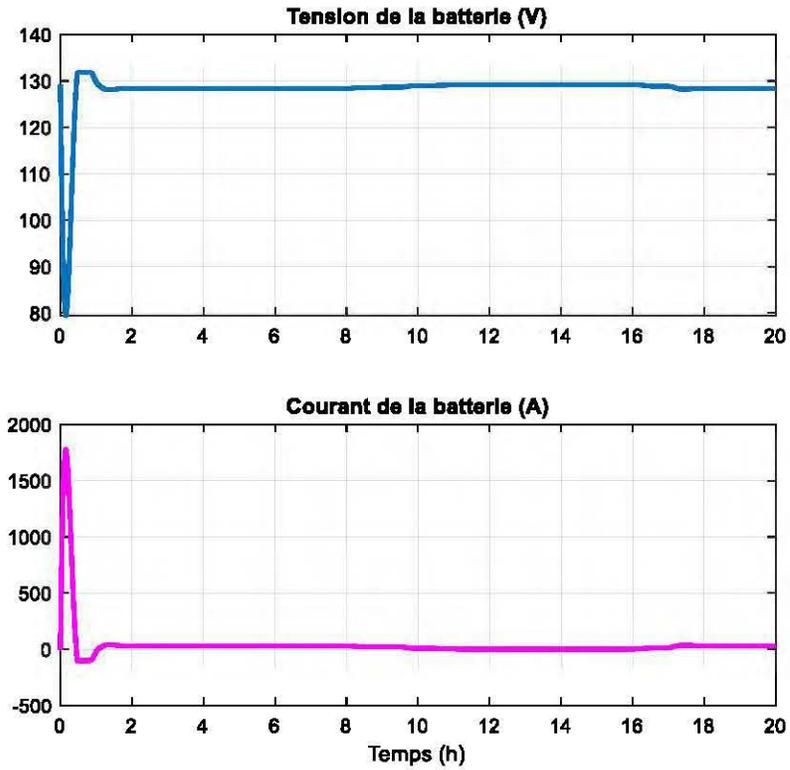


Figure 4-16 : tension et courant de la batterie avant le zoom

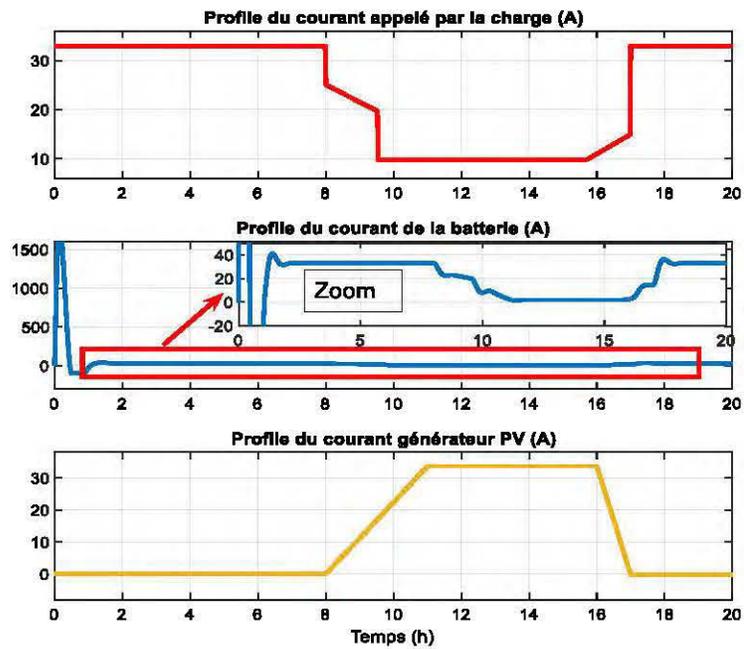


Figure 4-17 : courants du système hybride pendant le fonctionnement

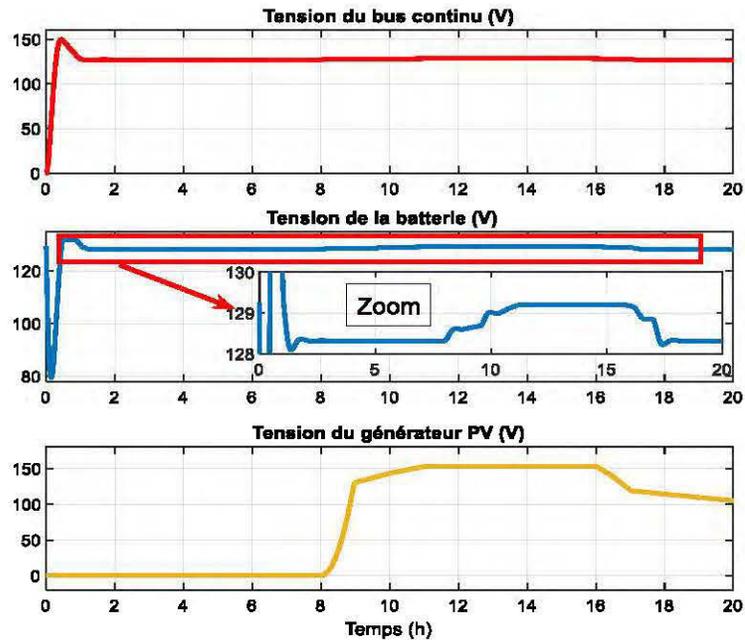


Figure 4-18 : tensions du bus CC, de la batterie et du champ PV

Lorsque l'appel du courant de charge actuelle est supérieur à celui du générateur PV, la batterie réagit pour compenser le manque d'énergie, comme indiqué sur les figures (4-17 et 4-19). Le générateur PV est capable de fournir suffisamment d'énergie à la charge entre 11h30 et 15h30, alors que le SS est en mesure de fournir de l'énergie à la charge tout au long de la période de simulation (à tout moment). Cela montre qu'en absence de production (quand il neige par exemple), le SS doit pouvoir couvrir toutes les demandes, il doit donc être dimensionné de manière à couvrir les besoins en énergie et avoir une autonomie de plusieurs heures voir des jours. La tension du bus continue est sensiblement la même que celle de la référence.

Les résultats de la simulation montrent également les performances des approches de contrôle PI et MPPT dans le système hybride alimentant la charge résidentielle.

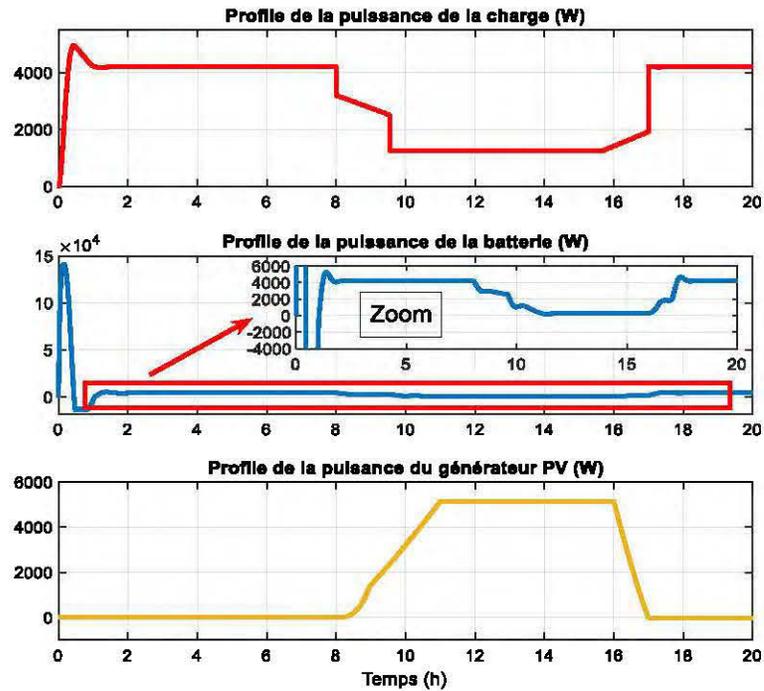


Figure 4-19 : zoom sur le profil des puissances des différents composants du système hybride

Nous pouvons remarquer que le SS répond de manière dynamique quant à l'alimentation de la charge et assure la permanence en cas d'absence de production montrant ainsi l'importance de son apport dans une installation décentralisée et pendant des conditions météorologiques critiques et variables.

4.8. Conclusion et perspectives

Une étude détaillée a été effectuée dans ce chapitre soulignant les notions nécessaires à l'utilisation d'un SS par batterie ion-lithium, son principe de fonctionnement, ses avantages et inconvénients, etc. Ce qui nous a permis de comparer les principales technologies au Lithium et d'en retenir un choix. En effet, le « Lithium-Fer-Phosphate (LiFePO₄) » est celui qui présente un excellent compromis techniquement et économiquement parlant. La modélisation des différents éléments constituant une batterie a été présentée et la modélisation par circuit électrique équivalent du modèle

de Thevenin (précis et efficace) a été choisie. Ensuite un dimensionnement des systèmes de stockage par batterie est proposé afin d'opter pour un choix optimal dans un système hybride a stockage. La modélisation des convertisseurs Buck-Boost et DC-AC respectivement a été présentée. Finalement, une simulation dynamique du stockage par batterie lithium-ion dans un scénario PV-batterie-charge continue est présenté montrant l'importance et l'apport du SS à réagir pour satisfaire la charge. La recherche dans le stockage électrochimique de l'énergie est en effervescence. Même si la batterie lithium-ion s'est imposée, d'autres technologies font leur apparition et sont en développement : vanadium, sodium-ion... Ces technologies ne sont pas encore matures, mais annoncent probablement des bouleversements dans les années à venir.

CHAPITRE 5 :SIMULATION DU SYSTÈME HYBRIDE INTÉGRANT LE STOCKAGE PAR BATTERIE ION- LITHIUM

5.1. Introduction

Les microréseaux autonomes sont généralement utilisés pour répondre à la demande énergétique des sites éloignés et/ou isolés là où le réseau local manque à l'appel.

Le SS joue un rôle important dans la mesure où il améliore les performances des systèmes hybrides, en termes de stabilité, de disponibilité et d'équilibre énergétique malgré les fluctuations des charges [48, 161]. Nous proposons ici un SS par batterie ion-lithium couplé à une production solaire-éolienne autonome monté sur une charge variable avec des fluctuations allant jusqu'à 14Kw.

La validation expérimentale d'un modèle dynamique de batterie pour véhicule électrique a été faite par O.Tremblay et al. la dynamique de charge et de décharge du modèle de batterie est validée expérimentalement, mais aussi avec le logiciel SimPowerSystems en utilisant la courbe de décharge du fabricant pour extraire ses paramètres [143]. H Zhang et al. ont effectué une étude sur la modélisation dynamique de la batterie pour les véhicules électriques hybrides. Ils ont proposé un modèle de batterie capable de prédire avec précision les performances de la batterie sous différentes charges dynamiques et conditions environnementales [162]. En effet, l'énergie photovoltaïque n'est pas disponible la nuit, par temps nuageux et par temps neigeux, lorsque de l'électricité est nécessaire, tout comme l'énergie éolienne, inexistante à l'absence du vent. L'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) est largement utilisé dans la littérature afin de remédier à ce problème. L'intégration d'un système de stockage a un impact indéniable sur

l'équilibre de la puissance transmise à la charge, car elle permet non seulement de récupérer la production excédentaire, mais aussi de lisser la production.

Ce chapitre est réservé à la simulation des éléments du système hybride a stockage et du système complet. Des simulations par Matlab/Simulink sont effectuées en vue de confirmer les bonnes performances du système hybride et ceux du système de stockage par batterie ion-lithium à réagir face à une demande variable.

5.2. Simulation des convertisseurs statiques de puissance

5.2.1. Simulation du Hacheur Boost (DC/DC)

Différents modèles de convertisseurs Boost ont été évoqués dans la littérature par nombre de chercheurs [156, 163]. Nous avons considéré le modèle électrique élaboré sous l'environnement Matlab Simulink comme illustré sur la (figure 5-1).

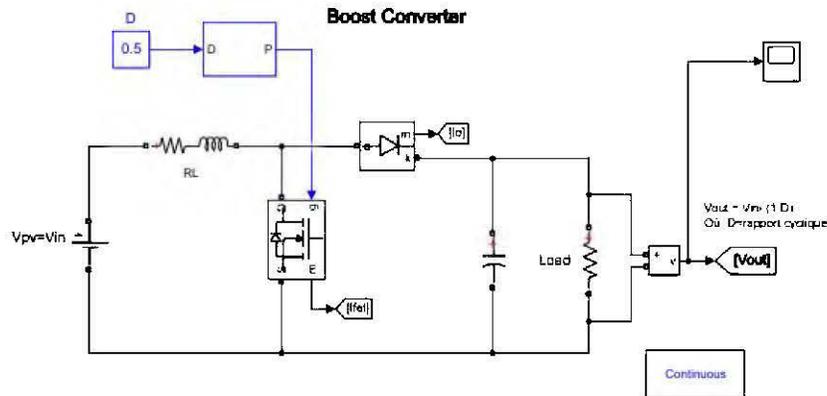


Figure 5-1 : Modèle du Hacheur survolteur sous Simulink

Le hacheur a été simulé avec les paramètres suivants : un condensateur de $C = 200\mu\text{F}$, une résistance de $R = 1\text{m}\Omega$ et une inductance de $L = 250\mu\text{H}$; les résultats de la simulation montrent bien que si nous considérons la sortie comme reliée à une source de tension (le bus continu étant stabilisé par un mécanisme externe), l'entrée comme étant une source de tension (générée par le PV), et le hacheur en MCC, alors la tension d'entrée du hacheur peut être commandée par la variation du rapport cyclique du hacheur selon (l'équation 2.24). La simulation a été effectuée à une fréquence de

$f = 20kHz$, une source de tension en entrée de 31.58V (correspondant à la tension du module Stark Modules//SM-250-60P), un rapport cyclique de 0.5 pour un temps allant de 1 à 8 secondes. On remarque qu'au bout 6s la tension de sortie V_{out} se stabilise. On se rend bien compte qu'au régime permanent, la tension en entrée V_{in} prend une valeur très proche de $V_{out} * (1-D)$.

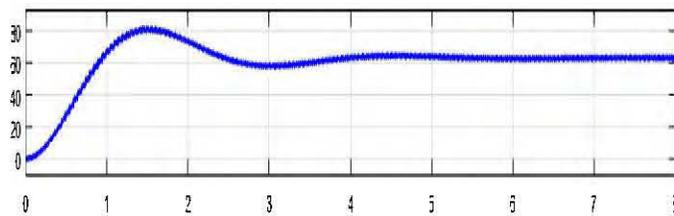


Figure 5-2 : allure de la tension à la sortie du hacheur boost

5.2.2. Simulation du convertisseur AC-DC

Le bloc Simpowersystem du redresseur MLI dans Matlab/Simulink est donné par la (figure 5.3). Les tensions d'entrées sont supposées équilibré et décalé de 120° et la fréquence réseau est de 50Hz.

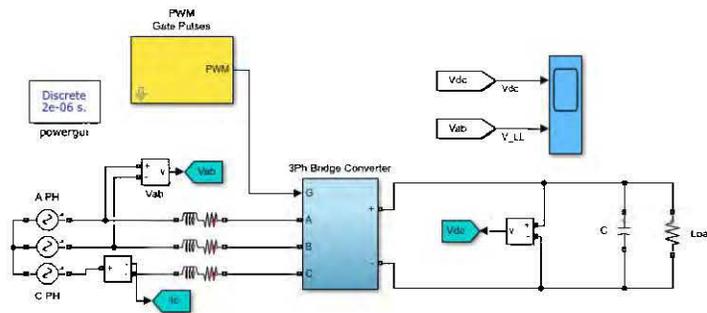


Figure 5-3 : Modèle du redresseur MLI sous Simulink

La (figure 5-4) ci-dessous donne les allures de la tension composée sinusoïdale (du réseau) à l'entrée du redresseur (V_{ab}) et la tension redressée à sa sortie qui est celui du bus continue. Les valeurs considérées lors de la simulation sont entre autres

l'amplitude maximale de la tension qui est fixée à 600V. Le circuit (RL) coté réseau a pour caractéristique respective ($r = 0.5\Omega$ et $l = 1mH$), une résistance $R = 5\Omega$ et un condensateur $C = 470\mu F$. Les résultats de simulation montrent clairement le redressement de la tension alternative en continu et stabilisée grâce à la commande PWM appliqués (réduisant ainsi les harmoniques), mais aussi des régulateurs PI dans le sous-bloc PWM.

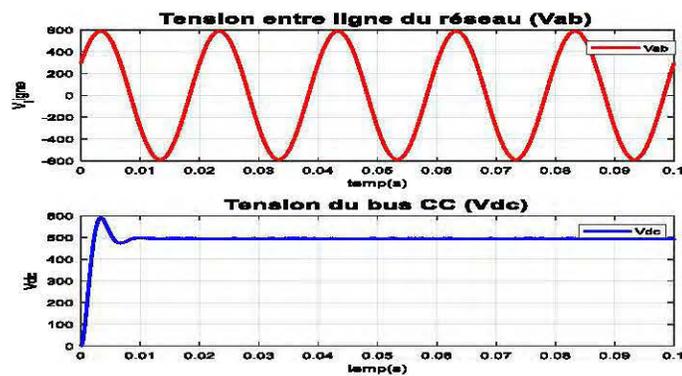


Figure 5-4 : allure de la tension AC et DC en entrée et en sortie (respectivement) du redresseur triphasé

5.2.3. Simulation du convertisseur DC-AC

La (figure 5-5) ci-dessous est le modèle simple d'un onduleur MLI triphasé réaliser sous Matlab/Simulink. Il a été simulé avec une tension continue à l'entrée de 48V, des résistances identiques $R_1 = R_2 = R_3 = 2\Omega$ formant ainsi un système de tension de sortie triphasé. Un mode de conduction avec une commande a 180° été considéré.

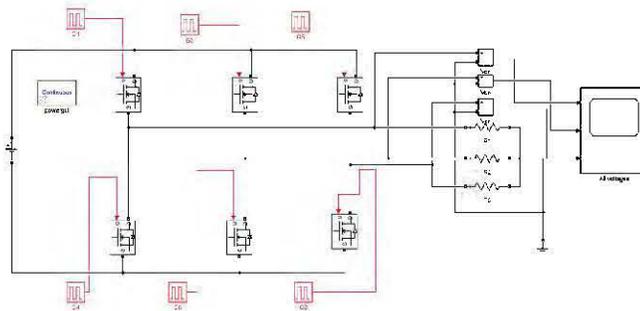


Figure 5-5 : Modèle de l'onduleur MLI sous Matlab/Simulink

On observe sur la (figure 5.6) les trois tensions simples alternatives (en forme de créneaux) symétriques à la sortie de l'onduleur et formant ainsi un système de tension triphasée. L'angle de déphasage entre ces tensions est de 180° .

NB : Les références [158, 159] donnent plus de détails sur l'étude, la modélisation, la commande (120° et 180°), l'allure des tensions de sorties et la simulation des onduleurs MLI.

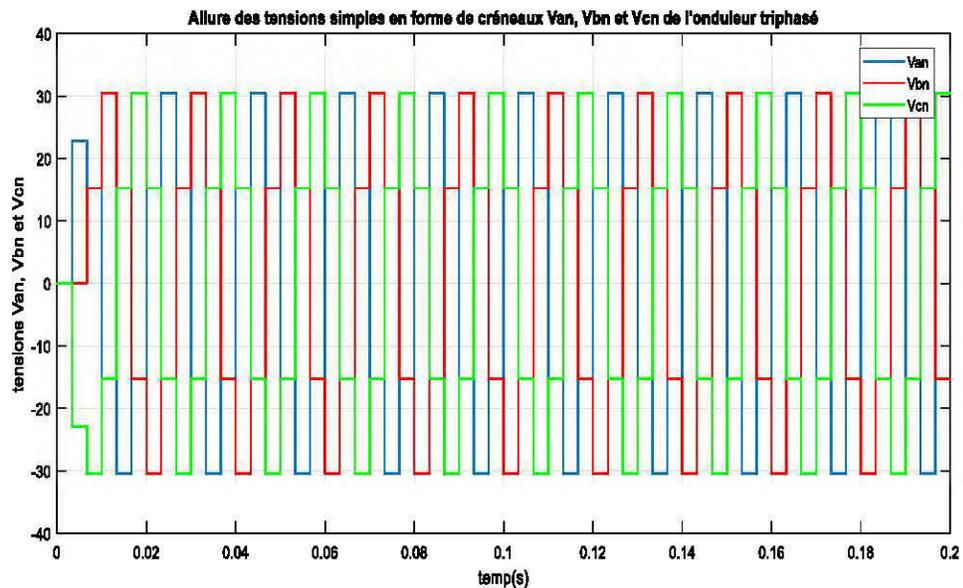


Figure 5-6 : allure des tensions simples à la sortie de l'onduleur MLI

5.2.4. Simulation du convertisseur DC-DC buck_boost

Comme nous l'avons mentionné au chapitre précédent, un convertisseur buck-boost est un convertisseur dont la tension de sortie peut être différente de la tension d'entrée. En d'autres termes, il présente à la fois les caractéristiques du convertisseur abaisseur et du convertisseur élévateur. Le modèle SimPowerSystems développé sous l'environnement Matlab/Simulink est donné par la figure ci-dessous.

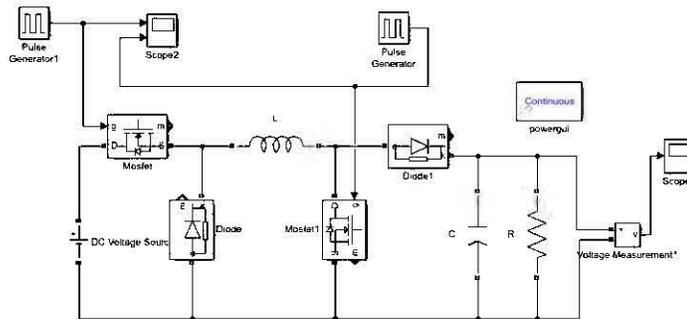


Figure 5-7 : Modèle du convertisseur DC-DC Buck-Boost sous Simulink

Le convertisseur DC-DC Buck-Boost a été simulé avec une inductance de $L = 0.01mH$ un condensateur de $C = 2000\mu F$, une résistance de $R = 100\Omega$, et une tension en entrée de 48V. Les résultats de la simulation confirment bien que si nous considérons la sortie comme reliée au bus continu ou dans notre exemple à une charge résistive et en considérant un MCC, la tension de sortie est différente de celle d'entrée. La tension en sortie est stabilisée dès 0.5s lors de la simulation (figure 5.8). On remarque bien qu'en régime établi la tension de sortie est sensiblement égale à $V_{out} = \left| -\frac{D}{1-D} V_{in} \right|$ avec un rapport cyclique de 0.625.

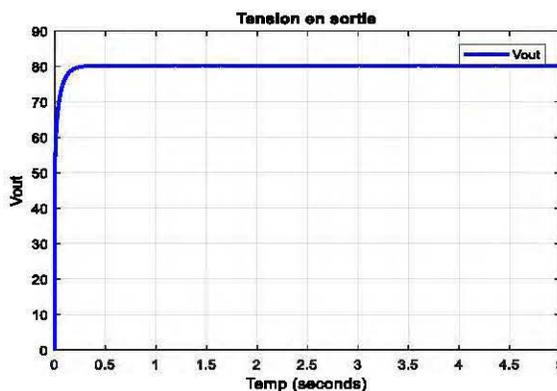


Figure 5-8 : tension en sortie d'un convertisseur Buck-Boost

5.3. Dimensionnement du système hybride

Dans cette partie, les résultats de simulations sont obtenus à l'aide de l'outil Matlab/Simulink afin de vérifier la validité des approches de modélisation du système

hybride monté sur une charge AC variable. La tension du bus continu étant fixée à 630V, le système PV est constitué de 76 modules photovoltaïques de type *Stark Modules//SM-250-60P* : 38 modules en série et 2 modules en parallèle fournissant une puissance de 9.5KW. Le générateur éolien considéré produit une puissance récupérable d'environ 4.3KW et une vitesse de vent de 12m/s pour une éolienne de 5KW. Le SS utilisé ici est un ensemble en série de 2 packs de batteries ion-lithium de 48V chacun, donnant une tension totale de $E_0 = 96V$, $R_{batt} = 150\Omega$, $C = 200Ah$ et l'état de charge (SOC) est fixé à 70%. La puissance de la charge fluctue entre 12KW et 14KW et celui de la batterie est surdimensionnée à 5KW (Voir annexe 1).

❖ Hypothèses de simulation

- La résistance interne de la batterie est supposée constante durant tout le cycle et ne varie pas avec l'amplitude du courant;
- La capacité de la batterie ne change pas avec l'amplitude du courant (pas d'effet Peukert);
- La température n'affecte pas le comportement du modèle;
- L'autodécharge de la batterie n'est pas représentée ;
- La batterie n'a pas d'effet mémoire;
- Les cellules et les modules PV sont supposés illuminés de façon égale;
- La vitesse moyenne du vent est supposée constante à 12m/s;
- Les différents convertisseurs sont supposés idéaux et sans pertes majeures.

5.4. Simulation du système hybride à stockage jumelé

Le système hybride autonome PV-éolien proposé a été connecté à une charge AC variable. La batterie (système de stockage) est connectée au un bus DC via un convertisseur bidirectionnel DC/DC afin de contrôler l'échange entre batterie et bus continu. Le système hybride comprend un système solaire photovoltaïque, une éolienne et un parc de batteries (48V, 200Ah). La batterie servira de source de secours. Le système hybride est simulé avec différentes variations brusques de la

charge. Le concept d'hybridation est démontré à l'aide de simulations effectuées dans le logiciel Matlab/Simulink.

L'énergie sera stockée dans les batteries lorsque la puissance générée par l'éolienne et le générateur photovoltaïque est supérieure à celle de la charge. Lorsque la production d'électricité ne pourra pas satisfaire aux exigences de la charge, de l'énergie sera extraite des batteries et coupée lorsque la production d'énergie par l'éolienne et le champ photovoltaïque sera insuffisante et que le stockage sera épuisé.

Si on néglige les pertes dans les convertisseurs et le SS, la relation d'équilibre de puissance s'écrit :

$$P_{bat} = P_{pv} + P_{éol} - P_{ch} \quad (5.1)$$

L'équation d'équilibre de tension au niveau du bus DC est donnée par :

$$V_{dc}I_{dc} = C_{dc}V_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = P_{pv} + P_{éol} + P_{bat} - P_{ch} \quad (5.2)$$

Avec P_{bat} , P_{pv} , $P_{éol}$ et P_{ch} sont les puissances de la batterie, du générateur PV, de l'éolienne et celui de la charge respectivement. V_{dc} , I_{dc} et C_{dc} , la tension, le courant et le condensateur du bus continu.

***NB** : il faut noter que le SS a été surdimensionné de façon à garantir une production ininterrompue même en cas de variation brusque pour la période de simulation estimée dans le scénario considéré ci-haut.*

5.4.1. Contrôleur de charge

Le contrôleur de charge de la batterie est un dispositif très important dans la régulation des tensions de la batterie et du bus continu. Il a pour fonction principale la charge et la décharge en toute sécurité d'une batterie à décharge profonde aux taux de charge corrects et de protéger la batterie contre les surcharges et les surdécharges. La méthode de contrôle de la tension et du courant proposée pour le SS est présentée à la (figure 4-14). L'objectif est de maintenir la tension continue au niveau souhaité et d'obtenir la

puissance requise. Le SS fonctionnera en mode de chargement ou de déchargement en fonction des besoins en énergie. Lorsque le SS est en train de charger (décharger), l'interrupteur S_2 (S_1) est activé et le convertisseur fonctionne en mode boost(buck). De plus, si la tension continue tombe en dessous de la référence, l'interrupteur S_1 est activé, sinon l'interrupteur S_2 est activé [61]. La figure (5-9) ci-dessous illustre sous Matlab/Simulink le modèle du synoptique du système hybride proposé au chapitre premier (figure 1.3) dont les résultats de simulations sont présentés ci-après.

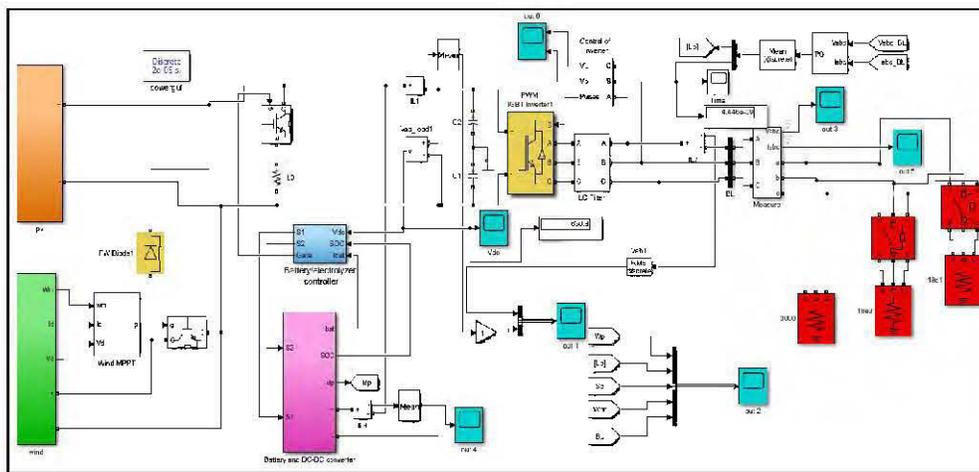


Figure 5-9 : simulation du système hybride a stockage monté sur une charge AC.

5.4.2. Interprétation des résultats et analyse des performances

Cette partie est réservée à l'analyse des performances des résultats de simulations effectuée sur une période de 10 seconde. L'importance de l'utilisation de la commande MPPT est soulignée. Les résultats sont obtenus en variant une charge AC afin d'observer les comportements dynamiques du système hybride et principalement du SS par batterie ion-lithium.

L'algorithme P&O de la commande MPPT appliqué au générateur solaire prouve son efficacité dans la maximisation et le suivi de la puissance extraite du système photovoltaïque. Sur la (figure 5-10), on remarque que la puissance produite et la

consigne MPPT tendent à se converger. Ceci valide la nécessité et l'efficacité de cette commande sur la production solaire intermittente.

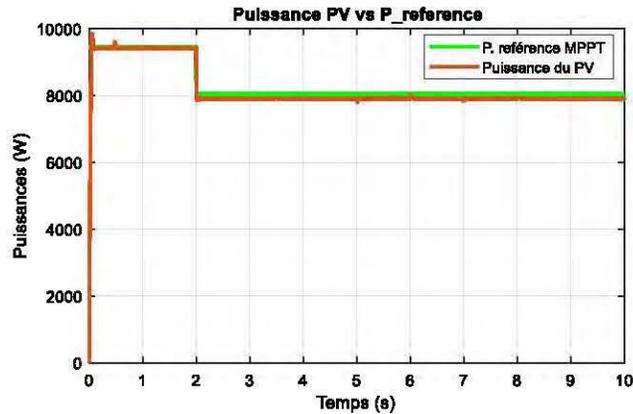


Figure 5-10 : Puissance PV suivant la consigne MPPT

De même la puissance maximale redressée extraite de l'éolienne est donnée à la (figure 5-11). Malgré les pertes dues aux conversions, la puissance extraite est proche de la valeur nominale du constructeur. Sur la même figure on y remarque le caractère intermittent du vent sur la production et sa puissance récupérable redressée.

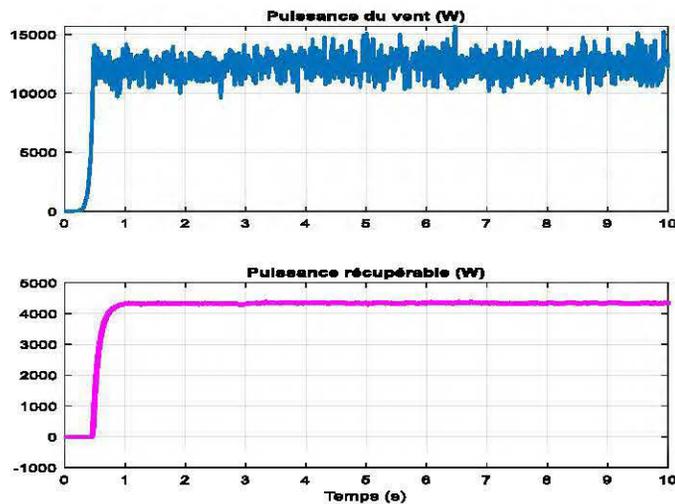


Figure 5-11 : Puissance du vent et puissance récupérable

Les figures (5-15) et (5-16) montrent les performances de l'apport du SS de stockage. Lorsqu'il y'a appel brusque du courant de la charge (figure 5-15), la batterie se

décharge en fournissant du courant pour pallier le manque d'énergie. Le courant de la batterie a le même profil que celui de la charge, ce qui prouve le dynamisme de la batterie à réagir de manière instantanée aux variations de la charge.

Les résultats de la simulation montrent aussi les performances des approches des contrôleurs PI et MPPT dans le système d'énergie hybride monté sur une charge variable. La tension du bus continu (figure 5-12) est quasiment la même que celle de la référence fixée à 630V.

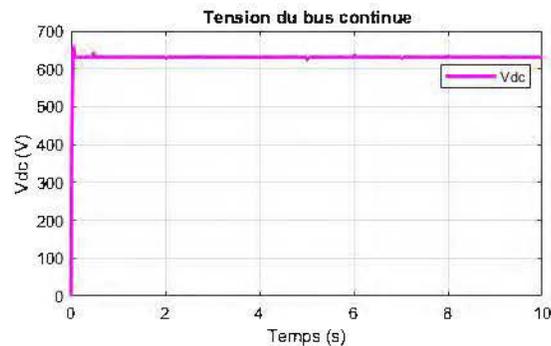


Figure 5-12 : tension du bus continu

L'état de charge de la batterie est représenté sur la (figure 5-13), il est fortement influencé par la charge et la décharge de la batterie matérialisée par sa tension (figure 5-13). Ce qui montre bien la variabilité dynamique de la batterie en mode stockage d'énergie entre 0.5s et 2s ou encore en mode génératrice entre 5s et 6s et ainsi de suite (figure 5-13).

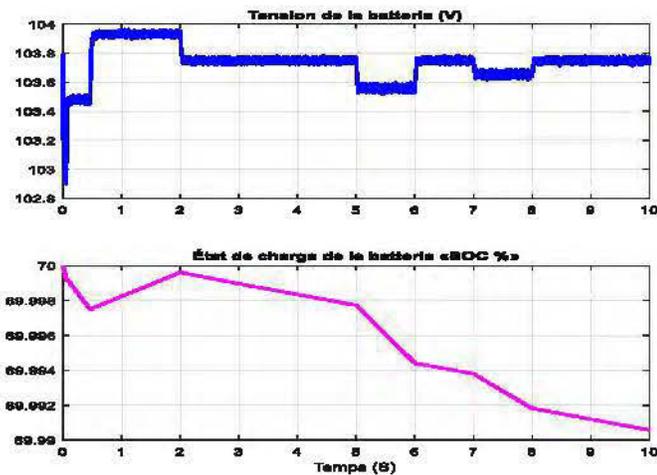


Figure 5-13 : tension et état de charge de la batterie

Lorsque la batterie est en mode stockage (entre 0.5s et 2s) sa tension augmente alors que le profil de son courant est son opposé et vis-ver-ça (figure 5-14) ce qui est normal.

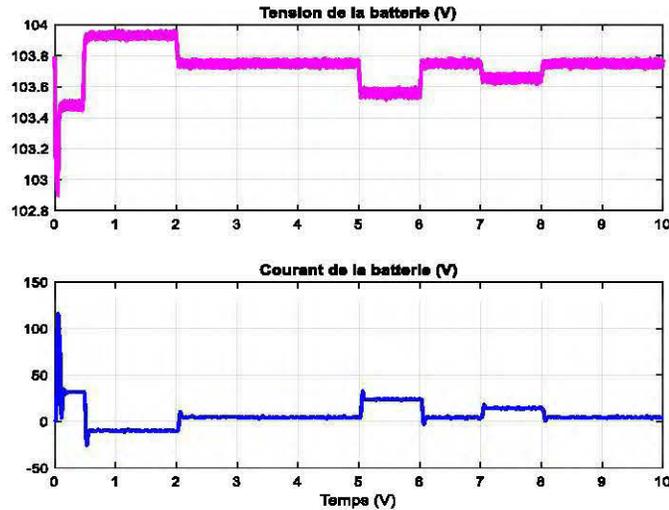


Figure 5-14 : zoom sur la tension et le courant de la batterie

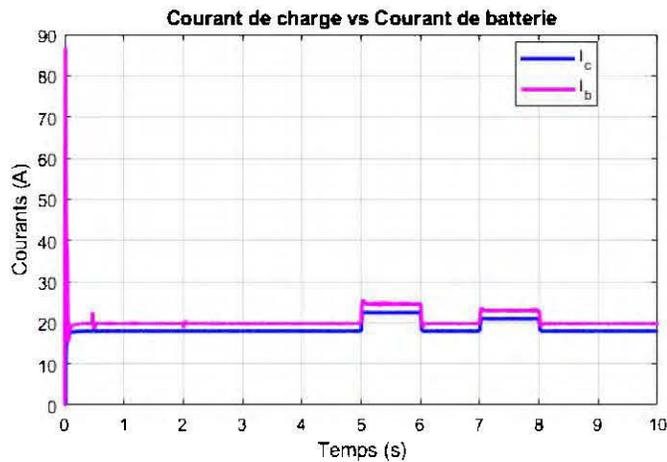


Figure 5-15 : Courant de la charge (bleu) vs Courant de la batterie (rose)

La (figure 5-16) donne le résumé des puissances produites par les différents éléments constituant le système hybride solaire-éolien-stockage superposé sur le même graphe. On remarque qu'entre 0 et 2s la puissance du système PV est d'environ 9.4kW, la puissance de l'éolienne atteint la valeur désirée après 1s tandis que celle de la batterie

est négative (batterie en charge). À partir de la 2^e seconde, la puissance PV chute de 9.4KW à 8KW, la batterie réagit au même instant afin de combler l'insuffisance d'énergie occasionnée par le système PV (dû sûrement aux aléas climatiques). La puissance de l'éolienne est sensiblement constante durant toute la simulation. Le SS de stockage continue de fournir de l'énergie à la charge en plus de la production PV-éolienne jusqu'à la 5^e seconde. Cependant entre 5 et 6s puis 7 et 8s respectivement, le SS réagit de nouveau pour contrer les variations brusques du profil de la charge alors que l'offre ne parvient pas à satisfaire la demande en énergie pendant ces variations.

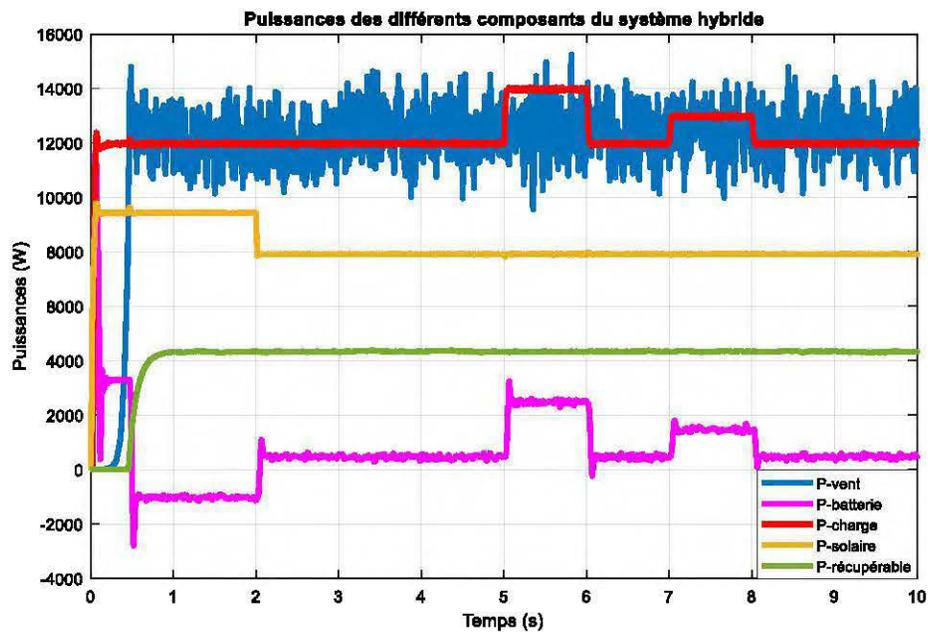


Figure 5-16 : Courbe des puissances : de la charge (rouge), vent (bleu), solaire (orange), récupérable (vert) et de la batterie (rose)

L'analyse nous montre clairement qu'un système hybride avec récupération d'énergie est la solution la mieux adaptée en termes d'économie, qu'un système hybride sans stockage, car elle permet non seulement de réduire considérablement les pertes, mais aussi de gagner en termes de dépenses [164]. Le système de stockage est plus que jamais un rempart de taille pour les sources de nature fluctuante si on veut assurer la continuité et la stabilité en énergie électrique. Cependant le choix du système de

stockage idéal doit être défini avec sérieux afin d'opter pour un dimensionnement optimal et fiable pouvant garantir le bon fonctionnement du système global.

5.5. Conclusion

Cette étude a permis de mettre en évidence les performances dynamiques d'un système de stockage associé à un microréseau hybride intermittent. Le système hybride proposé est constitué d'un générateur PV, d'une éolienne, d'un SS par batterie ion-lithium, d'une charge AC et des différents convertisseurs statiques nécessaires à chaque étage de conversion d'énergie électrique. Les résultats de simulation montrent l'efficacité des commandes utilisées afin de maximiser la production et l'apport incontestable du SS dans l'équilibrage de la demande et de l'offre. Les performances dynamiques de la batterie à réagir aux intermittences de la production PV-éolien (compensation) et aux variations brusques de la charge validée par simulation soulignant l'importance du SS dans le micro-réseau.

Conclusion générale

Le stockage est le maillon le plus faible du domaine énergétique, mais constitue un élément clé de la croissance des énergies renouvelables. Lorsque la source d'énergie est intermittente et située dans une zone isolée qui ne peut pas être connectée au réseau de distribution, le stockage devient crucial.

Il nous a été donné comme tâche, « la modélisation et la simulation d'un SS intégré dans un micro-réseau hybride autonome (solaire-éolien) ». Le système étudié met en lumière différents équipements nécessaires dans une structure de cogénération alimentant une charge isolée ou éloignée du réseau local. Afin de mieux comprendre l'interaction entre les différents sous-systèmes, une étude détaillée mettant en avant leurs performances a été adoptée. Pour atteindre l'objectif de l'étude, nous avons considéré plusieurs aspects :

Tout d'abord une étude bibliographique riche et variée sur le sujet en situant ce dernier dans un contexte social économique et scientifique a été établie. Ce qui nous a permis de tenir compte des interrogations liées aux problèmes environnementaux causés par l'utilisation des énergies fossiles d'une part, mais aussi l'alimentation des zones isolées ou éloignées d'autres part.

Ensuite, la modélisation des générateurs d'énergie solaire et éolienne ainsi que leurs convertisseurs statiques (hacheur boost et redresseur) nécessaires à la conversion d'énergie électrique solaire et éolienne respectivement est évoquée.

Une investigation sur le choix du système de stockage et un choix par batterie ion-lithium a été retenue dans le chapitre 3. L'étude, la modélisation et la simulation d'un scénario PV-batterie (ion-lithium) - charge CC a été effectuée. Les résultats de simulation sont concluants vis-à-vis de l'approche de l'hypothèse et de la revue de littérature validant ainsi les performances dynamiques du SS par batterie ion-lithium.

Afin de concevoir un système de production d'énergie hybride efficace, un aperçu du dimensionnement, des sous-composants principaux (générateur PV, éolien et batterie) du système hybride ont aussi été élaborés.

Enfin dans le dernier chapitre, une simulation des différents convertisseurs d'énergie du système hybride et la simulation du système complet monté sur une charge AC variable sont présentées. Toutes les simulations sont effectuées par Matlab/Simulink et SimpowersSystems. Les résultats de simulations prouvent non seulement que l'intégration d'un SS par batterie ion-lithium dans un jumelage solaire-éolien est possible, mais démontrent aussi les performances dynamiques de ce dernier.

Bibliographie

1. Cecati, C., C. Citro, and P. Siano, *Combined operations of renewable energy systems and responsive demand in a smart grid*. IEEE transactions on sustainable energy, 2011. 2(4): p. 468-476.
2. Lu, M.-S., et al., *Combining the wind power generation system with energy storage equipment*. IEEE Transactions on Industry Applications, 2009. 45(6): p. 2109-2115.
3. Buonomano, A., et al., *A hybrid renewable system based on wind and solar energy coupled with an electrical storage: Dynamic simulation and economic assessment*. Energy, 2018. 155: p. 174-189.
4. Ding, Z., et al., *Performance analysis of a wind-solar hybrid power generation system*. Energy Conversion and Management, 2019. 181: p. 223-234.
5. Hodge, B.-M., et al., *The combined value of wind and solar power forecasting improvements and electricity storage*. Applied Energy, 2018. 214: p. 1-15.
6. Singh, R.S.S., M. Abbod, and W. Balachandran. *A design scheme of control/optimization system for hybrid solar—Wind and battery energy storages system*. in *2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 2016. IEEE.
7. Brano, V.L., et al., *An improved five-parameter model for photovoltaic modules*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2010. 94(8): p. 1358-1370.
8. Mathew, M., et al., *Simulation of lithium ion battery replacement in a battery pack for application in electric vehicles*. Journal of Power Sources, 2017. 349: p. 94-104.
9. Belt, J.R., *Battery test manual for plug-in hybrid electric vehicles*. 2010, Idaho National Laboratory (INL).
10. *IEEE Guide for the Characterization and Evaluation of Lithium-Based Batteries in Stationary Applications*. IEEE Std 1679.1-2017, 2018: p. 1-47.
11. Adib, R., et al., *Renewables 2015 global status report*. Paris: REN21 Secretariat, 2015.
12. Lecomte, F., P. Broutin, and E. Lebas, *Le captage du CO₂: Des technologies pour réduire les émissions de gaz à effet de serre*. 2009: Éditions Technip.
13. Gergaud, O., *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. 2002, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan.
14. D.Bastien, *Le potentiel des énergies renouvelables au Québec*. Greepeace Canada, 2011.
15. Xu, J., et al., *Economic-environmental equilibrium based optimal scheduling strategy towards wind-solar-thermal power generation system under limited resources*. Applied Energy, 2018. 231: p. 355-371.
16. León-Vargas, F., M. García-Jaramillo, and E. Krejci, *Pre-feasibility of wind and solar systems for residential self-sufficiency in four urban locations of Colombia: Implication of new incentives included in Law 1715*. Renewable energy, 2019. 130: p. 1082-1091.

17. Liu, Y., et al. *Modelling of large-scale wind/solar hybrid system and influence analysis on power system transient voltage stability*. in *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2017 12th IEEE Conference on*. 2017. IEEE.
18. Zhang, N., et al. *Optimal design for stand-alone wind/solar hybrid power system*. in *Electronics, Communications and Control (ICECC), 2011 International Conference on*. 2011. IEEE.
19. San Martín, J., et al. *Energy storage technologies for electric applications*. in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. 2011.
20. Lukic, S.M., et al., *Energy storage systems for automotive applications*. IEEE Transactions on industrial electronics, 2008. **55**(6): p. 2258-2267.
21. DU CONSEIL, D., *DÉCISION DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL*. Idées. **7**: p. 460iii.
22. Quintana, P.J., et al. *Control of single-phase islanded PV/battery streetlight cluster based on power-line signaling*. in *New Concepts in Smart Cities: Fostering Public and Private Alliances (SmartMILE), 2013 International Conference on*. 2013. IEEE.
23. renouvelables, S.d.é., *Les énergies renouvelables dans le monde*. REN21 Rapport mondial sur les énergies renouvelables, 2017.
24. Perez, R., et al., *Solar resource variability*. Wind Field and Solar Radiation Characterization and Forecasting: A Numerical Approach for Complex Terrain, 2018: p. 149-170.
25. Tameghe, T. and T. Andy, *Modélisation et simulation d'un système de jumelage éolien-diesel alimentant une charge locale*. 2012, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue.
26. Ngoc, P.D.N., *Optimisation de systèmes de production intermittents non conventionnels couplés au réseau électrique*. 2011, Université Grenoble Alpes.
27. Muhon, B., *Stocker l'électricité: Oui, c'est indispensable, et c'est possible! pourquoi, où, comment*. 2003.
28. Hoff, T.E. and R. Perez, *Modeling PV fleet output variability*. Solar Energy, 2012. **86**(8): p. 2177-2189.
29. Faisal, M., et al., *Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges*. IEEE Access, 2018.
30. Ibrahim, H., A. Ilinca, and J. Perron, *Energy storage systems—Characteristics and comparisons*. Renewable and sustainable energy reviews, 2008. **12**(5): p. 1221-1250.
31. Daggett, A., M. Qadrdan, and N. Jenkins. *Feasibility of a battery storage system for a renewable energy park operating with price arbitrage*. in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2017 IEEE PES*. 2017. IEEE.
32. NGUEWO, D.Y., *Expérimentation et Optimisation d'un Prototype de Centrale Hybride Solaire PV/Diesel sans Batteries de Stockage: Validation du Concept «Flexy Energy»*. 2012, UNIVERSITE DE PERPIGNAN.
33. Percebois, J., *Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives*. Cahier de recherche n, 2014. **14**: p. 107.
34. Korsaga, E., et al., *Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne*. Journal

- International de Technologie, de l'Innovation, de la Physique, de l'Energie et de l'Environnement, 2017.
35. Baring-Gould, I., *Hybrid systems architecture and control, Handbook on hybrid power systems*. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 1998.
 36. Wichert, B., et al., *Development of a test facility for photovoltaic-diesel hybrid energy systems*. *Renewable energy*, 2001. **22**(1-3): p. 311-319.
 37. Bekele, G. and G. Tadesse, *Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia*. *Applied Energy*, 2012. **97**: p. 5-15.
 38. Diaf, S., et al., *A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system*. *Energy Policy*, 2007. **35**(11): p. 5708-5718.
 39. Ashari, M. and C. Nayar, *An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)–diesel–battery hybrid power system*. *Solar energy*, 1999. **66**(1): p. 1-9.
 40. Dufo-Lopez, R. and J.L. Bernal-Agustín, *Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms*. *Solar energy*, 2005. **79**(1): p. 33-46.
 41. Merad, L., B. Benyoucef, and J.P. Charles, *Etude technico-économique d'un système hybride (aérogénérateur et moteur diesel) pour la production d'électricité*. *Afrique Science: Revue Internationale des Sciences et Technologie*, 2006. **2**(2).
 42. Zebraoui, O. and M. Bouzi. *Sizing and optimization of a fully autonomous hybrid PV-wind power system*. in *Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2016 International Conference on*. 2016. IEEE.
 43. Rampazzo, M., et al., *Modelling and simulation of a Li-ion energy storage system: Case study from the island of Ventotene in the Tyrrhenian Sea*. *Journal of Energy Storage*, 2018. **15**: p. 57-68.
 44. Joshi, S., V. Pandya, and B. Bhalja. *Hybrid wind photovoltaic standalone system*. in *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*. 2016.
 45. Beaudin, M., et al., *Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review*. *Energy for sustainable development*, 2010. **14**(4): p. 302-314.
 46. 2009/28/EC, U.K.-R.E.D.a., *National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom*. International Energy Agency (iea), 2010: p. Art. no.4.
 47. Teleke, S., et al., *Rule-based control of battery energy storage for dispatching intermittent renewable sources*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2010. **1**(3): p. 117-124.
 48. Nagarajan, A. and R. Ayyanar, *Design and strategy for the deployment of energy storage systems in a distribution feeder with penetration of renewable resources*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015. **6**(3): p. 1085-1092.
 49. Singh, R.S.S., M. Abbod, and W. Balachandran. *A design scheme of control/optimization system for hybrid solar—Wind and battery energy storages system*. in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*. 2016. IEEE.

50. Hu, H., et al. *Control and simulation of bi-directional DC/DC converter for 5KW distributed wind/solar hybrid system*. in *Control And Decision Conference (CCDC), 2017 29th Chinese*. 2017. IEEE.
51. Aneke, M. and M. Wang, *Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review*. *Applied Energy*, 2016. **179**: p. 350-377.
52. ENGIE, *Schéma de panneau photovoltaïque et schémas d'installations*. 2017.
53. MEFLAH, A., *Modélisation et commande d'une chaine de pompage photovoltaïque*. 2011.
54. Ishaque, K., Z. Salam, and H. Taheri, *Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules*. *Solar energy materials and solar cells*, 2011. **95**(2): p. 586-594.
55. AlRashidi, M., et al., *A new estimation approach for determining the I–V characteristics of solar cells*. *Solar Energy*, 2011. **85**(7): p. 1543-1550.
56. Villalva, M.G., J.R. Gazoli, and E. Ruppert Filho. *Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays*. in *2009 Brazilian Power Electronics Conference*. 2009. IEEE.
57. Bianconi, E., et al., *A fast current-based MPPT technique employing sliding mode control*. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2013. **60**(3): p. 1168-1178.
58. Ngan, M.S. and C.W. Tan. *A study of maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems*. in *Applied Power Electronics Colloquium (IAPEC), 2011 IEEE*. 2011. IEEE.
59. Jung, Y., et al. *Improved perturbation and observation method (IP&O) of MPPT control for photovoltaic power systems*. in *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*. 2005. IEEE.
60. Ch. GHABARA, e.a., *Stratégie d'optimisation floue du point d'extraction de la puissance maximale (MPPT) pour les petites éoliennes connectées à des sites isolés*. *International Journal of Scientific Recherche & Engineering Technology - IJSET*, 2017. **Vol.5** (pp): p. 48-54.
61. Ayang, A., et al. *Modeling, P&O MPPT and PI controls and performance analysis of PV/Energy storage hybrid power system*. in *2018 4th International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)*. 2018. IEEE.
62. BAGRE, A.O., *CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES AVEC BATTERIE*.
IN TECH, 2010.
63. Talha, A. and K. Ameer, *Modélisation Et Commande D'un Générateur Photovoltaïque Muni D'un Régulateur MPPT*.
64. Ndoye, S., et al., *Modélisation et simulation sous Matlab/Simulink de la chaine d'alimentation d'une station relais de télécommunications en énergie solaire photovoltaïque dans une zone isolée du réseau électrique*. *journal des sciences*, 2009. **9**(2): p. 45-55.
65. Ali, M.H., *Wind energy systems: solutions for power quality and stabilization*. 2016: Crc Press.

66. Camblong, H., *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable*. 2003, Paris, ENSAM.
67. MALKI, M. and S.A. BELARBI, *Etude et Simulation d'un aérogénérateur connecté au réseau (Turbine+ MADA+ Réseau) en mode continu et discret*. 2014.
68. Rogez, V., *Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire*. Th: Génie Electrique: Université d'Artois, Béthune, 2004.
69. Wikipedia.org, *Limite de Betz*. 2019.
70. RUEDA-BAYONA, J.G., CABELLO J.J. , SCHNEIDER, I.L., *Wind-Speed Modelling Using Fourier Analysis and Nonlinear Autoregressive Neural Network (NAR)*. 7th Academic, 2018.
71. Tutkun, N., N. Çelebi, and N. Bozok. *Optimum unit sizing of wind-PV-battery system components in a typical residential home*. in *2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*. 2016.
72. Salem, K.B., *Modélisation et Simulation d'un convertisseur AC/DC triphasé*. 2014.
73. Abderrazak, A.S.A., *Étude et analyse des performances d'une commande directe en puissance basée table de commutation d'un redresseur à MLI triphasé*. 2016.
74. Bouafia, A., *Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d'électronique de puissance: Application aux redresseurs a MLI*. 2014.
75. Somia, H.K.S., *Étude et modélisation d'un convertisseur triphasé AC/DC commandé par la technique MLI*. 2017.
76. Bhattacharjee, S. and S. Acharya, *Performative analysis of an eccentric solar–wind combined system for steady power yield*. *Energy Conversion and Management*, 2016. **108**: p. 219-232.
77. Yang, Y., et al., *Operation optimization strategy for wind-concentrated solar power hybrid power generation system*. *Energy Conversion and Management*, 2018. **160**: p. 243-250.
78. Al-Nimr, M.d.A., S.M. Kiwan, and S. Talafha, *Hybrid solar-wind water distillation system*. *Desalination*, 2016. **395**: p. 33-40.
79. Kartite, J. and M. Cherkaoui. *Optimization of hybrid renewable energy power systems using evolutionary algorithms*. in *2016 5th International Conference on Systems and Control (ICSC)*. 2016.
80. Boadzo, A., S.K. Kibaara, and S. Chowdhury. *A study on dairy farm-based hybrid renewable energy systems in South Africa*. in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2016.
81. Aneke, M. and M. Wang, *Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review*. *Applied Energy*, 2016. **179**: p. 350-377.
82. Chan, C., J. Ling-Chin, and A. Roskilly, *Reprint of "A review of chemical heat pumps, thermodynamic cycles and thermal energy storage technologies for low grade heat utilisation"*. *Applied thermal engineering*, 2013. **53**(2): p. 160-176.

83. Abedin, A.H. and M.A. Rosen, *Closed and open thermochemical energy storage: energy-and exergy-based comparisons*. Energy, 2012. **41**(1): p. 83-92.
84. Mahlia, T.M.I., et al., *A review of available methods and development on energy storage; Technology update*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. **33**: p. 532-545.
85. Zhou, Z., et al., *A review of energy storage technologies for marine current energy systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013. **18**: p. 390-400.
86. Pardo, P., et al., *A review on high temperature thermochemical heat energy storage*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. **32**: p. 591-610.
87. Pleßmann, G., et al., *Global energy storage demand for a 100% renewable electricity supply*. Energy Procedia, 2014. **46**: p. 22-31.
88. Castillo, A. and D.F. Gayme, *Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey*. Energy Conversion and Management, 2014. **87**: p. 885-894.
89. Kousksou, T., et al., *Energy storage: Applications and challenges*. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2014. **120**: p. 59-80.
90. Tan, X., Q. Li, and H. Wang, *Advances and trends of energy storage technology in Microgrid*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013. **44**(1): p. 179-191.
91. Chen, H., et al., *Progress in electrical energy storage system: A critical review*. Progress in natural science, 2009. **19**(3): p. 291-312.
92. Baiwir, R., *Modélisation de systèmes de stockage électrique et leur intégration dans un réseau électrique intelligent*. 2017.
93. Hémerly, C.-V., *Study of thermal phenomena in Li-ion batteries*. 2013, Université de Grenoble.
94. Hémerly, C.-V., *Etudes des phénomènes thermiques dans les batteries Li-ion*. 2013, Université de Grenoble.
95. CARBONI, M.C.M., *Stockage de l'énergie: évolution des batteries* culturesciencesChimie, 2017.
96. Couffin, P. and M. Perrin, *Le stockage des énergies intermittentes*. Clefs CEA, 2004(50-51): p. 136-138.
97. Schoenung, S.M., *Characteristics and technologies for long-vs. short-term energy storage*. United States Department of Energy, 2001.
98. Kabouche, R., S. Harrouni, and A. Talha, *Etude comparative des différentes techniques de stockage de l'énergie solaire photovoltaïque*. Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa, 2012: p. 115-129.
99. Camara, M.A., *Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs*. 2011, Université Paris-Est.
100. Korsaga, E., et al., *Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne*. 2018.
101. David, V., *Stockage de l'énergie*. STI2D, 2013.

102. Multon, B., et al. *Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires*. in *Colloque Energie électrique: besoins, enjeux, technologies et applications 2004*. 2004.
103. Pelissier, S., *Introduction au vieillissement des batteries Lithium-ion et aux protocoles expérimentaux de test de durée de vie*. revue 3EI, 2012(68): p. 6 p.
104. Zohuri, B., *Hydrogen Energy Technology, Renewable Source of Energy*, in *Hybrid Energy Systems*. 2018, Springer. p. 135-179.
105. Huff, G., *DOE Global Energy Storage Database*. 2015, Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States).
106. Eddahech, A., *Modélisation du vieillissement et détermination de l'état de santé de batteries lithium-ion pour application véhicule électrique et hybride*. 2013, Université Sciences et Technologies-Bordeaux I.
107. Gustavsson, J., *Energy storage technology comparison*. Bachelor of science thesis, KTH school of industrial engineering and management, 2016.
108. Plangklang, B. and P. Pornharuthai, *Mathematical model and experiment of temperature effect on discharge of lead-acid battery for PV systems in tropical area*. 2013.
109. Chiranjeevi Mondru, D.D. and R. Kiranmayi, *Batteries comparative analysis and their dynamic model for electric vehicular technology*. International journal of pure and applied mathematics, 2017. **114**(12): p. 453-467.
110. Devillers, N., *Caractérisation et modélisation de composants de stockage électrochimique et électrostatique*. 2012, Université de Franche-Comté.
111. Baboselac, I., Ž. Hederić, and T. Benšić, *Matlab simulation model for dynamic mode of the lithium-ion batteries to power the ev*. Tehnički glasnik, 2017. **11**(1-2): p. 7-13.
112. Cano, M.H., *Stockage dans les microréseaux*. Technocentre éolien, 2018.
113. BloombergNEF, *Battery Power's Latest Plunge in Costs Threatens Coal, Gas*. 2019.
114. Rochefort, D., *Recyclage des batteries a l'infini: la solution est Québécoise*. AVEQ, 2018.
115. Argyrou, M.C., P. Christodoulides, and S.A. Kalogirou, *Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018. **94**: p. 804-821.
116. Medina, P., et al. *Electrical Energy Storage Systems: Technologies' State-of-the-Art, Techno-economic Benefits and Applications Analysis*. in *2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences*. 2014.
117. Bashash, S., et al., *Plug-in hybrid electric vehicle charge pattern optimization for energy cost and battery longevity*. Journal of power sources, 2011. **196**(1): p. 541-549.
118. Dallinger, D. and M. Wietschel, *Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012. **16**(5): p. 3370-3382.
119. Toledo, O.M., D. Oliveira Filho, and A.S.A.C. Diniz, *Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010. **14**(1): p. 506-511.

120. Kalantar, M., *Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage*. Applied energy, 2010. **87**(10): p. 3051-3064.
121. Mousavi G, S., *An autonomous hybrid energy system of wind/tidal/microturbine/battery storage*. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2012. **43**(1): p. 1144-1154.
122. Musavi, F., W. Eberle, and W.G. Dunford. *A high-performance single-phase AC-DC power factor corrected boost converter for plug in hybrid electric vehicle battery chargers*. in *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. 2010. IEEE.
123. Dekkiche, A., *Modèle de batterie générique et estimation de l'état de charge*. 2008, École de technologie supérieure.
124. Vetter, J., et al., *Ageing mechanisms in lithium-ion batteries*. Journal of power sources, 2005. **147**(1-2): p. 269-281.
125. BEDIN, F., *Comment fonctionne une batterie Lithium-Ion ?* 2018.
126. INC, T., *Batteries Lithium-ion : Avantages et inconvénients*. ÉNERGIEFUTUR, 2015.
127. Lamire, F., *La baisse rapide du prix des batteries Lithium-ion et la structuration de la filière*. 2014.
128. Angrand, A., *Vers l'interdiction du transport des batteries lithium-ion*. AIR&COSMOS, 2015.
129. Cote, M., *Les avantages des batteries au lithium -ion face au plomb*. Info solaire, 2017.
130. PowerTech, *Principales technologies Lithium-Ion*. PowerTech, 2015.
131. Rahimi-Eichi, H., et al., *Battery management system: An overview of its application in the smart grid and electric vehicles*. IEEE Industrial Electronics Magazine, 2013. **7**(2): p. 4-16.
132. Di Domenico, D., et al., *A review of approaches for the design of Li-ion BMS estimation functions*. Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles, 2013. **68**(1): p. 127-135.
133. Jaiswal, A., *Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017. **72**: p. 922-934.
134. Khan, M., M. Swierczynski, and S. Kær, *Towards an ultimate battery thermal management system: a review*. Batteries, 2017. **3**(1): p. 9.
135. Seaman, A., T.-S. Dao, and J. McPhee, *A survey of mathematics-based equivalent-circuit and electrochemical battery models for hybrid and electric vehicle simulation*. Journal of Power Sources, 2014. **256**: p. 410-423.
136. Lee, K.-J., et al., *Three dimensional thermal-, electrical-, and electrochemical-coupled model for cylindrical wound large format lithium-ion batteries*. Journal of Power Sources, 2013. **241**: p. 20-32.
137. Shepherd, C.M., *Design of primary and secondary cells II. An equation describing battery discharge*. Journal of the Electrochemical Society, 1965. **112**(7): p. 657-664.
138. Bernardi, D., E. Pawlikowski, and J. Newman, *A general energy balance for battery systems*. Journal of the electrochemical society, 1985. **132**(1): p. 5-12.

139. LeBel, F.-A., *Méthode de dimensionnement et modélisation de batteries lithium-ion*. Savoir UdeS, 2017.
140. Urbain, M., *Modélisation électrique et énergétique des accumulateurs Li-Ion. Estimation en ligne de la SOC et de la SOH*. 2009, Institut National Polytechnique de Lorraine.
141. Shepherd, C., *THEORETICAL DESIGN OF PRIMARY AND SECONDARY CELLS. PART 3. BATTERY DISCHARGE EQUATION*. NAVAL RESEARCH LAB WASHINGTON DC, 1963: p. 23.
142. Tremblay, O. and L.-A. Dessaint, *Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications*. World Electric Vehicle Journal, 2009. **3**(2): p. 289.
143. Tremblay, O. and L.-A. Dessaint, *Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications*. World electric vehicle journal, 2009. **3**(2): p. 289-298.
144. Bridier, L., *Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente*. 2016, Université de la Réunion.
145. Estahbanati, S.R.N., S.M. Barakati, and M. Mehrjoo, *Linear integer (lip) programing to optimization and sizing a wind/solar/battery system for islanding purpose*. Journal of mathematics and computer science, 2014. **13**(13): p. 194-211.
146. Michalczuk, M., et al., *Power converter-based electrochemical battery emulator*. Przegląd Elektrotechniczny, 2014. **90**(7): p. 18-22.
147. Allart, D., *Gestion et modélisation électrothermique des batteries lithium-ion*. 2017, Normandie Université.
148. Zhang, H. and M.-Y. Chow. *Comprehensive dynamic battery modeling for PHEV applications*. in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. 2010. IEEE.
149. Sun, K. and Q. Shu. *Overview of the types of battery models*. in *Control Conference (CCC), 2011 30th Chinese*. 2011. IEEE.
150. Jongerden, M.R. and B.R. Haverkort, *Which battery model to use?* IET software, 2009. **3**(6): p. 445-457.
151. Lee, S., et al., *State-of-charge and capacity estimation of lithium-ion battery using a new open-circuit voltage versus state-of-charge*. Journal of power sources, 2008. **185**(2): p. 1367-1373.
152. Johnson, V., *Battery performance models in ADVISOR*. Journal of power sources, 2002. **110**(2): p. 321-329.
153. MOUSSA, S.B., *Resource-Batterie-Solaire*. SCRIBD, 2017.
154. BAGRE, A.O., *CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES AVEC BATTERIE*. IN TECH, 2011.
155. solaire, M., *Guide d'installation de batteries en série/prallèles* 2015.
156. Spirov, D., et al., *Modélisation des convertisseurs statique dc-dc pour des applications dans les énergies renouvelables en utilisant MATLAB/Simulink*. EF 2009, Compiegne, 2009.
157. Ahmed, N.A., *Modeling and simulation of ac-dc buck-boost converter fed dc motor with uniform PWM technique*. Electric Power Systems Research, 2005. **73**(3): p. 363-372.
158. Wahiba, A.N.B., *Modélisation et commande d'un onduleur MLI*. 2009.

159. Moubarek, B.A.e., *Onduleur triphasé commandé par la stratégie d'élimination d'harmonique «SHE»*. 2010.
160. BOUAMRA, D. and N. BEDDI, *Etude d'une machine asynchrone double étoile (Modélisation, Alimentation, Commande)*. Mémoire de fin d'étude, Université d'El-Oued, 2014.
161. Wong, L.A., et al., *Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network*. Journal of Energy Storage, 2019. **21**: p. 489-504.
162. Zhang, H. and M.-Y. Chow. *Comprehensive dynamic battery modeling for PHEV applications*. in *IEEE PES General Meeting*. 2010. IEEE.
163. Kassmi, K., M. Hamdaoui, and F. Olivie, *Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique*. Revue des Energies Renouvelables, 2007. **10**(4): p. 451-462.
164. Tameghe, T.T., R. Wamkeue, and I. Kamwa, *Modelling and Simulation of a Flywheel Energy Storage System for Microgrids Power Plant Applications CCTC 2015 Paper Number 1570034251*.

Annexe 1 : Datasheet de la batterie lithium-ion pour système PV-éolien-batterie



Batterie Lithium Ion 48V 200AH

Produit: Batterie au lithium-ion 48V 200AH Poids: 282 lb

QUANTITÉ 1 [AJOUTER AU PANIER](#)

PRIX 10 399,92 \$ [+ AJOUTER À LA LISTE](#)

DE [SOUMISSIONS](#)
PARTAGER CETTE [Facebook](#) [Twitter](#) [LinkedIn](#) [Pinterest](#) [J'aime 0](#)

[Détails](#)

[Avis](#)

DÉTAILS DU PRODUIT

Cette batterie intelligente au lithium-ion à batterie 48V 200AH est dotée d'un système de protection de la batterie (BPS) intégré qui rend cette batterie prête à l'emploi qui convient à presque toutes les applications.

PUISSANCE ET ÉNERGIE L'AVANTAGE ÉLECTRIQUE

Tension nominale	51,2V
Tension de charge	58,4V
Pic de décharge (5 sec)	2000A
Taux de charge / décharge continue	100A
Capacité (ampères-heures)	200AH
Capacité (watts)	2560W

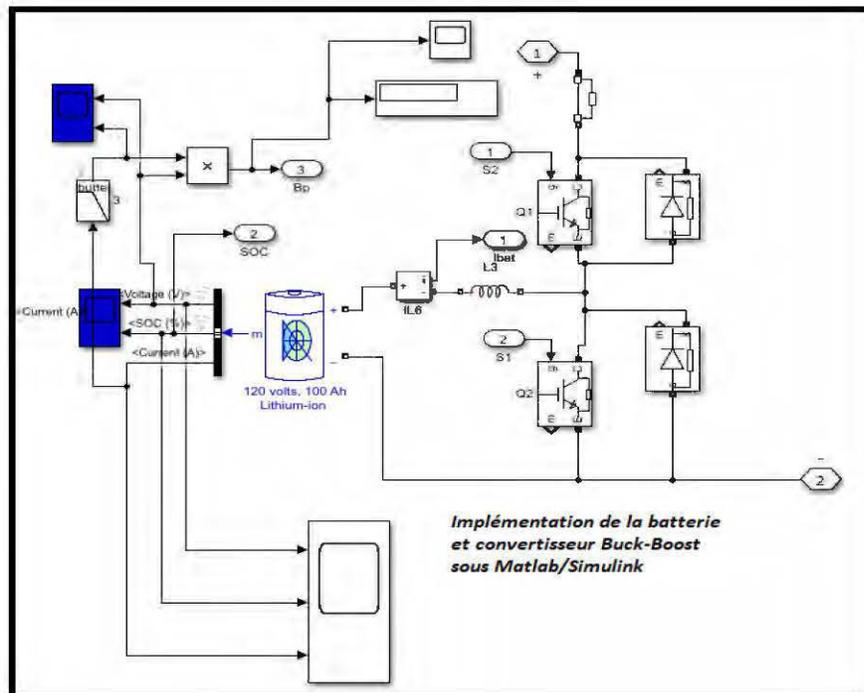
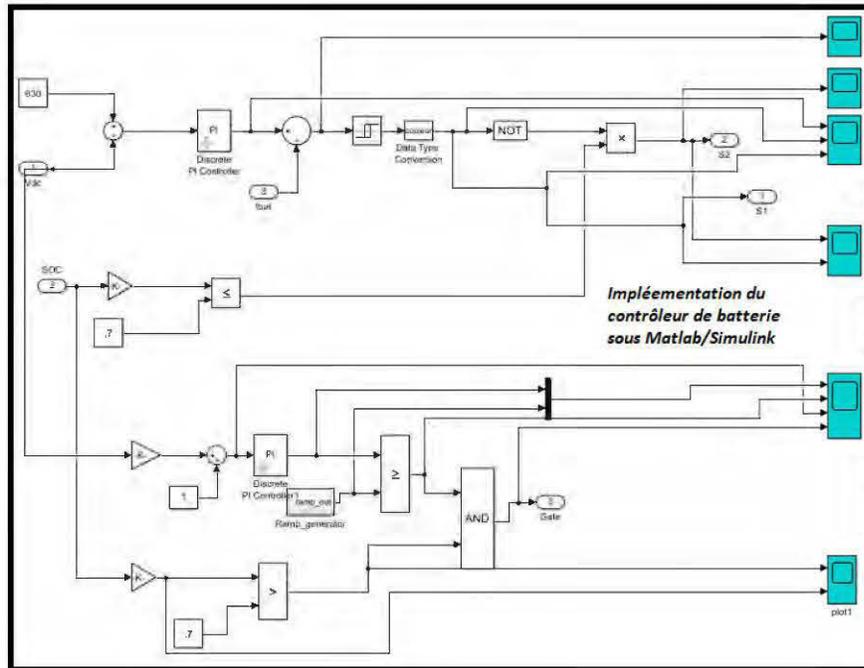
TAILLE ET AVANTAGE DU POIDS

Poids	282 lb
Longueur	26,77 "
Largeur	19,68 "
la taille	11,8 "

AVANTAGE TECHNOLOGIQUE

Capacité utilisable (AH)	216AH
Profondeur de décharge	100% DOD
Minutes de réserve à 20A	600 min
Minutes de réserve à 50A	240 min
Autodécharge	<3% par mois
Chimie	Phosphate de fer au lithium (LiFePO4)
Type de cellule	Cylindrique
Modulaire	Connexion série ou parallèle

Annexe 2 : implémentation du contrôleur de charge et de la batterie dans Matlab/Simulink



Annexe 3 : implémentation du système hybride dans le scénario PV-batterie-charge continue dans Matlab/Simulink

