جامعة سيدي محمد بن عبد الله بفاس
ⵜⴰⵙⴷⴰⵡⵉⵜ ⵙⵉⴷⵉ ⵎⵓⵃⵎⵎⴰⴷ ⴱⵏ ⵄⴱⴷⵍⵍⴰⵀ ⵏ ⴼⴰⵙ
UNIVERSITÉ SIDI MOHAMED BEN ABDELLAH DE FES

كلية العلوم والتقنيات فاس
ⵜⴰⵖⵉⵡⴰⵏⵜ ⵏ ⵜⵎⴰⵙⵙⴰⵏⵉⵏ ⴷ ⵜⵙⵏⵉⴳⵉⵜⵉⵏ
FACULTÉ DES SCIENCES ET TECHNIQUES DE FÈS

Centre d'Etudes Doctorales : Sciences et Techniques de l'Ingénieur

N° d'ordre 52 /2021

THESE DE DOCTORAT

Présentée par

Mme : Karima El Hammoumi

Discipline : Génie électrique

Spécialité : Energies renouvelables

Sujet de la thèse :

« Contribution à l'amélioration de la production électrique d'un système photovoltaïque à stockage par batteries »

Thèse présentée et soutenue le samedi 10 juillet 2021 devant le jury composé de :

Nom Prénom	Titre	Établissement	
Najia ES-SBAI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Présidente
Khalid LOUDIYI	PES	Al Akhawayn University in Ifrane	Rapporteur
Jalal SABOR	PES	École Nationale Supérieure des Arts et Métiers Meknès	Rapporteur
Hassane EL MARKHI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Rapporteur
Hassan EL MOUSSAOUI	PH	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Examinateur
Rachid EL BACHTIRI	PES	École Supérieure de Technologie de Fès	Directeur de Thèse

Laboratoire d'accueil : Technologie et Services Industriels (TSI)

Établissement : École Supérieure de Technologie de Fès.

Le savoir n'est pas une vulgaire matière première. Il ne vient jamais à épuisement. Au contraire, il s'accroît toujours grâce à la diffusion des connaissances.
-+- Daniel Joseph Boorstin -+-
(Écrivain, juriste et universitaire Americain 1914-2004)

Remerciements

Tout d'abord, je voudrais exprimer mes plus sincères remerciements et ma profonde gratitude à mon directeur de thèse, le Professeur Rachid EL BACHTIRI pour sa disponibilité, ses précieux conseils et son soutien dont j'ai bénéficié tout au long de l'élaboration de ce projet et surtout pour ses encouragements lors de mes moments de doute.

Mes sincères remerciements s'adressent aussi aux membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en acceptant de juger mon travail.

Je remercie Mme Najia ES-SBAI de la FST de Fès pour m'avoir fait l'honneur d'accepter d'examiner le travail de ma thèse et d'être la Présidente du Jury.

Je tiens à remercier vivement les professeurs M. Khalid LOUDIYI de l'université Al Akhawayn de Ifrane, M. Jalal SABOR de l'ENSAM de Meknès et M. Hassane EL MARKHI de la FST de Fès, qui m'ont fait l'honneur et le plaisir d'accepter d'évaluer ce travail et d'en être les rapporteurs.

Mes remerciements vont également à M. Hassan EL MOUSSAOUI de la FST de Fès d'avoir accepté de participer au jury comme examinateur.

Mes sincères remerciements vont à tous mes amis et mes collègues de l'équipe de recherche "Electrotechnique, Electronique de Puissance et Énergie Renouvelables" (REEPER), du laboratoire Technologie et Services Industriels (TSI) de L'EST de Fès, où j'ai effectué mes travaux de recherche dont une partie était réalisée dans le cadre du projet GISER financé par le CNRST. Merci à Ikrame Saber, Maha Khanfara, Mohammed Boussetta et particulièrement à Redouane Chaibi pour leur aide précieuse lors de la rédaction de ce rapport.

Enfin je termine par un merci particulier à ma famille surtout pour mon mari Mimoun et mon frère sidi Mohammed, Merci de votre soutien, de votre aide et de votre patience particulièrement pendant la rédaction de ce rapport.

Résumé

Ces dernières décennies, le recours aux énergies renouvelables (EnR) et particulièrement au photovoltaïque (PV) est devenu une évidence. En effet les systèmes PV offrent une solution prometteuse d'approvisionnement en électricité, surtout dans les sites isolés, tout en respectant l'environnement. Cependant l'intermittence de la production PV constitue un point faible surmonté le plus souvent par l'ajout d'élément de stockage par batteries. Les batteries rendent cette énergie produite disponible dès que c'est nécessaire, facilitant ainsi sa gestion. Les travaux présentés dans ce mémoire mettent l'accent sur le rôle de l'ensemble du système de stockage par batterie (batteries, convertisseurs, commande) dans le développement des systèmes de production PV en étudiant le processus de stockage par batterie et sa gestion en charge et décharge au sein des installations PV (Battery Management System (BMS)). Pour cela, nous avons dimensionné, modélisé et simulé un parc de stockage par batterie dans le cadre d'un micro réseau alimenté par des panneaux photovoltaïques et une micro éolienne. Nous avons par la suite réalisé une plate-forme matérielle et logicielle évolutive, construite autour d'un Arduino Mega pour l'expérimentation des gestions de charge et décharge de batteries de stockage Plomb-acide. Le BMS réalisé, permet d'effectuer plusieurs tâches dont le contrôle de charge de la batterie basé sur un algorithme de charge à 3 temps et la protection de la batterie contre les décharges profondes. Pour surmonter le deuxième point faible des systèmes PV à savoir leur difficulté à fonctionner aisément à une puissance maximale, nous avons conçu et simulé une commande MPPT floue de type Takagi–Sugeno. Nous avons comparé cette méthode d'intelligence artificielle à la technique traditionnelle d'excellence P&O pour montrer ses avantages et son intérêt. Nous avons généralisé notre simulation pour tenir compte des variations de la température ambiante dans les régions du Maroc. Ces simulations nous ont permis d'étudier le comportement de l'état de charge (SOC) de la batterie dans ces conditions.

Mots clés : Systèmes PV, stockage par batterie, dimensionnement, modélisation, gestion de charge, SOC, commande MPPT floue de type Takagi–Sugeno

Abstract

In recent decades, the use of renewable energies and particularly photovoltaic (PV) has become obvious. In fact, PV systems offer a promising solution for supplying electricity, especially in isolated sites, while respecting the environment. However, the intermittence of PV production is a weak point most often overcome by using the battery storage. Batteries make this produced energy readily available when needed, thus facilitating its management. The work presented in this thesis emphasizes the role of the entire battery storage system (batteries, converters, control) in the development of PV production systems by studying the battery storage process and its charge and discharge management within PV installations (Battery Management System (BMS)). To do this, we sized, modeled and simulated a battery storage pack as part of a micro grid powered by photovoltaic panels and a micro wind turbine. We subsequently produced a scalable hardware and software platform, built around an Arduino Mega for experimentation with charge and discharge management of lead-acid storage batteries. The completed BMS allows several tasks to be carried out, including battery charge control based on a 3-stroke charging algorithm and battery protection against deep discharges. To overcome the second weak point of PV systems, namely their difficulty in operating easily at maximum power, we have designed and simulated a fuzzy Takagi–Sugeno MPPT control. We have compared this artificial intelligence method to the traditional P&O technique to show its advantages and interest. We have generalized our simulation to take into account variations in ambient temperature in some regions of Morocco. These simulations have allowed us to study the behavior of the state of charge (SOC) of the battery under these conditions.

Keywords: PV systems, battery storage, sizing, modeling, charge management, SOC, fuzzy Takagi – Sugeno MPPT control

Table des matières

Remerciements ..... **i**

Résumé ..... **ii**

Abstract ..... **iii**

Table des matières ..... **iv**

Liste des abréviations et Notations ..... **vii**

Liste des figures ..... **ix**

Liste des tableaux ..... **xii**

Introduction Générale **1**

Chapitre I : Stockage des EnR : Etat de l'art **6**

I.1. Introduction 7

I.1.1. Energie Renouvelable dans le monde 7

I.1.2. Energie Renouvelable au Maroc 9

I.1.3. Problématique du stockage de l'énergie produite par les systèmes d'énergie renouvelable 12

I.2. Stockage d'EnR Intermittente 14

I.3. Batteries électrochimiques 16

I.3.1. Principe 16

I.3.2. Principales caractéristiques 19

I.3.2.1. Capacité nominale (C_n) : 19

I.3.2.2. Tension (V) : 20

I.3.2.3. Résistance interne (R_{int}) : 21

I.3.2.4. Autodécharge (self-discharge) 21

I.3.2.5. État de charge (SOC) 21

I.3.2.6. Profondeur de décharge (DOD) 21

I.3.2.7. Durée de vie : nombre de cycles (Ncy) 22

I.3.2.8. L'état de santé (SOH) 22

I.3.2.9. Densité énergétique : 22

I.3.3. Batteries pour le Stockage d'EnR Intermittente 22

I.3.3.1. Batteries au plomb 23

I.3.3.2. Batteries Lithium ion (Li-ion) 26

I.3.3.3. Batterie Nickel-Cadmium (Ni-Cd) : 27

I.3.3.4. Batterie Nikel-Métal-Hydrure (Ni-MH) : 27

I.3.4. Stockage par batteries - état de l'art 28
I.3.4.1. 1er axe : Dimensionnement et gestion 29
I.3.4.2. 2ème axe : Modélisation 30
I.3.4.3. 3ème axe : Estimation des paramètres et amélioration des performances 32
I.4. Conclusion 34
Chapitre II : Généralités sur les systèmes PV 35
II.1. Introduction 36
II.2. Cellule photovoltaïque 37
II.3. Générateur photovoltaïque 38
II.3.1. Constitution 38
II.3.2. Protections classiques d'un GPV 39
II.4. Topologie des systèmes photovoltaïques 40
II.4.1. Systèmes photovoltaïques autonomes 40
II.4.2. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau 40
II.5. Modélisation de la cellule PV 41
II.6. Convertisseurs statiques DC-DC 45
II.6.1. Convertisseur abaisseur de tension (Buck) 47
II.6.2. Convertisseur élévateur de tension (Boost) 49
II.7. Conclusion 51
Chapitre III : Modélisation et Dimensionnement de batteries de stockage 52
III.1. Introduction 53
III.2. Dimensionnement de batteries de stockage pour un système hybride de 3kVA 53
III.2.1. Présentation du système hybride étudié 54
III.2.2. Dimensionnement des batteries 54
III.3. Modélisation et simulation d'un pack de batteries au Plomb pour un système hybride de 3kVA 60
III.3.1. Modèles de batteries au plomb 61
III.3.1.1. Modèle Générique Simple de Batterie 64
III.3.1.2. Modèle dynamique du troisième ordre de Ceraolo 64
III.3.2. Sélection du modèle 66
III.3.2.1. Données du constructeur 66
III.3.2.2. Résultats de la simulation 67
III.3.2.3. Discussion des résultats 70
III.4. Systèmes de gestion de charge des batteries au Plomb 72
III.4.1. Système de gestion de batterie 72
III.4.2. Techniques de gestion de charge des batteries au Plomb 72

III.4.3. Plateforme de gestion de charge de batterie PV basée sur Arduino 75
III.4.3.1. Présentation de la plateforme expérimentale 76
III.4.3.2. Logiciel de plateforme 78
III.5. Conclusion 80
Chapitre IV : Simulation d'un système PV avec stockage par Batterie commandé par MPPT Flou type T–S 81
IV.1. Introduction 82
IV.2. Méthode Perturb and Observe (P&O) 83
IV.3. Méthode Incremental Conductance (IC) 84
IV.4. Commande MPPT floue de type T-S 86
IV.4.1. Structure de la commande MPPT floue T-S du système PV 86
IV.4.2. Conception de la commande MPPT flou T-S 87
IV.4.2.1. Modèle flou T-S du convertisseur Boost 88
IV.4.2.2. Modèle de référence MPP 90
IV.4.2.3. Conception de contrôleur flou 91
IV.5. Résultats de simulation 95
IV.6. CONCLUSION 102
Conclusion Générale 104
Référence Bibliographique 107
Annexe A 118
Annexe B 123
Annexe C 125

Liste des abréviations et Notations

ADEREE : Agence pour le Développement de l'Énergie Renouvelable et de l'Efficacité Énergétique

AGM : Absorbent Glass Mat

AIE, IEA : Agence Internationale de l'Énergie

BESS : Système de Stockage par Batterie

BMS : Systèmes de Gestion de Batterie

CA, AC : Courant Alternatif

CAES : Stockage à air comprimé

CC, DC : Courant Continu

CIEMAT : Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

CNRST : Centre National pour la Recherche Scientifique et Technique

DOD : Profondeur de décharge (Depth Of Discharge)

EKF : Filtre de Kalman Etendu

EMF, FEM : Force Electromotrice

EnR : Énergie Renouvelables

GISER : Gestion Intelligente de Sources d'Énergies Renouvelables

GPV : générateurs Photovoltaïque

HOMER : Hybrid Optimization Model for Electric Renewable

IC : incremental conductance

KF : Filtre de Kalman

LA : Plomb-Acide

LiFePO4 : Lithium Fer Phosphate

Li-ion : Lithium Ion

LiPo : Lithium Métal-Polymère

LMI Linear Matrix Inequality (Inégalité Matricielle Linéaire)

MAD : Devise Marocaine

MLI, PWM : Modulation de Largeur d'Impulsion

MPP :	maximum power point
MPPT :	maximum power point tracking
Mtep :	Millions de tonnes équivalent pétrole
NASA :	National Aeronautics and Space Administration
Ncy :	Nombre de cycle de la Batterie
Ni-CD :	Nickel Cadmium
Ni-MH :	Nickel-Hydrure Métallique
ONEE :	Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable
OPZ :	batteries plomb-acide tubulaires à décharge profonde
P&O :	perturb and observe
PNN :	Réseau Neuronal Probabiliste
PV :	Photovoltaïque
SER :	Sources d'Énergie Renouvelables
SH :	Systèmes Hybrides
SMES :	Inductances supraconductrices
SOC :	Etat de Charge de la Batterie
SOH :	Etat de Santé de la Batterie
STEP :	Station de Transfert d'Energie par Pompage
STC :	Conditions d'Essai Standard
T-S	Takagi-Sugeno
VRLA :	Valve Regulated Lead Acid

Notations

I :	La matrice d'identité (de taille spécifiée par le contexte).
*** :**	Représente un terme induit par la symétrie
A^T :	Matrice transposée de A
A^{-1} :	Matrice inverse de A
$A < 0$ (≤ 0)	Matrice A est définie négative (semi-définie négative)
$A > 0$ (≥ 0)	Matrice A est définie positive (semi-définie positive)
sym(M)	Représente le bloc $M + M^T$
x(t)	Vecteur d'état du système

Liste des figures

***Figure I-1**. Evolution de la Consommation énergétique mondiale, en térawatts-heures (TWh), entre 1965 et 2018 (Wikipédia)* 7

***Figure I-2.** Evolution de la production mondiale d'énergie électrique [14]* 8

***Figure I-3.** Bilan mondial 2018 de la production d'électricité et taux moyens de la croissance par source primaire – Source : IEA (2018). Key World Energy Statistics 2018* 8

***Figure I-4.** Evolution du prix unitaire (Dh par Wc) des modules photovoltaïques [17]* 10

***Figure I-5.** Production électrique du Maroc En 2017 (©Connaissance des Énergies, d'après AIE)* 11

***Figure I-6.** Production électrique du Maroc en janvier-octobre 2018 (Rapport 2018 de l'Office des Changes sur le commerce extérieur [16]* 11

***Figure I-7.** Évolution de la consommation et de la production d'électricité entre le 2ème trimestre de 2017 et novembre 2019 [16]* 12

***Figure I-8.** Production sur une journée (nuageuse) d'un système PV de 3 kWc et sa Production quotidienne sur une année [18]* 12

***Figure I-9.** Consommation (bleu) et production éolienne (rose) sur un mois [18]* 13

***Figure I-10.** Classification des dispositifs de stockage [30]* 15

***Figure I-11.** Les critères de choix de la technologie de stockage d'énergie [18]* 16

***Figure I-12.** Structure d'une batterie au plomb-acide [45]* 17

***Figure I-13.** Structure cylindrique utilisée pour des cellules Li-Ion (aussi utilisée pour Ni-Cd et Ni-Mh) [44]* 17

***Figure I-14.** Cellule de base d'une batterie lors de la phase de décharge [44]* 18

***Figure I-15.** Variation de la capacité d'une batterie en fonction du courant de décharge [48]* 19

***Figure I-16.** Variation de la capacité d'une batterie en fonction de la température [49]* 20

***Figure I-17.** Diagramme de **Ragone** pour les accumulateurs électrochimiques [57]* 23

***Figure I-18.** Evolution du marché mondial des batteries en MWh entre 1990 et 2018 [41]* 24

***Figure II-1.** Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [109]* 37

***Figure II-2.** Technologies des cellules photovoltaïques : (a) monocristalline ; (b) polycristalline et (c) amorphe [110]* 38

***Figure II-3.** De la cellule solaire au système photovoltaïque [111]* 39

***Figure II-4.** Protection par diode des GPV* 39

***Figure II-5.** Exemple de Système photovoltaïque autonome* 40

***Figure II-6.** Exemple de système photovoltaïque raccordé au réseau* 41

***Figure II-7.** Modèle à une diode de la cellule PV* 41

***Figure II-8.** Schéma bloc d'un GPV* 43

***Figure II-9.** (a): Caractéristique courant-tension $I_{PV}(V_{PV})$. (b): Caractéristique puissance-tension $P_{PV}(V_{PV})$* ... 43

***Figure II-10.** Influence de la température et de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension $I_{PV}(V_{PV})$ d'un GPV* 44

Figure II-11. *Influence de la température et de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension $P_{PV}(V_{PV})$ 44*

Figure II-12. *Exemple de forme d'onde de la tension de sortie du convertisseur..... 47*

Figure II-13. *Circuit d'un convertisseur DC-DC dévolteur (Buck) 47*

Figure II-14. *Circuit d'un convertisseur DC-DC Boost..... 49*

Figure III-1. *Structure du système hybride étudié 54*

Figure III-2. *Modèle simple de batterie 55*

Figure III-3. *Nombre de batteries nécessaire pour assurer une puissance de stockage P_u= 1kW et C_{bat}=1208,3Ah 57*

Figure III-4. *Prix du kWh stocké en fonction de la capacité nominale des batteries et pour les 4 technologies considérées* ***(C_{nom}).*** *..... 58*

Figure III-5. *Prix du kWh stocké en fonction de la capacité nominale des batteries et pour les 4 technologies considérées* ***(C_{bat})*** *..... 58*

Figure III-6. *Prix du kWh stocké en fonction de la capacité nominale des batteries et pour les 4 technologies considérées, calculé en tenant compte des pertes dans les batteries..... 59*

Figure III-7. *Schémas équivalent de batterie : (a) Modèle Générique Simple (b) Modèle CIEMAT [145] 61*

Figure III-8. *Schémas équivalent de batterie : (a) Modèle de Thevenin (b) Modèle de Thevenin modifié [145] 62*

Figure III-9. *Schéma équivalent du Modèle de batterie dynamique[142]..... 62*

Figure III-10. *Modèle dynamique général de Ceraolo [85] 63*

Figure III-11. *Modèle dynamique 3ème ordre de Ceraolo [87] 63*

Figure III-12. *Caractéristiques de décharge pour la batterie 1 et la batterie 2 fournie par le constructeur [49]..... 67*

Figure III-13. *Réponse de simulation du modèle générique correspondant à la batterie 1 ..... 68*

Figure III-14. *Réponse de simulation du modèle générique correspondant à la batterie 2 ..... 69*

Figure III-15. *Réponse de simulation du modèle dynamique du troisième ordre correspondant à la batterie 1 ..... 69*

Figure III-16. *Réponse de simulation du modèle dynamique du troisième ordre correspondant à la batterie 1 ..... 70*

Figure III-17. *Protocole de charge de la batterie au plomb : a- en 2 temps ; b- en 3 temps [156]..... 73*

Figure III-18. *Schéma bloc de la plate-forme..... 76*

Figure III-19. *Convertisseur DC-DC bulk..... 76*

Figure III-20. *Contrôle de charge..... 77*

Figure III-21. *Constitution du prototype de la plate-forme..... 77*

Figure III-22. *Prototype de la plate-forme..... 78*

Figure III-23. *Tâches effectuées par le logicielles la plate-forme..... 79*

Figure III-24. *Organigramme de la stratégie de charge de la batterie..... 79*

Figure IV-1. *Principe de fonctionnement de la méthode Perturb and Observe [186]..... 83*

Figure IV-2. *Algorithme de la méthode Perturb and Observe (ΔV : pas d'ajustement) [186]* *84*

Figure IV-3. *Principe de la méthode Incremental Conductance [47]* *85*

Figure IV-4. *Organigramme de la méthode Incremental Conductance (Ca : pas d'ajustement) [47]* *85*

Figure IV-5. *Structure de la commande MPPT floue T-S du système PV proposée* *87*

Figure IV-6. *(a) Profil d'irradiance solaire ; (b) Profil de température* *97*

Figure IV-7. *Schéma de simulation Matlab/Simulink du système PV avec stockage commandé par le contrôleur flou T-S proposé* *97*

Figure IV-8. *Schéma de simulation Matlab/Simulink du système PV avec stockage commandé par l'algorithme (P&O)* *98*

Figure IV-9. *Courbes de courant du système PV sous différentes conditions atmosphériques* *99*

Figure IV-10. *Courbes de tension du système PV sous différentes conditions atmosphériques* *99*

Figure IV-11. *Courbes de puissance du système PV sous différentes conditions atmosphériques* *99*

Figure IV-12. *Caractéristique puissance-tension PPV(VPV) du module PV MSX60 sous différentes conditions atmosphériques* *100*

Figure IV-13. *SOC, I_{bat} et V_{bat} de la batterie pour un cycle* *101*

Figure IV-14. *SOC de la batterie pour un cycle pour différentes valeurs de température* *102*

Liste des tableaux

Tableau I-1 : *Mix énergétique du Maroc en 2018 [16]* *10*

Tableau I-2: *Formes d'énergie intermédiaires de stockage [37]* *14*

Tableau I-3: *Comparaison des propriétés de différentes technologies de stockage ([2]DOD : Depth Of Discharge exprimé en %) [39].* *15*

Tableau I-4: *Récapitulatif des caractéristiques des différentes batteries au plomb* *25*

Tableau I-5: *Comparatif des densités énergétique des différentes technologies de batteries [68]* *27*

Tableau I-6: *Comparatif des différentes technologies de batteries les plus utilisées [62]* *28*

Tableau II-1: *Comparaison des principales cellules PV en fonction de leurs rendements et leurs prix. Source ADEME (L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)* *38*

Tableau III-1: *Principales caractéristiques des batteries considérées* *56*

Tableau III-2: *Données du fabricant pour la batterie 1 et la batterie 2 [49]* *66*

Tableau III-3: *Valeurs de Courant de décharge choisies* *67*

Tableau III-4: *Caractéristiques des batteries pour les Courant de décharge choisies* *68*

Tableau III-5 : *Résumé des résultats de simulation pour le modèle générique* *70*

Tableau III-6 : *Résumé des résultats de simulation pour le modèle dynamique de troisième ordre* *71*

Tableau III-7 : *Exemples de tension d'absorption et de tension de floating pour différent type de batterie à 25°C [153].* *74*

Tableau IV-1: *spécifications du module PV MSX60* *96*

Tableau IV-2: *Paramètres de la batterie au plomb à 25°C* *96*

Introduction Générale

L'utilisation des énergies et particulièrement de l'énergie électrique a radicalement changé notre mode de vie dès le début du XXe siècle lors de l'arrivée de la révolution industrielle. Dès lors, la consommation mondiale de l'énergie n'a cessé de croître en raison de l'évolution démographique, de l'industrialisation des pays émergeants et des nouvelles technologies de développement. Les besoins en électricité sont en constante augmentation car cette énergie nous offre une qualité de service inégalé par les autres types d'énergie.

Actuellement nous sommes devenus de plus en plus dépendant de l'électricité et du confort qu'elle nous prodigue. En effet cette énergie est omniprésente dans notre vie quotidienne, elle nous permet de travailler, de produire, de communiquer, de nous soigner, nous déplacer, nous réchauffer, nous divertir et la liste est encore longue.

Jusqu'à maintenant la grande partie de la production de l'énergie électrique est issue de sources primaires non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel, le pétrole et le nucléaire. Malheureusement ce type de ressources énergétiques a un impact environnemental néfaste (Émissions de CO2, effet de serre, pollution atmosphérique, perturbations et réchauffement climatique, déchets radioactifs etc…) de plus ces ressources ne sont pas éternelles, elles sont sujettes à l'épuisement à moyen terme si ne serait à court terme pour certaines.

Depuis quelques décennies une prise de conscience de ces conséquences négatives sur l'environnement et bien d'autres raisons économiques et politiques ont incité les pays à revoir leur stratégie énergétique et de réaliser une transition vers des énergies moins polluantes, plus propres et renouvelables comme le photovoltaïque, l'éolien, la biomasse, la géothermie ... [1].

En effet ces EnR offrent une multitude d'avantages car elles n'émettent pas de gaz à effet de serre lors de la production d'électricité. Leurs ressources sont disponibles partout et considérées comme inépuisable à l'échelle humaine, puisqu'elles exploitent les flux d'énergie naturelle du soleil, du vent, de la chaleur de la terre ou encore des vagues ou de la biomasse.

Parmi ces EnR, le solaire est la plus récente et la plus prometteuse car la lumière du soleil est disponible partout et peut-être exploitée en montagne comme en ville. D'après le conseil mondial de l'énergie, la conversion de 1% de l'énergie solaire qui atteint la surface de la terre avec un rendement de 10% suffirait pour couvrir 4 fois le besoin mondial en énergie [2]. De par sa disponibilité, l'énergie solaire joue un rôle particulier dans les projections d'alimentation en énergie et la plupart des pays intègre le photovoltaïque dans leur politique énergétique. En plus de sa nature propre, le photovoltaïque permet une production décentralisée car l'électricité peut être produite au plus près de son lieu de consommation et présenter ainsi une solution durable pour l'électrification des zones rurales ou éloignées du réseau évitant ainsi les investissements couteux de l'extension du réseau électrique pour ces zones isolées.

Le succès des EnR ces récentes années revient aussi aux développements technologiques importants réalisés dans la deuxième moitié du XXème siècle. Particulièrement pour le photovoltaïque qui est une technologie à croissance rapide qui a atteint un degré de maturité avancé qui se traduit par une maitrise continuelle des différentes technologies utilisé pour la conversion en électricité.

L'énergie électrique doit être consommée instantanément lors de sa production ; cependant la production des énergies renouvelables photovoltaïque et éolienne est variable et parfois imprévisible car elle dépend fortement des conditions climatiques (irradiation solaire, température, vent…) qui sont souvent instables [3- 5]. De plus, les systèmes PV ne produisent pas pendant la nuit. Par conséquent, de par leur caractère intermittent, ces systèmes PV ne peuvent assurer un approvisionnement continue en énergie à eux seuls.

D'un autre coté et vu l'importance des productions à partir des EnR qui ne cesse d'augmenter, leur intégration au réseau électrique pose de plus en plus de contraintes techniques et économiques et engendre des défis techniques et de régulation lors de leur intégration dans ces réseaux.

Parmi les solutions que la communauté scientifique cherche à développer, le stockage a une place cruciale et fait l'objet d'efforts soutenus de recherche. Ces efforts mobilisent les institutions publiques et privées de recherche scientifique ainsi que les fournisseurs d'équipement et les opérateurs de réseaux électriques [6].

En effet, le stockage permet d'utiliser le surplus de la production au moment où les récepteurs la demandent en récupérant la production d'énergie excédentaire à l'instant où les ressources renouvelables sont disponibles. De même, le stockage peut atténuer les fluctuations aléatoires de la puissance délivrée, et fournir une alimentation électrique fiable et garantir la disponibilité en énergie électrique [7-11] compensant ainsi l'insuffisance due au caractère intermittent de l'offre, comme il peut alimenter un pic de demande imprévu.

Les solutions de stockage sont nombreuses [12], et parmi elle, le stockage par batterie présente beaucoup d'avantage [13] dont on peut citer :

- Flexibilité dans la conception grâce à leur modularité
- Technologie mature avec une faible autodécharge
- Émissions de gaz à effet de serre quasiment inexistantes
- Sécurité maîtrisée, donc possibilité d'utilisation en environnement urbain associé à de fortes contraintes spatiales
- Pas de restriction géographique sur les sites d'installation ni de gros travaux, encombrement faible, mobilité facile
- Permet de mettre en place des stratégies de gestion d'énergie rapide et efficace du système global

Vu l'importance du stockage pour faciliter l'intégration des EnR et le potentiel des batteries pour stabiliser l'approvisionnement en énergie PV, cette thèse met l'accent sur le rôle des batteries et de l'ensemble du système de stockage (batteries, convertisseurs, commande) dans le développement des systèmes de production photovoltaïques.

Le but de notre travail est d'étudier le processus de stockage par batterie ainsi que la gestion des batteries en charge et décharge dans les installations PV (Battery Management System (BMS). Pour cela, nous avons modélisé et dimensionné le parc de stockage par batterie dans le cadre d'un micro réseau alimenté par des panneaux photovoltaïques et une micro éolienne. Nous avons par la suite réalisé la gestion de charge et décharge de batteries de stockage Plomb-acide. Ensuite nous avons simulé le fonctionnement d'une batterie associé à un système PV autonome. Pour une exploitation optimale des générateurs PV (GPV), nous avons utilisé un convertisseur DC-DC pour implémenter une commande MPPT utilisant un contrôleur flou de type Takagi–Sugeno

avec résolution par l'approche LMI et nous l'avons comparé à la technique traditionnelle P&O pour montrer ses avantages et son intérêt. Nous avons généralisé notre simulation pour tenir compte des variations de la température ambiante dans les régions du Maroc. Ces simulations nous ont permis d'étudier le comportement de l'état de charge (SOC) de la batterie dans ces conditions.

Ce présent mémoire s'articule autour de 4 chapitres. Dans le premier, nous donnons tout d'abord un aperçu sur l'état actuel de la production de l'énergie électrique et des EnR dans le monde et au Maroc. Ensuite nous abordons la problématique du stockage de l'énergie produite par les systèmes EnR et nous présentons les principales solutions existantes pour stocker cette EnR issue de ressources intermittentes. Nous nous focalisons par la suite sur le stockage par batteries en présentant les principales caractéristiques de batteries et technologies utilisées et nous dressons un état de l'art du stockage par batteries soulignant les principaux axes de recherche dans ce domaine.

Le chapitre II présente d'une manière générale les systèmes PV, leur principe de fonctionnement et leurs topologies. Nous mettons en évidence le caractère non linéaire du GPV et sa dépendance des conditions atmosphériques ainsi que la nécessité d'utilisation d'un étage d'adaptation (utilisant des convertisseurs statiques) pour pouvoir l'utiliser en fonctionnement optimal. Puis nous rappelons les schémas et le principe de fonctionnement des convertisseurs DC-DC les plus fréquemment utilisés dans les installations PV (hacheur Boost ou survolteur et hacheur Buck ou dévolteur).

Dans le chapitre III, nous détaillons le dimensionnement de batteries de stockage pour un système hybride en se fixant comme critère, la minimisation du prix de kWh stocké en tenant compte des pertes batterie. Par la suite la modélisation et la simulation du pack de batteries au Plomb résultat du dimensionnement précédent est visé. Pour cela nous passons en revue un échantillon de modèle batteries au plomb à circuit électrique des plus répandus dans la littérature. Puis nous étudions et simulons sur Matlab/Simulink deux modèles de batteries au plomb (modèle simple générique et modèle dynamique de troisième ordre de Ceraolo) afin de trouver le model qui pourra reproduire le plus fidèlement la caractéristique du fabricant de nos batteries. Ensuite les techniques de charge et décharge de batterie au plomb sont abordées et nous présentons une plate-forme matérielle et logicielle construite autour d'un Arduino Mega pour l'expérimentation de gestion de charge et décharge de batteries de stockage au plomb.

Le chapitre IV est consacré à la simulation de systèmes PV avec stockage par Batterie commandés par des techniques de MPPT. Nous présentons une méthode d'intelligence artificielle basée sur le contrôleur flou de Takagi–Sugeno avec résolution par approche LMI pour réaliser une commande MPPT efficace. Pour tenir compte des variations de la température ambiante dans les régions du Maroc nous généralisons notre simulation afin de définir le SOC de la batterie et d'étudier son comportement dans ces conditions.

Chapitre I : Stockage des EnR : Etat de l'art

I.1. Introduction

La répartition inéquitable des ressources énergétiques conventionnelles sur la planète couplée à une consommation d'énergie inégale constituent une des raisons du développement des systèmes d'EnR. D'un autre côté, la production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles émet des gaz nocifs qui sont à l'origine de plusieurs phénomènes nuisibles comme le réchauffement climatique et la diminution de la couche d'ozone. Ainsi, l'investissement dans les systèmes d'EnR aide à réduire la dépendance aux ressources énergétiques conventionnelles, réduisant ainsi les émissions de gaz à effet de serre tout en libérant les pays importateurs de ces ressources de la menace constante que représente la dépendance aux énergies fossiles.

I.1.1. Energie Renouvelable dans le monde

La consommation mondiale d'énergie est en perpétuelle augmentation. La figure I.1 montre cette évolution sur les 50 dernières années où on remarque que la consommation de l'énergie fossile est la plus élevée (pétrole, charbon, gaz naturel). La consommation des EnR a pris son essor dans les années 2010.

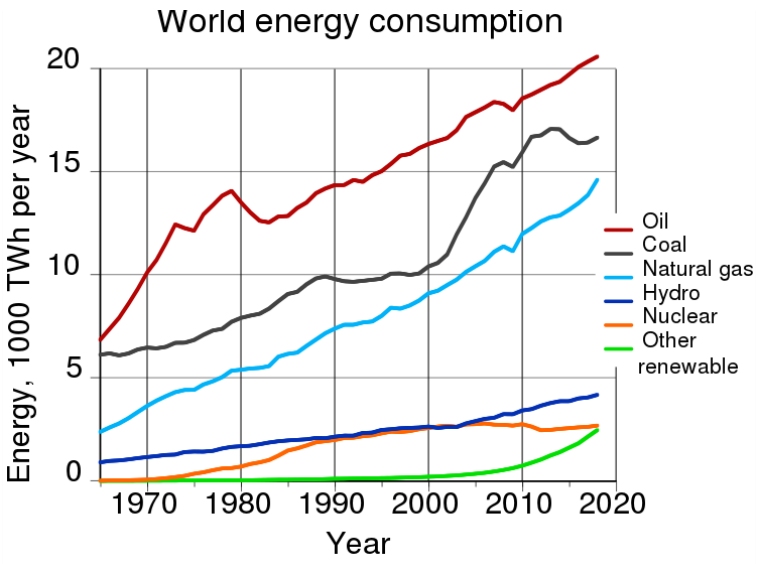


Figure I-1. *Evolution de la Consommation énergétique mondiale, en térawatts-heures (TWh), entre 1965 et 2018 (Wikipédia)*

En parallèle à cette croissance de consommation d'énergie, la production d'électricité dans le monde a connu aussi une augmentation considérable comme le montre la figure I-2 suivante :

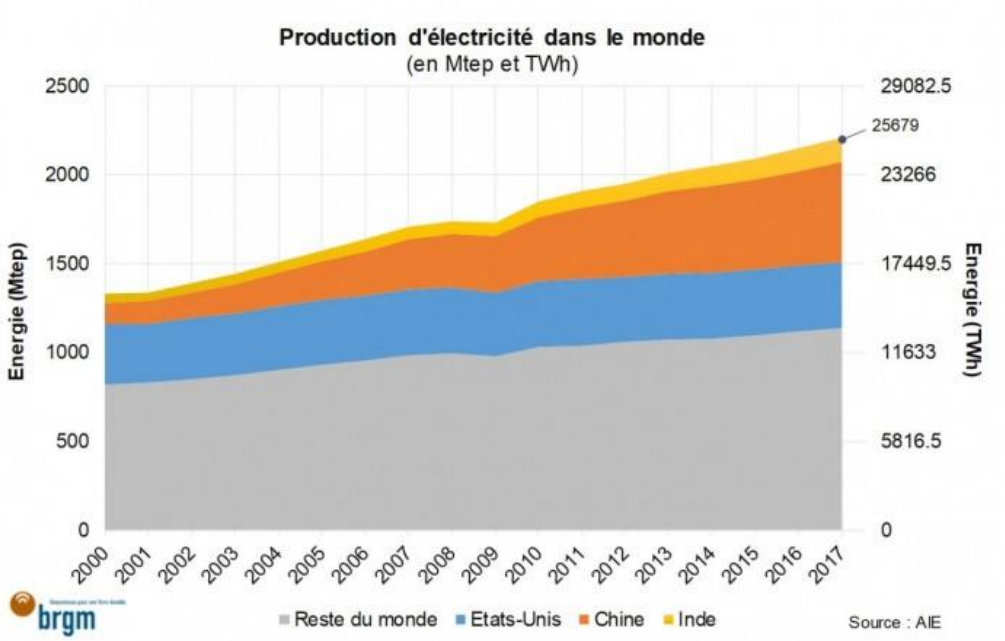


Figure I-2. *Evolution de la production mondiale d'énergie électrique [14]*

De nos jours, la production d'énergie électrique mondiale est encore dominée par les énergies d'origine fossile mais l'utilisation des EnR a connu une croissance notoire ces dernières années. D'après le conseil mondial de l'énergie, à la fin de 2015 le solaire a connu une immense croissance de la capacité installée atteignant 227 GW, et la capacité de production d'énergie éolienne mondiale a augmenté à un taux de 17,2% en 2015.

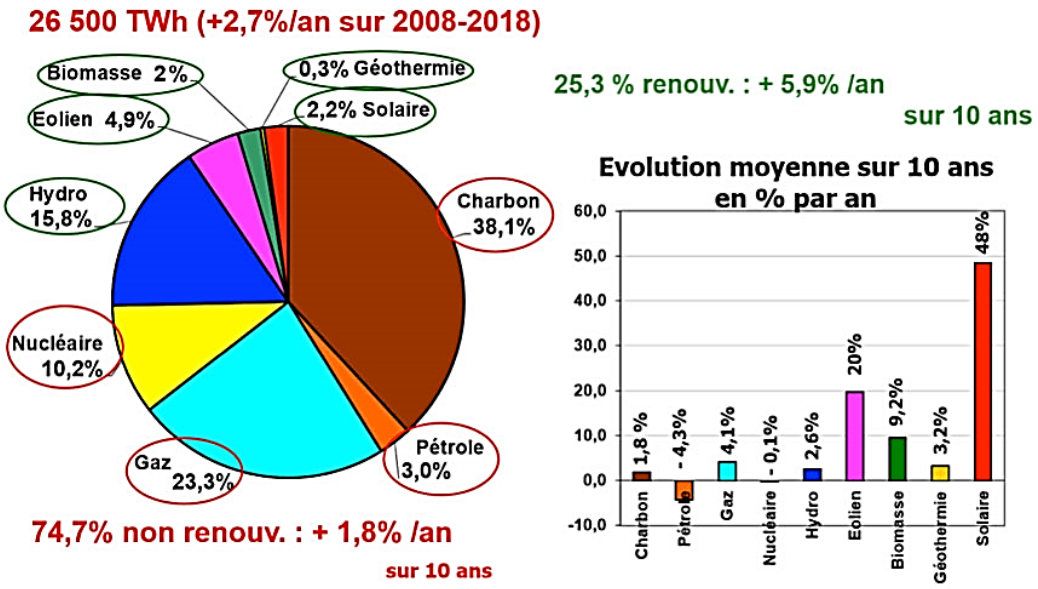


Figure I-3. *Bilan mondial 2018 de la production d'électricité et taux moyens de la croissance par source primaire – Source : IEA (2018). Key World Energy Statistics 2018*

D'après l'agence internationale de l'énergie (IEA) et comme le montre la figure I-3, la croissance des sources primaires des énergies renouvelable ont réalisé un taux de croissance de 25,3 % en 10 ans entre 2008 et 2018 avec une forte croissance du solaire qui lui a atteint 48 % de taux de croissance par an ces dernières années. Tandis que la croissance des sources primaires des énergies non renouvelable ne dépasse pas 1,8 % par an.

I.1.2. Energie Renouvelable au Maroc

Avec des ressources solaires abondantes (un potentiel de 2600 kWh / m^2/ an) et un potentiel éolien important (la vitesse du vent dépasse 11 m/s dans certaines régions), le Maroc concentre sa stratégie énergétique sur le développement de l'énergie solaire et éolienne. Les principaux objectifs de cette politique sont de réduire la dépendance énergétique du Royaume qui dépassait les 98% en 2009 à moins de 82% en 2030 d'abord, et de porter la part des énergies renouvelables dans la production de l'électricité à 52% à l'horizon 2030[15].

Selon les derniers chiffres de l´Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable (ONEE), le Maroc a dépassé pour la première fois les 10 gigawatts de puissance installée en 2018 dont 34 % vient des énergies renouvelables (comme le montre le tableau I-1). Plus de 710 MW provient du solaire ce qui représente une progression de 300 % sur un an, dont 580 MW est fournie par le complexe Noor Ouarzazate, le plus grand site de production solaire multi-technologique opérationnel au monde [16].

Au Maroc, Depuis 2011 le marché privé du solaire photovoltaïque est redevenu florissant (près de 70% des ventes annuelles sur 280 MWc et 75% des ventes cumulées sur 718 MWc à fin 2018). Ceci bien avant l'adoption d'un Décret d'Application de l'injection d'électricité sur le réseau basse tension (la Loi 58/2015 autorise l'injection d'électricité sur le réseau Basse Tension que la Loi 13/2009 interdisait tacitement). Les prix des modules photovoltaïques au Maroc se sont quasiment divisés par 15 sur trente ans (figure I-4). Cette chute a rendu l'électricité d'origine solaire PV rentable face aux moyens conventionnels de production d'électricité [17].

Tableau I-1 : *Mix énergétique du Maroc en 2018 [16]*

Mix énergétique du Maroc à fin 2018

	Puissance installée		
	2018	2017	Var:18/17(%)
Hydraulique	1770	1770	0
Thermique	7237	5851	23.7
Charbon vapeur	4281	2895	47.9
Fuel vapeur	600	600	0
Turbines à Gaz	1230	1230	0
Diesel	263.7	263.7	0
Cycle Combiné	834	834	0
Gasoil	28.3	28.3	0
Éolien	1220	1018.4	19.8
Éolien ONEE	204.5	204.5	0
Éolien des Tiers	37.3	37.3	0
Éolien IPP	351.7	351.7	0
Éolien Loi 13-09	626.5	424.9	47.4
Solaire	710.8	180.8	293.1
Solaire ONEE	20.8	20.8	0
Solaire MASEN	690	160	331.3
Total	10 937.8	8 820.2	24

Source : Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement.

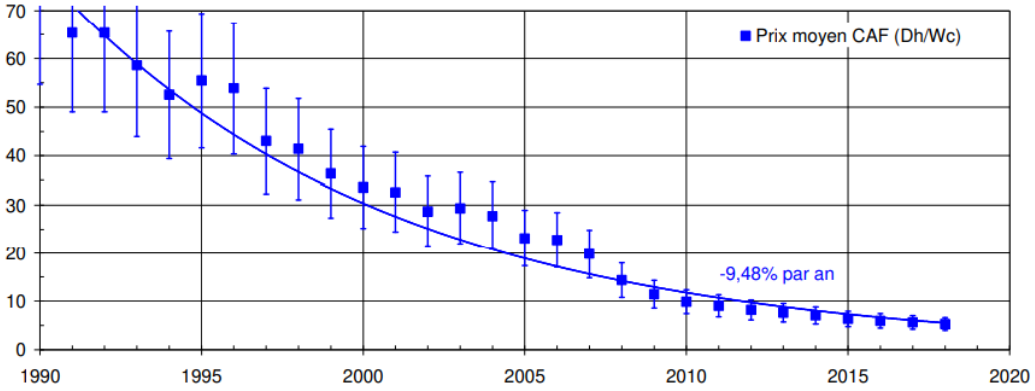


Figure I-4. *Evolution du prix unitaire (Dh par Wc) des modules photovoltaïques [17]*

Mais, malgré ces « efforts positifs », la consommation d'énergie primaire du Maroc repose encore, à presque 90%, sur les énergies fossiles et la production électrique utilise plus de 80% de ressource d'énergie non renouvelable provenant en 53,5% du charbon, 18,6 % du gaz naturel et 9,1% du pétrole (selon les dernières données de l'Agence Internationale de l'Energie portant sur 2017) figures I-5 et I-6.

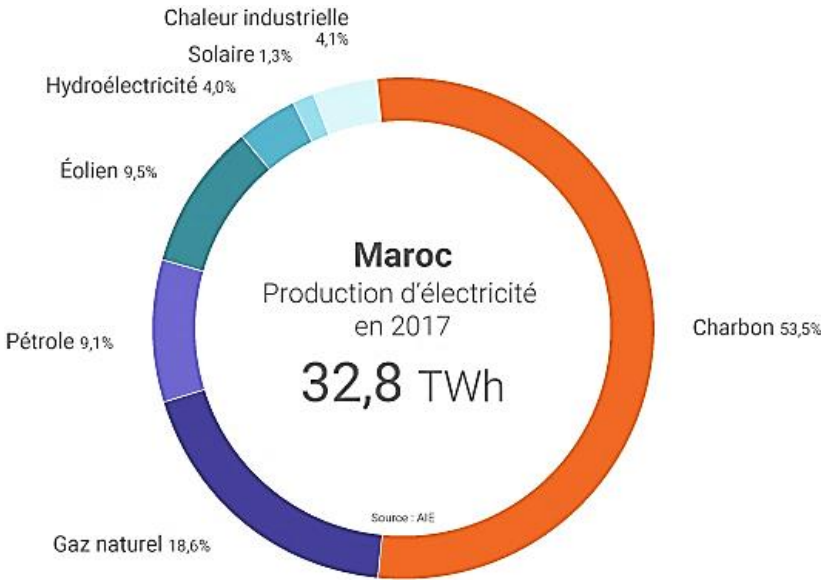


Figure I-5. *Production électrique du Maroc En 2017 (©Connaissance des Énergies, d'après AIE)*

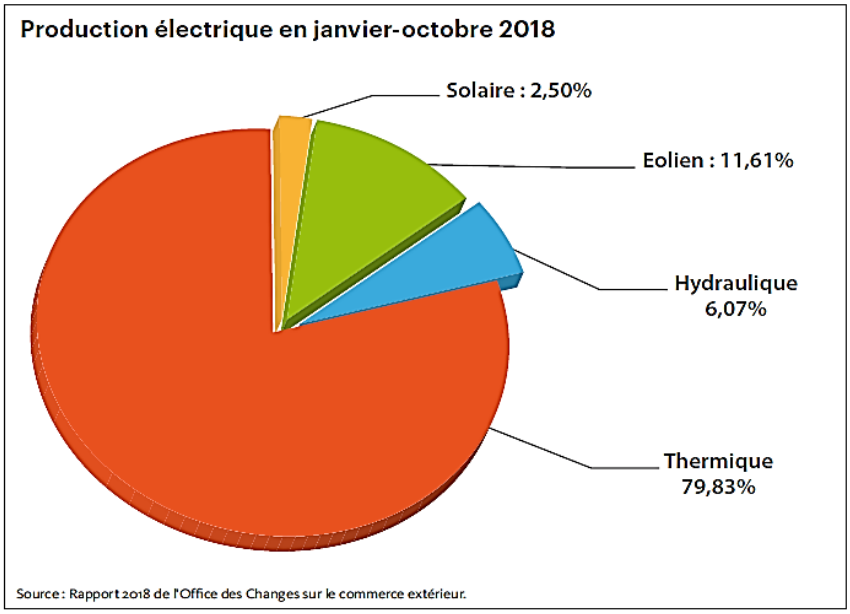


Figure I-6. *Production électrique du Maroc en janvier-octobre 2018 (Rapport 2018 de l'Office des Changes sur le commerce extérieur [16]*

Au cours de l'année 2019, le Maroc est devenu auto-suffisant en terme de production d'électricité avec une capacité de près de 3.700 MW. Ceci est dû en partie à l'entrée en service de la centrale thermique de Safi et des nouvelles capacités en EnR (solaire, éolien). La figure I-7 montre l'évolution de la consommation et de la production d'électricité entre le 2ème trimestre de 2017 et novembre 2019.

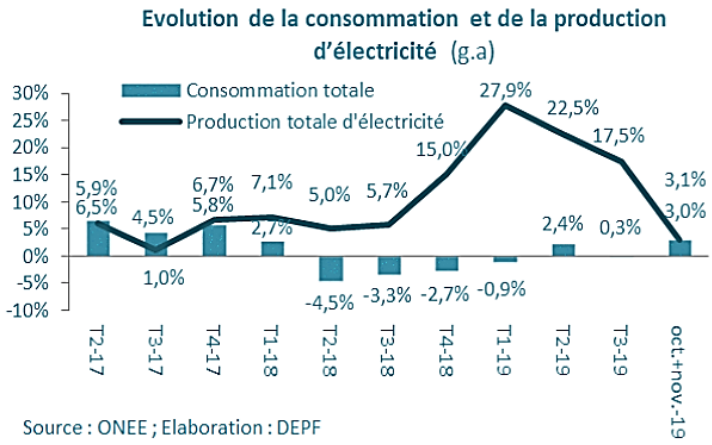


Figure I-7. *Évolution de la consommation et de la production d'électricité entre le 2ème trimestre de 2017 et novembre 2019 [16]*

I.1.3. Problématique du stockage de l'énergie produite par les systèmes d'énergie renouvelable

Comme on vient de le voir dans les sections précédentes, le développement des sources d'EnR (SER) comme le solaire et l'éolien est une réalité et ces systèmes s'imposent de plus en plus dans le la production électrique mondiale. Or, cette énergie présente un talon d'Achille majeur : son caractère qu'on peut qualifier d'aléatoire et d'intermittent car sa production fluctue indépendamment de la demande et dépend entièrement des conditions climatiques qui sont devenus de plus en plus aléatoires (figures I-8 et I-9).

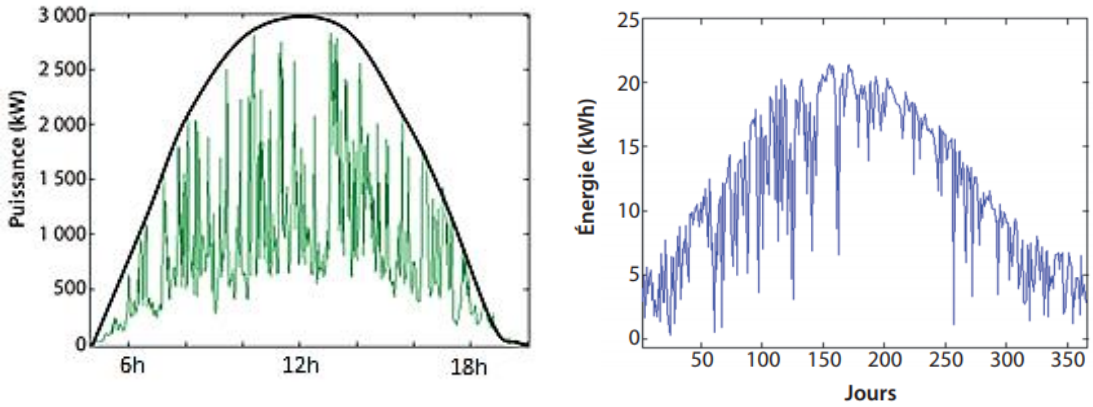


Figure I-8. *Production sur une journée (nuageuse) d'un système PV de 3 kWc et sa Production quotidienne sur une année [18]*

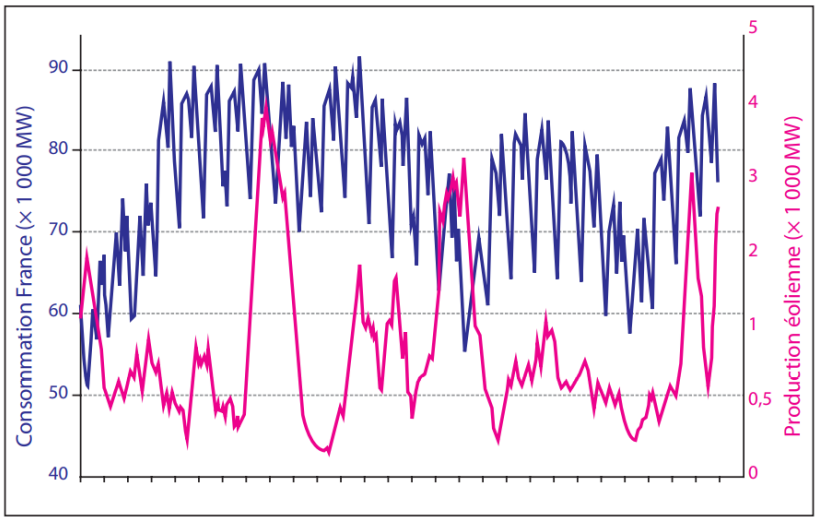


Figure I-9. *Consommation (bleu) et production éolienne (rose) sur un mois [18]*

Pour compenser l'intermittence des EnR et assurer un approvisionnement constant, le stockage s'impose. En effet, dans les installations isolées, il permet de palier le caractère intermittent du générateur PV et éolien surtout en absence de générateur auxiliaire en stockant le surplus de production et en le restituant le moment voulu [19]. Dans les systèmes connectés au réseau ainsi que dans le cas des micro-réseaux, le stockage peut s'avérer utile car il permet de lisser les fluctuations de la puissance au point de connexion avec le réseau évitant ainsi les problèmes de papillotement et de surtension, ou de chute de tension, stabilisant ainsi les réseaux électriques [20-22].

Le stockage constitue donc un enjeu considérable dans le développement des systèmes d'EnR permettant l'augmentation de leur pénétration dans les réseaux électriques en renforçant leur stabilité [23-27] ; réalisant une adéquation entre la production et la consommation, réduisant le gaspillage de l'énergie, augmentant l'efficacité de l'utilisation de l'énergie [28,29] et garantissant la disponibilité en énergie électrique [7,8,10]. Le stockage d'électricité est aussi devenu un défi majeur de la transition énergétique au niveau mondial. Car la réussite des stratégies énergétiques est tributaire de la mise en place de solutions de stockage d'énergie les mieux adapté à chaque pays.

Actuellement, il existe de nombreuses technologies pour stocker l'électricité produite par les systèmes d'EnR intermittente, chacune avec des degrés de maturité, des coûts et des caractéristiques techniques et de puissances différentes. La plus répandue

pour les systèmes de petite et moyenne puissance est la technologie électrochimique utilisant le stockage par batterie [30, 38].

La section suivante donne un aperçu sur ces différentes technologies de stockage d'électricité

I.2. Stockage d'EnR Intermittente

Le stockage de l'énergie intermittente, photovoltaïque et éolienne, est une opération délicate car elle nécessite des moyens de stockage capable de s'adapter à une charge variable dans le temps pouvant présenter des pics de courant importants, suivis et précédés de périodes d'absence de courant de durée de plus ou moins longues [31]. Différents systèmes de stockage d'énergie électrique ont déjà été mis au point et il existe de nombreuses techniques de stockage qui sont actuellement à différents niveaux de maturité technologique. Quelques-unes de ces technologies ont déjà fait leurs preuves pour une application à l'échelle commerciale. On peut citer notamment : les Station de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), le stockage à air comprimé (CAES), le stockage thermique via le sel fondu (molten salt), le volant d'inertie, les Supercondensateurs, les Inductances supraconductrices (SMES), les batteries chimiques …. [32-35].

Tableau I-2: *Formes d'énergie intermédiaires de stockage [37]*

Énergie intermédiaire	Systèmes de stockage
Gravitaire	Pompage hydraulique
Thermique	Stockage de chaleur latente ou sensible avant production électrique
De pression	Compression d'air
Chimique	Batteries d'accumulateurs électrochimiques
	Stockage H_2 par électrolyse et pile à combustible
Cinétique	Volant d'inertie
Electromagnétique	Courant permanent à bobine supraconductrice
Electrostatique	Condensateur classique
	Supercondensateur à électrolyte double couche

Le stockage de l'énergie électrique passe le plus souvent par une forme d'énergie intermédiaire (gravitaire, de compression, chimique, cinétique, thermique…) que l'on accumule, puis transforme à nouveau en électricité [36]. Les systèmes de stockage et les différentes formes d'énergies intermédiaires sont présentés dans le tableau I-2 [37] :

Selon la nature du stockage, on peut distinguer le stockage direct et le stockage indirect comme représenté sur la figure I-10 suivante [30].

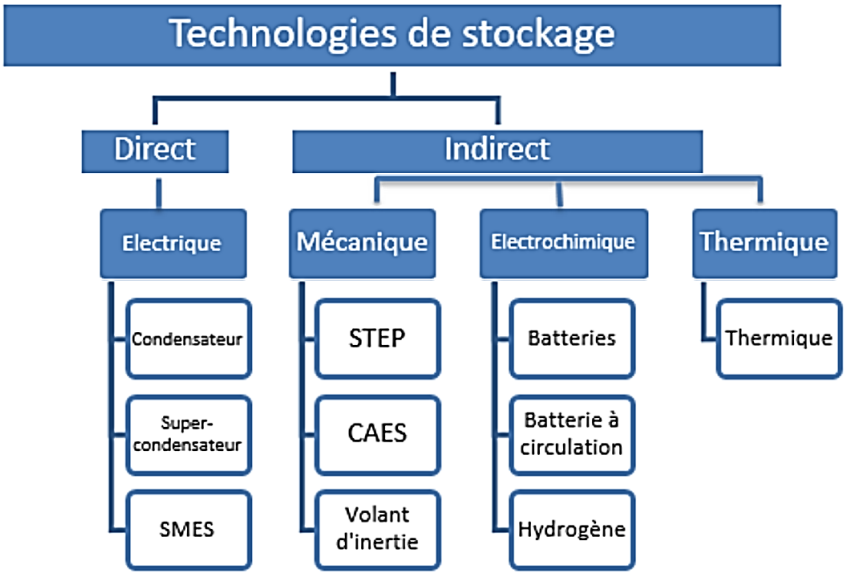


Figure I-10. *Classification des dispositifs de stockage [30]*

Le tableau I-3 présente des technologies de stockage sous l'angle de critères spécifiques liés aux énergies renouvelables. Les principaux critères retenus ont été le coût, le rendement énergétique, la densité d'énergie, la puissance spécifique et le nombre de cycles de fonctionnement [39].

Tableau I-3: *Comparaison des propriétés de différentes technologies de stockage ([2]DOD : Depth Of Discharge exprimé en %) [39].*

Technologie	Densité énergétique (Wh/kg)	Densité de puissance (W/kg)	Temps de décharge	Durée stockage	Auto décharge (%/mois)	Rendement (%)	Durée de vie (nbr. Cycle)	Coût (€/kWh)
Plomb (Pb)	25 à 45	80 à 150	15 mn. à 100 h	>1mois	40	60 à 98	300 à 1500 Cy. 80%DOD[2]	50 à 200 €/kWh
Lithium-ion (Li-ion)	80 à 150	500 à 2000	45 mn. à 100 h	Plusieurs Mois	20	90 à 100	> 1500 Cy. 100%DOD	700 à 1000 €/kWh
Nickel-Cadmium Ni-Cd	20 à 60	100 à 800	15mn. à 100h	<1mois	25	60 à 80	300 à 1500 Cy. 100%DOD	200 à 600 €/kWh
Batterie Redox	25 à 35	100 à 140	De 1s à 100h	>1mois	-	>80	1500 à 13000 Cy. 100%DOD	7 à 100 €/kWh
Batterie Métal-air	110 à 300	70 à 150	1h à 100h	-	-	50	-	50 à 200 €/kWh
Super-capacité	0,0001 à 0,005	100 à 10000	De 1s à 10s	Quelques minutes	50	80 à 100	10000 à 500000 Cy. 100%DOD	16000 €/kWh
Volant d'inertie	0,03 à 0,1	400 à 2000	2s à 1h	Quelques minutes	0,1	90	>10000 Cy. 100%DOD	1000 à 5000 €/kWh

Pour une application donnée, Le choix de la technologie de stockage est basé sur des critères techniques (de puissance, de capacité, de rendement) et des critères économiques comme c'est représenté sur la figure I-11 [18]

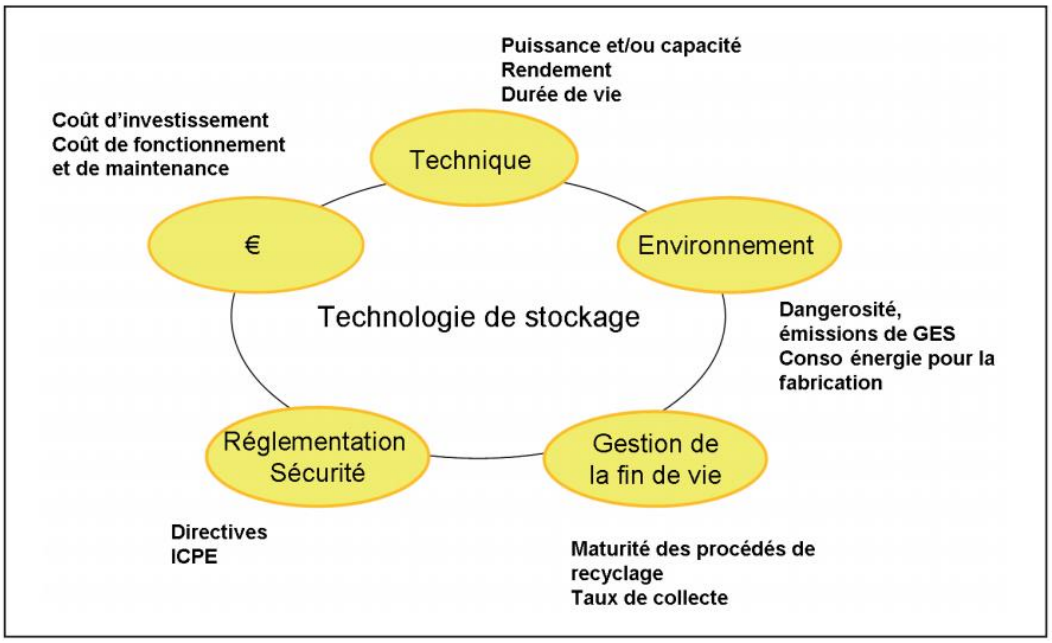


Figure I-11. Les critères de choix de la technologie de stockage d'énergie [18]

Les systèmes de stockage électrochimique ont l'avantage d'avoir des rendements proches de 100%. En effet, depuis l'invention de la 1ère batterie rechargeable au plomb-acide (LA) par Gaston Planté en 1859, les batteries ont révolutionné la façon de stockage de l'énergie. Actuellement, le stockage de l'énergie électrique est principalement réalisé grâce à des accumulateurs électrochimiques. La technologie plomb-acide assez ancienne est malgré tout la plus utilisée dans le monde [40] (70 % du Marche mondiale [41]). Les batteries à base de lithium (Li-ion, lithium métal-polymère (LiPo), lithium fer phosphate (LiFePO4)) sont des systèmes prometteurs faisant l'objet de beaucoup de recherches. [42]. Grace à leur modularité, les batteries constituent des solutions flexibles permettant de mettre en place des stratégies de gestion d'énergie rapide et efficace du système global.

I.3. Batteries électrochimiques

I.3.1. Principe

Une batterie est un système de stockage d'énergie électrochimique utilisant des réactions d'oxydoréduction (redox) réversible exploitant deux couples oxydo-réducteurs.

Ces batteries sont qualifiées de secondaires car elles peuvent être rechargées (des centaines, voire des milliers de fois) par opposition aux batterie primaires ou piles, qui ne peuvent être rechargées [43]. La batterie est constituée de plusieurs éléments ou accumulateurs ou encore cellules électrochimiques, qui permettent d'emmagasiner l'énergie sous forme chimique dans des matériaux actifs, et de la restituer sous forme électrique. Ces accumulateurs sont, en général, reliés entre eux de façon à créer un générateur électrique spécifique en tension et en courant. Les cellules sont assemblées selon des structures prismatiques, cylindriques ou autres [44]. Dans une installation d'EnR intermittente généralement, on fait appel à plusieurs batteries montées en en série ou en parallèle constituant ce qu'on désigne par le terme de parc ou pack de batteries.

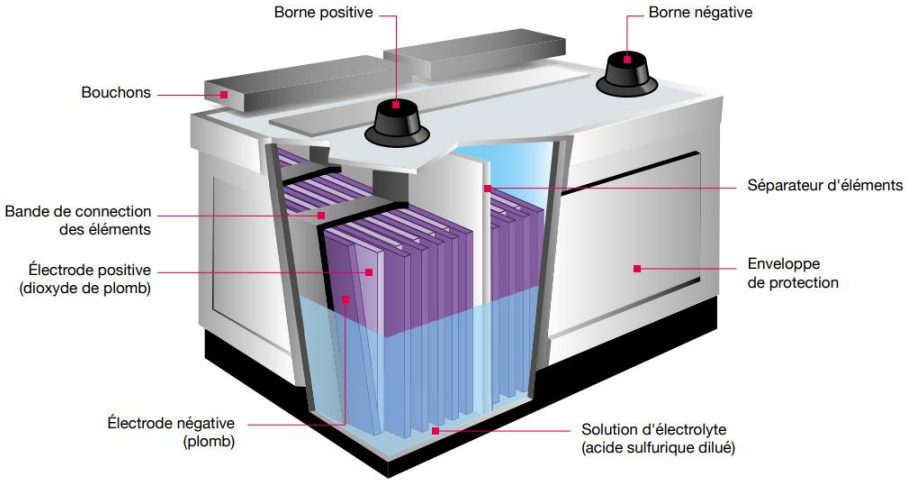


Figure I-12. *Structure d'une batterie au plomb-acide [45]*

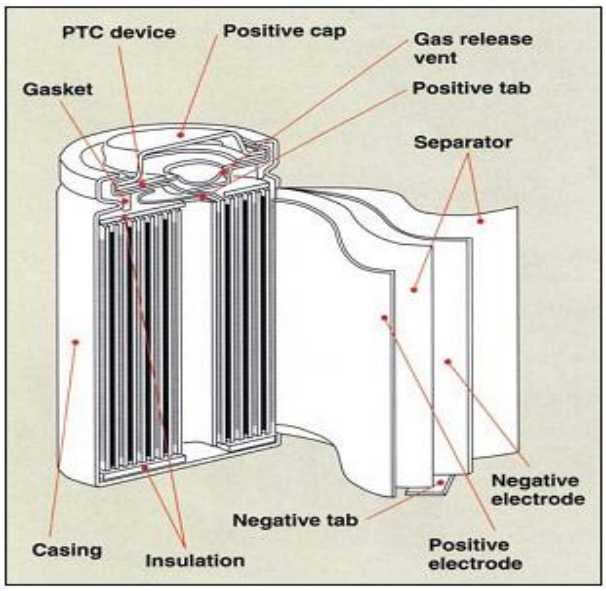


Figure I-13. *Structure cylindrique utilisée pour des cellules Li-Ion (aussi utilisée pour Ni-Cd et Ni-Mh) [44]*

La cellule de base d'une batterie est constituée de deux électrodes (positive et négative) placées dans un électrolyte qui assure l'échange ionique. L'isolement électrique entre les deux électrodes est réalisé par un séparateur, conducteur ionique et isolant électrique placé entre elles. Les accumulateurs passent par deux phases ou modes obligatoires : La charge et la décharge. C'est le principe même de la batterie.

Pendant La charge, l'accumulateur stocke de l'énergie en réalisant la conversion de l'énergie électrique en énergie chimique par l'intermédiaire de réactions d'oxydoréduction : l'électrode négative est le siège d'une réaction de réduction (gain d'électrons) et l'électrode positive est le siège d'une réaction d'oxydation (libération d'électrons). L'accumulateur fonctionne en récepteur d'énergie électrique.

La conversion de l'énergie chimique en énergie électrique se produit pendant la phase de décharge avec des réactions chimiques inverses : l'électrode négative devient le siège d'une réaction d'oxydation libérant ainsi des électrons qui sont acheminés par l'intermédiaire d'un collecteur puis du circuit extérieur vers l'électrode positive, siège d'une réaction de réduction ce qui crée un courant de décharge [46]. L'accumulateur fonctionne donc en générateur d'énergie électrique. La figure I-14 illustre une cellule de base d'une batterie lors de la phase de décharge.

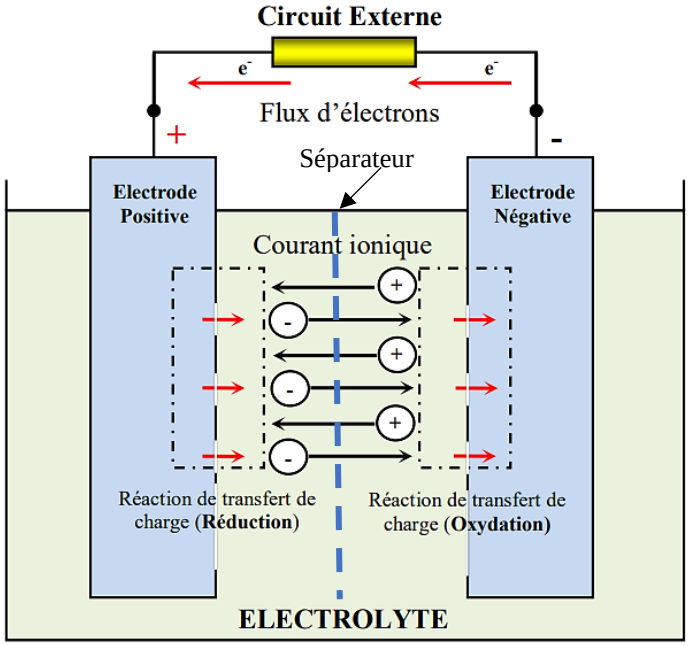


Figure I-14. *Cellule de base d'une batterie lors de la phase de décharge [44]*

I.3.2. Principales caractéristiques

Dans cette section nous présentons brièvement les principales caractéristiques des accumulateurs ainsi que la terminologie fondamentale utilisés pour les batteries.

I.3.2.1. Capacité nominale (C_n) :

La capacité nominale noté C_n (exprimée en ampères heures (Ah)) est La capacité d'une batterie de fournir du courant électrique pendant un intervalle de temps donné dans des conditions prédéterminées de décharge. Elle correspond à la quantité d'énergie (Ah) que l'on peut stocker dans la batterie ou en extraire au maximum. Elle est donnée par le fabriquant pour des conditions d'opération prédéterminées (température T°, courant décharge) [47]. C_n (avec "n" heures) indique la durée au bout de laquelle la batterie est déchargée. Une batterie d'une capacité C_{10} = 250Ah peut donc fournir un courant de 25 ampères pendant 10 heures. C'est un outil très pratique pour la comparaison des batteries entre elles. La capacité nominale dépend de beaucoup de paramètres, en particulier de la température et de la façon dont elle a été chargée et déchargée. Particulièrement, la capacité d'une batterie varie en fonction de la vitesse à laquelle on la décharge c'est "l'effet Peukert" . Ainsi, la même batterie peut être à la fois « C_{10}, 90Ah » mais aussi « C_{20}, 100Ah » ou « C_{100}, 120Ah ». Plus on décharge la batterie lentement, plus elle est capable de fournir d'énergie au final figure I-15 [48]. La température ambiante joue aussi énormément sur la capacité de la batterie, c'est sans doute le paramètre le plus important car les réactions chimiques sont ralenties par le froid. Une batterie a donc une capacité beaucoup plus faible à froid qu'à chaud (figure I-16).

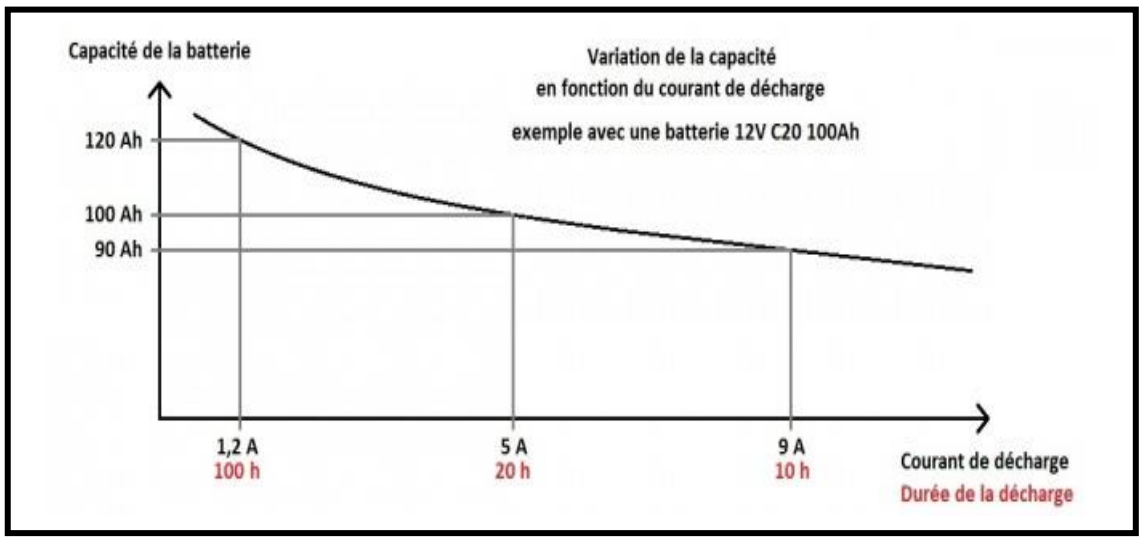


Figure I-15. *Variation de la capacité d'une batterie en fonction du courant de décharge [48]*

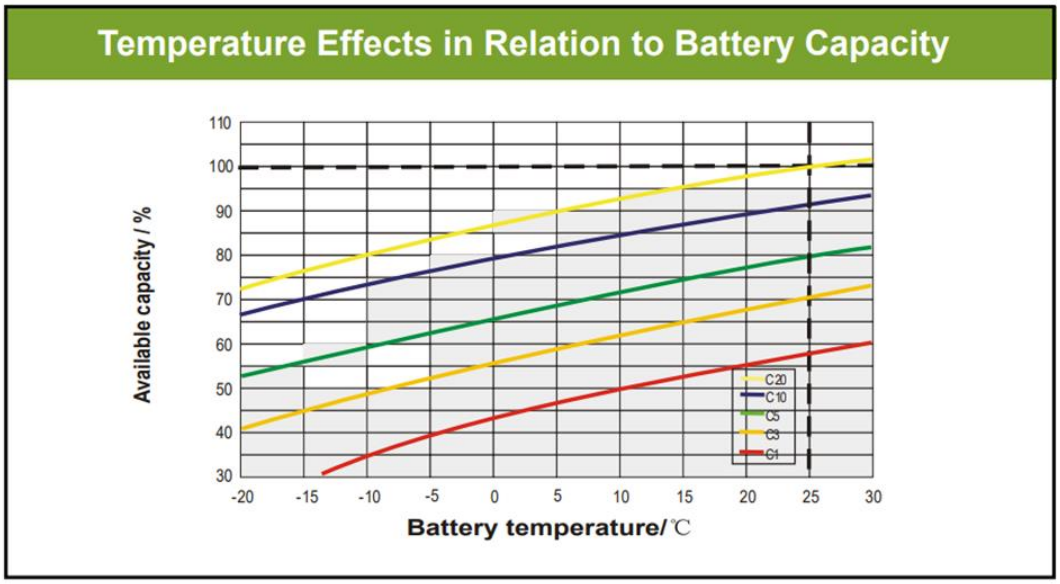


Figure I-16. *Variation de la capacité d'une batterie en fonction de la température [49]*

I.3.2.2. Tension (V) :

La tension aux bornes de la batterie est le paramètre le plus apparent et facile à déterminer. On définit différente référence de tension :

- **Tension nominale** : C'est la tension typique de batterie, recommandée en mode de fonctionnement 12V, 24V ou 48. Pour une cellule de base au plomb-acide la tension nominale est de 2.1V**.**
- **Tension de fin de décharge $V_{Cut\text{-}Off}$:** (Cut-off voltage) c'est le seuil de tension sous lequel on ne peut plus décharger la batterie, sous peine de la détériorer. Opérer au-dessous de cette tension dégrade la batterie qui passe en mode de sous-décharge qui implique des réactions irréversibles. La tension de fin de décharge pour une cellule « LA » est de 1.75V.
- **Tension de fin de charge, « V_{full}»:** lorsque la cellule (ou batterie) atteint cette tension, on considère qu'elle a récupéré toute la matière active disponible et qu'elle est chargée. La cellule « LA » est pleinement chargée à 2.35V.
- **Tension à circuit ouvert « V_{OC} »** : c'est la tension mesurée de la cellule (ou batterie) en absence de charge appelé aussi force électromotrice (FEM). Cette tension est directement liée à l'état de charge de la cellule (SOC).

I.3.2.3. Résistance interne (R_{int}) :

La résistance interne d'une batterie est la somme de plusieurs résistances élémentaires comme la résistance ionique de l'électrolyte, la résistance électronique de la matière active, la résistance apportée par les collecteurs du courant et les bornes des cellules. Elle peut être identifiée par une mesure directe aux bornes de la batterie ou/et fournie par le fabriquant sous des conditions précises (T°, I_b).

I.3.2.4. Autodécharge (self-discharge)

C'est la décomposition spontanée des matières actives de la cellule d'un état chargé vers un état de décharge [50]. Elle correspond à la perte de capacité pendant le repos de l'accumulateur.

I.3.2.5. État de charge (SOC)

L'état de charge (couramment appelé SOC (State of Charge)) est définie comme étant la quantité d'énergie stockée dans la batterie, exprimée en pourcentage [38]. Le SOC d'une batterie est le rapport entre sa capacité actuelle et sa capacité nominale [52]. La décharge d'une batterie aboutit à une diminution du SOC, alors que la charge de la batterie est traduite par une augmentation de SOC. Le SOC est affecté par les conditions d'opération (le courant, la température…etc.). L'unité de SOC est 100% ou 1 pour une batterie pleinement chargée et 0% ou 0 pour une batterie dite vide.

On peut exprimer le SOC à l'instant t_1 en fonction du courant batterie par la formule suivante :

$$SOC(t_1) = SOC(t_0) - \frac{\int_{t_0}^{t_1} i(t)dt}{C_n(t_0)} \quad \text{(I-1)}$$

Avec $C_n(t_0)$, $SOC(t_0)$ respectivement la capacité de la batterie et son état de charge à l'instant t_0.

I.3.2.6. Profondeur de décharge (DOD)

Le DOD (Depth Of Discharge) est la capacité enlevée d'une batterie divisée par sa capacité nominale, exprimée en pourcentage (%). C'est la quantité de capacité retirée durant la phase de décharge lors d'un cycle à partir d'une batterie pleinement chargée. Il est exprimé, en pourcentage (%). La profondeur de décharge est le complément de l'état de charge :

$$DOD\% = (1 - SOC) \times 100 \quad \text{(I-2)}$$

I.3.2.7. Durée de vie : nombre de cycles (Ncy)

Défini comme le nombre de cycles (charge / décharge) que la batterie peut fournir durant sa vie tout en maintenant sa tension de coupure au-dessus de $V_{Cut\text{-}Off}$.

I.3.2.8. L'état de santé (SOH)

SOH est un paramètre qui reflète l'état général de la batterie/cellule et sa capacité à fournir les performances spécifiées par rapport à une batterie neuve. C'est un indicateur important pour suivre la dégradation des performances de la batterie afin d'estimer la durée de vie (Ncy) qui reste.

I.3.2.9. Densité énergétique :

Elle s'exprime de deux façons : c'est la quantité d'énergie que peut restituer une batterie par rapport à son volume ou à son poids.

- La ***densité énergétique massique*** (Wh/kg) d'une batterie qui est son énergie divisée par son poids exprimée en Wh/kg.
- La ***densité énergétique volumétrique*** (Wh/l) qui est son énergie divisée par son volume exprimée en Wh/l .

I.3.3. Batteries pour le Stockage d'EnR Intermittente

Les batteries jouent un rôle important dans les solutions de stockage d'énergie pour les technologies modernes particulièrement pour les systèmes d'énergie renouvelable. Les batteries de stockage d'EnR Intermittente, appelées batteries solaires, ne sont pas des batteries ordinaires, Ce sont des batteries à décharge lente qui ont été spécialement étudiées et réalisées pour des applications dans le domaine d'EnR Intermittente. Leurs principales différences résident dans leur vitesse de décharge qui est beaucoup plus lente et elles supportent beaucoup mieux les phases alternées de charge et décharge. Cependant pour conserver une durée de vie optimale, le taux de charge de la batterie solaires doit varier dans un intervalle dont les bornes dépendent de sa technologie. C'est pourquoi on ne branche jamais directement une batterie solaire sur les GPV, mais plutôt on utilise ente les deux un étage d'adaptation afin d'optimiser son utilisation et de la protéger contre les décharges profondes [53]. Le développement des batteries est donc tributaire de leur association à une électronique de précision évaluant les états de charge SOC et de santé SOH en temps réel associe à une gestion adéquate.

Les batteries se distinguent par le type de matériaux des électrodes et de l'électrolyte utilisés définissant les couples oxydo-réducteurs qui entre en jeu. Ce qui

donne une diversité de caractéristiques de batterie. En effet selon la technologie utilisée, les batteries peuvent avoir des coûts, une densité énergétique, un rendement, une durée de vie, une température de fonctionnement ou une autodécharge très différents [54]. Pour les systèmes d'énergie renouvelable, on trouve trois technologies de batteries avec quatre batteries chimiques qui sont largement utilisées : plomb-acide (LA), nickel cadmium (Ni-CD), nickel-hydrure métallique (Ni-MH) et lithium-ion (Li-ion) [55]. Les performances de ces différents types de batteries (constamment en amélioration) peuvent être comparées dans la représentation connue dans la littérature sous le nom de diagramme de ***Ragone*** (figure I-17). Ce diagramme donne une synthèse comparative des accumulateurs électrochimiques et des supercondensateurs en tenant compte de la puissance et l'énergie spécifiques. La supériorité des batteries à base de lithium par rapport aux autres technologies apparait clairement [56].

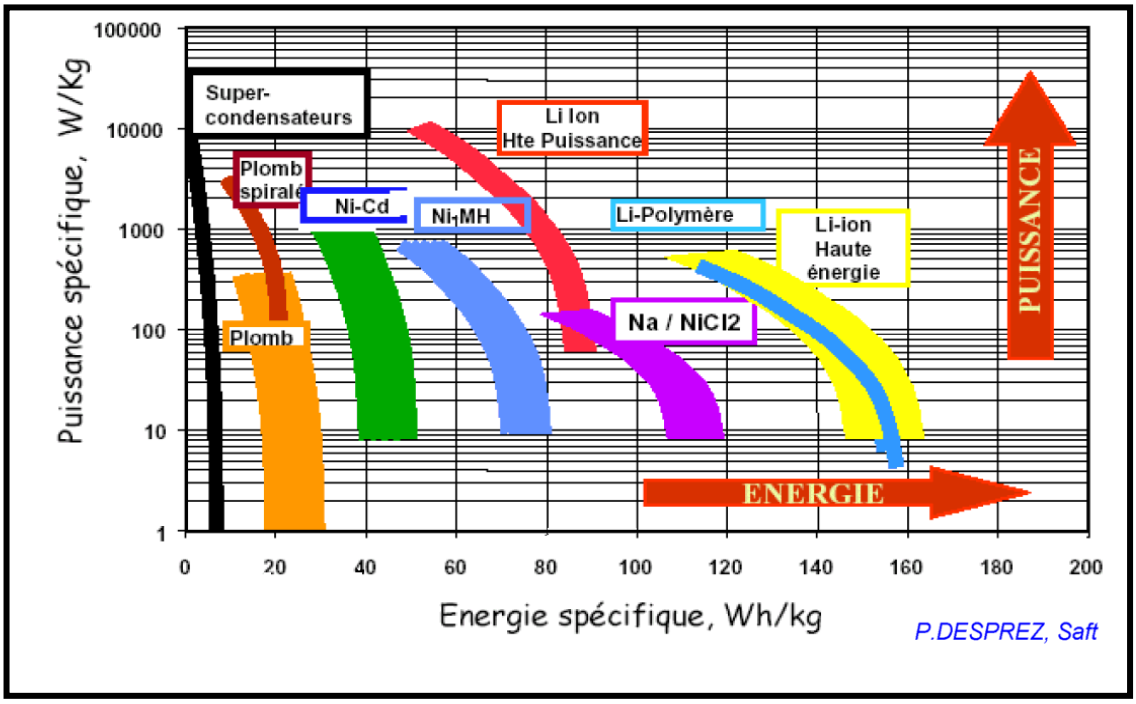


Figure I-17. *Diagramme de **Ragone** pour les accumulateurs électrochimiques [57]*

I.3.3.1. Batteries au plomb

La batterie au Plomb-Acide (Lead Acid : LA) est la plus ancienne et la plus utilisée malgré ses performances limitées, elle présente l'avantage du prix de revient le plus faible parmi toutes les de batteries disponibles sur le marché [58, 59]. Sa technologie est mature et bien maîtrisée. Les batteries LA représentaient 90 % du marché mondial des batteries rechargeables en 2015 et plus 70% de part de marché en 2018 car malgré la croissance

des ventes des batterie LA, les batterie lithium ion gagne du terrain et présente la plus grande progression depuis 20 ans (Figure I-18) [41].

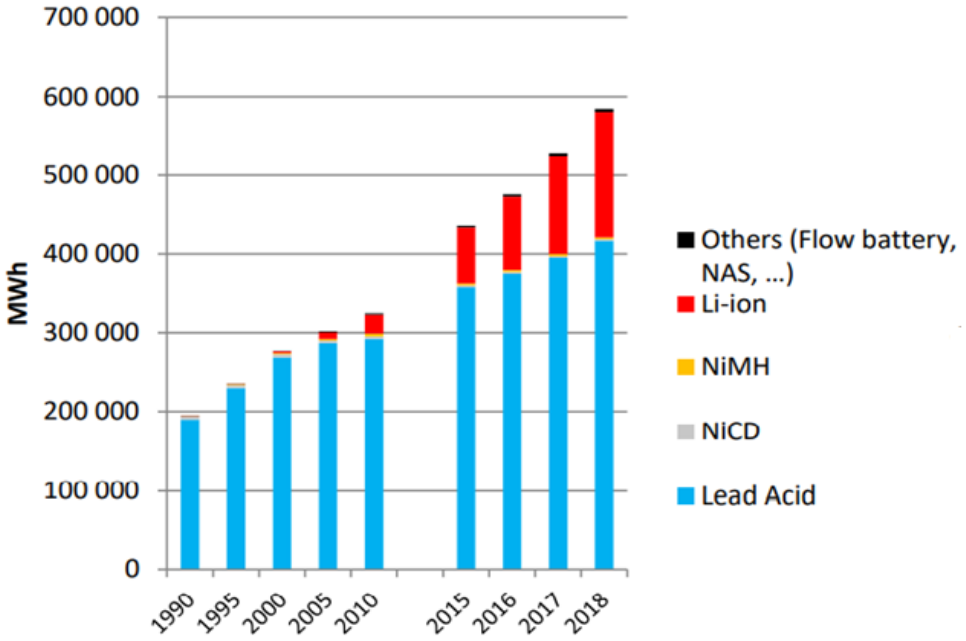


Figure I-18. *Evolution du marché mondial des batteries en MWh entre 1990 et 2018 [41]*

Plusieurs raisons sont derrière la longévité des batteries LA en plus de leur faible prix : les améliorations survenues dans leur technologie (VRLA, AGM, Gel, OPZ….), la sécurité de fonctionnement et curieusement leur faible impact sur l'environnement car les batteries au plomb sont parmi les batteries dont la fabrication épuise le moins de ressources minières et produit le moins de gaz à effet de serre [60]. Depuis plusieurs années, les batteries au Plomb peuvent être recyclées à plus de 98% [61].

La cathode d'une batterie au Plomb-Acide est constituée d'oxyde de plomb ($\boldsymbol{PbO_2}$) et son anode est composée de Plomb (***Pb***). L'électrolyte est à base d'acide sulfurique. Selon la forme de l'électrolyte qui peut être liquide (eau + acide), semi liquide via une feuille de fibre imbibée d'eau et d'acide, ou sous forme de gel, on trouve : La Batterie au plomb ouverte, la Batterie AGM (Absorbent Glass Mat), la Batterie GEL et la Batterie GEL Long Life [62]. Dans certaines de ces batteries, on ajoute de l'acide phosphorique pour améliorer la durée de vie en cyclage profond [63].

Les batteries AGM, GEL et GEL Long Life sont des batteries étanches appelées VRLA (Valve Regulated Lead Acid). Dans ces batteries, l'oxygène gazeux qui se forme sur les plaques positives de la batterie LA se déplace vers les plaques négatives et se combine à nouveau à l'hydrogène pour redevenir de l'eau. Une soupape de sécurité est ajoutée pour

s'assurer que les petites quantités d'hydrogène produites lors de la tension ou du courant de charge trop élevés n'induisent pas une haute pression dans la batterie [64]. Ces batteries à recombinaison de gaz sont apparues vers la fin des années 1950. Elles permettent d'éviter l'entretien périodique par ajout d'eau distillée ou de vérification de la densité de l'électrolyte de la batterie au plomb ouverte (flooded battery). Elles offrent une plus grande sécurité d'utilisation, et de meilleures performances. Le tableau I.4 donne un récapitulatif des caractéristiques de ces différentes batteries au plomb.

Tableau I-4: *Récapitulatif des caractéristiques des différentes batteries au plomb*

Batterie	La Batterie au Plomb ouverte	La Batterie AGM	La Batterie GEL	La Batterie GEL Long Life
Forme de l'électrolyte	Liquide (eau + acide),	Semi liquide via une feuille de fibre imbibée d'eau et d'acide	Gel	Gel
Vitesse de rechargement	Rapide	Très rapide	Lente	Lente
Supporter la décharge profonde	Tolère peu.	Ne tolère pas mais il existe un modèle dit AGM à décharge profonde qui le tolère très bien	Tolère très bien	Tolère très bien
Auto décharge	Important, environ 5% par mois	Quasi inexistant	Quasi inexistant	Quasi inexistant
Le nombre de cycles des batteries	200 à 400 cycles	200 à 900 cycles	300 à 1300 cycles	600 à 2400 cycles
Energie massique	~ 35 Wh/kg.	>35 Wh/kg	>35 Wh/kg	>>35 Wh/kg
Étanche	NON	OUI	OUI	OUI
Entretien	Un apport régulier d'eau et une vérification de la densité de l'électrolyte.	Aucun entretien et voyagent très bien	Aucun entretien et voyagent très bien	Aucun entretien et voyagent très bien
Rejets	Hydrogène et Oxygène	Aucun	Aucun	Aucun
Durée de vie estimée	2 à 4 ans	7 ans	12 ans	20 ans
Prix	-	++	+++	+++++

Le choix du type de batteries LA à utiliser sur une installation EnR se fait en fonction des besoins précis en énergie, de la spécificité du local qui va contenir les batteries et de la température de la pièce de stockage entre autres.

I.3.3.2. Batteries Lithium ion (Li-ion)

Apparues en 1991, elles ont une grande capacité de stockage dans un faible volume avec un faible poids (dû aux caractéristiques du Lithium : léger (6.94g/mol) et forte densité énergétique théorique (3860 mAh/g)). Ces batteries ont été très rapidement utilisées pour toutes les applications nomades (téléphone portable, ordinateur portable, etc) ainsi que pour le stockage d'énergie renouvelable, fortement appréciées pour leur grande capacité massique. Le point faible de la batteries Li-ion est sa dangerosité. Elle n'accepte pas de surcharge car pour la technologie lithium-ion, il existe une tension limite de charge dépendant des matériaux qui composent la batterie, du courant de charge appliqué et de la température de l'environnement de fonctionnement. Cette contrainte peut entrainer un emballement thermique et/ou sa détérioration (risque d'explosion) [31]. C'est pourquoi une gestion électronique est nécessaire pour éviter ce phénomène. Aujourd'hui, plusieurs variétés sont disponibles, les plus répandues sont Li-Polymères (Li-Po) et Lithium-fer phosphate (LiFePO4). La batteries lithium polymère (Li-Po) est une variante de la technologie Li-ion. L'électrolyte est à base de gel ce qui la rend un peu moins dangereuses que la Li-ion. Elle a une densité énergétique et des caractéristiques à peu près similaires que les Li-ion. Cette technologie est un peu plus stable que le Li-ion. Sa recharge est plus compliquée et nécessite un chargeur adapté. Si la recharge n'est pas faite correctement la batterie prend feu [39]. Les batteries lithium fer phosphate (LiFePO4) sont apparues en 1997. Cette batterie stock un peu moins d'énergie que la technologie Li-ion mais elle est entièrement stable, sans risque d'incendie ou d'explosion. Son point fort est son grand nombre de cycles. Elle est capable de réaliser 4 fois plus de charge décharge qu'une batterie Li-ion classique et 5 fois plus qu'une batterie au plomb. Elles commencent à être utilisées dans beaucoup de domaines industriels. Cette technologie devrait remplacer à terme les batteries plomb. D'autres technologies existent mais sont soit encore au stade expérimental comme le lithium air, lithium métal polymère (LMP), ou sont utilisées de façon marginale [39].

I.3.3.3. Batterie Nickel-Cadmium (Ni-Cd) :

Découverte en 1890 par Waldemar Jünger, elle a été mise en servie au début du 20ème siècle [65]. Elle se base sur une électrode positive en NiOOH, l'électrolyte est une solution alcaline (KOH à 22%) et l'électrode négative est en Cadmium (Cd). Cette batterie a été largement utilisée pour les applications à haute performance entre 1970 et 1990. Les batteries NiCd ont une densité d'énergie et une longévité supérieure à celle des batteries au plomb mais inférieur à celle des batteries Li-ion et à celle de la batterie Nikel-Métal-Hydrure (NiMH).

I.3.3.4. Batterie Nikel-Métal-Hydrure (Ni-MH) :

La batterie Nikel-Métal-Hydrure permet de surmonter les limitations en capacité des batteries Ni-Cd. L'électrode positive est à base d'hydroxyde de nickel (NiOOH). Dans l'électrode négative, Le Cadmium est remplacé par un composé intermétallique hydratable, nommé par convention (MH). L'électrolyte utilisé est le même que pour le Ni-Cd. Pour remédier aux problèmes liés à l'instabilité et l'incertitude sur le nombre de cycle du Ni-MH rencontrés à ses débuts, les scientifiques ont développé une batterie pressurisée nickel-hydrogène (Ni-H_2) à la place. Aujourd'hui, NiH_2 est principalement une technologie spécifique à l'espace utilisée depuis 1975 pour les satellites géostationnaires. Sa longévité est supérieure à celles de la batterie Ni-Cd, mais son utilisation reste complexe et coûteuse du fait du stockage de l'hydrogène [44]. Bien que la technologie du Ni-MH soit devenue maitrisable elle s'est vue, peu à peu, supplanter par la batterie lithium-ion [66, 67]. Les Tableaux I-5 et I-6 donnent un comparatif des différentes technologies de batteries les plus utilisées.

Tableau I-5: *Comparatif des densités énergétique des différentes technologies de batteries [68]*

Technologie	Énergie massique (Wh/kg)	Énergie volumique (Wh/l)	Puissance massique (W/kg)
Pb - acide	40	110	340
Ni-MH	120	300	1 000
Li-ion	240	690	340

Tableau I-6: *Comparatif des différentes technologies de batteries les plus utilisées [62]*

		Plomb, acide ou gel	Lithium ion Li-ion (NMC)	Lithium polymère Li-Po	Lithium fer phosphate LiFePO4
Energie stockée	Classement	- -	+ + +	+ + +	+ +
	Wh/kg décharge lente en 20 heures	40	200	190	120
	Wh/kg décharge rapide en 30 minutes	20	190	150	120
Durée de vie	Classement	-	+	+	+ + +
	Nbre de cycles	200 à 400	300 à 500	300 à 400	2000
Prix	Classement	+ + +	-	- -	-
	en équivalent MAD par Wh	2,2	7,15	7,7	9,9
Dangerosité	Classement	-	- - -	- -	+
	Risques	Explosion et acide	Explosion et incendie	Incendie	Dégagement de chaleur
Environnement	Classement	- - -	+	+ +	+ + +
	Polluant	Plomb et mercure	Faible cobalt, nickel	Faible cobalt, nickel	Aucun

I.3.4. Stockage par batteries - état de l'art

Les batteries peuvent fournir des solutions flexibles de gestion de l'énergie qui peuvent améliorer la qualité et la puissance des systèmes de production d'énergie renouvelable mais elles restent le principal frein au développement des installations photovoltaïques. Dans les installations hybrides photovoltaïques et éoliennes, le stockage par batteries peut présenter jusqu'à 60% du budget totale avec une durée de vie limitée. L'utilisation d'un système de gestion des batteries (BMS) performant permet l'optimisation de l'utilisation de ces batteries. En plus, la rentabilité et la fiabilité de la batterie dans des applications différentes dépendent directement des algorithmes

appliqués dans les systèmes de gestion de batterie. Or ces algorithmes nécessitent, pour la prise des décisions optimales, une estimation précise des paramètres de la batterie ; particulièrement l'état de charge SOC et l'état de santé SOH de la batterie ainsi que l'utilisation d'un modèle adéquat [69] et [70].

Dans cette section, nous présentons un état de l'art du stockage par batteries. Nous mettons en évidence les principales problématiques abordées dans les recherches menées sur l'utilisation des batteries et des supercondensateurs en énergies renouvelables.

Énormément de recherches ont été menées sur le stockage de type chimique, avec principalement les batteries et les supercondensateurs. Plusieurs problématiques ont été abordées qu'on peut classer en 3 principaux axes qui se chevauchent [22].

I.3.4.1. 1er axe : Dimensionnement et gestion

Cet axe concerne l'utilisation et le dimensionnement des batteries et des supercondensateurs afin d'améliorer la qualité de l'énergie renouvelable injectée dans les réseaux en intégrant des systèmes de commande et des stratégies de gestion des batteries :

En effet, Les batteries peuvent fournir des solutions flexibles de gestion de l'énergie qui peuvent améliorer la disponibilité de la puissance des systèmes de production d'énergie renouvelable. Les auteurs dans [71] ont proposé une stratégie de contrôle basée sur l'état de charge (SOC) permettant de lisser instantanément les fluctuations de puissance générée par un système hybride éolien-PV-batterie. Les sorties cibles lissées ont été modifiées de manière adaptative en faisant une utilisation flexible des ajustements de la rétroaction SOC de la batterie en temps réel. Dans [72], des systèmes de stockage distribués à base de batteries ont été proposés pour atténuer le problème d'augmentation de tension causé par le système photovoltaïque lorsque la génération est à son niveau maximal. L'énergie excédentaire du générateur PV à été utilisée pour charger les batteries pendant la mi-journée, lorsque la puissance du GPV est supérieure à la demande en réduisant ainsi la quantité de puissance active injecté dans le réseau. Cette énergie stockée a été ensuite utilisée à l'heure de pointe le soir. Dans [73], Les auteurs ont conçu un système de contrôle qui optimise la combinaison entre batterie et supercondensateur afin d'assurer une alimentation ininterrompue toute en lissant les pics de puissance.

Phatiphat Thounthong dans [74] a proposé une conception pour une centrale électrique hybride à énergie renouvelable qui est alimentée par une source photovoltaïque (PV) avec un dispositif de stockage à supercondensateurs, ainsi qu'une solution simple aux problèmes de dynamique, de stabilisation et de robustesse dans le système électronique de puissance non linéaire en utilisant l'approche de contrôle non linéaire basée sur la propriété « flatness property »

Le dimensionnement des batteries de stockage dans les systèmes hybrides (connectés ou non au réseau) a fait l'objet de plusieurs travaux de recherches ces dernières années. Une grande partie de ces travaux concerne l'évaluation de la capacité de stockage optimale en se basant sur différents critères de minimisation. Les premières méthodes proposées se basent sur l'étude statistique des données de gisement de production (vitesse du vent, ensoleillement et température ambiante) et de profil de consommation [75-76]. Les récentes méthodes sont plutôt basées sur des simulations dynamiques ou utilisent des logiciels de dimensionnement comme HOMER développé par le "National Renewable Energy Laboratory" [77-80]. Par exemple, les auteurs dans [81] proposent une méthodologie pour déterminer la capacité du système de stockage par batterie (BESS) requise pour obtenir le niveau optimal de puissance réparti d'un parc éolien et d'atténuer les effets de la puissance d'entrée instable du parc. La référence [82] étudie le problème de la détermination de la taille de la batterie pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau dans le but d'arbitrage de puissance et de rasage de pointe en se fixant comme objectif de minimiser l'investissement sur le stockage de la batterie tout en minimisant l'achat d'énergie nette du réseau en stockant l'excès d'électricité générée par les systèmes photovoltaïques lorsque le prix est faible pour la vendre au réseau lorsque le prix est élevé.

I.3.4.2. 2ème axe : Modélisation

Les modèles de batterie sont essentiels pour toute conception de système alimentée par batterie dont le but d'allonger la durée de vie et de gérer cette dernière. La conversion de l'énergie chimique en énergie électrique dans la batterie est un processus électrochimique complexe. Le comportement de la batterie, en fonction de l'application, peut être approché par un modèle empirique ou par un modèle électrochimique très précis et complexe [69].

Il existe essentiellement trois types de modèles de batteries rapportés dans la littérature, spécifiquement : physique, empirique (ou expérimental) et abstrait [83].

Les modèles physiques sont également connus sous le nom de modèles électrochimiques [83]. Ils sont très précis et impliquent un examen détaillé des processus électrochimiques, du processus de dynamique thermique et de la construction physique pour les caractéristiques de charge/décharge. Puisque le nombre de paramètres à choisir soigneusement dans les modèles électrochimiques est important, donc coûteux en termes de calcul, l'utilisation de ces modèles dans des applications pratiques est limitée.

Les modèles empiriques de batterie sont faciles à configurer et sont représentés par des expressions mathématiques simples avec moins de paramètres [84]. Les paramètres sont habituellement obtenus en tant que solution d'un problème de moindres carrés en utilisant des données de charge-décharge, des conditions opératoires et des propriétés physiques. Les modèles empiriques ne fournissent pas souvent une représentation ou une estimation exacte dans des conditions de charge variables.

Les modèles abstraits sont simplifiés et constituent une représentation équivalente du processus électrochimique au sein d'une batterie, et leur choix est généralement spécifique à l'application. La représentation équivalente, par exemple, peut être en termes de circuits électriques [85] ou processus stochastique [86].

Les modèles expérimentaux et électrochimiques ne sont pas bien adaptés pour représenter la dynamique des cellules dans le but d'estimer l'état de charge des batteries. Cependant, les modèles à circuit électrique peuvent être utiles pour représenter les caractéristiques électriques des batteries.

Dans la littérature, de nombreuses études ont été réalisées modélisant les batteries chimiques, Ceraolo dans [85] présente une famille de modèles abstraits basés sur des réseaux électriques équivalents de batteries au plomb-acide et détaille les équations dynamiques représentant le processus de stockage de charge. Les implications pratiques de l'utilisation de ces modèles sont discutées dans [87]. Dans [69], les auteurs ont développé un modèle de batterie a entrée-sortie partiellement linéarisés basé sur un modèle initialement développé pour les batteries au plomb-acide ; et ils ont montré qu'en utilisant des paramètres accordés, ce modèle peut être étendu a d'autre type de batteries comme les batteries lithium-ion (Li-Ion), nickel-metal hydride (NiMH) ainsi qu'aux

batteries alcalines. Dans [88], un modèle pour l'estimation du SOC d'une batterie NiMH incluant l'hystérésis a été développé. Tremblay dans [137] a présenté un modèle générique simple utilisant uniquement le SOC comme variable d'état pour reproduire fidèlement les courbes du fabricant pour les quatre principaux types de batteries chimiques que sont : plomb-acide, lithium-ion (Li-Ion), nickel-cadmium (NiCd) et nickel-métal-hydrure (NiMH). Dans [89], un modèle linéaire simple basé sur le modèle dynamique du troisième ordre de Ceraolo a été développé pour représenter avec précision le comportement dynamique de la batterie à proximité du point de surcharge. Rami Haddad et al dans [138] a soulevé le problème de peu de flexibilité des modèles développés pour suivre les variabilités de la batterie au Plomb et utilise une nouvelle modélisation flexible d'une batterie plomb-acide en utilisant des techniques d'ajustement de courbe proposées par [139]. Les paramètres du modèle ont été dérivés en fonction de l'état de charge de la batterie sur la base d'un modèle équivalent de Thevenin modifié. Dans [90], Cacciato répertorie dans un tableau les principaux modèles de circuits, couramment utilisés pour différentes technologies de batteries, en particulier pour plomb et de lithium-ions en mettant en évidence leur capacités de modéliser les divers aspects physiques qui se produisent au cours des procédures de décharge et de recharge des batteries.

I.3.4.3. 3ème axe : Estimation des paramètres et amélioration des performances

La détermination précise des paramètres de la batterie (particulièrement l'état de charge (SOC) et l'état de santé (SOH)) sont nécessaire, pour l'utilisation efficace de la batterie afin d'optimiser ces performances, de la gérer à son potentiel optimal, d'allonger sa durée de vie et d'éviter des dommages permanents et progressifs à la batterie [91]. En effet, Les informations précises sur le SOC et sur le SOH sont essentielles dans les applications pratiques où il est nécessaire de déterminer combien de temps la batterie durera et, plus important encore, quand arrêter la charge et la décharge, car une surcharge et une décharge excessive peuvent causer des dommages internes permanents [92].

Parmi les différentes approches pour estimer le SOC, le comptage des coulombs (comptage d'ampère-heure (Ah)) est l'un des plus classiques et cette méthode est la plus couramment utilisée [93]. Cependant, cette technique nécessite une mesure dynamique du courant batterie, dont l'intégrale temporelle est considérée comme une indication

directe de SOC [91] et de grandes erreurs de SOC peuvent en résulter à cause de l'erreur du processus d'intégration, des erreurs de mesure des terminaux dues au bruit. D'autre part, la mesure de la tension en circuit ouvert (V_{OC}) est une autre approche qui peut être utilisée indépendamment [94] ou en combinaison avec le comptage des coulombs [95]. Cependant encore, la V_{OC} ne peut être mesurée qu'après un long repos de la batterie. Par conséquent cette méthode n'est donc pas réaliste dans un fonctionnement en temps réel lorsque la batterie est constamment utilisée [96].

Ces inconvénients des méthodes conventionnelles sont surmontés par des méthodes heuristiques qui s'appuient sur des techniques de calcul comme les réseaux de neurones [97] et la logique floue [98].

De nombreuses études ont été réalisées pour estimer avec précision le SOC. Dans [99], les auteurs ont utilisé la force électromotrice (FEM) de la batterie pour prédire le SOC des batteries au plomb et au lithium-ion.

D'autres techniques basées sur l'observateur telles que le filtre de Kalman (KF) [100], filtre de Kalman étendu (EKF) [101-102] ou le mode glissant [103] ont été développées et sont devenues populaires récemment pour compenser la dynamique de la batterie et ainsi calculer le SOC sur la base des V_{OC} estimés. Ces techniques utilisent des outils récursifs robustes pour tenir compte des non-linéarités et des incertitudes dans le modèle de batterie, mais elles sont en majorité conçues en fonction de l'identification hors ligne des paramètres du modèle de batterie. Rahimi-Eichi et al dans [70] ont utilisé un algorithme adaptatif d'identification de paramètres en ligne pour identifier et mettre à jour les paramètres du modèle à mesure qu'ils changent.

En plus dans [92], Kim et Cho ont utilisé EKF pour estimer à la fois le SOC et l'état de santé SOH des batteries lithium-ion. Dans [104] un réseau neuronal probabiliste (PNN) a été utilisé pour estimer l'état de santé (SOH) des batteries Li-ion.

Zenati et al dans [105] ont présenté l'estimation du SOC et du SOH des batteries Li-ion, en combinant les mesures d'impédance avec la logique floue. Les auteurs dans [101] ont réalisé la mesure de la tension et du courant de charge d'une batterie lithium-ions en utilisant des réseaux de neurones artificiels et le filtre de Kalman étendu.

De même, une variété de techniques a été utilisée pour estimer la SOH d'une batterie. Toutefois, jusqu'à présent, la prévision de la durée de vie d'une batterie dans les

applications pratiques demeure problématique en raison de l'absence de méthodes bien établies et de techniques fiables. La prévision SOH est très similaire à l'estimation du SOC en termes de difficulté de mesure [92].

I.4. Conclusion

Le stockage constitue un enjeu considérable dans le développement des systèmes d'énergies renouvelables (EnR). Particulièrement le stockage par batteries qui représente une part importante du coût de ces installations. Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur l'état actuel de la production de l'énergie électrique et des EnR dans le monde et au Maroc. Puis nous avons présenté les principaux types de stockage des EnR issues de ressources intermittentes. Nous nous somme focalisés par la suite sur le stockage par batteries en présentant les principales technologies utilisées. Nous avons terminé par un état de l'art du stockage par batteries où nous avons soulignés les principaux axes de recherche que sont le dimensionnement et la gestion des batteries, la modélisation et l'estimation des paramètres ainsi que les techniques d'amélioration des performances des batteries.

Chapitre II : Généralités sur les systèmes PV

II.1. Introduction

L'Histoire de l'énergie photovoltaïque a débutée en 1839 lorsque Les scientifiques français Becquerel père et fils ont mis en évidence que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière (l'effet photovoltaïque) [106]. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photovoltaïque, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons (Théorie des quanta de lumière). L'énergie d'un photon est donnée par la relation [107] :

$$E = h.c/\lambda.e \qquad \text{(II-1)}$$

Où

$\boldsymbol{h}$ est la constante de Planck (6,626 10^{-34} J.s), $\boldsymbol{c}$ la vitesse de la lumière (3 10^{8} m/s), $\boldsymbol{\lambda}$ (m) sa longueur d'onde *et* $\boldsymbol{e}$ la charge électrique d'un électron (1,602 176 634 × 10^{-19} C).

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à Albert Einstein le prix Nobel en 1921. Pour l'Exploitation du phénomène PV, il a fallu attendre les années 1950 pour que trois chercheurs américains mettent au point une cellule photovoltaïque avec un rendement $\boldsymbol{\eta}$ de 4% (Le rendement de la cellule photovoltaïque est défini comme la proportion d'énergie lumineuse transformée en énergie électrique). On entrevoit alors la possibilité de fournir de l'électricité grâce à ces cellules. Au même moment, l'industrie spatiale naissante cherche de nouvelles solutions pour alimenter ses satellites (une énergie embarquée et non fossile). Ainsi le spatial est devenu le banc d'essai de la technologie photovoltaïque. Mais ce n'est qu'après le choc pétrolier de1973 que les Gouvernements et les Industriels daignent à investir dans la technologie photovoltaïque voyant là une alternative au pétrole qui devenait de plus en plus cher. Et depuis les années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement [108] (La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque en 1983 en Australie, des centrales de plusieurs mégawatts sont mise en place en Californie), la technologie photovoltaïque même devenue familière aux consommateurs à travers de nombreux produits de faible puissance y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologiques, pompes et même réfrigérateurs solaires ….

II.2. Cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque permet de transformer une partie de l'énergie lumineuse, issue du soleil en énergie électrique.

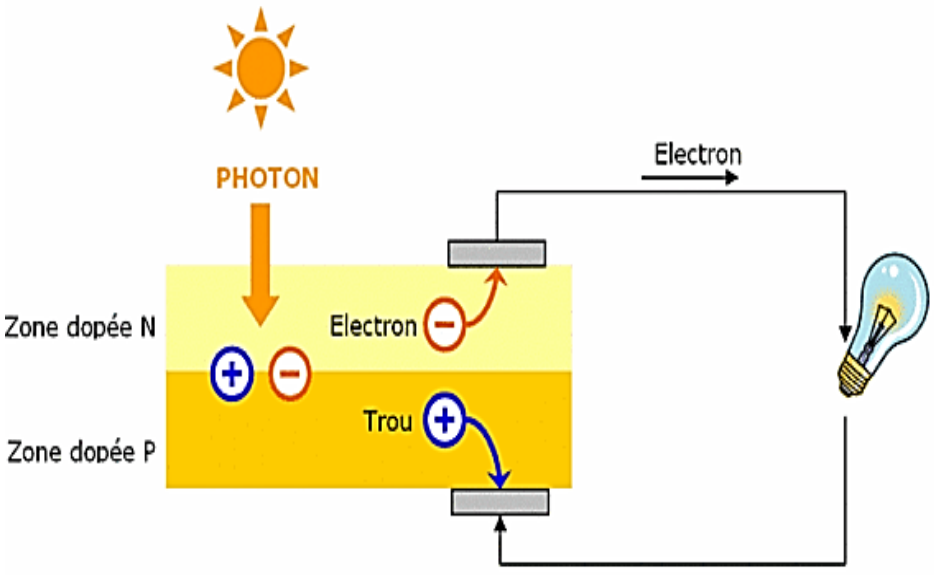


Figure II-1. *Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [109]*

La cellule PV est réalisée à partir de deux couches de semi-conducteurs, l'une dopée P et l'autre dopée N, créant ainsi une jonction PN (figure II.1). Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau dopée N diffusent dans le matériau dopée P. La zone initialement dopée N devient chargée positivement, et la zone initialement dopée P chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P. Lorsque les photons heurtent les électrons avec une énergie suffisante (supérieure au gap du semi-conducteur), ils leurs transmettent leurs énergies et les électrons libérés peuvent se mouvoir sous l'action du champ électrique engendré par le dopage ce qui provoque l'apparition du courant électrique. Les charges déplacées sont alors collectées par une grille sur la face avant et une plaque métallique de contact sur la face arrière. Elles se déplacent dans le circuit ainsi fermé.

Les matériaux les plus utilisés pour la réalisation industrielle des cellules PV sont à base de silicium figure II.2. Une comparaison des principales cellules PV en fonction de leur rendement et leur prix est donnée dans le tableau II-1.



a b c

Figure II-2. *Technologies des cellules photovoltaïques : (a) monocristalline ; (b) polycristalline et (c) amorphe [110]*

Tableau II-1: *Comparaison des principales cellules PV en fonction de leurs rendements et leurs prix. Source ADEME (L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)*

Type de cellule	Rendement des Cellules			Coût
	Théorique	En laboratoire	Actuel	
Silicium monocristallin	27,0%	24,7%	14,0 à 16,0%	+++
Silicium polycristallin	27,0%	19,8%	12,0 à 14,0%	++
Silicium amorphe	25,0%	13,0%	6,0 à 8,0%	+

Ce faible rendement est derrière le prix élevé des installation PV. C'est pourquoi les laboratoires de recherches et les industriels travaillent en concert pour développer des nouveaux matériaux et procédés permettant l'amélioration du rendement des cellules PV et ainsi diminuer leur coût.

II.3. Générateur photovoltaïque

II.3.1. Constitution

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance et la tension générée varie entre 0.3 et 0.7 V. Ces cellules sont assemblées en modules ou panneaux, pour produire plus de puissance. La connexion en série des cellules permet d'augmenter la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série/parallèle est donc utilisé pour obtenir globalement un générateur PV aux caractéristiques souhaitées.

Les modules photovoltaïques sont souvent constitués de 36 ou 72 cellules encapsulés sous verre ou sous composé plastique pour les protéger des intempéries figure II.3.

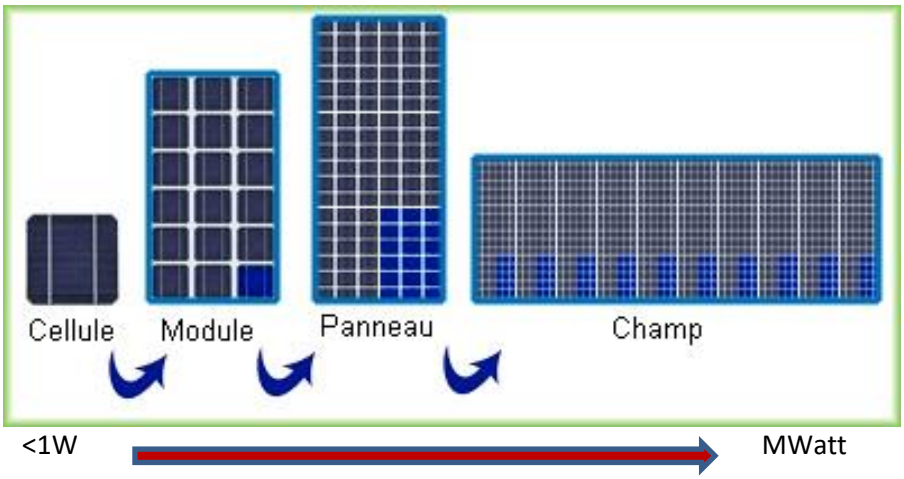


Figure II-3. *De la cellule solaire au système photovoltaïque [111]*

II.3.2. Protections classiques d'un GPV

Afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association des cellules, on utilise la protection par diode anti-retour qui empêche un courant négatif dans les GPV et la protection par diodes by-pass qui permet d'isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées figure II.4.

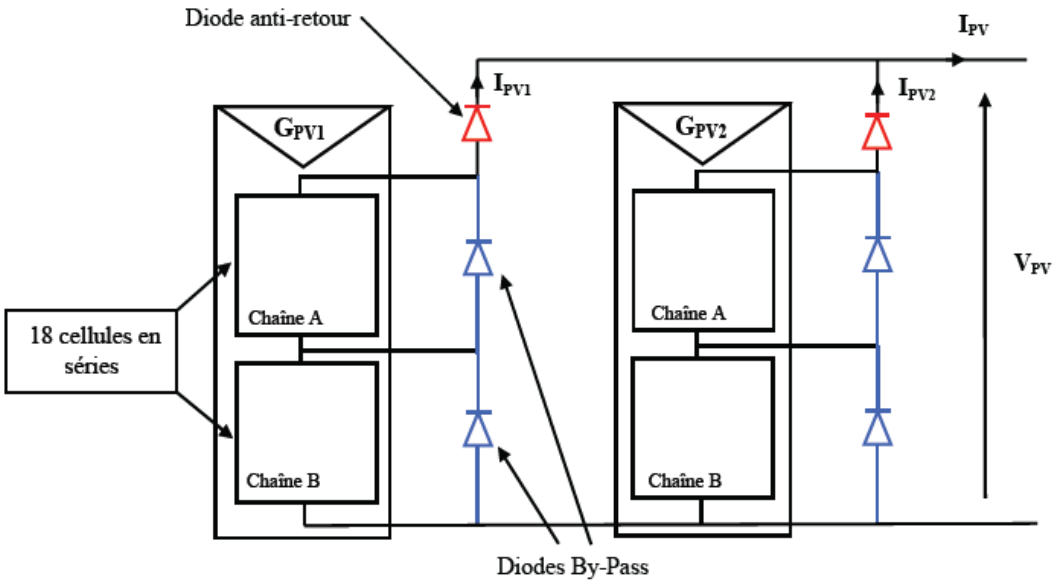


Figure II-4. *Protection par diode des GPV*

II.4. Topologie des systèmes photovoltaïques

L'utilisation des générateurs photovoltaïques est très diversifiée mais deux types d'applications sont les plus répandues : les installations connectées au réseau et les installations autonomes.

II.4.1. Systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont les plus souvent utilisés pour répondre à la demande en électricité dans des zones isolées ou éloignées du réseau électrique. La figure II.5 donne un exemple de systèmes photovoltaïques autonomes avec batterie, le stockage par batterie permet d'assurer la continuité de l'approvisionnement en électricité des charges qui sont connectés au GPV à travers des convertisseurs statiques. Le contrôle de charge veille à la bonne utilisation, exploitation et protection de la batterie avec le plus souvent une extraction de la puissance maximale fournie par le GPV.

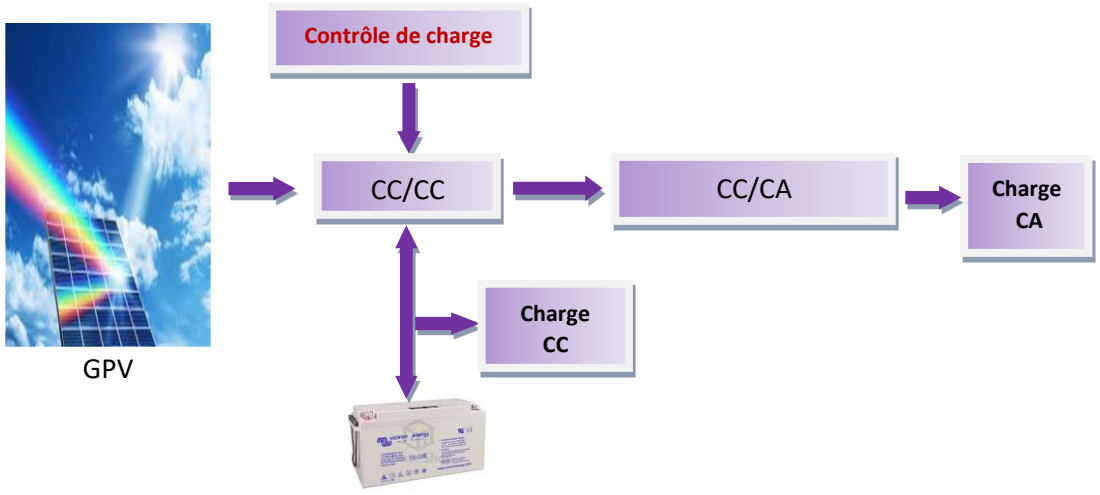


Figure II-5. *Exemple de Système photovoltaïque autonome*

II.4.2. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

Le raccordement au réseau de distribution d'électricité permet au GPV de lui transmettre la totalité ou le surplus de sa production d'électricité et au besoin de s'en approvisionner. La figure II.6, présente un exemple de système photovoltaïque connecté au réseau. Ici, le contrôle d'accès au réseau gère l'échange de puissance tout en garantissant une forme d'onde acceptable qui ne nuit pas au réseau. La batterie sert en plus ici à lisser les fluctuations de la puissance au point de connexion avec le réseau.

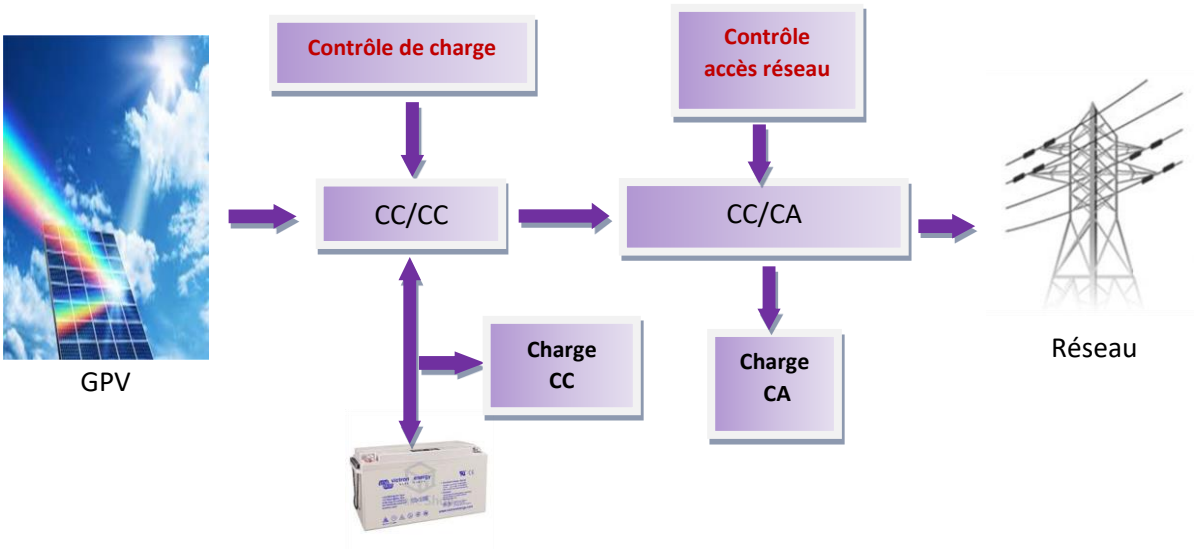


Figure II-6. *Exemple de système photovoltaïque raccordé au réseau*

II.5. Modélisation de la cellule PV

Dans la littérature, on trouve plusieurs circuits pouvant modéliser le comportement non linéaire d'une cellule PV avec différent niveau de complexité tel que le modèle idéal, le modèle à une ou deux ou encore trois diodes. Le plus utilisé est le modèle à une seule diode représenté sur la figure II.7. Il est considéré comme satisfaisant et est utilisé par les constructeurs pour cataloguer les modules solaires et en donner les caractéristiques techniques [112]. La cellule PV est modélisée par une source de courant de lumière I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode, une résistance série R_S représentant les chutes de tension dû aux résistances internes (résistance intrinsèque des couches, résistance des contacts) et une résistance parallèle R_P qui traduit les fuites de courants inévitables entre les bornes de la cellule [113-114].

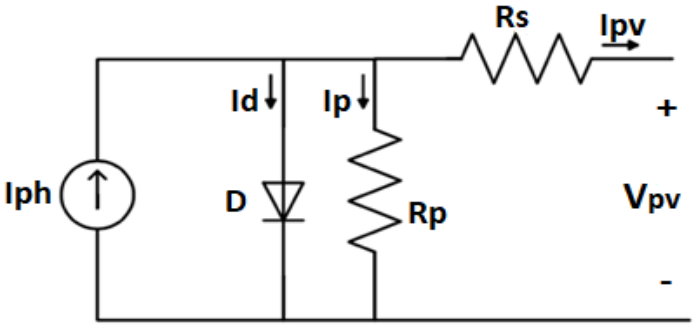


Figure II-7. Modèle à une diode de la cellule PV

Les équations qui régissent ce circuit sont les suivantes :

$$I_{pv} = I_{Ph} - I_d - I_p \quad \text{(II-2)}$$

$$I_d = I_s \left(exp \frac{q}{aKT} (V_{pv} + R_s I_{pv}) - 1 \right) \quad \text{(II-3)}$$

$$I_p = \frac{1}{R_p} (V_{pv} + R_s I_{pv}) \quad \text{(II-4)}$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(exp \frac{q}{aKT} (V_{pv} + R_s I_{pv}) - 1 \right) - \frac{1}{R_p} (V_{pv} + R_s I_{pv}) \quad \text{(II-5)}$$

Avec

I_{pv}, V_{pv} : Courant généré par la cellule et tension à ses bornes

I_d : courant à travers la diode

I_s: Courant de saturation de la diode

I_p: Courant traversant la résistance parallèle R_P

q : charge de l'électron (1.602 ×10-19 C),

K : constante de Boltzmann (1.380×10-23 J/K),

T : température de la jonction P-N en Kelvin (K).

a : facteur d'idéalité de la diode (valeur typique : 1,3)[115]

Le photo-courant I_{ph} généré pour une irradiation G à la température de la cellule T est donné par :

$$I_{ph} = \left(I_{ph\_STC} + K_i (T + T_{STC}) \right) \frac{G}{G_{STC}} \quad \text{(II-6)}$$

où

I_{ph_STC} : photo-courant généré dans les conditions de test standard (STC) : pour une irradiation G_{STC} =1000W/m² à la température de la cellule T_{STC} = 25°C

K_i : coefficient de courant de court-circuit, fourni par le fabricant.

L'équation caractéristique ***I-V*** d'un module PV constitué de N_s cellules montées en série et N_p cellules montées en parallèle est donné par :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left(exp \frac{q}{N_s aKT} \left(V + \frac{N_s}{N_p} R_s I \right) - 1 \right) - \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_p} \left(V + \frac{N_s}{N_p} R_s I \right) \quad \text{(II-7)}$$

Donc le GPV peut être représenté par un schéma bloc dont les sorties sont le courant fourni par le GPV I_{PV} (A) et la tension à ses bornes V_{PV} (V) qui dépendent de deux entrées : l'irradiation solaire G (W/m2) et la température des cellules T (°C) et régit par les équations précédentes.

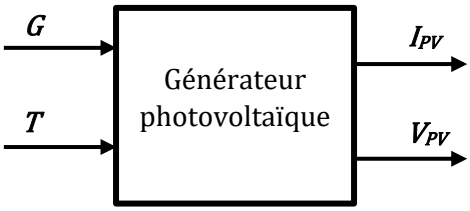
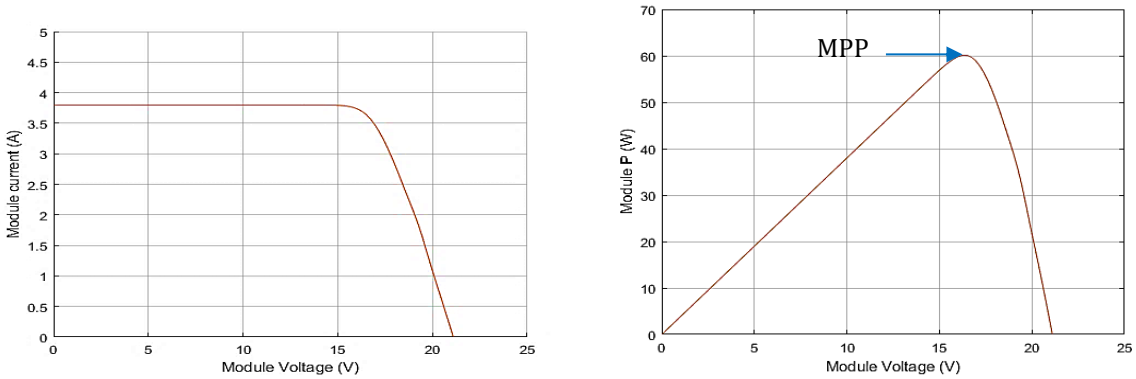


Figure II-8. *Schéma bloc d'un GPV*

Les caractéristiques courant-tension $I_{PV}(V_{PV})$ et puissance-tension $P_{PV}(V_{PV})$ du GPV sont représentées sur la figure II.9.



(a) (b)

Figure II-9. *(a): Caractéristique courant-tension $I_{PV}(V_{PV})$. (b): Caractéristique puissance-tension $P_{PV}(V_{PV})$*

Nous constatons que Les deux caractéristiques du GPV sont non linéaires et que la courbe puissance-tension $P_{PV}(V_{PV})$ présente un point maximum appelé point de puissance maximal ou MPP (Maximum Power Point en Anglais).

Dans ce qui suit nous étudions le comportement du GPV en fonction de ces deux entrées : l'irradiation solaire ou l'ensoleillement G et la température T.

Les caractéristiques $I_{PV}(V_{PV})$et $P_{PV}(V_{PV})$ pour différents ensoleillements et différentes températures sont présentées respectivement sur les figures II.10 et II.11 suivantes :

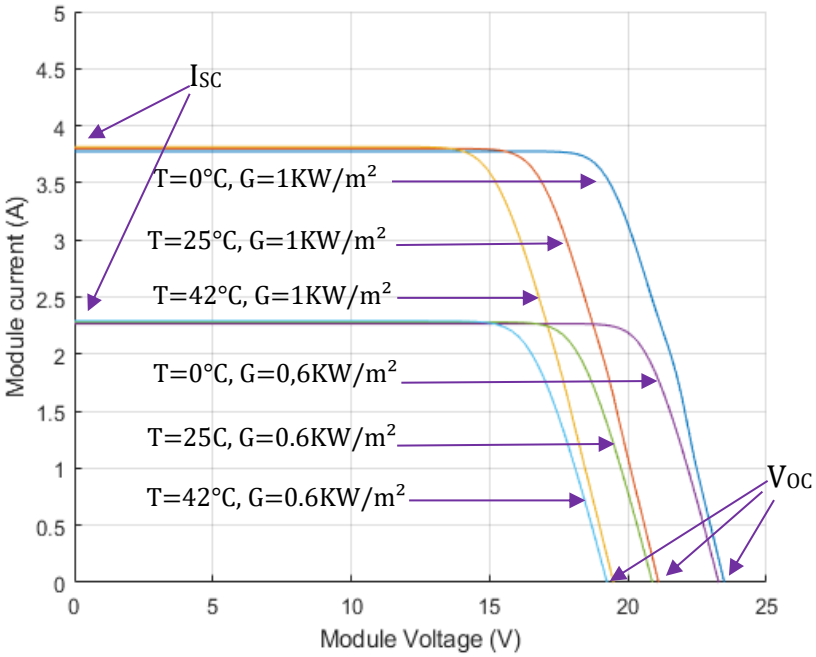


Figure II-10. *Influence de la température et de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension $I_{PV}(V_{PV})$ d'un GPV*

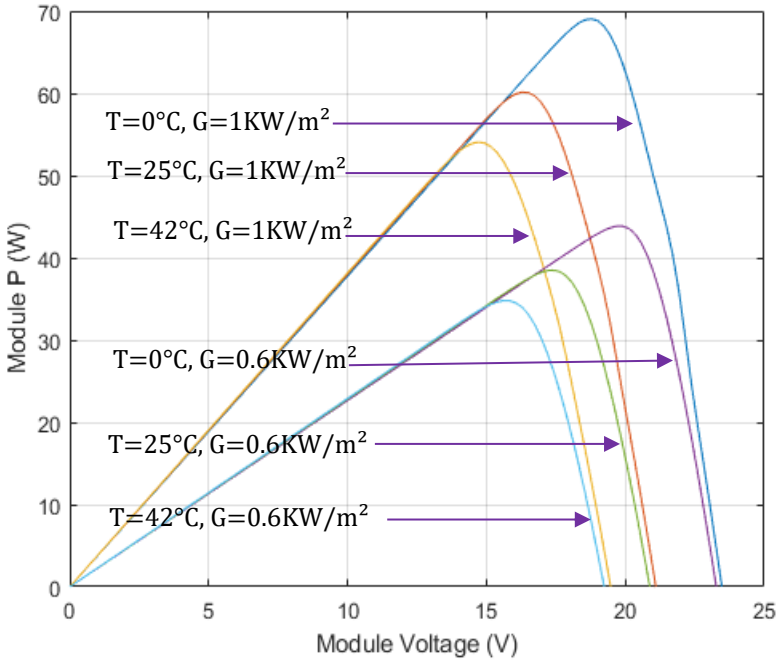


Figure II-11. *Influence de la température et de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension $P_{PV}(V_{PV})$*

Nous remarquons que la tension à vide ***Voc*** diminue nettement avec la hausse de température, à l'inverse du courant de court-circuit ***Isc*** qui augmente légèrement. La

puissance maximale fournie par une cellule va donc varier légèrement avec la température de jonction qui a une forte influence sur la tension à vide du module.

Par contre, pour une température constante et des éclairements variables, l'accroissement du courant de court-circuit I_{SC} est beaucoup plus important que l'augmentation de la tension de circuit ouvert V_{OC} qui est quasiment identique même à faible éclairement. En effet, le courant est proportionnel à l'irradiation solaire. Par contre, la tension est relativement peu dégradée et la cellule peut fournir une tension quasiment constante, même à faible éclairage. Quant à la puissance, elle augmente nettement avec l'éclairements. La puissance électrique produite par un GPV dépend donc fortement de l'ensoleillement et à un degré moins important de la température des cellules.

Quand le GPV est directement couplé à une charge, le point de son fonctionnement est l'intersection de sa courbe courant-tension et celle de la charge qui fixe la condition opérationnelle du module PV. Ce point opérationnel coïncide rarement avec le MPP du GPV qui fournit donc une puissance inférieure à sa puissance maximale. L'un des problèmes principaux liés à la production d'énergie photovoltaïque est la difficulté de fonctionnement selon un point optimal (en raison du caractère non linéaire de la caractéristique des panneaux photovoltaïques). Pour surmonter ce problème et améliorer les performances du GPV et augmenter son efficacité, il est nécessaire d'extraire le maximum d'énergie du générateur PV quelle que soit la variation des conditions climatiques. Cela nécessite l'utilisation de dispositifs de recherche MPP permettant aux panneaux de fonctionner dans des conditions optimales tout en extrayant une puissance maximale [116]. Ces dispositifs de recherche MPP reposent sur deux aspects matériels et logiciels : un convertisseur DC-DC pour adapter l'impédance de charge à la source du générateur PV et un algorithme MPPT (Maximum Powerpoint Tracking) pour atteindre une puissance maximale à tout moment [117-118]. La section suivante présente le principe de fonctionnement de ces convertisseurs statiques et dans le chapitre IV, nous aborderons le problème de poursuite du MPP.

II.6. Convertisseurs statiques DC-DC

Les convertisseurs statiques DC-DC, ou hacheurs, génèrent une tension continue ajustable à partir d'une tension continu fixe.

Dans les installations photovoltaïques, les convertisseurs statiques DC-DC jouent un rôle important. En effet, en raison du caractère non linéaire des caractéristiques $I_{PV}(V_{PV})$ du GPV avec des points de puissance maximale, les convertisseurs DC-DC servent d'interface entre le GPV et la charge afin d'adapter la tension et d'assurer le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur à l'aide d'un système de contrôle adéquat. Ces convertisseurs servent aussi à la gestion de la charge des batteries de stockage de l'installations photovoltaïques en régulant la tension et le courant de charge provenant du GPV en fonction des spécifications de la batterie [119, 120].

Il existe différentes topologies de convertisseur DC-DC répondant aux exigences spécifiques des charges. En littérature, on trouve plusieurs types de convertisseurs DC-DC adoptés dans les systèmes PV en fonction du domaine d'application, notamment les convertisseurs Boost, Buck, Boost-Buck, Cuk, SEPIC (Single Ended Primary Inductor Converter) [121-122]. Ces convertisseurs DC-DC se composent de condensateurs, d'inductances, et de dispositifs de commutation de puissance (interrupteurs statiques) tels que les transistor MOSFET, les IGBT, les BJT et les thyristors [123-124]. Ces interrupteurs statiques fonctionnent en commutation à une fréquence $\boldsymbol{f_S}$ et ils sont pilotés par une modulation de largeur d'impulsions MLI (PWM) permettant le contrôle de la tension de sortie des convertisseurs [125] (voir figure II.12).

L'intervalle actif de l'interrupteurs statique est noté dT_S où T_S est la période de commutation ($T_S = 1/f_S$) et d le rapport cyclique ($d \in [0 ; 1]$).

La fréquence de commutation $\boldsymbol{f_S}$ dépend de la vitesse de commutation des interrupteurs statiques. Généralement elle est telle que : 1kHz <$\boldsymbol{f_S}$ <1MHz, [125].

Les valeurs moyennes de la tension (V_O) et du courant (I_O) de sortie du convertisseur peuvent être ajustées en variant le rapport cyclique $\boldsymbol{d}$ [124].

Le rapport de conversion M est donné par le rapport entre la tension de sortie et la tension d'entrée (M=Vo/Vi).

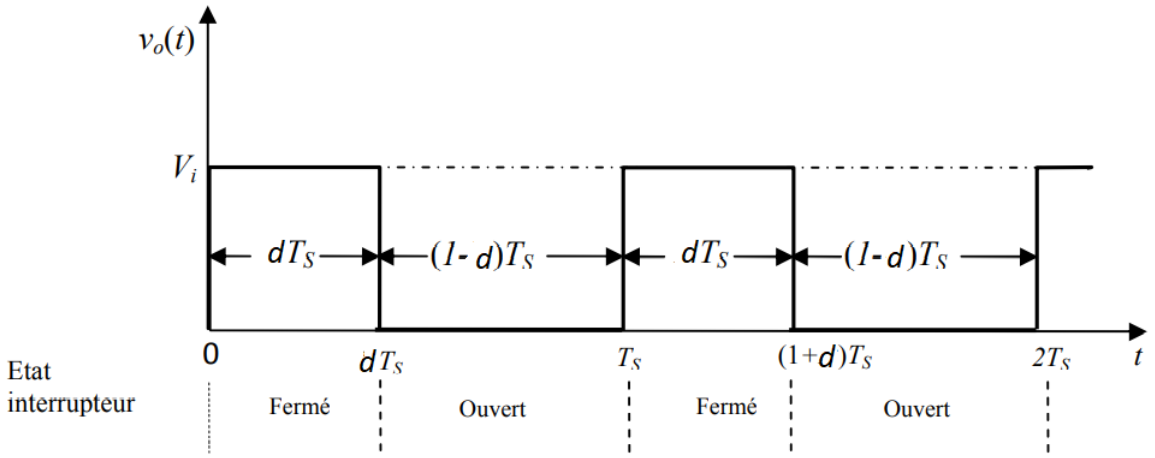


Figure II-12. *Exemple de forme d'onde de la tension de sortie du convertisseur*

Les deux convertisseurs DC-DC les plus fréquemment utilisés dans les installations PV sont le convertisseur élévateur de tension (hacheur Boost ou survolteur), qui convertit une tension continue en une tension continue de valeur plus élevée (M>1); et le convertisseur abaisseur de tension (hacheur Buck ou dévolteur) qui convertit une tension continue en une tension continue de valeur plus faible(M<1) [126].

Dans ce qui suit nous rappelons brièvement le schéma et le principe de fonctionnement de ces deux convertisseurs Boost et Buck, que nous utiliserons dans la suite de notre travail.

II.6.1. Convertisseur abaisseur de tension (Buck)

Le circuit électrique d'un tel convertisseur est représenté sur la figure II.13 suivante :

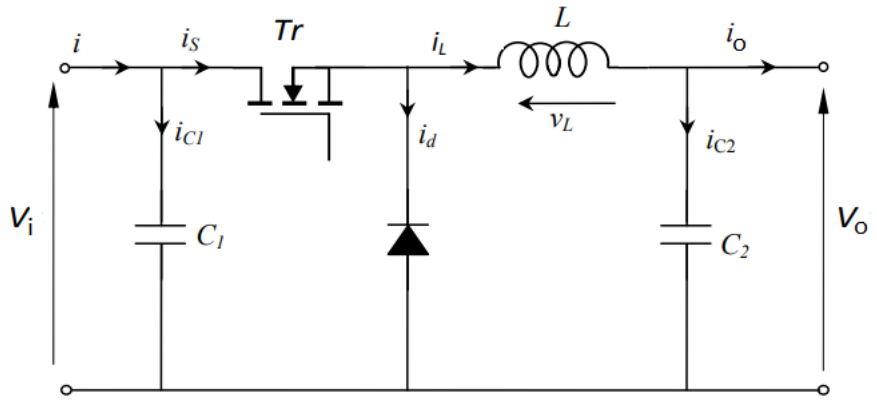


Figure II-13. *Circuit d'un convertisseur DC-DC dévolteur (Buck)*

Quand l'interrupteur commandé $\boldsymbol{T_r}$ est fermé ($0< t < dT_S$), la diode est bloquée, le courant circule de l'entrée vers la sortie à travers l'inductance qui emmagasine l'énergie, pendant cette période. Le courant $\boldsymbol{i_L}$ croit linéairement.

Lorsque l'interrupteur commandé $\boldsymbol{T_r}$ s'ouvre ($dT_S < t < T_S$), la tension aux bornes de l'inductance s'inverse et la diode devient passante pour assurer la continuité du courant $\boldsymbol{i_L}$. L'énergie stockée dans l'inductance est donc transférée au condensateur par la diode de roue libre et le courant $\boldsymbol{i_L}$ décroit [127-129].

Le rendement typique de ces convertisseurs est en général de 80 à 90 % [130].

En mode conduction continue, le fonctionnement du Hacheur Buck est géré par les équations d'état suivantes :

Pour $0< t < dT_S$ $\boldsymbol{T_r}$ fermé ON

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \quad \text{(II-8)}$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \quad \text{(II-9)}$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = v_i(t) - v_o(t) \quad \text{(II-10)}$$

Pour $dT_S < t < T_S$ $\boldsymbol{T_r}$ ouvert OFF

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) \quad \text{(II-11)}$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \quad \text{(II-12)}$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = -v_o(t) \quad \text{(II-13)}$$

Les caractéristiques statiques (valeurs moyennes) d'un convertisseur dévolteur sont les suivantes :

$$I = d\, I_L \quad \text{(II-14)}$$

$$I_o = I_L \quad \text{(II-15)}$$

$$d\, V_i = V_o \quad \rightarrow \quad M = \frac{V_o}{V_i} = d \quad \text{(II-16)}$$

En considérant les ondulations de tension et de courant on trouve les relations permettant de déterminer les valeurs des capacités et de l'inductance comme suit :

$$L = \frac{V_o}{2\triangle I_L}(1-d)T_S \quad \text{(II-17)}$$

$$C_1 = \frac{I}{2\triangle V_i}(1-d)T_S \quad \text{(II-18)}$$

$$C_2 = \frac{I_L - I_o}{2\triangle V_o}(1-d)T_S \quad \text{(II-19)}$$

$\triangle I_L$, $\triangle V_i$ et $\triangle V_o$ étant respectivement l'amplitude de l'ondulation du courant d'inductance, les amplitudes de l'ondulation de tension d'entrée et de sortie.

On prend généralement

$\triangle V_i$ est égale à 2% de la tension d'entrée.

$\triangle V_o$ est égale à 2% de la tension de sortie.

Et l'ondulation du courant d'inductance peut être calculé par

$$\triangle I_L = r \times I \quad \text{(II-20)}$$

Où r est le rapport d'ondulation du courant d'inductance, qui est optimal dans la plage [0,3, 0,5]

II.6.2. Convertisseur élévateur de tension (Boost)

La figure II.14 suivante donne Le circuit électrique type d'un convertisseur Boost

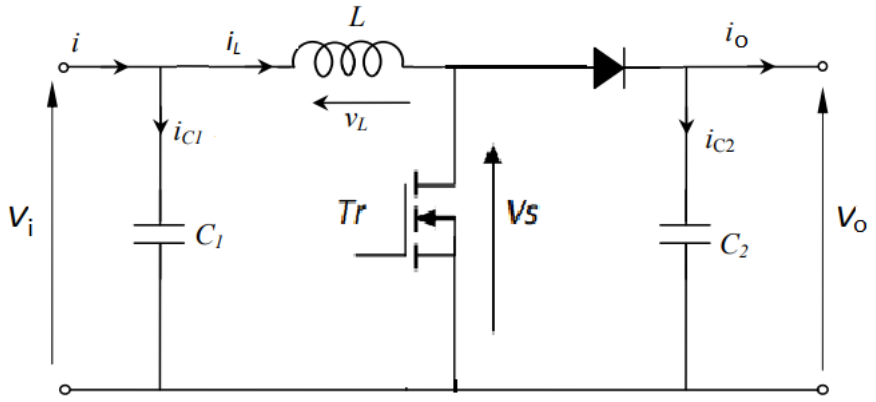


Figure II-14. *Circuit d'un convertisseur DC-DC Boost*

En mode de conduction continue, lorsque le commutateur T_r est fermé ($0 < t < dT_S$), la diode est polarisée en inverse donc ne laisse passer aucun courant, l'inductance connectée à l'entrée stocke l'énergie. Le courant traversant l'inductance augmente.

Quand le commutateur $\boldsymbol{T_r}$ est ouvert ($dT_S < t < T_S$), le courant emmagasiné dans l'inducteur passe par la diode et la tension de l'inducteur et la tension d'entrée sont additionnées donnant ainsi une tension de sortie V_o supérieure à la tension d'entrée.

Le rendement typique de ces convertisseurs est 70 % [130].

Les équations qui régissent le fonctionnement du Hacheur Boost en mode de conduction continue (modélisation par équations d'état) sont les suivantes [63] :

Pour $0< t < dT_S$ $\boldsymbol{T_r}$ à l'état ON

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \quad \text{(II-21)}$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -i_o(t) \quad \text{(II-22)}$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = v_i(t) \quad \text{(II-23)}$$

Pour $dT_S < t < T_S$ $\boldsymbol{T_r}$ à l'état OFF

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = i(t) - i_L(t) \quad \text{(II-24)}$$

$$I_{C2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \quad \text{(II-25)}$$

$$v_L(t) = L \frac{di_L}{dt} = v_i(t) - v_o(t) \quad \text{(II-26)}$$

Le système d'équations décrivant les caractéristiques stables (valeurs moyennes) [47].

$$I = I_L \quad \text{(II-27)}$$

$$I_o = (1-d)I_L \quad \text{(II-28)}$$

$$V_i = (1-d)V_o \quad \text{(II-29)}$$

Donc

$$I_o = (1-d)I \quad \text{(II-30)}$$

$$V_o = \frac{V_i}{(1-d)} \quad \text{(II-31)}$$

$$M = \frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{(1-d)} \quad \text{(II-32)}$$

En considérant les ondulations de la tension et du courant, on trouve les relations permettant de déterminer les valeurs des capacités et de l'inductance comme suit [47] :

$$C_1 = \frac{I - I_L}{2\triangle V_i} dT_S \quad \text{(II-33)}$$

$$C_2 = \frac{-I_o}{2\triangle V_o} dT_S \quad \text{(II-34)}$$

$$L = \frac{V_i}{2\triangle I_L} dT_S \quad \text{(II-35)}$$

Comme pour le convertisseur Buck, on a

$\triangle I_L$, $\triangle V_i$ et $\triangle V_o$ étant respectivement l'amplitude de l'ondulation du courant d'inductance, les amplitudes de l'ondulation de tension d'entrée et de sortie.

On prend généralement

$\triangle V_i$ est égale à 2% de la tension d'entrée.

$\triangle V_o$ est égale à 2% de la tension de sortie.

De même l'ondulation du courant d'inductance peut être calculée par

$$\triangle I_L = r \times I \quad \text{(II-36)}$$

Où r est le rapport d'ondulation du courant d'inductance, qui est optimal dans la plage [0,3, 0,5]

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le principe de fonctionnement d'un GPV et la topologie des systèmes photovoltaïques. Nous avons mis en évidence le caractère non linéaire du GPV et sa dépendance des conditions atmosphériques (surtout d l'irradiation solaire et la température) ainsi que la nécessité d'utilisation d'un étage d'adaptation pour pouvoir l'utiliser en fonctionnement optimal. Puis nous avons rappelé les schémas et le principe de fonctionnement des convertisseurs DC-DC les plus fréquemment utilisés dans les installations PV (hacheur Boost ou survolteur et hacheur Buck ou dévolteur).

Chapitre III : Modélisation et Dimensionnement de batteries de stockage

III.1. Introduction

Les systèmes hybrides (SH), associant plusieurs sources d'énergie et un système de stockage (combinant solaire, éolien, diesel et batterie par exemple), présentent une solution prometteuse pour surmonter le problème de l'intermittence des EnR. En effet de tels systèmes hybrides sont de plus en plus utilisés pour répondre aux besoins en électricité des sites isolés de petite et moyenne puissance garantissant une autonomie totale. L'association du solaire et de l'éolien permet d'exploiter la complémentarité de ces deux sources d'énergies qui sont les mieux partagées que ce soit à l'échelle journalière ou à l'échelle annuelle [132].

Le travail que nous présentons dans ce chapitre a été réalisé dans le cadre du projet GISER (Gestion Intelligente de Sources d'Énergies Renouvelables) financé par le CNRST (Centre National pour la Recherche Scientifique et Technique). Il consiste en le dimensionnement du stockage par batteries d'un système hybride PV/éolien/diesel de 3Kva [133, 134]. Et par la suite, la modélisation et la simulation d'un pack de batteries au Plomb [135]. Dans la dernière partie de ce chapitre, nous présentons une plate-forme matérielle et logicielle construite autour d'un Arduino Mega pour l'expérimentation de gestion de charge et décharge de batteries de stockage Plomb-acide [136].

III.2. Dimensionnement de batteries de stockage pour un système hybride de 3kVA

Le dimensionnement du stockage par batteries dans les systèmes hybrides (Comme nous l'avons présenté dans l'état de l'art du stockage par batterie au chapitre I) a fait l'objet de plusieurs travaux de recherches dont une grande partie réalise l'évaluation de la capacité de stockage optimale en se basant sur différents critères de minimisation. Ces méthodes se basent, soit sur l'étude statistique des données du gisement de production et de profil de consommation, soit utilisent des simulations dynamiques à l'aide de logiciels de dimensionnement comme HOMER [80]. Cependant peu de travaux détaillent le dimensionnement pratique des batteries se basant sur leurs prix et en comparant les technologies et les capacités disponibles sur le marché. Dans cette étude nous effectuons le dimensionnement pratique des batteries en nous basant sur leurs prix et en comparant les technologies et les capacités disponibles sur le marché. Afin de permettre un choix judicieux, nous avons effectué une étude économique basée sur le calcul du prix du kWh

stocké en fonction du prix de revient de la batterie et de sa durée de vie. Pour que ce prix soit le plus réaliste possible, nous avons pris en compte les pertes dans la batterie.

III.2.1. Présentation du système hybride étudié

Le système étudié est un système hybride de 3kVA élaboré dans le cadre du projet GISER et composé d'un générateur PV de 2,5kW crête, d'une éolienne de 1,5kVA, d'un ensemble de batteries de 1kW afin d'assurer les besoins en énergie électrique pendant la nuit et d'un générateur diesel de 1,5kVA comme alimentation de secours en absence de production PV-éolienne et si les batteries sont déchargées (figure III.1).

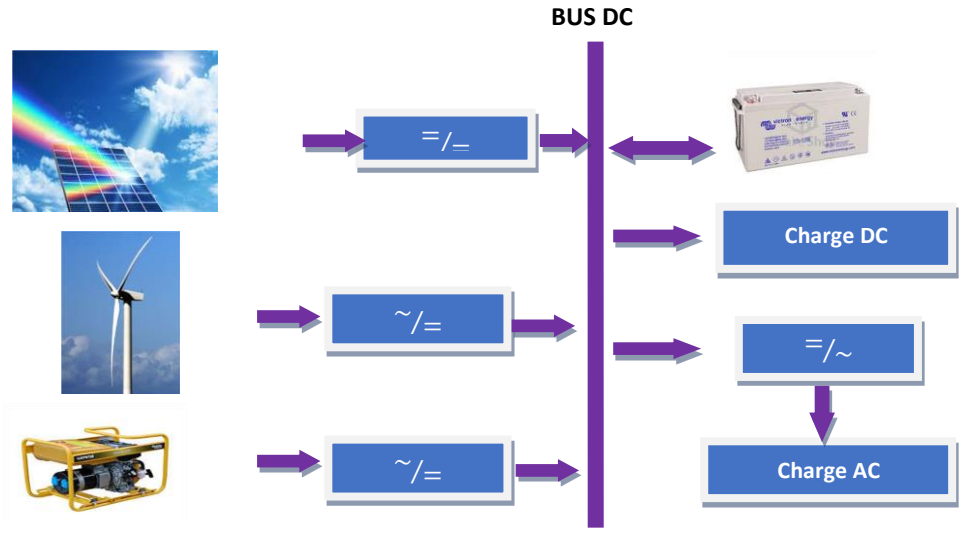


Figure III-1. *Structure du système hybride étudié*

III.2.2. Dimensionnement des batteries

Une fois la puissance globale de stockage fixée, le dimensionnement des batteries pour une utilisation donnée consiste à déterminer la capacité unitaire de la batterie adéquate (en se référant aux offres sur le marché) et le nombre de batteries nécessaire pour satisfaire les besoins énergétiques demandés, en respectant les contraintes imposées [137].

- ***Modèle de batterie considéré.***

Pour le dimensionnement, c'est surtout la capacité de stockage qui est importante ; donc nous prenons le modèle simple de batterie représenté sur la figure III.2. Avec E_o la tension à circuit ouvert de la batterie, R_{int} la résistance interne équivalente de la batterie, U_{bat} la tension aux bornes de la batterie et I_{bat} le courant délivré par la batterie.

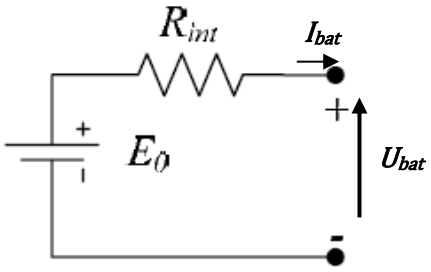


Figure III-2. *Modèle simple de batterie*

La puissance fournie par la batterie est exprimée par :

$$P_{bat} = U_{bat} \times I_{bat} \quad \text{(III-1)}$$

- ***Calcul du courant et de l'énergie totale à fournir par les batteries***

Pour assurer une puissance P_u = 1kW durant une période T=12h (la nuit entre 18h de l'après-midi et 6h du matin), le pack de batterie devrait fournir un courant I_{bat} et une énergie utile globale W_u donnée respectivement en A et en Wh par :

$$I_{bat} = \frac{P_u}{U_{bat}} = 83{,}33A \quad \text{(III-2)}$$

$$W_u = P_u.T = 12kWh \quad \text{(III-3)}$$

Avec U_{bat} la tension nominale des batteries fixée à 12V pour notre cas.

En divisant cette énergie utile par la tension nominale des batteries U_{bat} nous obtenons la capacité de stockage utile des batteries C_u en Ah

$$C_u = \frac{W_u}{U_{bat}} = 1000\text{Ah} \quad \text{(III-4)}$$

- ***Dimensionnement***

Le dimensionnement des batteries s'effectue à partir de la capacité maximale de stockage C_{bat} dont l'expression en fonction de la capacité de stockage utile est donnée par la formule suivante [138] :

$$C_{bat} = \frac{C_u}{DOD.f_t} \quad \text{(III-5)}$$

Avec C_{bat} : Capacité de stockage des batteries en Ah, DOD : Profondeur de décharge maximale admissible par les batteries et f_t : Facteur de réduction de température donné par :

$$f_t = \frac{C}{C_0} = 0{,}01035 \times T_a + 0{,}724 \quad \text{(III-6)}$$

C : Capacité de la batterie à la température T_a(en °C)

C_0: Capacité de la batterie à la température 26,7 °C

Donc la capacité de stockage des batteries à installer, dépend à la fois de la capacité de stockage utile, de la profondeur de décharge maximale admissible par les batteries considérées et de la température d'utilisation.

Nous considérons une température d'utilisation de 30°C et une profondeur de décharge de 80%, donc la Capacité de stockage des batteries dans notre cas sera :

$$C_{bat} = 1208{,}3Ah \quad \text{(III-7)}$$

Si C_{nom} est la capacité nominale d'une batterie, le pack de batterie sera constitué de N_{bat} batteries associées en parallèle et calculé par :

$$N_{bat} = \frac{C_{bat}}{C_{nom}} \quad \text{(III-8)}$$

- ***Aspects technico-économiques***

Pour choisir la technologie et la capacité nominale des batteries à utiliser, nous avons réalisé une étude économique. Comme première étape de cette étude nous avons établi une base de données pour le dimensionnement des batteries en nous référant aux données des différents sites Web spécialisés dans la vente des batteries [49, 139-140].

Tableau III-1: *Principales caractéristiques des batteries considérées*

Technologie de batterie		Caractéristiques principales
Plomb-Acide Disponibilité sur le marché Prix faible	AGM (Absorbent Glass Mat)	Faible densité de puissance Faible durée de vie (200 à 900 cycles)
	GEL	Faible densité de puissance Durée de vie de 300 à 1300 cycles
Lithium Propositions limitées sur le marché Prix élevé	Lithium ion	Grande densité énergétique Grand nombre de cycle (1500 à 2500). Risque d'explosion
	Lithium fer phosphate (LiFePO4)	Grande densité énergétique Grand nombre de cycle (2000 à 5000). Entièrement stable

Pour cette étude nous avons pris en considération les principales technologies de batterie qui se trouve sur le marché et qui sont les batteries GEL, Les batteries AGM, les batteries AGM à cyclage profond, les batteries lithium-ion et les batteries lithium fer phosphate dont les principales caractéristiques sont rappelées dans le tableau III.1. Mais pour ces deux dernières, les propositions de prix sont très limitées.

Pour les capacités nominales, nous avons pris des capacités entre 80Ah et 220Ah. Puis nous avons réalisé un programme Matlab calculant :

- Le nombre de batteries N_{bat} nécessaires pour assurer une puissance de stockage P_u selon l'équation (III-8).
- Le prix du kWh stocké en fonction du prix de la batterie (Pr_{bat}), sa durée de vie en nombre de cycle (Ncy), de la profondeur de décharge (DOD) et de la capacité nominale C_{nom} pour l'équation (III.9) et la capacité totale C_{bat} pour l'équation (III-10).

$$Pr = \frac{Prbat}{C_{nom} \times U_{bat} \times DoD \times 2 \times Ncy \times 10^{-3}} \quad \text{(III-9)}$$

$$Pr_t = \frac{Prbat \times N_{bat}}{C_{bat} \times U_{bat} \times DOD \times 2 \times Ncy \times 10^{-3}} \quad \text{(III-10)}$$

Le facteur 2 est utilisé pour prendre en compte la charge et la décharge de l'accumulateur [132].

Les résultats obtenus sont représentés sur les figures III.3 à III.6 suivantes :

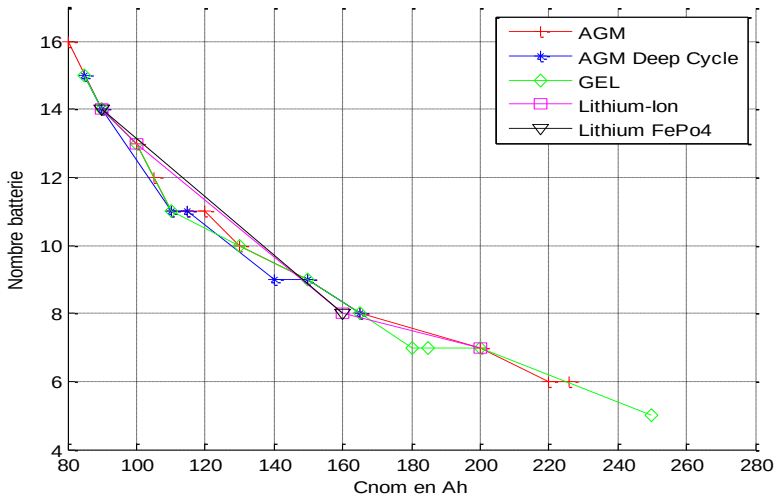


Figure III-3. *Nombre de batteries nécessaire pour assurer une puissance de stockage P_u=1kW et C_{bat}=1208,3Ah*

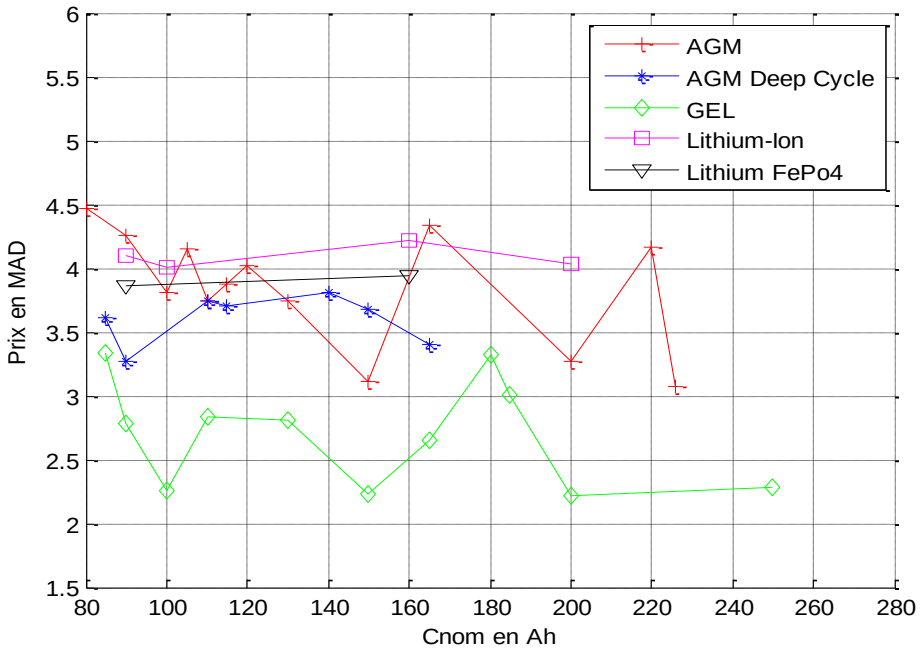


Figure III-4. *Prix du kWh stocké en fonction de la capacité nominale des batteries et pour les 4 technologies considérées* ***(C_{nom}).***

Si on considère la figure III.3, nous constatons que le nombre de batteries diminue lorsque la capacité nominale augmente. Pour des raisons d'encombrement, nous voulons limiter le nombre de batteries à 10 batteries maximum nous devrions donc choisir une capacité nominale supérieure à 130Ah.

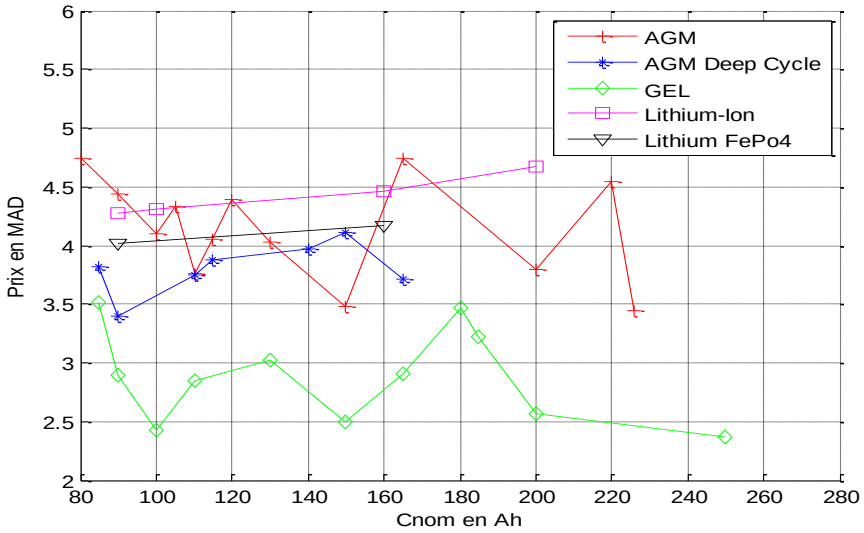


Figure III-5. *Prix du kWh stocké en fonction de la capacité nominale des batteries et pour les 4 technologies considérées* ***(C_{bat})***

En se basant sur les courbes des figures III.4 et III.5, nous constatons que les batteries de technologie GEL présentent le prix du kWh le plus bas. Particulièrement

celles de capacité nominale 100Ah, 150Ah et 200Ah. La légère différence de prix entre les deux courbes s'explique par le fait que le nombre de batteries calculées est arrondi au nombre entier le plus proche.

En se référant au modèle de batterie de la figure III.2 nous pouvons calculer les pertes dans la batterie par :

$$Ls_{bat} = R_{int} \times {I_{bat}}^2 \quad \text{(III-11)}$$

Or les résistances internes des différentes batteries considérées sont inférieures à 6 mΩ [139, 140]. Donc pour le calcul des pertes batteries nous utiliserons pour toutes les batteries $R_{int} = 6\ m\Omega$.

D'après (III.2) et (III.11) nous avons au maximum :

$$Ls_{bat} = 41{,}6\ W \quad \text{(III-12)}$$

Ce qui correspond à une énergie dissipée W_{dp} en 12h de

$$W_{dp} = 500Wh \quad \text{(III-13)}$$

Pour tenir compte des pertes batteries dans le calcul du prix du kWh stocké, l'équation (III.10) devient :

$$Pr_{md} = \frac{Prbat \times N_{bat}}{(C_{bat} \times U_{bat} - W_{dp}) \times DoD \times 2 \times Ncy \times 10^{-3}} \quad \text{(III-14)}$$

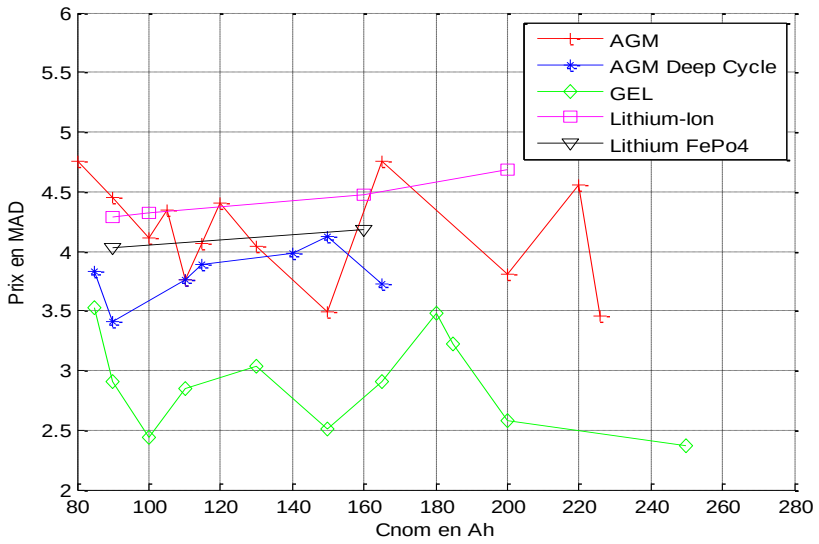


Figure III-6. *Prix du kWh stocké en fonction de la capacité nominale des batteries et pour les 4 technologies considérées, calculé en tenant compte des pertes dans les batteries*

En introduisant les pertes batteries dans le calcul du prix du kWh stocké, nous constatons une très légère augmentation du prix de l'ordre de 3,5% (les courbes sur les figures III.5 et III.6 sont presque identiques) car les pertes ne représentent que 4,16%.

D'après les résultats obtenus, deux solutions apparaissent clairement, soit 7 batteries GEL de 200 Ah de capacité nominale, soit 9 batteries GEL de 150 Ah de capacité nominale.

III.3. Modélisation et simulation d'un pack de batteries au Plomb pour un système hybride de 3kVA

Comme nous l'avons vu dans le chapitre I, les batteries au plomb étaient et sont toujours largement utilisées pour stocker l'énergie renouvelable intermittente produites par les générateurs photovoltaïques et éoliens des systèmes hybrides de petite et moyenne puissance. L'intégration de ces batteries dans les systèmes hybrides (pour une utilisation et une gestion optimale) nécessite l'étude du comportement de ces batteries ainsi que la détermination de leurs caractéristiques. En effet, la connaissance de ces données permet une meilleure gestion et une exploitation totale du potentiel des batteries leur garantissant ainsi une durée de vie plus longue, donc un coût d'exploitation moins élevé. La modélisation et la simulation permettent d'effectuer cette étude du comportement et de prédire les performances des batteries avec un gain considérable en temps et en matériel.

Dans cette section nous présentons la modélisation d'un pack de batterie servant au stockage de l'énergie intermittentes d'un système hybride de 3 kVA introduit dans la section précédente et constitué d'un générateur PV de 2,5 kW de crête, d'une éolienne de 1,5 kVA, d'un pack de batterie de 1 kW et d'un générateur diesel de 1,5 kVA (figure III.1). Ce pack est constitué d'un ensemble de batterie au plomb type Gel dont le dimensionnement a été effectué dans [134] et présenté dans la section précédente. Pour cela nous allons passer en revue quelques modèles de batteries au plomb dans le but de sélectionner le modèle approprié donnant une caractéristique de décharge similaire à la caractéristique du fabricant.

III.3.1. Modèles de batteries au plomb

Comme nous l'avons présenté dans l'état de l'art du stockage par batterie du chapitre I, il existe de nombreuses études réalisées dans la littérature, modélisant les batteries chimiques et particulièrement les batteries au plomb avec différents niveaux de complexité. Ici nous nous intéressons surtout aux modèles à circuit électrique qui sont utiles pour représenter les caractéristiques électriques des batteries. Vue la multitude des modèles en littérature, nous nous limiterons à un échantillon de modèle les plus répondus dans la littérature.

De nombreux modèles à circuit électrique de batteries au plomb ont été développés. Ils décrivent l'évolution de la tension en fonction de la variation de la résistance interne. La plupart des modèles proposés se basent sur l'identification expérimentale des paramètres intrinsèques de chaque type de batterie [144]. Le modèle de batterie le plus simple est le modèle générique avec résistance interne constante représenté sur la figure III.7(a) [145]. La version modifiée de ce modèle considère une résistance interne variable en fonction de l'état de charge de la batterie. Le modèle (CIEMAT) établi par le "Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas " est basé sur le circuit de la figure III.7(b). Ce circuit équivalent est composé d'une source de tension V_{oc} en série avec une résistance interne R dont leurs caractéristiques dépendent de la température interne (T) et de l'état de charge de la batterie (SOC). Les formulations mathématiques de la source de tension V_{oc} et de la résistance interne R sont données dans [58,144]. L'avantage de ce modèle est sa capacité à s'adapter à une large gamme de batteries au plomb et nécessite peu de paramètres [51].

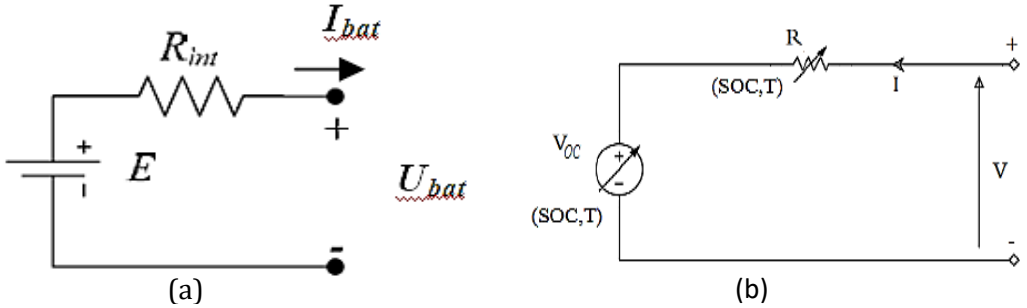


Figure III-7. *Schémas équivalent de batterie : (a) Modèle Générique Simple (b) Modèle CIEMAT [145]*

L'un des modèles de batterie les plus couramment utilisés aussi est le modèle de Thevenin (figure III.8(a)). Ce modèle est constitué d'une source de tension E_0 qui équivaut à la tension à vide idéale de la batterie, d'une résistance interne (R), d'une capacité (C_0)

correspondant à la capacité entre l'électrolyte et les électrodes et une résistance de surtension (R_0) due à la résistance non linéaire du contact de la plaque avec l'électrolyte [145]. Le principal inconvénient du modèle de batterie Thevenin est que tous les éléments sont supposés constants. Le modèle de Thevenin modifié est donné sur la figure III.8(b). Ce modèle prend en compte les caractéristiques non linéaires de la tension en circuit ouvert et de la résistance interne. Bien que ce modèle soit meilleur que le modèle de Thevenin original, il ne tient pas compte de l'effet de capacité tel que les conditions de courant transitoire qui se produisent dans la batterie [145].

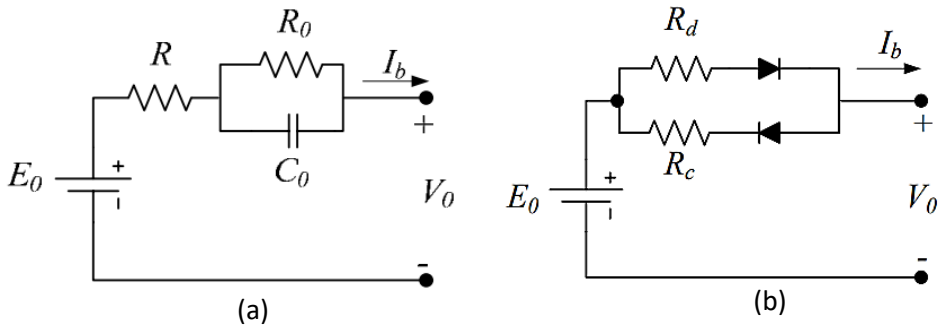


Figure III-8. *Schémas équivalent de batterie : (a) Modèle de Thevenin (b) Modèle de Thevenin modifié [145]*

Un modèle dynamique amélioré basé sur le modèle équivalent de Thevenin modifié a été introduit par [142] (figure III.9). Le courant électrique, noté I_b circule à travers R_{ch} pendant la charge et à travers R_{dch} pendant la décharge, Les pertes d'autodécharge dans la batterie sont modélisées par R_{sd}. Les caractéristiques dynamiques de la batterie dépendent du SOC de la batterie, du taux de charge/décharge et de la température de l'électrolyte. Les paramètres du modèle sont dérivés utilisant des techniques d'ajustement de courbe.

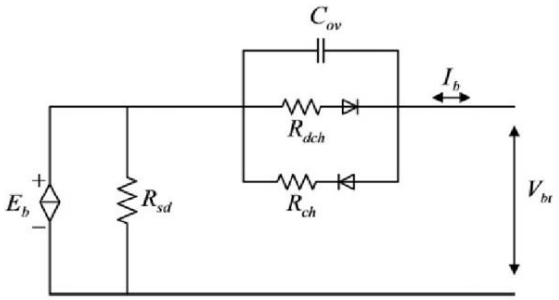


Figure III-9. *Schéma équivalent du Modèle de batterie dynamique [142]*

Massimo Ceraolo dans [85] a défini un model dynamique des batteries plomb-acide à structure générale à partir de laquelle des modèles spécifiques peuvent être déduits,

ayant différents degrés de complexité (figure III. 10). Par la suite, Il a développée en détail la mise en œuvre du modèle dynamique du troisième ordre, qui montre un bon compromis entre complexité et précision. Les implications pratiques de l'utilisation de ces modèles sont discutées dans [87], ainsi que des procédures d'identification des paramètres du modèle impliquant des tests de laboratoire et les données fournies par le fabricant sont établie.

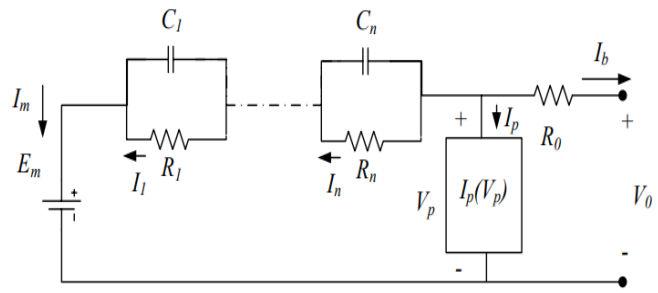


Figure III-10. *Modèle dynamique général de Ceraolo [85]*

Le circuit électrique équivalent du modèle dynamique du troisième ordre de Ceraolo est montré dans la figure III.11. Il contient deux branches : branche principale et branche parasite. La branche principale représente le comportement dynamique de la batterie dans la plupart des conditions et la branche parasite tient compte du comportement de la batterie pendant le processus de charge et à la fin celui-ci. Les résistances et capacités représentées sont fonction de l'état de charge de la batterie et de la température de l'électrolyte.

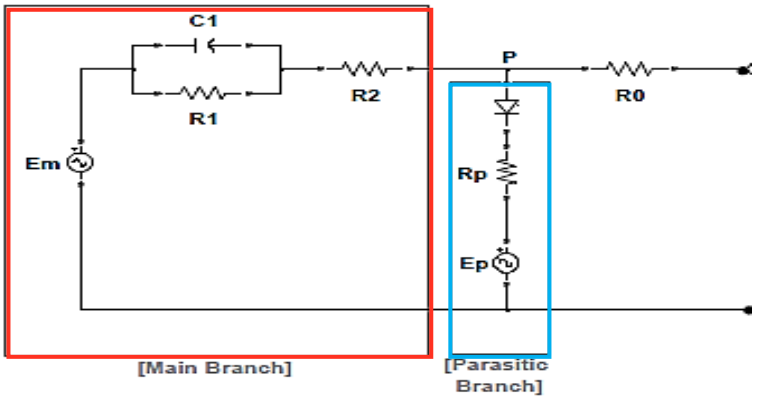


Figure III-11. *Modèle dynamique 3ème ordre de Ceraolo [87]*

Pour la suite de cette partie, nous avons choisi d'étudier et de simuler deux modèles de différent degré de complexité : un simple (Modèle Générique Simple) et un dynamique (Modèle dynamique 3ème ordre de Ceraolo).

III.3.1.1. Modèle Générique Simple de Batterie

Comme nous l'avons vu plus haut, dans le modèle générique simple, la batterie est modélisée à l'aide d'une simple source de tension contrôlée en série avec une résistance constante figure III.7(a) [141]

Où

R_{int} : Résistance interne équivalente de la batterie(Ω),

U_{bat} : Tension aux bornes de la batterie (V)

I_{bat} : Courant batterie (A)

E : Tension à circuit ouvert de la batterie donnée par :

$$E = E_0 - K\frac{Q}{Q - \int idt} + A\,exp(-B\int idt) \quad \text{(III-15)}$$

E_0 = constante de tension de la batterie (V),

K = tension de polarisation(V)

Q = capacité de la batterie (Ah),

$\int$ idt= charge réelle de la batterie (Ah)

A = constante (V), B = constante $(Ah)^{-1}$

Ce modèle de tension incorpore indirectement les effets de la température à travers la capacité de la batterie. Les paramètres du modèle sont extraits des fiches techniques de la batterie fournie par le constructeur [147].

III.3.1.2. Modèle dynamique du troisième ordre de Ceraolo

Le circuit électrique équivalent du modèle est montré dans la figure III.11.

Où:

R_0 : Résistance terminale, R_1 : Résistance 1 de la branche principale

R_2 : Résistance 2 de la branche principale, C_1: Capacité de la branche principale

R_P: Résistance de la branche parasite

E_P: Tension de la branche parasite

E_m : Tension à circuit ouvert de la batterie (FEM)

Les équations dynamiques du modèle représentent le processus de stockage de charge dans la batterie et le chauffage de l'électrolyte sont décrits en détail dans [85] et [146]:

$$E_m = E_{m0} - K_E(273 + \theta_e)(1 - SOC) \quad \text{(III-16)}$$

$$R_0 = R_{00}\,[1 + A_0(1 - SOC)\,] \quad \text{(III-17)}$$

$$R_1 = -R_{10}\ ln(DOC) \quad \text{(III-18)}$$

$$C_1 = {}^{\tau_1}/_{R_1} \quad \text{(III-19)}$$

$$R_2 = R_{20}\,\frac{exp[A_{21}(1-SOC)]}{1+exp(A_{22}I_m/I^*)} \quad \text{(III-20)}$$

Où:

E_{m0} : la tension à circuit ouvert à pleine charge

θ_e : température de l'électrolyte en ° C

I_m : courant de la branche principale

I* : courant nominal de la batterie

τ_1 : constante de temps de branche principale en secondes

SOC: état de charge de la batterie, DOC: Profondeur de charge de la batterie

K_E , R_{00} , R_{10} , R_{20} , A_0 , A_{21} , A_{22} Constantes qui dépendent des paramètres de la batterie

Charge extraite :

$$Q_e(t) = Q_{e\_init} + \int_0^t -I_m(\tau)\,d\tau \quad \text{(III-21)}$$

Capacité totale :

$$C(I,\theta) = \frac{K_c C_o{}^* K_t}{1+(K_c-1)(I/I^*)^{\delta}} \quad \text{(III-22)}$$

$$SOC = 1 - \frac{Q_e}{C(0,\theta)} \quad \text{(III-23)}$$

$$DOC = 1 - \frac{Q_e}{C(I_{avg},\theta)} \quad \text{(III-24)}$$

Où :

Q_{e_init} : charge extraite initiale en Amp-secondes

C_0* : capacité à vide à 0 ° C en Amp-secondes

I : courant de décharge de la batterie

I* : courant nominal de la batterie

I_{avg}: courant de décharge moyen

K_t, K_c, δ : constantes

III.3.2. Sélection du modèle

III.3.2.1. Données du constructeur

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, pour le dimensionnement du pack de batteries de stockage pour le système hybride de 3kVA, deux solutions ont été privilégiées :

- 9 batteries GEL de 150 Ah de capacité nominale connectées en parallèle (Battery1).
- 7 batteries GEL de 200 Ah de capacité nominale connectées en parallèle (Battery2).

Batterie1 : 12V 150Ah GEL cyclage profond d'ULTRACELL répertorié comme UCG 150-12 (Annexe A) [49].

Batterie2 : 12V 200Ah GEL cyclage profond d'ULTRACELL répertorié comme UCG 200-12 (Annexe A) [49].

Le tableau III-2 résume les données du fabricant pour la batterie 1 et la batterie 2. La caractéristique de décharge donnée par le fabricant est illustrée sur la figure III.12. La ligne en pointillés sur la courbe indique la tension minimale à la décharge recommandée.

Tableau III-2: *Données du fabricant pour la batterie 1 et la batterie 2 [49]*

Batteries	**Tension Nominale (V)**	**Capacité Batterie**		**Résistance Interne (mΩ)**
		20hr, 25°C	10hr, 25°C	
Batterie 1	12	156,0 AH / 8,04A	150.0 AH / 15,0A	3,24
Batterie 2	12	208,0 AH / 10,0A	200,0 AH / 18,6A	2,5

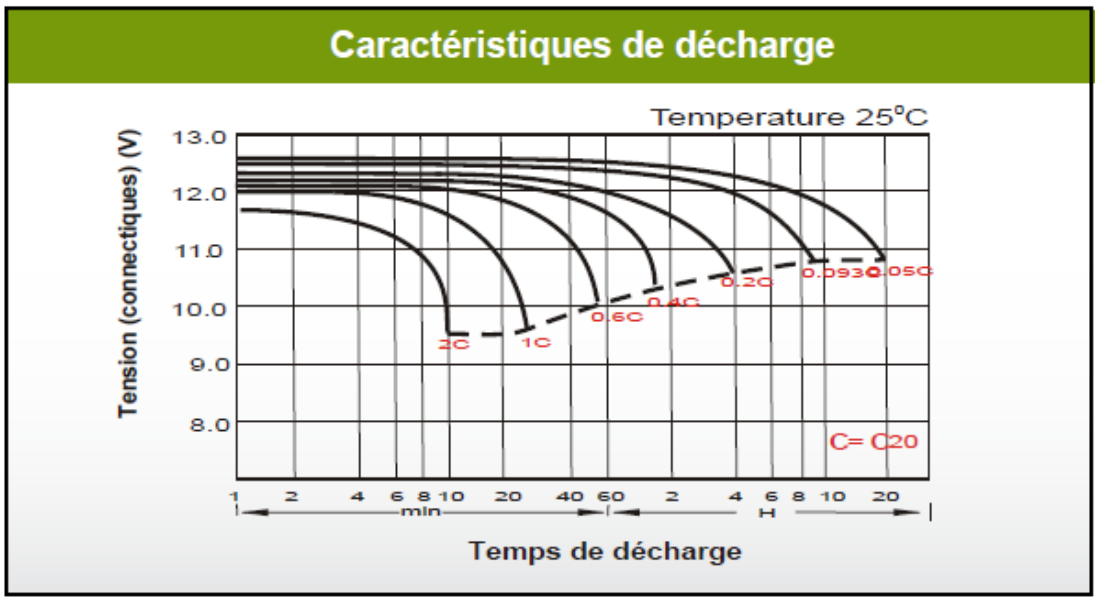


Figure III-12. *Caractéristiques de décharge pour la batterie 1 et la batterie 2 fournie par le constructeur [49]*

La batterie devrait fournir une capacité minimale totale utile $C_u = 1000Ah$ et un courant de batterie $I_{bat} = 83,33A$ pendant 12 heures sous une tension $U_{bat} = 12\ V$. Donc, le courant que doit fournir une batterie1 est $I_1 = 9,3A = 0,062C$ et le courant qu'une batterie2 doit fournir est $I_2 = 11,9A = 0,060C$.

III.3.2.2. Résultats de la simulation

Pour chacun des deux modèles proposés et pour les deux types de batteries considérés, nous avons réalisé une simulation sous Matlab/Simulink à courant de décharge constant. Les valeurs de courant choisies sont résumées dans le tableau III.3.

Le courant I_1 est le courant correspondant à un temps de décharge de 10h (correspondant à C_{10}).

Le tableau III-4 est extrait des caractéristiques de décharge pour la batterie 1 et la batterie 2.

Tableau III-3*: Valeurs de Courant de décharge choisies*

Courant de décharge	I_0=0,2 C	I_1	I_2
Batterie 1	30 A	15 A (0,1C)	9,3 A
Batterie 2	40 A	18,6 A(0,093C)	11,9 A

Tableau III-4: *Caractéristiques des batteries pour les Courant de décharge choisies*

Courant de décharge		**I_0=0,2 C**	**I_1**	**I_2**
Temps de décharge	Batterie 1	4h	8h30 mn	14h
	Batterie 2	4h	9h	14h
Tension de charge complète (V)	Batteries 1& 2	12,32	12,52	12,55
Tension minimale à la décharge recommandée (V)	Batteries 1& 2	10,6	10,8	10,8

Après simulation, nous avons obtenu les courbes représentées sur les figures III.13 à III.16. Pour l'ensemble de la simulation, la décharge est effectuée jusqu'à SOC = 20%.

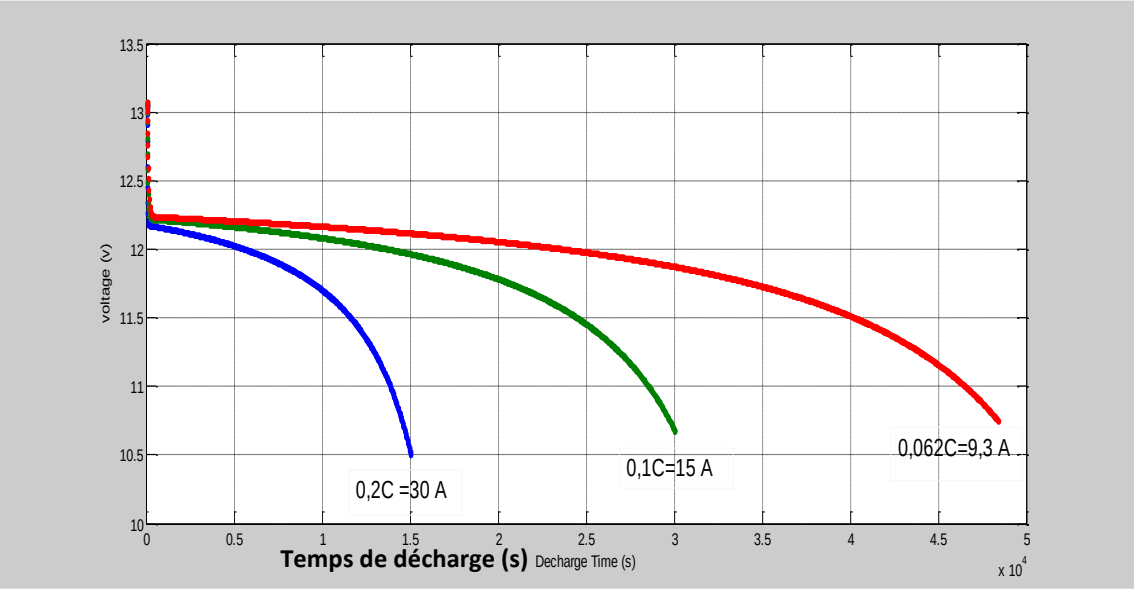


Figure III-13. *Réponse de simulation du modèle générique correspondant à la batterie 1*

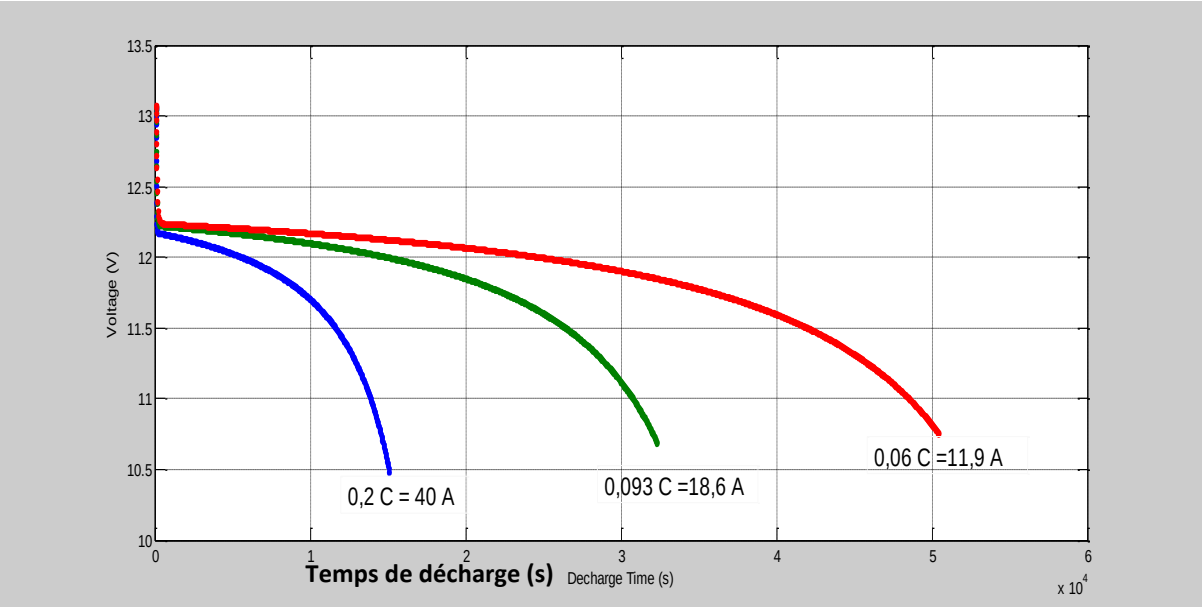


Figure III-14. *Réponse de simulation du modèle générique correspondant à la batterie 2*

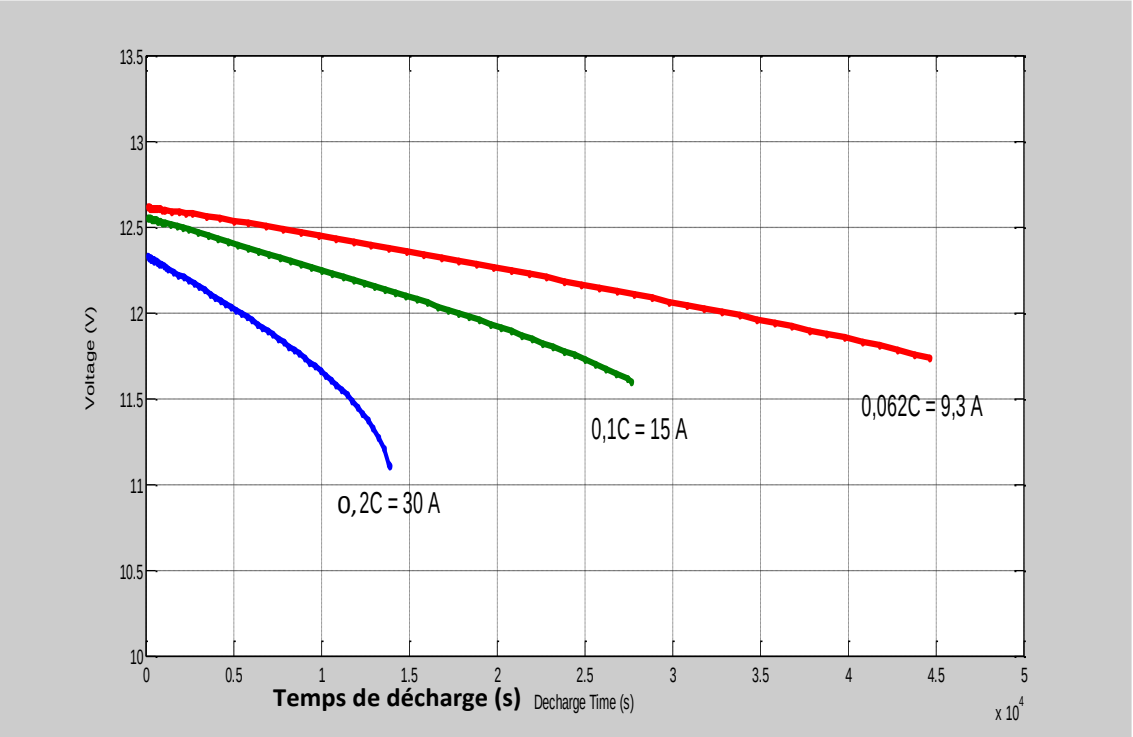


Figure III-15. *Réponse de simulation du modèle dynamique du troisième ordre correspondant à la batterie 1*

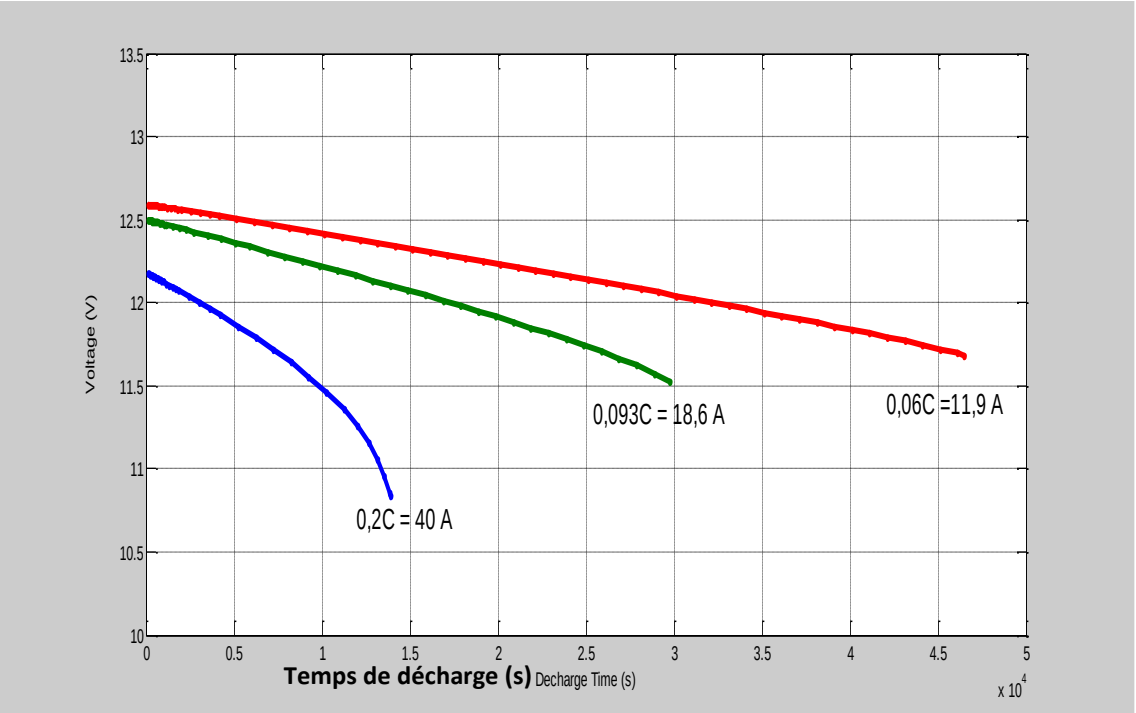


Figure III-16. *Réponse de simulation du modèle dynamique du troisième ordre correspondant à la batterie 1*

III.3.2.3. Discussion des résultats

À partir des résultats de la simulation, nous voyons que les deux modèles considérés produisent des courbes similaires à celle fournie par le fabricant.

Pour une comparaison plus précise, nous avons considéré 3 données : temps de décharge, tension de charge complète et tension pour SOC = 20%.

Le tableau III-5 résume ces données pour le modèle générique et le tableau III-6 résume ces données pour le modèle dynamique du troisième ordre.

Tableau III-5 : *Résumé des résultats de simulation pour le modèle générique*

Courant de décharge		**I_0=0,2 C**	**I_1**	**I_2**
Temps de décharge	Batterie 1	4h10mn	8h20mn	13h20mn
	Batterie 2	4h10mn	8h50 mn	13h50mn
Tension de charge complète (V)	Batterie 1	12,8	12,8	12,8
	Batterie 2	12,8	12,8	12,8
Tension pour SOC=20% (V)	Batterie 1	10,6	10,8	10,8
	Batterie 2	10,6	10,8	10,9

Tableau III-6 : *Résumé des résultats de simulation pour le modèle dynamique de troisième ordre*

Courant de décharge		**I_0=0,2 C**	**I_1**	**I_2**
Temps de décharge	Batterie 1	3h52mn	7h40mn	12h32mn
	Batterie 2	3h52mn	8h12 mn	12h55mn
Tension de charge complète (V)	Batterie 1	12,4	12,5	12,6
	Batterie 2	12,3	12,5	12,6
Tension pour SOC=20% (V)	Batterie 1	11,1	11,7	11,8
	Batterie 2	10,9	11,5	11,7

Après avoir comparé les tableaux III-5 et III-6 avec le tableau III-4, nous constatons que :

• Pour le temps de décharge, les deux modèles donnent des valeurs proches des valeurs du constructeur avec une erreur moyenne de 3% pour le modèle générique et de 7,5% pour le modèle dynamique du troisième ordre.

• Pour une tension de charge complète : Le modèle générique a le même comportement pour les différents courants de décharge considérés : il passe instantanément de 13V à 12,3V au début de la décharge de la batterie, ce qui ne colle pas aux caractéristiques du fabricant. D'un autre côté, le modèle dynamique du troisième ordre donne des valeurs très proches de celles du constructeur avec une erreur inférieure à 0,6%.

• Considérant la tension pour SOC = 20%, les deux modèles donnent des valeurs différentes mais supérieures ou égales à la limite donnée par le constructeur.

Les deux modèles considérés permettent donc une reproduction assez fidèle de la caractéristique de décharge de la batterie plomb. Le modèle générique présente un bon compromis entre complexité et précision car ce modèle nécessite peu de paramètres et peut être facilement simulé sur Matlab/Simulink. Mais il ne tient pas compte de la variation de la résistance interne de la batterie pendant la charge et la décharge. Le modèle dynamique du troisième ordre présente une meilleure précision, notamment pour la détermination de la tension de pleine charge. Mais ce modèle nécessite plusieurs paramètres dont dépend sa précision et ils ne sont généralement pas disponibles sur les fiches de données. Donc, pour modéliser notre batterie, nous choisissons le modèle générique en raison de sa simplicité.

III.4. Systèmes de gestion de charge des batteries au Plomb

Comme nous l'avons vu précédemment, Les batteries de stockage au Plomb sont une partie essentielle des installations PV de petite ou moyenne puissance permettant de maintenir l'équilibre entre la demande et la production intermittente des GPV. Ces batteries fournissent des solutions flexibles de gestion de l'énergie qui peuvent améliorer la qualité et l'énergie des systèmes PV. Mais ces batteries représentent la plus grande part du budget d'une installation PV dû à leur durée de vie limitée causée par les conditions opératoires pénalisantes qu'elles subissent liées à la nature de cette énergie PV [148]. L'utilisation d'un système de gestion de batteries permet d'optimiser l'utilisation de ces batteries, de garantir leur sécurité et la fiabilité de leur fonctionnement toute en les protégeant contre les dommages éventuels qui peuvent se produire lors de leur utilisation. Ces systèmes de gestion permettent ainsi de prolonger la durée de vie des batteries ce qui réduit significativement les coûts d'exploitation des installations PV.

III.4.1. Système de gestion de batterie

Un système de gestion de batterie (BMS : Battery management system) englobe plusieurs fonctions dont les principales sont [149 -152] :

- Le contrôle de la charge/décharge de la batterie et sa protection contre les surcharges et les décharges profondes ainsi que contre les dérives de température et de courant.
- La surveillance des paramètres de la batterie, tels que la tension, la température, le courant de charge et de décharge, éventuellement la détermination de l'état de charge (SOC) et de l'état de santé (SOH) de la batterie.
- La gestion efficace de l'énergie photovoltaïque en équilibrant le flux de puissance du système PV à la batterie.
- Le maintien de la batterie dans un état adéquat pour répondre aux exigences fonctionnelles

III.4.2. Techniques de gestion de charge des batteries au Plomb

Différentes façons existe pour charger une batterie et de nombreux algorithmes de charge ont été développés pour améliorer la méthode de charge de la batterie au plomb.

Ces méthodes de gestion se basent sur la limitation de la tension et du courant de la batterie à des valeurs prédéfinies afin d'éviter sa dégradation. En effet un mode de charge approprié est important pour obtenir une durée de vie optimale quelles que soient les conditions d'utilisation de la batterie [153].

Au début, la plupart des systèmes photovoltaïques géraient les batteries selon la méthode de charge en tout ou rien (ON-OFF), méthode classique et simple à mettre en œuvre. Les méthodes actuelles sont basées sur la technique MLI contrôlée par logiciel. Les régulateurs à technique MLI sont rapide et efficace et permettent d'atteindre 100% de l'état de charge de la batterie, contre 70% pour les anciens régulateurs. De nos jours, les techniques à base MLI sont les plus utilisées dans les installations autonomes [138,154].

Les protocoles de charge usuels sont : Charge à tension constante et charge à courant constant [148]. Les algorithmes les plus utilisés procurant de bonnes performances sont représentés sur la figure III.17 [155,156] :

- Charge en 2 temps où une phase de charge à courant constant est suivie d'une phase de charge à tension constante, (Figure III-17. a)
- Charge en 3 temps où une phase de charge à courant constant est suivie par deux phases de charge à tension constante, (Figure III-17. b)

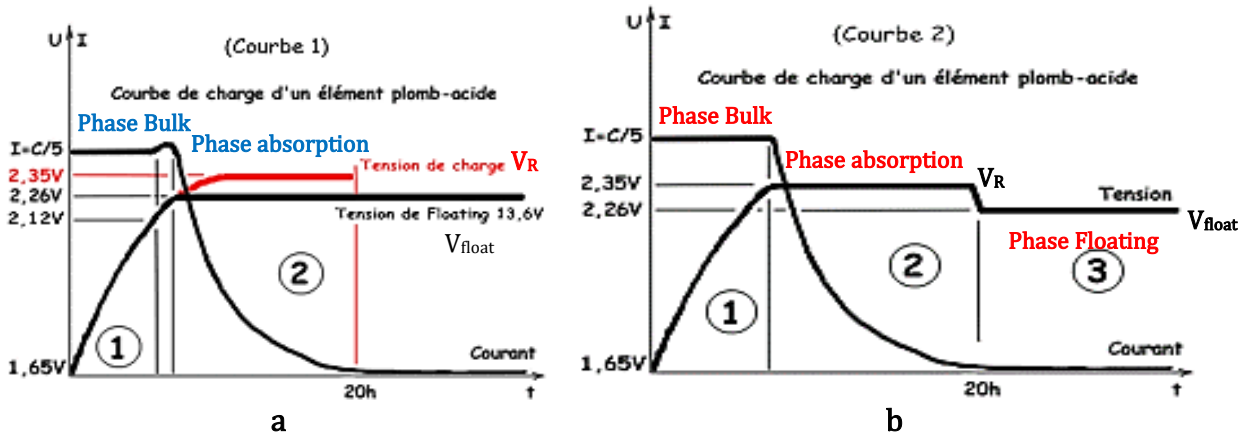


Figure III-17. *Protocole de charge de la batterie au plomb : a- en 2 temps ; b- en 3 temps [156]*

- 1er temps est la phase Bulk, Charge à courant constante : dans cette phase la batterie est chargée à un courant relativement élevé qui correspond au courant maximale fourni par le générateur PV (maximum de sa puissance), sans dépasser la limite de courant toléré par la batterie. La tension augmente progressivement jusqu'à atteindre la tension de régulation **V_R**, appelé aussi tension d'absorption (dépend de la technologie de la batterie et de sa température elle est de l'ordre de

2,35 V par élément à 25°C pour une batterie Gel). En général, le courant de charge est limité à 20% (1/5 pour les batteries liquide) jusqu'à 40% (1/2,5 pour les batteries gel ou AGM) de la capacité nominale [157].

- Le 2ème temps est la phase d'absorption : Charge forcée à tension constante (V_R) où durant cette phase, la batterie absorbe de l'énergie. Le courant absorbé diminue pendant cette phase. Quand ce courant est inférieur à C/100, La batterie est considérée chargée.
- Le 3ème temps correspond à la phase Floating ou charge d'entretien, cette phase consiste à appliquer à la batterie une tension constante (tension de floating : V_{float}) très proche de la tension de la batterie au repos pour la maintenir à 100 % de charge et contrer le phénomène d'auto décharge qui peut conduire à la sulfatation de la batterie (entre 2,25 V et 2,28 V par élément à 25 °C pour une batterie AGM).

Les valeurs de tension qui déterminent le passage d'une phase à l'autre dépendent de la technologie de la batterie et de sa température. En effet l'activité électrochimique de la batterie est fortement dépendante de la température. A haute température, une batterie accepte facilement la charge et commence sa gazéification à tension plus basse. Au contraire les batteries utilisées dans des climats froid se chargent plus difficilement.

Les données fournies par le constructeur sont établies pour une température de 25°C. Pour les températures supérieures ou inferieures à cette température, nous devons procéder à une compensation des valeurs constructeur de ± 0.005V/°C par élément de 2v selon la relation empirique suivante [153] :

$$V = V_{25} - 0{,}005 \times (T - 25) \qquad \text{(III-25)}$$

Avec

V_{25} : tension par élément de batterie à 25 °C

V : tension par élément de batterie à la température T en °C.

T : température en °C

Tableau III-7 : *Exemples de tension d'absorption et de tension de floating pour différent type de batterie à 25 °C [153].*

Type de batterie	Tension d'absorption	Tension de floating
Plomb ouvert	14.8V	13.8V
Fermé ou AGM	14.4V	13.5V
Gel	14.1-14.4V	13.3V

III.4.3. Plateforme de gestion de charge de batterie PV basée sur Arduino

L'utilisation de systèmes embarqués tels que les cartes Arduino, simplifie considérablement les schémas électroniques et minimise l'utilisation de composants, réduisant ainsi le coût des systèmes de gestion de batterie. Ces cartes permettent une simplicité d'utilisation et une rapidité de développement et de prototypage. De plus, ces cartes de développement comportent un certain nombre de circuits auxiliaires tels que des connecteurs, des interrupteurs, des afficheurs, des capteurs, etc., qui permettent de tester et de valider des applications en moins de temps et avec peu d'efforts.

Dans la littérature, plusieurs ouvrages traitent du développement de système de gestion de batterie. Dans [149], les auteurs conçoivent un BMS pour surveiller et contrôler la charge/décharge de la batterie à l'aide du microcontrôleur PIC18F4515. Dans [158] et [159], un BMS pour un système d'énergie solaire avec batterie au plomb est discuté. Le BMS décrit dans [159] vise à optimiser l'utilisation de la batterie, à prolonger la durée de vie de la batterie, rendant le système global plus fiable et plus rentable. Le suivi du point de puissance maximale a également été intégré dans le BMS. Un contrôleur de charge de batterie à méthode simple a été conçu pour protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes dans [160] où le contrôle du processus est confié à la carte Arduino Uno, pour simplifier le matériel requis et pour fournir un outil de gestion intelligent. Les auteurs dans [161] présente la conception et le développement d'un système de charge de batterie solaire à faible coût basé sur un microcontrôleur.

Dans cette section nous présentons une plate-forme pour l'expérimentation de la gestion de charge et décharge de batteries de stockage. Cette plate-forme contient un BMS pour batteries Plomb-acide construit autour d'un Arduino Mega et permet l'acquisition de mesures de courant, de tension et de température à partir de panneaux photovoltaïques et de la batterie qui peuvent être utilisés pour étudier l'état de la batterie et aider à sa maintenance. Le contrôleur de charge utilise un algorithme de charge à 3 temps. Le logiciel de BMS permet, en plus des fonctions de gestion, de stocker les données dans une feuille Excel pour une utilisation ultérieure. Cette plate-forme peut être utilisée pour le chargement de la batterie et l'expérimentation de sa gestion. En effet, en modifiant le logiciel nous pouvons tester différentes techniques de charge et de gestion des batteries.

III.4.3.1. Présentation de la plateforme expérimentale

Le schéma de principe de la plate-forme est donné sur la figure III-18. La tension générée par le générateur PV est utilisée pour charger la batterie via un convertisseur DC-DC contrôlé par un Arduino Mega. Les mesures de courant, de tension et de température prises à partir du générateur PV et de la batterie sont utilisées pour déterminer le signal PWM qui contrôlera le convertisseur DC-DC afin de réguler la charge et la décharge de la batterie.

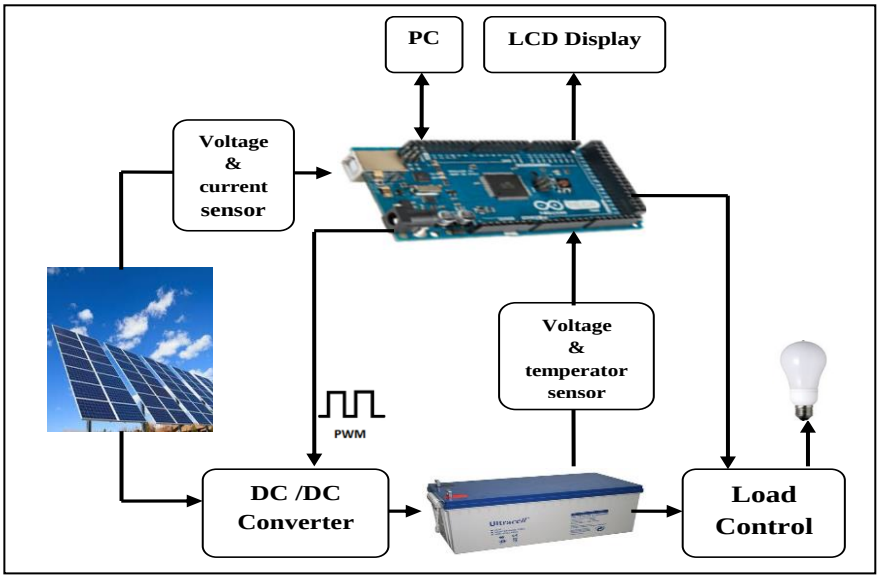


Figure III-18. *Schéma bloc de la plate-forme*

- Convertisseur DC-DC

La tension aux bornes de la batterie est gérée par un convertisseur DC-DC bulk construit autour d'un Mosfet contrôlé par un transistor bipolaire dont la base reçoit le signal PWM de l'Arduino comme indiqué sur la figure III-19.

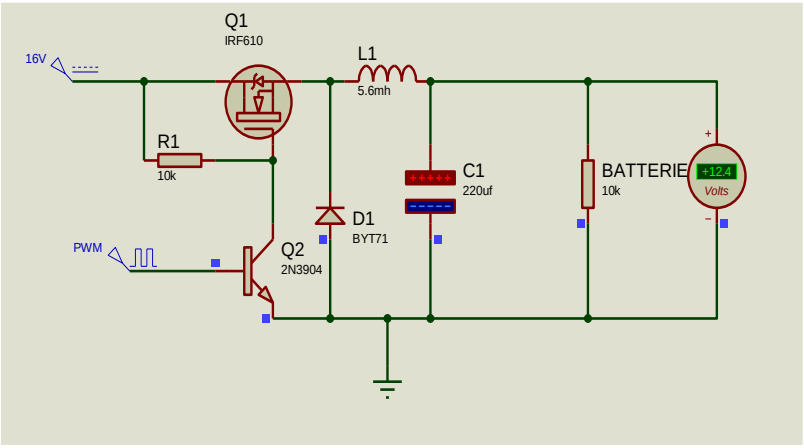


Figure III-19. *Convertisseur DC-DC bulk*

- Contrôle de charge

Le contrôleur de charge est basé sur un 2ème Mosfet utilisé comme interrupteur marche/arrêt pour connecter ou déconnecter la charge en fonction de la tensions PV et celle aux bornes de la batterie (figure III-20).

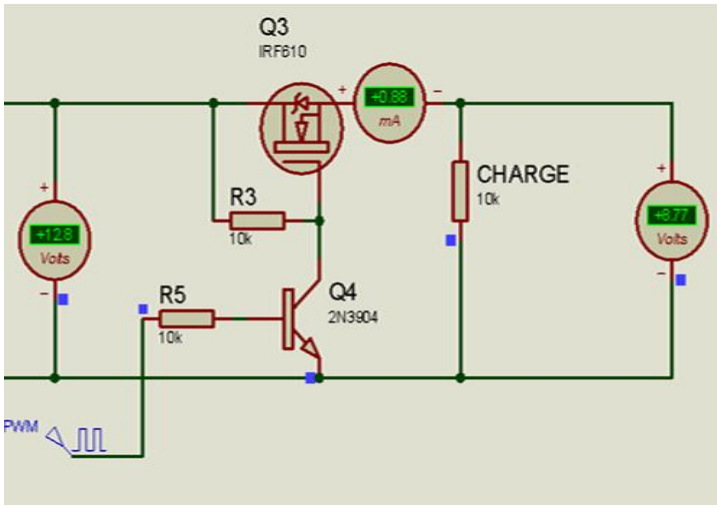


Figure III-20. *Contrôle de charge*

- Prototype de la plate-forme

Le prototype de la plate-forme est composé d'un Arduino Mega relié à deux cartes électroniques (figure III-21) :

- Carte d'électronique de puissance et de et contrôle
- Carte de visualisation et alimentation des modules capteurs.

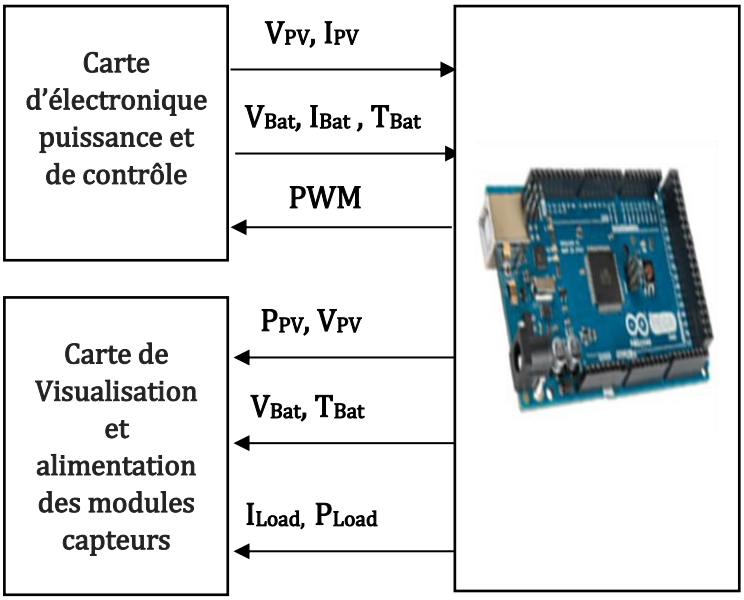


Figure III-21. *Constitution du prototype de la plate-forme*

Avec:

V_{PV} : tension PV, I_{PV} : courant PV current, P_{PV} : Puissance PV,

V_{Bat} : tension de la batterie, I_{Bat} : courant de la batterie,

T_{Bat} : température de la batterie,

P_{Load} : puissance de la charge, I_{Load} : courant de la charge.

Une photo du prototype de la plate-forme est donnée sur la figure III-22.

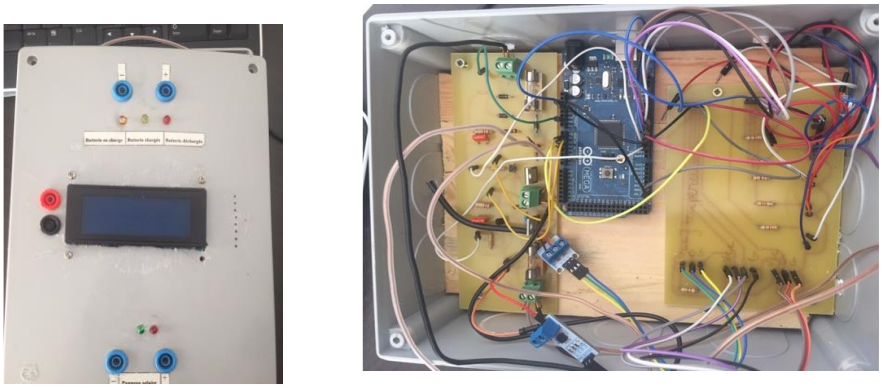


Figure III-22. *Prototype de la plate-forme*

III.4.3.2. Logiciel de plateforme

Le logiciel de la plate-forme a été conçu de manière évolutive permettant l'ajout de modules de programme à mesure que la plate-forme matérielle évolue. Ce logiciel permet d'effectuer plusieurs tâches dont les plus importantes sont résumées dans le schéma de la figure III-23.

Le contrôleur de charge proposé utilise une stratégie basée sur l'algorithme de charge à 3 temps. L'organigramme de charge est représentés sur la figure III-24.

En mode OFF, la charge de la batterie est interrompue. En mode Bulk, la batterie est chargée à un courant fixe (courant maximum autorisé pour la batterie). En mode absorption : la batterie est chargée à la tension constante (VR) et on surveille le courant de la batterie. En mode flottant V_{Bat} est réduite et régulé en boucle fermée à V_{float}.

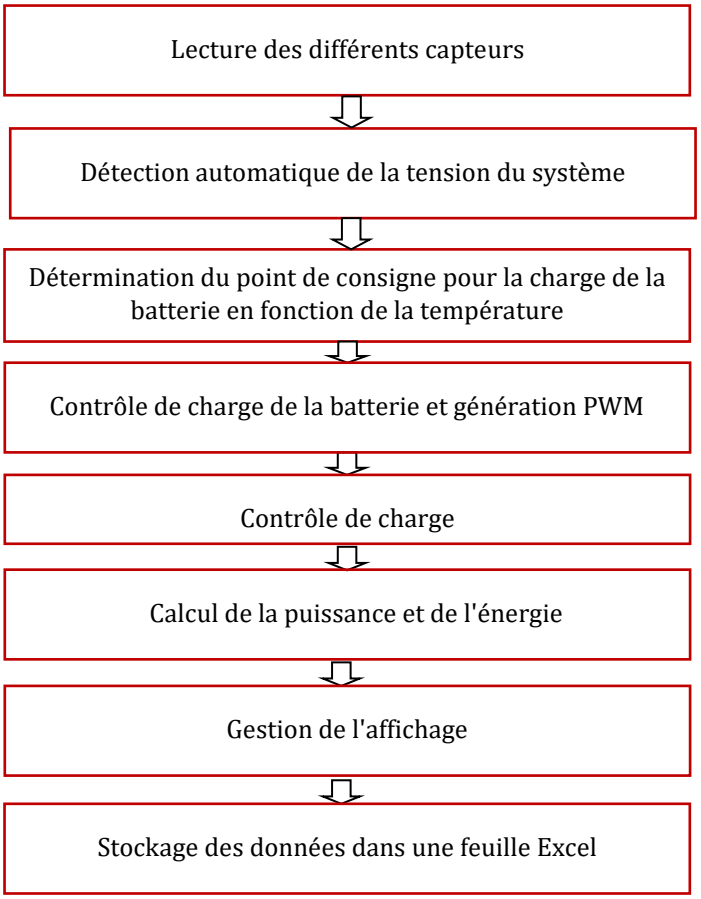


Figure III-23. *Tâches effectuées par le logicielles la plate-forme*

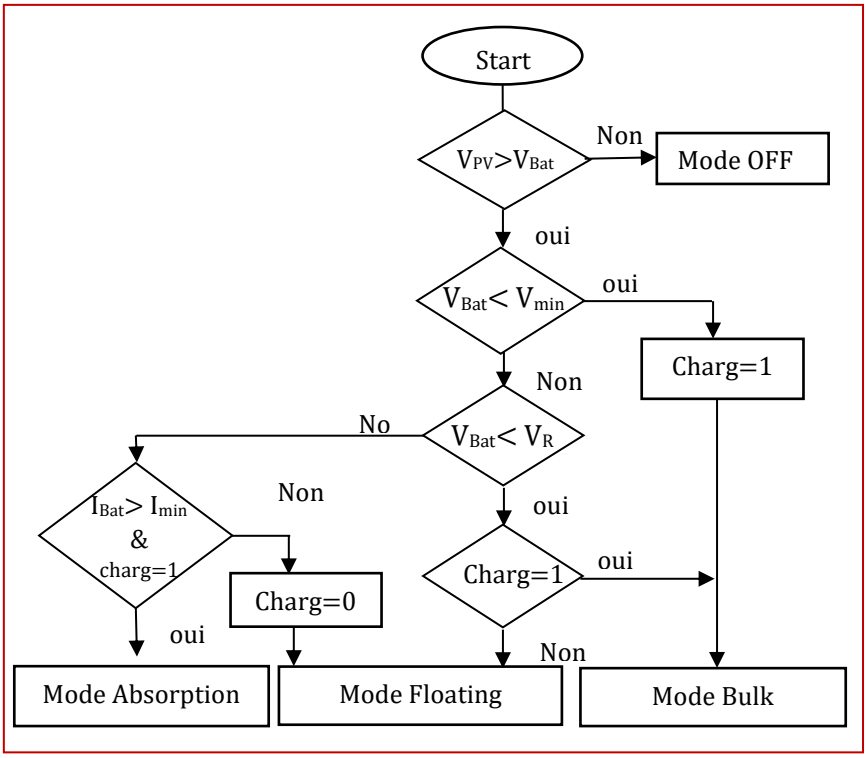


Figure III-24. *Organigramme de la stratégie de charge de la batterie*

Avec $\mathbf{V_{Bat}}$: tension de la batterie, $\mathbf{V_{PV}}$: tension PV, $\mathbf{V_R}$: tension de régulation de la batterie, $\mathbf{V_{float}}$: tension de floating de la batterie, $\mathbf{I_{Bat}}$: courant de la batterie et I_{min} : valeur minimale du courant batterie en mode absorption (de l'ordre de C/100).

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé le dimensionnement de batteries de stockage pour un système hybride en se fixant comme critère, la minimisation du prix du kWh stocké en tenant compte des pertes batterie. L'étude économique a privilégié deux solutions : soit 7 batteries GEL de 200 Ah de capacité nominale câblées en parallèle, soit 9 batteries GEL de 150 Ah de capacité nominale câblées en parallèle.

Par la suite nous avons effectué la modélisation et la simulation du pack de batteries au Plomb résultat du dimensionnement précédent. Pour cela nous avons passé en revue un échantillon de modèle batteries au plomb à circuit électrique des plus répondus dans la littérature. Puis nous avons étudié et simulé deux modèles de batteries au plomb (modèle simple générique et modèle dynamique de troisième ordre de Ceraolo) afin de trouver le model qui pourra reproduire le plus fidèlement la caractéristique du fabricant de nos batteries. Les deux modèles permettent une reproduction assez fidèle de la caractéristique de décharge du constructeur. Nous avons choisi le modèle générique car il présente un bon compromis entre complexité et précision et nécessite peu de paramètres et peut être facilement simulé sur Matlab/Simulink.

Dans la dernière partie de ce chapitre nous avons présenté une plate-forme matérielle et logicielle construite autour d'un Arduino Mega pour l'expérimentation de gestion de charge et décharge de batteries de stockage Plomb-acide. La plate-forme matérielle est composée d'un Arduino Mega, d'un convertisseur DC-DC, d'une carte matérielle et de quelques capteurs (courant, tension et température). Le logiciel a été conçu de manière évolutive permettant l'ajout de modules de programme à mesure que la plate-forme matérielle évolue. Ce logiciel permet d'effectuer plusieurs tâches dont le contrôle de charge de la batterie basé sur un algorithme de charge à 3 temps et la protection de la batterie contre les décharges profonde.

Chapitre IV : Simulation d'un système PV avec stockage par Batterie commandé par MPPT Floue type T–S

IV.1. Introduction

Les systèmes photovoltaïques sont des systèmes non linéaires avec un rendement faible et leur production est très dépendante des conditions climatiques (irradiation solaire, température). Pour une exploitation efficace, ces systèmes photovoltaïques doivent fournir le maximum de leur puissance à chaque instant. Chose difficile à atteindre naturellement puisque cette puissance dépend aussi de leur charge.

Depuis le début de l'exploitation des systèmes photovoltaïques, plusieurs travaux ont été mené pour assurer l'extraction du maximum de leur puissance quelle que soit la variation des conditions climatiques. Plusieurs techniques ont été élaborées pour la recherche du MPP. En effet, énormément d'algorithmes de suivi du MPP ont été développés dans la littérature dont les techniques sont très diverses mais tous fixent le point de fonctionnement du système en agissant sur le rapport cyclique du convertisseurs DC-DC. Ces techniques diffèrent en degré de complexité, en nombre de capteurs nécessaires, en vitesse de convergence et en coût d'efficacité de suivi [162] et chacune d'elles présente des avantages et des inconvénients. Les plus connues sont les méthodes Perturb and Observe (P&O) [163-168], les méthodes Incremental Conductance (IC) [169-171]. L'avantage de ces méthodes est leur simplicité de mise en œuvre mais elles ont une efficacité réduite due à une mauvaise stabilité (oscillations autour du point maximum). Des versions améliorées de la méthode P&O utilisant d'autres techniques adaptatives [172,173] permettent de réduire ou d'annuler les oscillations autour du point maximum mais augmentent la complexité et ne résout pas le problème de robustesse (difficulté à suivre les variations rapides des conditions météorologiques) [164,174].

Des méthodes de prédiction intelligentes tels que les contrôleurs de logique floue (FLC), le réseau neuronal artificiel (ANN), l'algorithme évolutif (EA) et le système d'inférence neurofuzzy adaptative hybride (ANFIS) sont également largement utilisées dans la recherche du MPP. Ces techniques sont principalement basées sur le soft computing et sont en train de devenir un outil puissant pour effectuer l'optimisation MPPT [175-176]. La mise en œuvre de ces techniques est rendue possible grâce à l'accessibilité de microcontrôleurs. Ces méthodes de prédiction intelligente permettent de gérer la non-linéarité des GPV sans recourir à un modèle mathématique précis et offrent une efficacité de suivi remarquable [175].

Depuis 1985, les systèmes flous de type Takagi–Sugeno (T– S) ont été utilisés pour contrôler des systèmes non linéaires et résoudre de nombreux problèmes d'analyse et de conception de contrôle de ces systèmes. Les systèmes flous de Takagi-Sugeno occupent une place prépondérante dans la synthèse des contrôleurs flous [177] car ces contrôleurs fournissent une expression analytique simple de la sortie générée en fonction des entrées considérées, ce qui permet d'exploiter des mécanismes d'optimisation numérique pour leur synthèse tels que les algorithmes des moindres carrés [178]. Cette méthode a été utilisée dans plusieurs travaux afin de résoudre le problème du suivi du PPM [179-185].

Dans la suite de ce chapitre nous rappelons le principe des deux méthodes les plus couramment utilisés pour le suivi du MPP la méthode Perturb and Observe (P&O) et la méthode Incremental Conductance (IC) (Conductance Incrémentale IncCond). Nous présentons ensuite un contrôleur MPPT flou type T– S appliqué à un système photovoltaïque avec stockage par batterie, que nous simulerons et comparons les résultats avec la méthode Perturb and Observe (P&O).

IV.2. Méthode Perturb and Observe (P&O)

La simplicité de mise en œuvre de l'algorithme P&O fait de cette technique la méthode la plus utilisée dans les systèmes PV [163]. Le principe de cette méthode consiste à perturber la tension V_{PV} du GPV avec une petite amplitude autour de sa valeur initiale et à analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} résultante [186].

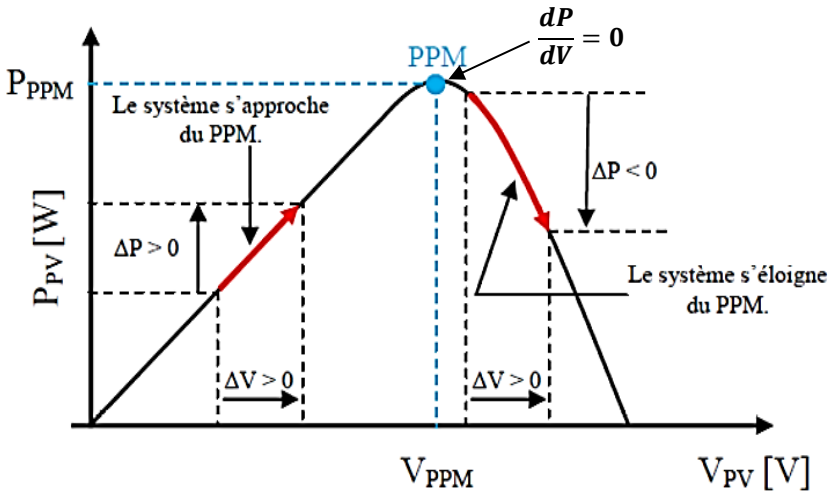


Figure IV-1. *Principe de fonctionnement de la méthode Perturb and Observe [186]*

Si après une perturbation de tension, la puissance PV augmente, le sens de la perturbation est maintenu sinon il est inversé pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM. L'algorithme illustrant la méthode P&O est donné dans la figure IV-2.

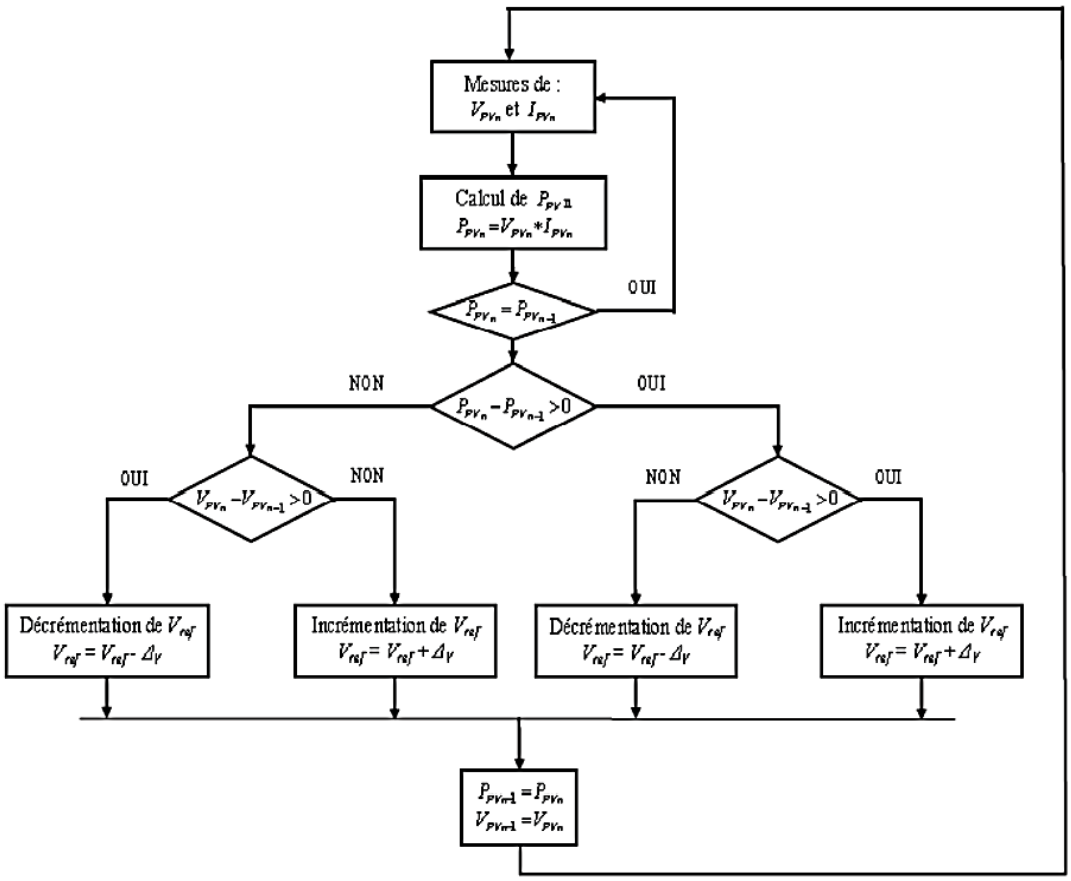


Figure IV-2. *Algorithme de la méthode Perturb and Observe (ΔV : pas d'ajustement) [186]*

IV.3. Méthode Incremental Conductance (IC)

Cette méthode a été proposée pour améliorer la précision de poursuite et la performance dynamique lors des variations rapides des conditions climatiques [187-188]. Le but de la méthode Incremental Conductance est de trouver le point de tension de fonctionnement à laquelle la conductance instantanée du générateur photovoltaïque $\boldsymbol{I/V}$ est égale à la conductance incrémentale $\boldsymbol{dI/dV}$. La pente de la courbe de puissance est égale à zéro au MPP, positive sur sa gauche et négative sur sa droite (figure IV-3). L'organigramme la méthode Incremental Conductance est donné sur la figure IV-4.

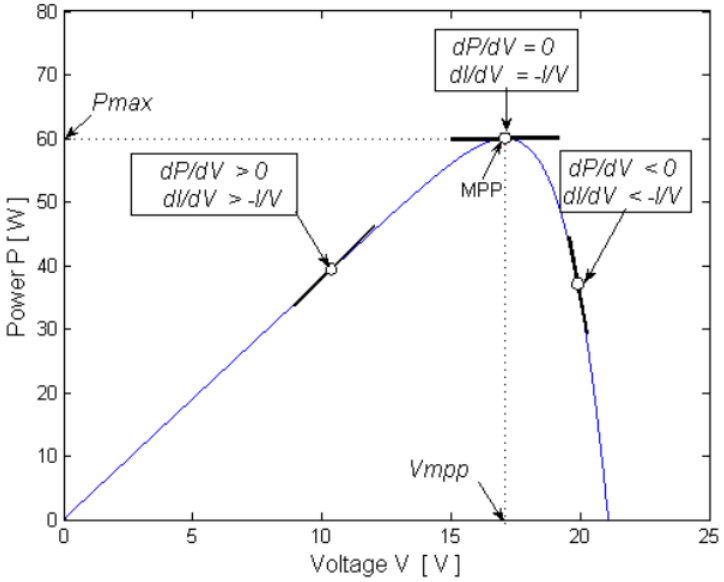


Figure IV-3. *Principe de la méthode Incremental Conductance [47]*

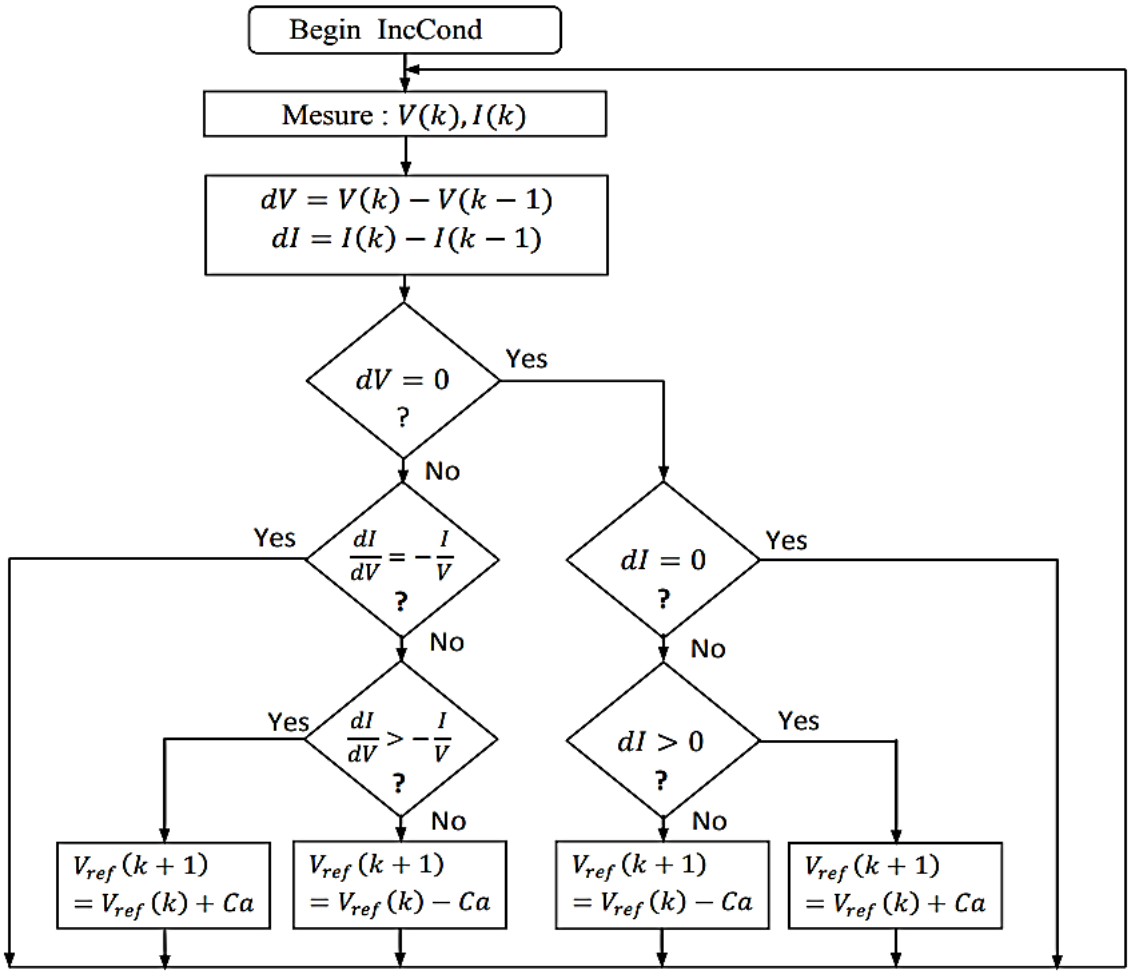


Figure IV-4. *Organigramme de la méthode Incremental Conductance (Ca : pas d'ajustement) [47]*

IV.4. Commande MPPT floue de type T-S

La modélisation floue permet de décrire le comportement d'un procédé par une formulation de règles simples utilisant le langage naturel (linguistiques) ce qui permet de représenter l'imprécision du système. Ces règles sont sous la forme : Si « *prémisse* » Alors « *conclusion* ».

Dans la littérature, on trouve deux classes de modèles flous qui diffèrent selon la nature de la conclusion [189] :

- Les modèles flous de Mamdani où la conclusion est symbolique [190].
- Les modèles flous de Takagi Sugeno (T-S) où la conclusion est numérique [178].

Un modèle flou T-S permet de représenter un système complexe non linéaire par plusieurs sous modèles linéaires chacun géré par une règle *Si- Alors* permettant de relier les variables d'entrées et de sorties par des relations dans l'espace d'état. Pour chaque règle, on attribue un poids qui représente le degré d'appartenance aux sous-ensembles flous. Les fonctions d'appartenances ont des valeurs $\in[0\ 1]$ et les sorties du modèle flou sont inférées par la défuzzification [63].

IV.4.1. Structure de la commande MPPT floue T-S du système PV

Le contrôleur MPPT flou de type T-S, permet de déterminer le rapport cyclique du convertisseur (représenté par le signal de commande u(t)) afin de faire fonctionner le système PV en son maximum de puissance quel que soit les conditions atmosphériques. Le système PV considéré, est constitué d'un GPV, d'un convertisseur Boost et de Batterie. Ce contrôleur utilise une commande par retour d'état (figure IV- 5).

Comme le montre la figure IV-5, la structure de la commande MPPT floue T-S avec retour d'état proposée comprend un bloc recherche MPP, un bloc modèle de référence optimale et le bloc contrôleur MPPT flou T-S. Le bloc recherche MPP utilise un algorithme de recherche pour trouver le point de fonctionnement optimal correspondant à un transfert de puissance maximum en fonction de l'ensoleillement et de la température. Cet algorithme calcul le courant optimal I_{pvopt} qui sera utilisé par le modèle de référence pour générer l'état de référence souhaité à suivre $x_r(t)$. Le rôle du contrôleur MPPT flou T-S est de piloter le système PV afin de suivre la référence $x_r(t)$ quel que soit les conditions atmosphériques.

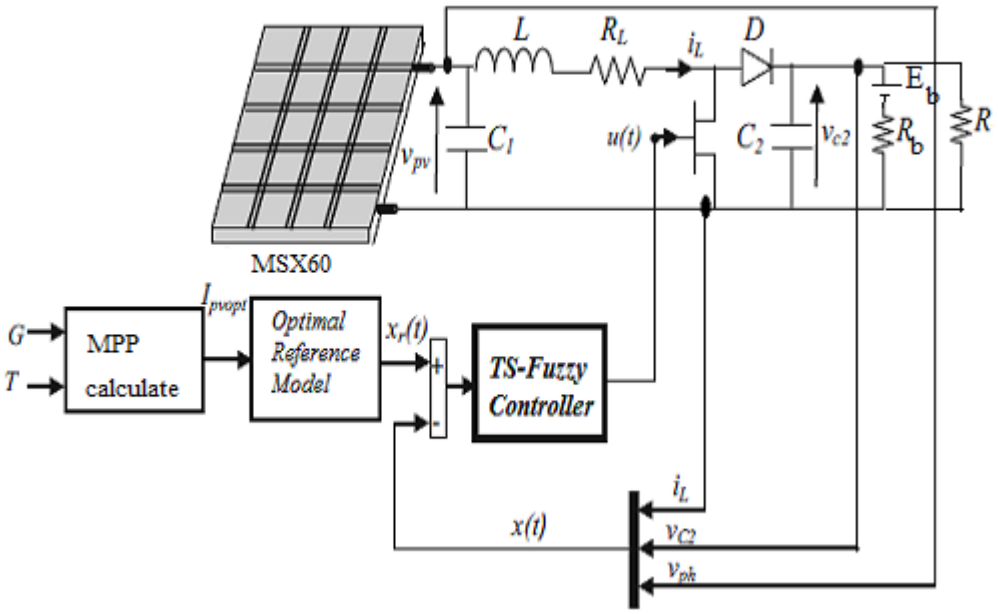


Figure IV-5. *Structure de la commande MPPT floue T-S du système PV proposée*

IV.4.2. Conception de la commande MPPT floue T-S

La conception de la commande MPPT floue T-S passe par plusieurs étapes qui sont [185] :

- Construction du modèle flou T-S du système PV et obtention des inégalités matricielles linéaires (LMI) utiles pour l'analyse de la stabilité et la détermination des gains du contrôleur.
- Détermination du modèle de référence MPP générant la trajectoire optimale à suivre pour assurer un fonctionnement à puissance maximale.
- Analyse de la stabilité du système proposé par la théorie de Lyapunov .
- Calcul des gains du contrôleur flou T-S par résolution des inégalités matricielles linéaires
- Rejet des perturbations par l'utilisation de la méthode H_∞

Pour la construction de notre modèle flou T-S du système PV nous utilisons la méthode basée sur les modèles T-S proposés dans [185], qui est une représentation mathématique très intéressante du système PV permettant d'obtenir des conditions LMI suffisantes à la fois pour l'analyse de stabilité et la détermination des gains du contrôleur associée à chaque modèle local.

IV.4.2.1. Modèle flou T-S du convertisseur Boost

En se basant sur les équations (II-21) à (II-26) qui régissent le fonctionnement du convertisseur Boost en mode continu nous pouvons écrire les équations dans l'espace d'états suivantes :

Pendant la période « ON » : $\dot{x}(t) = A_1\, x(t) + E\omega(t)$ (IV-1)

Pendant la période « OFF » : $\dot{x}(t) = A_2 x(t) + E\omega(t)$ (IV-2)

Où,

$$A_1 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{C_1} & 0 \\ \frac{1}{L} & -\frac{R_L}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{RC_2} \end{bmatrix}, \quad A_2 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{C_1} & 0 \\ \frac{1}{L} & -\frac{R_L}{L} & -\frac{1}{L} \\ 0 & \frac{1}{C_2} & -\frac{1}{RC_2} \end{bmatrix}, \quad E = \begin{bmatrix} \frac{1}{C_1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$x(t) = \begin{bmatrix} \mathrm{V}_{pv}(t) \\ I_l(t) \\ V_{c2}(t) \end{bmatrix} \quad , \qquad \omega(t) = I_{pv}(t)$$

La dynamique du système PV peut être regroupée dans un modèle comme suit :

$$\dot{x}(t) = [A_1 x(t) + E\omega(t)]u(t) + [A_2 x(t) + E\omega(t)](1 - u(t)) \quad \text{(IV-3)}$$

$u(t) \in [0,1]$

Avec $u(t)$ le rapport cyclique utilisé comme entrée pour commander l'interrupteur statique.

Ou également,

$$\dot{x}(t) = A_2 x(t) + (A_1 - A_2)x(t)u(t) + E\omega(t) \quad \text{(IV-4)}$$

Ainsi que,

$$\dot{x}(t) = A_2 x(t) + B\big(x(t)\big)u(t) + E\omega(t) \quad \text{où,} \quad B\big(x(t)\big) = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{c2}(t)}{L} \\ -\frac{I_L(t)}{C_2} \end{bmatrix} \quad \text{(IV-5)}$$

La matrice d'entrée $B\big(x(t)\big)$ contient deux termes non linéaires que nous choisirons comme variables de prémisse mesurables :

$$\begin{cases} z_1(t) = V_{c2}(t) \\ z_2(t) = I_L(t) \end{cases} \qquad z_k(t) \in [z_{kmin}, z_{kmax}] \text{ ; k = 1, 2} \quad \text{(IV-6)}$$

Les fonctions d'appartenance du modèle flou T-S sont obtenues par [185] :

$$F_{1,min}\big(z(t)\big) = \frac{z_1(t) - z_{1,min}}{z_{1,max} - z_{1,min}}$$

$$F_{1,max}\big(z(t)\big) = 1 - F_{1,min}(z(t))$$

$$F_{2,min}\big(z(t)\big) = \frac{z_2(t) - z_{2,min}}{z_{2,max} - z_{2,min}}$$

$$F_{2,max}\big(z(t)\big) = 1 - F_{2,min}(z(t))$$

Les expressions des fonctions de pondération utilisées sont les suivantes :

$$h_1\big(z(t)\big) = F_{1,min}(z(t))F_{2,min}(z(t))$$

$$h_2\big(z(t)\big) = F_{1,min}\big(z(t)\big)F_{2,max}\big(z(t)\big)$$

$$h_3\big(z(t)\big) = F_{1,max}\big(z(t)\big)F_{2,min}\big(z(t)\big)$$

$$h_4\big(z(t)\big) = F_{1,max}(z(t))F_{2,max}(z(t))$$

Le système PV est approximé par quatre règles floues représentées comme suit :

Règle 1 : $Si\ \big(V_{c2}(t)\ est\ F_{1,min}\big) et\ \big(I_L(t)\ est\ F_{2,min}\big)$ alors $\dot{x} = (A_2x(t) + B_1u(t) + E\omega(t)$

Règle 2 : $Si\ \big(V_{c2}(t)\ est\ F_{1,min}\big) et\ \big(I_L(t)\ est\ F_{2,max}\big)$ alors $\dot{x} = (A_2x(t) + B_2u(t) + E\omega(t)$

Règle 3 : $Si\ \big(V_{c2}(t)\ est\ F_{1,max}\big) et\ \big(I_L(t)\ est\ F_{2,min}\big)$ alors $\dot{x} = (A_2x(t) + B_3u(t) + E\omega(t)$

Règle 4 : $Si\ \big(V_{c2}(t)\ est\ F_{1,max}\big) et\ \big(I_L(t)\ est\ F_{2,max}\big)$ alors $\dot{x} = (A_2x(t) + B_4u(t) + E\omega(t)$

$$B_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{c2\min}(t)}{L} \\ -\frac{I_{L\min}(t)}{C_2} \end{bmatrix},\ B_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{c2\min}(t)}{L} \\ -\frac{I_{L\max}(t)}{C_2} \end{bmatrix},\ B_3 = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{c2\max}(t)}{L} \\ \frac{I_{L\min}(t)}{C_2} \end{bmatrix},\ B_4 = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_{c2\max}(t)}{L} \\ -\frac{I_{L\max}(t)}{C_2} \end{bmatrix}$$

Les quatre sous-modèles sont défini par les matrices constantes $\boldsymbol{B_i}$ que nous obtenons en remplaçant les variables de prémisse par leurs valeurs limites correspondantes dans la matrice $B\big(x(t)\big)$.

Enfin, la sortie globale du système basé sur les règles floues est donnée par :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^{4} h_i(z(t))(A_2 x(t) + B_i u(t) + E\omega(t)) \qquad \text{(IV-7)}$$

Donc le comportement dynamique du système (IV-5) sera décrit par le modèle flou global (IV-7) à l'intérieur de l'espace d'exploitation $[I_{Lmin}, I_{Lmax}] \times [V_{c2min}, V_{c2max}]$.

Afin de faciliter la conception du contrôleur flou, le lemme suivant est nécessaire [191].

Lemme 1 : [191] Pour des matrices *T*, *Q*, *U* et *W* de dimensions appropriées et un scalaire ξ, l'inégalité :

$$T + W^T Q^T + QW < 0 \qquad \text{(IV-8)}$$

est vérifiée si la condition suivante est remplie :

$$\begin{bmatrix} T & * \\ \xi Q^T + UW & -\xi U^T - \xi U^T \end{bmatrix} < 0$$

* Représente un terme induit par la symétrie

IV.4.2.2. Modèle de référence MPP

Le rôle du modèle de référence MPP est de générer l'état de référence $x_r(t)$ que le contrôleur flou doit suivre pour maintenir le système PV en son maximum de puissance. L'entrée de commande est le courant optimal I_{pvopt}.

L'équation d'état du modèle de référence MPP est définie comme suit :

$$\dot{x_r}(t) = A_r x_r(t) + r(t) \qquad \text{(IV-9)}$$

$$A_r = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{C_1} & 0 \\ \frac{1}{L} & -\frac{R_L}{L} & -\frac{1}{L}(1-u_{opt}) \\ 0 & -\frac{1}{C_2}(1-u_{opt}) & -\frac{1}{RC_2} \end{bmatrix}, \quad r(t) = \begin{bmatrix} \frac{I_{pvopt}}{C_1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \; u_{opt} = \sqrt{\frac{V_{pvopt}}{RI_{pvopt}}}$$

Comme le montre la représentation ci-dessus, le modèle de référence (IV-9) est également non linéaire via la variable prémisse $z_r = (1 - u_{opt})$ et peut-être décrit par les deux règles suivantes :

Règle 1 : $Si\ (z_r(t)\ est\ N_{min})$ alors $\dot{x}_r(t) = (A_{r1}x(t) + r(t)$

Règle 2 : $Si\ (z_r(t)\ est\ N_{max})$ alors $\dot{x}_r(t) = (A_{r2}x(t) + r(t)$

Les fonctions d'appartenance sont définies par les expressions suivantes :

$$N_{min}\big(z_r(t)\big) = \frac{z_r(t) - z_{r,min}}{z_{r,max} - z_{r,min}}$$

$$N_{max}\big(z_r(t)\big) = 1 - N_{min}(z_r(t))$$

Les expressions des fonctions de pondération utilisées sont :

$$h_1\big(z_r(t)\big) = N_{min}\big(z_r(t)\big)$$

$$h_2\big(z_r(t)\big) = N_{max}\big(z_r(t)\big)$$

Les matrices du modèle de référence sont définies comme suit :

$$A_{r1} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{C_1} & 0 \\ \frac{1}{L} & -\frac{R_L}{L} & -\frac{1}{L}z_{r,min} \\ 0 & \frac{1}{C_2}z_{r,min} & -\frac{1}{RC_2} \end{bmatrix},\ A_{r2} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{C_1} & 0 \\ \frac{1}{L} & -\frac{R_L}{L} & -\frac{1}{L}z_{r,max} \\ 0 & \frac{1}{C_2}z_{r,max} & -\frac{1}{RC_2} \end{bmatrix}$$

En conséquence, le modèle de référence flou T-S global est donné par :

$$\dot{x_r}(t) = \sum_{k=1}^{2} h_k(z_r(t))(A_{rk}x_r(t) + r(t)) \qquad \text{(IV-10)}$$

IV.4.2.3. Conception de contrôleur flou

Le contrôleur flou à concevoir, utilise une commande en boucle fermé dont l'erreur de poursuite est définie par :

$$e(t) = x(t) - x_r(t) \qquad \text{(IV-11)}$$

Donc, pour fonctionner au point de puissance maximum, il faut garantir que cette erreur converge vers zéro quelles que soient les variations d'ensoleillement et de température. La loi de commande proposée est la suivante :

$$u(t) = \sum_{j=1}^{4} h_j\big(z(t)\big)K_j\big(x(t) - x_r(t)\big) = \sum_{j=1}^{4} h_j\big(z(t)\big)K_j e(t) \qquad \text{(IV-12)}$$

Où K_j sont des matrices de gain de rétroaction linéaire à déterminer.

À partir des systèmes (IV-7), (IV-10) et (IV-12), nous pouvons obtenir l'erreur dynamique comme :

$$\dot{e}(t) = \sum_{i=1}^{4}\sum_{j=1}^{4}\sum_{k=1}^{2} h_i\big(z(t)\big)h_j\big(z(t)\big)h_k\big(z_r(t)\big) \times \big[\big(A_2 + B_iK_j\big)e(t) + (A_2 + A_{rk})x_r(t) + E\omega(t) - r(t)\big] \quad \text{(IV-13)}$$

En substituant la loi de commande (IV-12) dans le modèle flou (IV-7) et en utilisant une forme d'espace d'états augmenté, le système en boucle fermée est donné par :

$$\dot{\bar{x}}(t) = \sum_{i=1}^{4}\sum_{j=1}^{4}\sum_{k=1}^{2} h_i\big(z(t)\big)h_j\big(z(t)\big)h_k\big(z_r(t)\big) \times [\bar{A}_{ijk}\bar{x}(t) + \bar{E}\bar{\omega}(t)] \quad \text{(IV-14)}$$

Où

$$\bar{x}(t) = \begin{bmatrix} e(t) \\ x_r(t) \end{bmatrix},\ \bar{\omega}(t) = \begin{bmatrix} \omega(t) \\ r(t) \end{bmatrix}, \bar{E}(t) = \begin{bmatrix} E & -I \\ 0 & I \end{bmatrix}, \bar{A}_{ijk}(t) = \begin{bmatrix} A_2 + B_iK_j & A_2 - A_{rk} \\ 0 & A_{rk} \end{bmatrix}$$

$r(t)$ peut être traité comme une entrée externe qui dépend des conditions climatiques . $\omega(t)$ désigne la perturbation due à la variation de la tension d'entrée incluant les paramètres (I_{pvopt} et I_{pv}). Sur la base du système augmenté flou et afin d'atténuer rapidement l'effet de la perturbation sur le système de contrôle en boucle fermée, la performance H_∞ peut être formulée comme suit [192] :

$$\int_0^\infty \bar{x}(t)\bar{Q}\bar{x}(t)dt \le \gamma^2 \int_0^\infty \bar{\omega}^T(t)\bar{\omega}(t)dt \ \text{ où } \ \bar{Q} = \begin{bmatrix} Q & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \text{(IV-15)}$$

Afin de permettre au système PV de suivre sa trajectoire de puissance maximale pour différents niveaux d'ensoleillement et de température, cette étude utilise la méthode de suivi H_∞ capable de garantir un niveau d'atténuation de perturbation externe minimale.

L'objectif de cette analyse est de calculer les gains du contrôleur flou T-S et le résultat principal est énoncé dans le théorème suivant :

Théorème 1 : soient les scalaires positifs α, ξ, le système en boucle fermée (IV-14) est asymptotiquement stable et la performance H_∞ (IV-15) a un niveau d'atténuation γ satisfaisant, s'il existe des matrices $P_1 > 0$, $P_2 > 0$, P_3, U, N_i, i = 1, ... 4 et un scalaire γ positive, solution du problème d'optimisation suivant :

$$\Psi_{iik} < 0,\ k = 1,2 \tag{IV-16}$$

$$\Psi_{ijk} + \Psi_{jik} < 0,\ k = 1,2 \tag{IV-17}$$

Où

$$\Psi_{iik} = \begin{bmatrix} \Psi_{ijk}^{11} & \Psi_{ijk}^{12} & P_1E & P_2 - P_1 & \Psi_{ijk}^{15} \\ * & \Psi_{ijk}^{22} & P_2E & P_3 - P_2 & \Psi_{ijk}^{25} \\ * & * & -\gamma^2 I & 0 & 0 \\ * & * & * & -\gamma^2 I & 0 \\ * & * & * & * & -\xi U - \xi U^T \end{bmatrix} \tag{IV-18}$$

$$\Psi_{ijk}^{11} = sym\{P_1A_2 + B_iN_j\} + Q_1 - \alpha P_1$$

$$\Psi_{ijk}^{12} = P_1(A_2 - A_{rk}) + P_2A_{rk} + \left(A_2 + B_iK_j\right)^T P_2 - \alpha P_2$$

$$\Psi_{ijk}^{15} = \xi(P_iB_i - B_iU) + N_j^T$$

$$\Psi_{ijk}^{22} = sym\{P_2(A_2 - A_{rk}) + P_3A_{rk}\} - \alpha P_3$$

$$\Psi_{ijk}^{25} = (\xi\lambda)(P_1B_i - B_iU) \tag{IV-19}$$

De plus, les matrices de gain du contrôleur sont données par

$$K_j = U^{-1}N_j, \qquad j = 1,2,\dots,r.$$

Preuve 1 : Supposons que les inégalités (IV-16) - (IV-17) soient vérifiées. La solution réalisable de cette inégalité vérifie $-\xi U - \xi U^T < 0$, ce qui implique que la matrice U est non singulière. Donc les conditions LMI (IV-16)-(IV-17) peuvent être réécrites comme suit :

$$\begin{aligned} &\sum_{k=1}^{2} h_k \left[\sum_{i=1}^{4} h_i^2 \Psi_{iik} + \sum_{i=1}^{4-1} \sum_{j=i+1}^{4} h_i h_j (\Psi_{ijk} + \Psi_{jik}) \right] \\ &= \sum_{k=1}^{2} \sum_{i=1}^{4} \sum_{j=1}^{4} h_k h_i h_j \Psi_{ijk} < 0 \end{aligned} \tag{IV-20}$$

Ce qui est vérifié si

$$\Psi_{ijk} = \begin{bmatrix} T_{ijl} & * \\ \xi Q_i^T + UW_{jl} & -\xi U - \xi U^T \end{bmatrix} < 0 \tag{IV-21}$$

Avec

$$\mathrm{T}_{ijl} = \begin{bmatrix} \Psi_{ijk}^{11} & \Psi_{ijk}^{12} & P_1 E & P_2 - P_1 \\ * & \Psi_{ijk}^{22} & P_2 E & P_3 - P_2 \\ * & * & -\gamma^2 I & 0 \\ * & * & * & -\gamma^2 I \end{bmatrix},$$

$$\mathrm{Q}_i = \begin{bmatrix} P_1 B_i - B_i U \\ \lambda(P_1 B_i - B_i U) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad W_{jl} = U^{-1}[N_j \quad 0 \quad 0 \quad 0] \qquad \text{(IV-22)}$$

Où, Ψ_{ijk}^{11}, Ψ_{ijk}^{12} et Ψ_{ijk}^{22} sont défini dans (IV-18).

En appliquant le ***lemme 1***, la condition suivante est donc vraie

$$\mathrm{T}_{ijl} + sym\left\{ \begin{bmatrix} P_1 B_i - B_i U \\ \lambda(P_1 B_i - B_i U) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} U^{-1}[N_j \quad 0 \quad 0 \quad 0] \right\} < 0 \qquad \text{(IV-23)}$$

De (IV-23), nous avons :

$$\mathrm{T}_{ijl} + \begin{bmatrix} \Upsilon_{i11} & \Upsilon_{ij12} & 0 & 0 \\ * & 0 & 0 & 0 \\ * & * & 0 & 0 \\ * & * & * & 0 \end{bmatrix} < 0 \qquad \text{(IV-24)}$$

où

$$\Upsilon_{i11} = sym\{(P_1 B_i - B_i U) U^{-1} N_j\}$$

$$\Upsilon_{ij12} = \lambda N_j^T U^{-T} (P_1 B_i - B_i U)^T$$

En substituant T_{ijl} dans (IV-22) dans (IV-24) et en appliquant le changement des variables $N_j = U K_j$ nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{ijk}^{11} & \Phi_{ijk}^{12} & P_1 E & P_2 - P_1 \\ * & \Psi_{ijk}^{22} & P_2 E & P_3 - P_2 \\ * & * & -\gamma^2 I & 0 \\ * & * & * & -\gamma^2 I \end{bmatrix} < 0 \qquad \text{(IV-25)}$$

$$\Phi_{ijk}^{11} = sym\{P_1 A_2 + B_i K_j\} + Q_1 - \alpha P_1$$

$$\Phi_{ijk}^{12} = P_1(A_2 - A_{rk} k) + P_2 A_{rk} + \left(A_2 + B_i K_j\right)^T P_2 - \alpha P_2 \qquad \text{(IV-26)}$$

On remarque que $\bar{P} = \begin{bmatrix} P_1 & P_2 \\ P_2 & P_3 \end{bmatrix}$, l'inégalité IV-25 peut être transformée en la suivante :

$$\begin{bmatrix} sym\{\bar{P}\bar{A}_{ijk}\} + \bar{Q} - \alpha\bar{P} & \bar{P}\bar{E} \\ * & -\gamma^2 I \end{bmatrix} < 0 \qquad \text{(IV-27)}$$

Considérons la fonction de Lyapunov donnée par [193] :

$$V(\bar{x}(t)) = \bar{x}(t)^T P \bar{x}(t) \qquad \text{(IV-28)}$$

Pour la stabilité asymptotique avec taux de décroissance du système en boucle fermée, la condition est définie comme suit

$$\dot{V}(\bar{x}(t)) < -\alpha V(\bar{x}(t)) \qquad \text{(IV-29)}$$

La dérivée de (IV-28) par rapport au temps satisfait

$$\begin{aligned} \dot{V}(\bar{x}(t)) = \sum_{k=1}^{2}\sum_{i=1}^{4}\sum_{j=1}^{4} h_i h_j h_k \{ & [\bar{x}(t)^T \bar{A}_{ijk}^T + \bar{\omega}^T(t)\bar{E}^T]\,\bar{P}\bar{x}(t) \\ & + \bar{x}(t)^T P[\bar{A}_{ijk}\bar{x}(t) + E\bar{\omega}(t)]\bar{x}(t)\} \end{aligned} \qquad \text{(IV-30)}$$

De (IV-29) nous avons :

$$\dot{V}(\bar{x}(t)) = \dot{V}(\bar{x}(t)) + \alpha V(\bar{x}(t)) < 0 \qquad \text{(IV-31)}$$

Compte tenu de (IV-30), si (IV-27) est vrai et nous pouvons facilement vérifier que

$$\dot{V}_1(\bar{x}(t)) + \bar{x}(t)^T Q \bar{x}(t) - \gamma^2 \bar{\omega}^T(t)\bar{\omega}(t) < 0 \qquad \text{(IV-32)}$$

L'intégration des deux côtés de l'inégalité (IV-32) de 0 à ∞ donne

$$\int_0^\infty \dot{V} dt + \int_0^\infty \left(\bar{x}(t)^T Q \bar{x}(t) - \gamma^2 \bar{\omega}^T(t)\bar{\omega}(t)\right) dt = V(\bar{x}(\infty)) - V(\bar{x}(0)) + \int_0^\infty \left(\bar{x}(t)^T Q \bar{x}(t) - \gamma^2 \bar{\omega}^T(t)\bar{\omega}(t)\right) dt < 0$$

Pour une condition initiale nulle, on obtient (IV-15). Ceci complète la preuve.

IV.5. Résultats de simulation

Dans cette section, nous réalisons la simulation numérique d'un système PV avec stockage par batterie dans des conditions climatiques variables. Ce système est constitué d'un module PV MSX60 dont les spécifications sont listées dans le tableau IV-1, alimentant

une charge résistive R = 30Ω à travers un convertisseur DC-DC boost et une batterie LA de type Gel. Les paramètres du convertisseur Boost sont choisis comme étant C_1 = 100µF, L = 3mH, R_L = 0.001Ω, C2 = 100µF [185]. Les principales caractéristiques de la batterie à 25 °C sont données sur les tableaux IV-2. La commande MPPT du système PV est réalisé à l'aide du contrôleur flou T-S présenté dans la section IV.4.1 (figure IV-5).

En résolvant les conditions LMI du théorème 1, nous obtenons le niveau d'atténuation de perturbation H_∞ minimum γ_{min} = 0,3, et les gains du contrôleur suivants :

$$K_1 = [0.0012 \quad -0.0462 \quad -0.1088]$$

$$K_2 = [0.0000 \quad 0.0611 \quad -0.0034]$$

$$K_3 = [0.0002 \quad 0.0008 \quad -0.0229]$$

$$K_4 = [0.0002 \quad 0.0106 \quad -0.0506]$$

Tableau IV-1: *spécifications du module PV MSX60*

Paramètres	Abréviation	Valeur
Puissance maximale	P_{pvopt}	60 W
Courant maximum	I_{pvopt}	3.5A
Tension maximale	V_{pvopt}	17.1V
Courant de court-circuit	I_{ph}	3.8A
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	21,1 V

Tableau IV-2: *Paramètres de la batterie au plomb à 25°C*

Paramètres	Nom	Valeur
C	Capacité nominale	200Ah
R_{Bat}	Résistance interne	2,9 mΩ
E_{Bat}	Tension nominale	2 × 12V (24V)

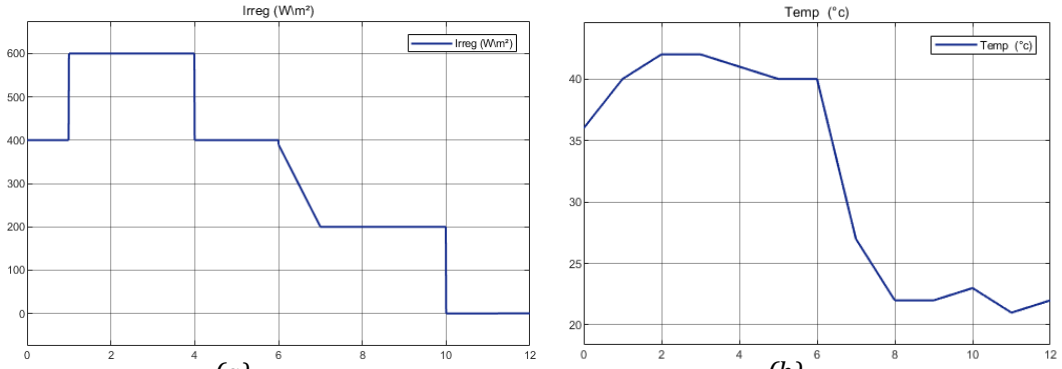


Figure IV-6. *(a) Profil d'irradiance solaire ; (b) Profil de température*

Afin de vérifier la validité du schéma de contrôle conçu, des mesures de profil réel de température et d'irradiance solaire ont été utilisées. La figure IV-6 illustre un exemple de données climatiques quotidiennes réelles de l'Institut national de météorologie pour la région d'Oujda, au Maroc. Une première simulation se concentre sur la commande du convertisseur DC-DC boost en cas de changements météorologiques, en utilisant la méthode MPPT proposée. La figure IV-7 donne le schéma de simulation Matlab/Simulink du système PV avec stockage commandé par le contrôleur flou T-S proposé.

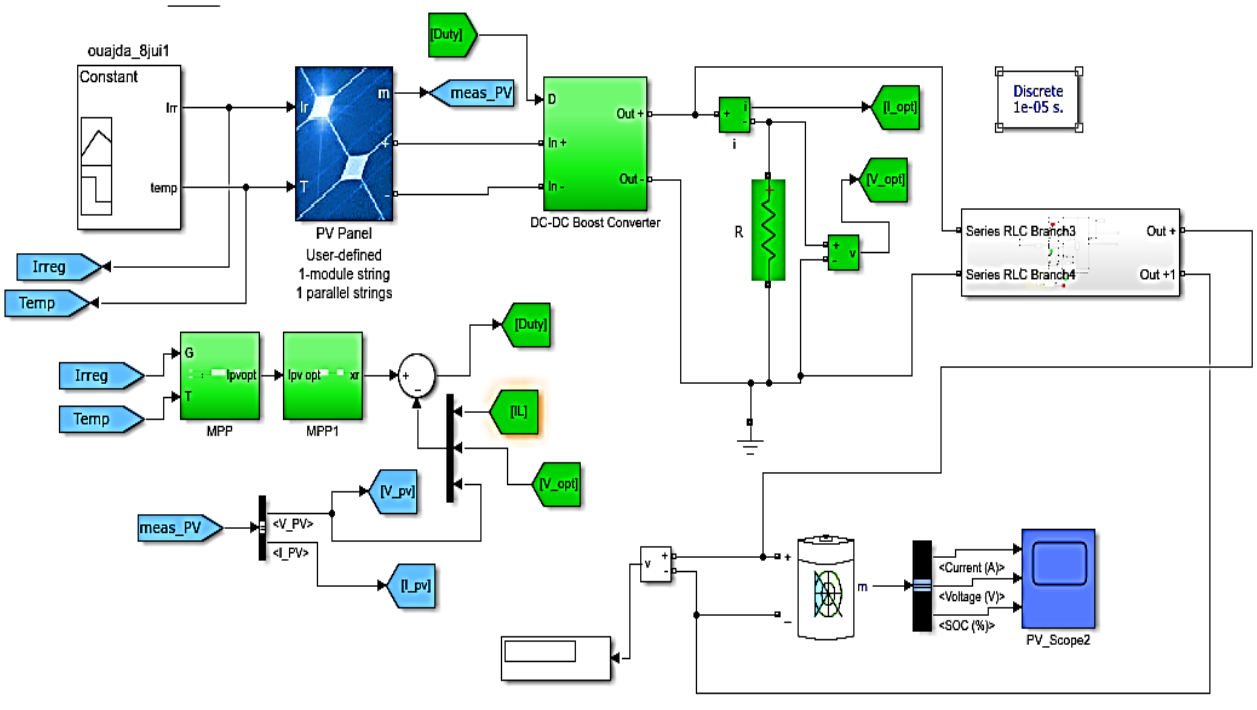


Figure IV-7. *Schéma de simulation Matlab/Simulink du système PV avec stockage commandé par le contrôleur flou T-S proposé*

Pour démontrer l'efficacité et les avantages de l'approche du contrôleur flou appliquée au convertisseur DC-DC boost, nous avons effectué une comparaison entre le contrôleur flou T–S proposé et l'algorithme traditionnel de Perturb and observe (P&O). La figure IV-8 présente le schéma de simulation Matlab/Simulink du système PV avec stockage commandé par l'algorithme (P&O).

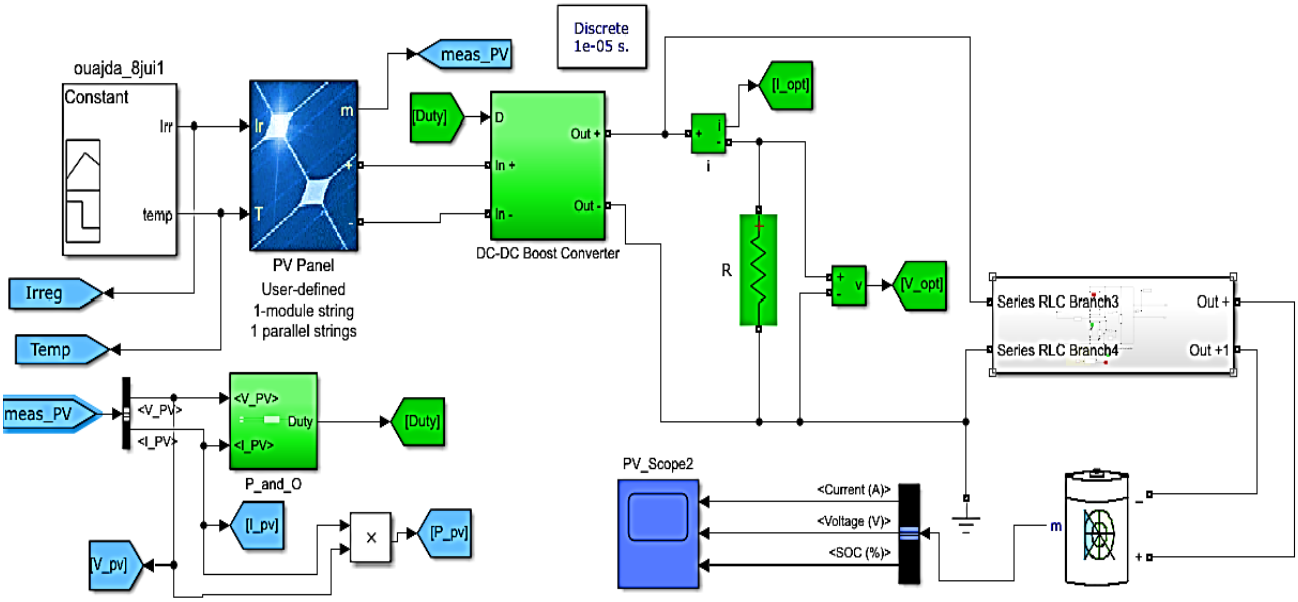


Figure IV-8. *Schéma de simulation Matlab/Simulink du système PV avec stockage commandé par l'algorithme (P&O)*

Les résultats de la comparaison entre les deux méthodes (P&O) et contrôleur flou T-S sont illustrés sur les figures IV-9 à IV-11. Ces figures affichent les réponses en courant, en tension et en puissance du système PV pour diverses irradiations solaires et températures. Nous constatons que le contrôleur flou T–S a une réponse dynamique rapide sans oscillation.

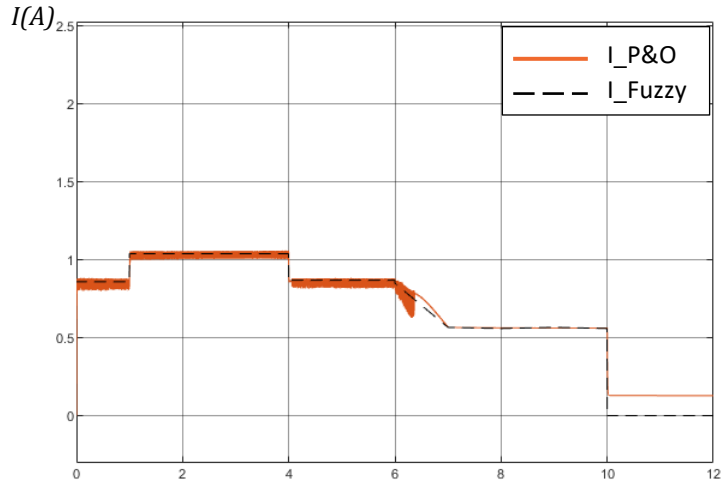


Figure IV-9. *Courbes de courant du système PV sous différentes conditions atmosphériques*

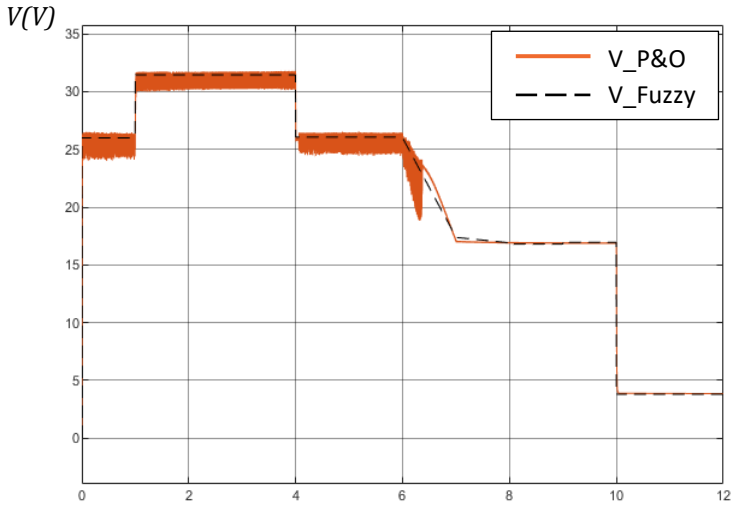


Figure IV-10. *Courbes de tension du système PV sous différentes conditions atmosphériques*

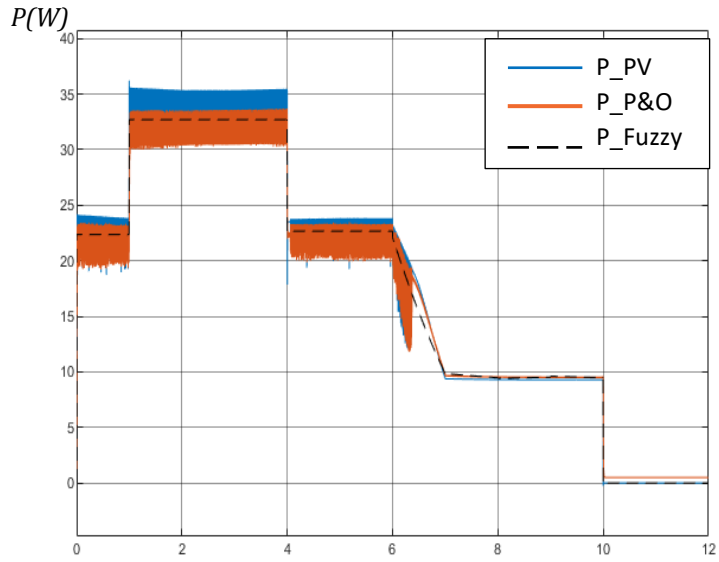


Figure IV-11. *Courbes de puissance du système PV sous différentes conditions atmosphériques*

En examinant les figures IV-9 à IV-11, il est clair que la solution proposée génère efficacement le suivi MPP. Par exemple, les niveaux d'irradiance et de température maximum pendant l'intervalle de temps t = [2, 6] s sont respectivement G = 600 W/ m^2 et T = 42°C. Le courant, la tension et La puissance du système PV dans ces conditions atmosphériques sont respectivement d'environ 1,02A, 31,9V et 33W. La puissance maximale du module PV dans les mêmes conditions d'irradiance et de température est P_{MPP} =35W (figure IV-12). Nous confirmons que le contrôle proposé suit avec succès la puissance maximale du système PV avec une incertitude relative de 5,7% ce qui correspond à un rendement de 94,3%.

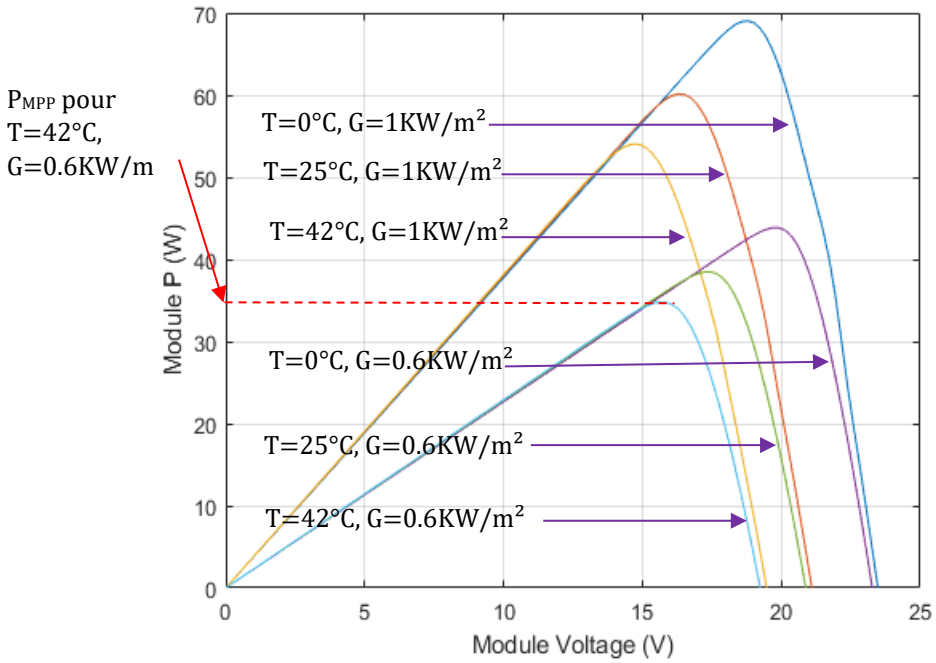


Figure IV-12. *Caractéristique puissance-tension PPV(VPV) du module PV MSX60 sous différentes conditions atmosphériques*

En comparaison avec l'algorithmes P&O, il est montré que les performances du système dans le cadre de l'approche proposée donnent une bonne dynamique caractérisée par une courbe plus douce, une réponse plus rapide et un meilleur suivi de la trajectoire de référence.

Cette simulation nous a permis aussi de voir le comportement de la batterie associé au système PV commandé par le contrôleur flou T-S. Les profils SOC, I_{Bat} et V_{bat} de la batterie pour un cycle sont illustrés sur la figure IV-13. Le courant I_{Bat} <0 pendant la charge et I_{Bat} > 0 pendant la décharge.

Une deuxième simulation est réalisée pour montrer l'influence de la température ambiante sur l'état de charge de la batterie. Les courbes SOC de la batterie pour un cycle pour différentes valeurs de température sont illustrés sur la Figure IV-14.

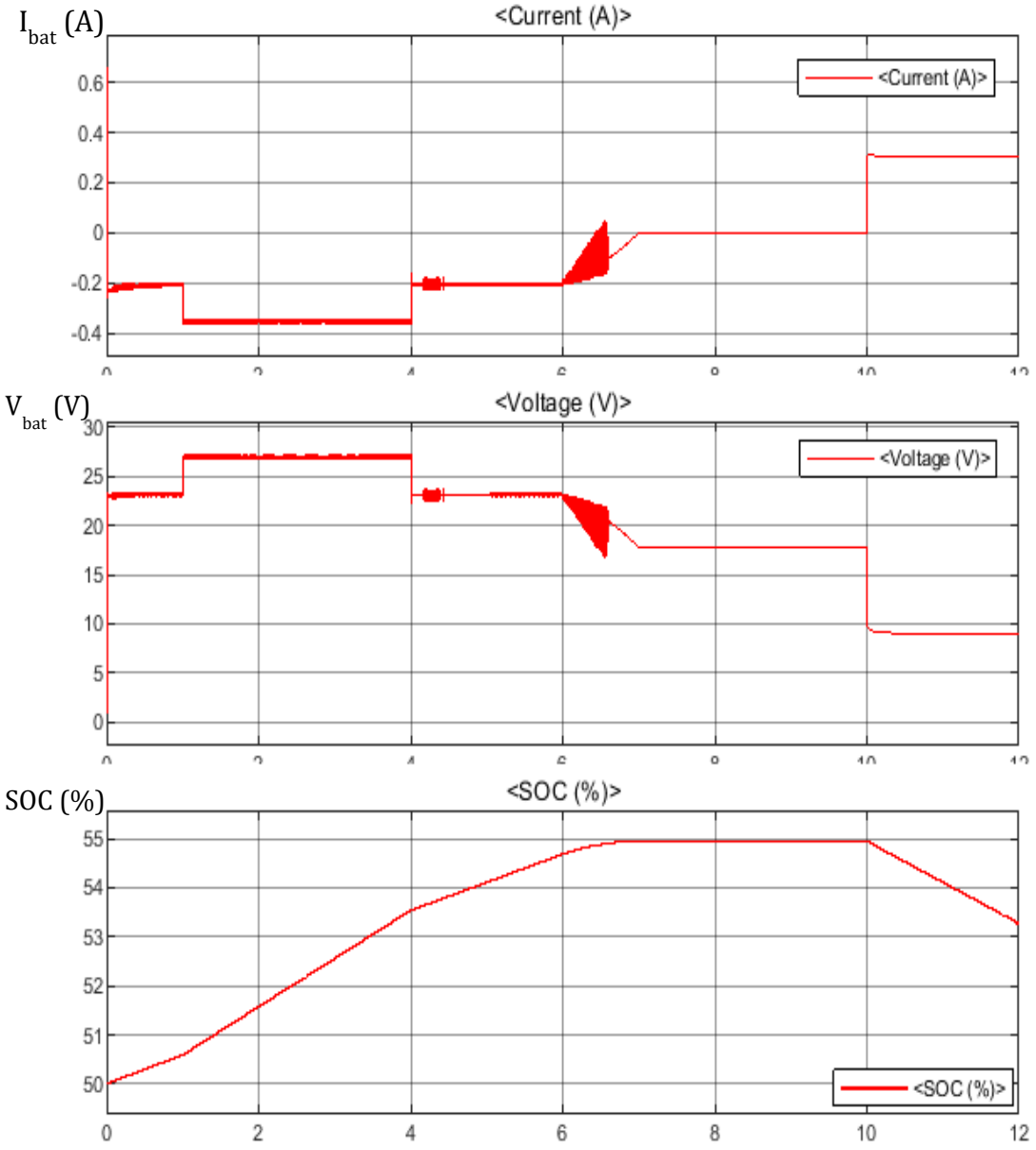


Figure IV-13. *SOC, I_{bat} et V_{bat} de la batterie pour un cycle*

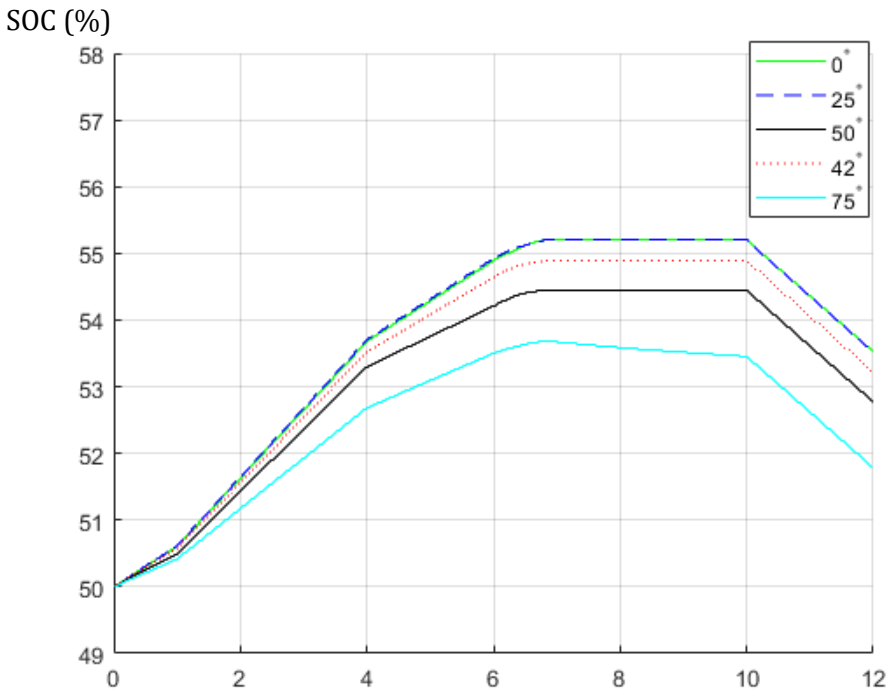


Figure IV-14. *SOC de la batterie pour un cycle pour différentes valeurs de température*

Nous remarquons que le SOC de la batterie varie considérablement avec la température. À des températures élevées, le SOC augmente plus lentement ce qui correspond à une charge plus lente. L'influence de la température apparait pendant la charge de la batterie mais pendant la décharge les courbes sont parallèle ce qui indique que la batterie se décharge au même rythme quel que soit la température ambiante.

IV.6. CONCLUSION

Nous avons réalisé la simulation d'un systèmes PV avec stockage par batterie sous des profil réel de température et d'irradiance solaire. Pour une utilisation optimale, nous avons proposé une méthode d'intelligence artificielle qui réalise la commande de suivi du MPP en utilisant un contrôleur flou de Takagi–Sugeno. Une étude a été effectuée pour trouver le modèle flou T-S du convertisseur Boost utilisé, ainsi que pour déterminer le modèle de référence MPP générant la trajectoire à suivre pour assurer un fonctionnement à puissance maximale du système PV. L'analyse de la stabilité et de l'existence du contrôleur flou T–S proposé a été étudié par la théorie de Lyapunov, le rejet des perturbations par l'utilisation de la méthode H_∞ et le calcul des gains de contrôle ont été déterminés en résolvant un ensemble d'inégalités matricielles linéaires (LMI). Pour démontrer l'efficacité et les avantages de l'approche du contrôleur flou T–S proposé, nous

avons effectué une comparaison entre ce contrôleur et l'algorithme traditionnel Perturb and observe (P&O). Les résultats de simulation ont montré que le contrôleur flou T–S présente de meilleures performances avec une réponse dynamique rapide et une oscillation nulle et démontre l'efficacité de l'algorithme proposé même en cas de changements climatiques brusques. Cette simulation nous a permis aussi de voir le comportement de la batterie associé au système PV commandé par le contrôleur flou T-S et de mettre en évidence l'influence de la température ambiante sur le comportement du SOC de la batterie.

Conclusion Générale

Le stockage par batterie constitue un enjeu considérable dans le développement des systèmes d'énergies renouvelables (EnR). Particulièrement des systèmes PV où le stockage représente une part importante du coût de ces installations et constitue leur maillon faible. Dans ce mémoire, dans un premier temps, nous avons donné un aperçu sur l'état actuel de la production de l'énergie électrique et des EnR dans le monde et au Maroc. Puis nous avons présenté les principaux types de stockage des EnR issue de ressources intermittentes. Nous nous somme focalisés par la suite sur le stockage par batteries en présentant les principales technologies utilisées. Ensuite nous avons donné un état de l'art du stockage par batteries où nous avons soulignés les principaux axes de recherche que sont le dimensionnement et la gestion des batteries, la modélisation et l'estimation des paramètres ainsi que les techniques d'amélioration des performances des batteries. Le principe de fonctionnement des GPV et la topologie des systèmes photovoltaïques ont été traité aussi, ainsi que le fonctionnement des convertisseurs DC-DC les plus fréquemment utilisés dans les installations PV (hacheur Boost et hacheur Buck).

Après, nous avons détaillé le dimensionnement de batteries de stockage pour un système hybride en se fixant comme critère la minimisation du prix de kWh stocké en tenant compte des pertes batterie. L'étude économique a montré que les batteries au plomb GEL sont les plus adapté à notre cas. La modélisation et la simulation du pack de batteries au Plomb résultat du dimensionnement précédent a été effectué par la suite. Pour cela nous avons passé en revue un échantillon de modèle batteries au plomb à circuit électrique des plus répondus dans la littérature. Puis nous avons étudié et simulé deux modèles de batteries au plomb (modèle simple générique et modèle dynamique de troisième ordre de Ceraolo) afin de trouver le model qui peut reproduire le plus fidèlement la caractéristique du fabricant de nos batteries. Les deux modèles permettaient une reproduction assez fidèle de la caractéristique de décharge du constructeur. Nous avons choisi le modèle générique car il présentait un bon compromis entre complexité et précision et nécessitait peu de paramètres et pouvait être facilement simulé sur Matlab/Simulink. Ensuite nous avons présenté une plate-forme matérielle et

logicielle construite autour d'un Arduino Mega pour l'expérimentation de la gestion de charge et décharge de batteries de stockage Plomb-acide. La plate-forme matérielle est composée d'un Arduino Mega, d'un convertisseur DC-DC, d'une carte matérielle et de quelques capteurs (courant, tension et température). Le logiciel a été conçu de manière évolutive permettant l'ajout de modules de programme à mesure que la plate-forme matérielle évolue. Ce logiciel permet d'effectuer plusieurs tâches dont le contrôle de charge de la batterie basé sur un algorithme de charge à 3 temps et la protection de la batterie contre les décharges profondes.

Enfin nous avons effectué la simulation d'un système PV avec stockage par batterie. Nous avons réalisé cette simulation sous des profil réel de température et d'irradiance solaire. Pour une utilisation optimale, nous avons proposé une méthode d'intelligence artificielle qui réalise la commande de suivi du MPP en utilisant un contrôleur flou de Takagi–Sugeno. Nous avons effectué une étude pour trouver le modèle flou T-S du convertisseur Boost utilisé, ainsi que pour déterminer le modèle de référence MPP générant la trajectoire à suivre pour assurer un fonctionnement à puissance maximale du système PV. L'analyse de la stabilité et de l'existence du contrôleur flou T–S proposé a été menée par la théorie de Lyapunov, le rejet des perturbations par l'utilisation de la méthode H_∞ et le calcul des gains de contrôle ont été déterminés en résolvant un ensemble d'inégalités matricielles linéaires (LMI). Pour démontrer l'efficacité et les avantages de l'approche du contrôleur flou T–S proposé, nous avons effectué une comparaison entre ce contrôleur et l'algorithme Perturb and observe (P&O). Les résultats de simulation ont montré que le contrôleur flou T–S présente de meilleures performances avec une réponse dynamique rapide et une oscillation très faible et démontre l'efficacité de l'algorithme proposé même en cas de changements climatiques brusque. Cette simulation nous a permis aussi de voir le comportement de la batterie associé au système PV commandé par le contrôleur flou T-S et de mettre en évidence l'influence de la température ambiante sur le comportement du SOC de la batterie.

Plusieurs perspectives et voies de recherche peuvent être développées dans le cadre de travaux de recherche futurs. Nous pouvons citer :

- Améliorer la plate-forme d'expérimentation de gestion de charge et décharge de batteries de stockage Plomb-acide en intégrant dans son BMS une commande MPPT et une estimation SOC et SOH de la batterie.

- Etendre la gestion à d'autre type de batterie
- Elaborer des systèmes de diagnostic de défaut intelligents pour les batteries permettant la surveillance à distance de l'état de charge, du vieillissement, dégradation …
- Augmenter l'efficacité des systèmes PV en mettant au point des systèmes de gestion d'énergie intelligents.

Référence Bibliographique

[1] Ellabban, O., Abu-Rub, H., Blaabjerg, F., 2014. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. Renew. Sustain. Energy Rev. 39, 748–764. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.113

[2] "World Energy Resources," World Energy Council, 2013.

[3] Perez, R., et al., Solor resource voriobility. Wind Field and Solar Radiation Characterization and Forecasting: A Numerical Approach for Complex Terrain, 2018: p. 149-170.

[4] 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.

[5] Ngoc, P.D.N., Optimisation de systèmes de production intermittents non conventionnels couplés ou réseau électrique. 2011, Université Grenoble Alpes.

[6] Lukic, S.M., et al., Energy storoge systems for outomotive applications. IEEE Transactions on industrial electronics, 2008. 55(6): p. 2258-2267.

[7] Muhon, B., Stocker l'électricité : Oui, c'est indispensable, et c'est possible ! pourquoi, où, comment. 2003.

[8] Hoff, T.E. and R. Perez, Modeling PV f/eet output voriobility. Solar Energy, 2012. 86(8): p. 2177-2189.

[9] Faisal, M., et al., Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges. IEEE Access, 2018.

[10] Daggett, A., M. Qadrdan, and N. Jenkins. Feasibility of a battery storage system for a renewable energy park operating with price arbitrage. in lnnovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2017/EEE PES. 2017. IEEE.

[11] Iaquaniello, G., Montanari, W., Salladini, A., 2017. Standalone CSP-DG system for electrification of remote areas and desalinated water supply. Sol. Energy 157, 1056–1063. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.09.026

[12] 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.

[13] Eiko KRÜGER "Développement d'algorithmes de gestion optimale des systèmes de stockage énergétique basés sur des modèles adaptatifs". Rapport de Thèse Communauté Université Grenoble Alpes Novembre 2016.

[14] Site of World Bank International Energy Agency (IEA), "Electricity generation by region 1974-2016," 2017 [Online]. Available: https://www.iea.org/topics/electricity/. [Accessed: 25-Feb-2020]

[15] Haut-Commissariat au Plan "INDICE DE LA PRODUCTION INDUSTRIELLE, ENERGETIQUE ET MINIERE," 2016.

[16] Salima Marzak "Energies renouvelables : la recette made in Morocco" Conjoncture1021-janvier-2020-ENR

[17] Amin BENNOUNA "Trois décennies d'énergie solaire photovoltaïque au Maroc". Eco Actu Décembre 2019 Disponible en https://www.ecoactu.ma/trois-decennies-denergie-solaire-photovoltaique-au-maroc/

[18] Marion Perrin "Stockage de l'électricité : élément clé pour le déploiement des énergies renouvelables et du véhicule électrique" 2018 disponible en https://www.mediachimie.org/sites/default/files/energie_Perrin.pdf

[19] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, "Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 2, no. 3, pp. 309–320, Jul. 2011.

[20] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, "Rule-based control of battery energy storage for dispatching intermittent renewable sources," IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 1, no. 3, pp. 117–124, Oct. 2010.

[21] W. A. Omran, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, "Investigation of methods for reduction of power fluctuations generated from large gridconnected photovoltaic systems," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 26, no. 1, pp. 318–327, Mar. 2011.

[22] Karima El Hammoumi, Rachid El Bachtiri, Maha Khanfara, and Mohammed Boussetta, "Stockage par batteries- Etat de l'Art," in Proc. COFMER'02 2nd Franco-Moroccan Symposium on Renewable Energies and their integration into the transport and distribution networks pp. 141-142, 2017.

[23] 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.

[24] Pardo, P., et al., A review on high temperature thermochemical heat energy storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. 32: p. 591-610.

[25] Pleflmann, G., et al., Global energy storage demand for a 100% renewable electricity supply. Energy Procedia, 2014. 46: p. 22-31.

[26] 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.

[27] 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.

[28] Chan, C., J. Ling-Chin, and A. Roskilly, Reprint of "A review of chemica/ heat pumps, thermodynamic cycles and thermal energy storage technologies for law grade heatutilisation". Applied thermal engineering, 2013. 53(2): p.160-176.

[29] 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.

[30] Korsaga, E., et al., Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne. 2018.

[31] REYNAUD Jean-François "Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques." Rapport de thèse l'Université Toulouse III - Paul Sabatier 2011

[32] M. Lafoz, L. Garcia-Tabares, and M. Blanco, "Energy management in solar photovoltaic plants based on ESS," in Proc. Power Electronics and Motion Control Conf., Sep. 2008, pp. 2481–2486.

[33] S. LEMOFOUET, A. RUFER, "Hybrid Energy Storage Systems based on Compressed Air and Supercapacitors with Maximum Efficiency Point Tracking", EPE'05, Dresden, sept. 2005.

[34] R. Kabouche, S. Harrouni, and A. Talha, "Etude comparative des différentes techniques de stockage de l'énergie solaire photovoltaïque," 2ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, 2012, pp. 1–9.

[35] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems-Characteristics and comparisons," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008

[36] Mohamed Ansoumane CAMARA "Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs." Rapport de thèse Université Paris Est Créteil 2011

[37] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. Jaud, "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques," Techniques de l'ingénieur, D4030, 1998.

[38] J.P. Dunlop, "Batteries and charge control in stand-alone photovoltaic systems: Fundamentals and application," Sandia National Laboratories, Florida Solar Energy Center ,USA, Technical Report, 1997.

[39] http://www.masolise.com/batterie-lithium-solaire juin 2016

[40] A. Chih-Chiang Hua, B. Zong-Wei Syue, "Charge and Discharge Characteristics of Lead-Acid Battery and LiFePO4 Battery", International Power Electronics Conference (IPEC 2010), pp. 1478-1483

[41] C. Pillot, "The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2014-2025", 15th Eur. Lead Batter. Conf., Valleta, Malta, 2016

[42] B. Scrosati, J. Garche, "Lithium batteries: Status, prospects and future", Journal of Power Sources, 195 (2010) 2419–2430.

[43] D. Linden et T. Reddy, Hand Book of Batteries, 3 éd., New York: McGraw-Hill, 2002.

[44] BOUTTE Aïssa "Identification des paramètres internes d'une batterie pour des applications photovoltaïques." Rapport de thèse Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf juillet 2015.

[45] Charge des batteries d'accumulateurs au plomb - Brochure. Disponible en http://www.inrs.fr/dms/inrs/CataloguePapier/ED/TI-ED-6120/ed6120.pdf

[46] J. JONES, "Étude des interfaces électrodes/électrolyte et des phénomènes de solubilité dans l'accumulateur lithium-ion, " Tours : Université François-Rabelais, 2010.

[47] Boualem BENDIB "Une nouvelle approche de modélisation et de commande des systèmes photovoltaïques autonomes", Rapport de thèse Université Ferhat Abbas SETIF (ALGERIE) 2017

[48] http://www.arebor-energie.fr/encyclopedie/index.php juin 2016

[49] wattuneed.com. Disponible en : https://www.wattuneed.com/fr/11-batteries-solaires# Décembre 2017

[50] Yasser Diab, Pascal Venet, Hamid Gualous, and Gerard Rojatet, «Self-Discharge Characterization and Modeling of Electrochemical Capacitor Used for Power Electronics Applications» IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, pp. 510-517, 2009.

[51] J. B. Copetti, E. Lorenzo an F. Chenlo, 'A general Battery Model for PV System Simulation', Progress in Photovoltaic Research and Application, Vol. 1, 283-292 (1993).

[52] A. D. Hansen, P. E. Sorensen, L. H. Hansen, and H. W. Bindner, "Models for a stand-alone PV system," Riso National Laboratory, Roskilde, Danemark, Technical report, 2001.

[53] http://123solaire.fr/blog/batterie-solaire-photovoltaique/, juin 2016

[54] A. Luque and S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. West Sussex, UK: John Wiley & Sons, 2011.

[55] Fabio Ongaro, Stefano Saggini, et Paolo Mattavelli, "*Li-Ion Battery-Supercapacitor Hybrid Storage System for a Long Lifetime, Photovoltaic-Based Wireless Sensor Network*" IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 27, No. 9, September 2012

[56] Habib Al Jed. "Influence de la recharge rapide sur les performances des accumulateurs lithium des véhicules électriques dans le cadre de l'utilisation postale. " Rapport de thèse Université de Bordeaux, 2014.

[57] G. Pistoia, "Electric and Hybrid Vehicles - Power Sources, Models, sustainability, Infrastructure and the Market", 1st ed. Elsevier , 2010.

[58] A. Selmani, A. Ed-Dahhak, M. Outanoute, et al. "Performance Evaluation of Modelling and Simulation of Lead Acid Batteries for Photovoltaic Applications" International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 7, No. 2, June 2016, pp. 472-480

[59] AR Sparacino, GF Reed, RJ Kerestes, BM Grainger, ZT Smith "Survey of battery energy storage systems and modeling techniques"Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, pp1-8

[60] M.C. McManus"Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production" Applied Energy Vol 93, May 2012, Pages 288-295

[61] Information company HIS, The availability of automotive lead-based batteries for recycling in the EU: a joint industry analysis of EU collection and recycling rates 2010-2012, (2014). https:/sites/default/files/ihs_eurobat_report_lead_lores_final.pdf

[62] http://www.solaire-led.fr/comment-choisir-une-batterie-solaire-pour-stocker-l-energie-solaire.php, juin 2016

[63] Saad Saoud Merwan " Optimisation de la gestion de l'énergie photovoltaïque utilisée dans une zone agricole", Rapport de thèse Université Badji Mokhtar – Annaba 2017

[64] Jérémy LANNELONGUE" Accumulateurs hautes performances de type plomb-étanche-AGM avec collecteurs de courant à base de titane et de carbone flexibles ", Rapport de thèse Communauté Université Grenoble Alpes Décembre 2017.

[65] P. Bauer, "Batteries for Space Power Systems", Washington, D.C: NASA, 1968

[66] D. Linden et T. Reddy, Hand Book of Batteries, 3 éd., New York: McGraw-Hill, 2002.

[67] M. Broussely and G. Pistoia, "*Industrial Applications of Batteries, From Cars to Aerospace and Energy Storage,*" Oxford: Elsevier, 2007.

[68] Richard LAVERGNE, Ilarion PAVEL et Ivan FAUCHEUX "Stockage Stationnaire d'électricité" Rapport du Conseil Général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies. Mars 2019.

[69] V. Agarwal, K. Uthaichana, R. A. DeCarlo, and L. H. Tsoukalas, "Development and validation of a battery model useful for discharging and charging power control and lifetime estimation," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 25, no. 3, pp. 821–835, Sep. 2010.

[70] Habiballah Rahimi-Eichi, Federico Baronti, and Mo-Yuen Chow "Online Adaptive Parameter Identification and State-of-Charge Coestimation forLithium-Polymer Battery Cells" IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 61, No. 4, April 2014.

[71] Xiangjun Li,, Dong Hui, and Xiaokang Lai "Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations" IEEE Transactions On Sustainable Energy, Vol. 4, No. 2, April 2013

[72] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi & D. Sutanto, "Mitigation of Rooftop Solar PV Impacts and Evening Peak Support by Managing Available Capacity of Distributed Energy Storage Systems" , IEEE Transactions On Power Systems 2013.

[73] Amine Lahyani, Pascal Venet, Abdessattar Guermazi, and Alaeddine Troudi "Battery/Supercapacitors Combination in Uninterruptible Power Supply (UPS)" IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 28, No. 4, April 2013.

[74] Phatiphat Thounthong "Model Based-Energy Control of a Solar Power Plant With a Supercapacitor for Grid-Independent Applications", IEEE Transactions On Energy Conversion, Vol. 26, No. 4, December 2011

[75] B. Borowy et Z. Salameh, "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and pv array in wind/pv hybrid system," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 12, n° 11, pp. 367-375, 1996.

[76] G. Shrestha and L. Goel, "A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations," IEEE Transactions on Energy Conversion., vol. 13, no. 4, pp. 373–378, Dec. 1998

[77] J. L. Bernal-Agustín et R. Dufo-López, "Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, n° 18, pp.2111-2118, 2009.

[78] M. O. Badawy, Fatih Cingoz and Y. Sozer,"Battery storage sizing for a grid tied PV system based on operating cost minimization," in proc.IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2016 IEEE, 1-7

[79] C. Ghenai, T. Samir Z. Salameh, A. Merabet and A-K. Hamid, "'Modeling and Optimization of Hybrid Solar-Diesel-Battery Power System", Seventh International Conference on Modeling, Simulation, and Applied Optimization - 2017 (ICMSAO'17), Sharjah, American University of Sharjah, UAE, 4-6 April, 2017.

[80] M. Boussetta, R. El bachtiri, **K. El hammoumi**, and M. Khanfara, "Optimal Sizing Of Grid-Connected Pv-Wind System Case Study: Agricultural Farm In Morocco," Journal of Theoretical and Applied Information Technology, vol. 86, no. 2, p. 196, 2016.

[81] X.Wang, D.M. Vilathgamuwa, and S. Choi, "Determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 23, no. 3, pp. 868–878, Sep. 2008.

[82] Y. Ru, J. Kleissl, and S. Martinez, "Storage Size Determination for Grid-Connected Photovoltaic Systems,"IEEE Transactions on Sustainable Energy, VOL. 4, NO. 1, January 2013

[83] R. Rao, S. Virudhula, and D. Rakhmatov, "Battery models for energy aware system desing," IEEE Comput., vol. 36, no. 12, pp. 77–87, Dec.2003.

[84] M. Pedram and Q. Wu, "Design considerations for battery-powered electronics," in Proc. 36th Design Autom. Conf., 1999, pp. 861–866.

[85] M. Ceraolo, "Dynamical models of lead-acid batteries," IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 1184–1190, Nov. 2000.

[86] K. C. Syracuse and W. D. K. Clark, "A statistical approach to domain performance modeling for oxyhalide primary lithium batteries," in Proc 12th Annu. Battery Conf. Appl. Adv., 1997, pp. 163–170.

[87] Stefano Barsali and Massimo Ceraolo "Dynamical Models of Lead-Acid Batteries: Implementation Issues" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, No. 1, March 2005

[88] F. Xuyun et S. Zechang, «A battery model including hysteresis for State-of-Charge estimation in Ni-MH battery,» IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Harbin, China, 2008

[89] B.J. Huang , P.C. Hsu, M.S. Wu, P.Y. Ho "System Dynamic Model and Charging Control of Lead-Acid Battery for Stand-Alone Solar PV System", Solar Energy, vol. 84, pp. 822-830, 2010.

[90] M. Cacciato, G. Nobile, G. Scarcella, and G. Scelba, "Real-time Model-based estimation of SOC and SOH for Energy Storage Systems," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 32, no. 1, pp. 794-803, 2017.

[91] B. S. Bhangu, P. Bentley, D. A. Stone, and C. M. Bingham, "Nonlinear Observers for Predicting State-of-Charge and State-of-Health of Lead-Acid Batteries for Hybrid-Electric Vehicles" IEEE Transactions On Vehicular Technology, Vol. 54, No. 3, May 2005

[92] Jonghoon Kim,and B. H. Cho,"State-of-Charge Estimation and State-of-Health Prediction of a Li-Ion Degraded Battery Based on an EKF Combined With a Per-Unit System" IEEE Transactions On Vehicular Technology, Vol. 60, No. 9, November 2011

[93] K. S. Ng, C.-S. Moo, Y.-P. Chen, and Y.-C. Hsieh, "Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries," Appl. Energy, vol. 86, no. 9, pp. 1506–1511, Sep. 2009.

[94] S. Lee, J. Kim, J. Lee, and B. Cho, "State-of-charge and capacity estimation of lithium-ion battery using a new open circuit voltage versus state of- charge," J. Power Sourc., vol. 185, no. 2, pp. 1367–1373, Dec. 2008.

[95] F. Codeca, S. M. Savaresi, and V. Manzoni, "The mix estimation algorithm for battery state-of-charge estimator—Analysis of the sensitivity to measurement errors," in Proc. 48th IEEE CDC/CCC, Shanghai, China, Dec. 15–18, 2009, pp. 8083–8088.

[96] Mehdi Gholizadeh and Farzad R. Salmasi "Estimation of State of Charge, Unknown Nonlinearities, and State of Health of a Lithium-Ion Battery Based on a Comprehensive Unobservable Model", IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 61, No. 3, March 2014

[97] M. Charkhgard and M. Farrokhi, "State-of-charge estimation for lithiumion batteries using neural networks and EKF," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 57, no. 12, pp. 4178–4187, Dec. 2010.

[98] G.-C. Hsieh, L.-R. Chen, and K.-S. Huang, "Fuzzy-controlled Li-Ion battery charge system with active state-of-charge controller," IEEE Trans. nd. Electron., vol. 48, no. 3, pp. 585–593, Jun. 2001.

[99] M. Coleman, L. Chi Kwan, Z. Chunbo, and W. G. Hurley, "State-of charge determination from EMF voltage estimation: Using impedance, terminal voltage, and current for lead-acid and lithium-ion batteries," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 54, no. 5, pp. 2550–2557, Oct. 2007.

[100] D. Di Domenico, G. Fiengo, and A. Stefanopoulou, "Lithium-ion battery state of charge estimation with a Kalman filter based on a electrochemical model," in Proc. IEEE Int. Conf. CCA, 2008, pp. 702–707.

[101] M. Charkhgard and M. Farrokhi, "State-of-charge estimation for Lithium-ion batteries using neural networks and EKF," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 57, no. 12, pp. 4178–4187, Dec. 2010.

[102] M. Shahriari and M. Farrokhi, "Online state-of-health estimation of VRLA batteries using state of charge," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 60, no. 1, pp. 191–202, Jan. 2013.

[103] I.-S. Kim, "A technique for estimating the state of health of lithium batteries through a dual-sliding-mode observer," IEEE Trans. Power Electron., vol. 25, no. 4, pp. 1013–1022, Apr. 2010.

[104] Ho-Ta Lin, and Shih-Ming Chen Tsorng-Juu Liang, "Estimation of Battery State of Health Using Probabilistic Neural Network" IEEE Transactions On Industrial Informatics, Vol. 9, No. 2, May 2013.

[105] A. Zenati, P. Desprez, and H. Razik, "Estimation of the SOC and the SOH of Li-ion batteries, by combining impedance measurements with the fuzzy logic inference," in Proc. 36th Annu. Conf. IEEE IECON, Glendale, AZ, USA, Nov. 7–10, 2010, pp. 1773–1778.

[106] https://www.futura-sciences.com/planete/dossiers/developpement-durable-cellules-photovoltaiques-coeur-panneaux-solaires-1688/page/4/ Fevrier-2021.

[107] M. Trainer, "Albert Einstein's patents," World Patent Information, vol. 28, pp. 159-165, 2006.

[108] A. Luque and S. Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering". West Sussex, UK: John Wiley & Sons, 2011.

[109] Site de l'Energie Facteur 4 (eF4), "Comment ça marche ?: la cellule photovoltaïque." Disponible en : http://www.ef4.be/fr/archives/energies-renouvelables/solairephotovoltaique/fonctionnement.html. Mai-2020

[110] K. Espinosa, "La fabrication d'une cellule photovoltaique," Site de soloréa, 2013. Disponible en : https://blog.solorea.com/fabrication-cellule-photovoltaique. Mai-2020

[111] https://www.futura-sciences.com/maison/dossiers/maison-electricite-solaire-energie-rayonnante-1225/page/12/ Avril 2016

[112] D. Bellala, "Contribution à l'optimisation des systèmes de conversion d'énergie: Application aux systèmes photovoltaïques," Thèse de Doctorat en Sciences, Université de Batna 2, Algérie, 2009.

[113] E. Karatepe, M. Boztepe, and M. Colak, "Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells," Solar Energy, vol. 81, pp. 977-992, 2007.

[114] V. J. Chin, Z. Salam, and K. Ishaque, "Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review," Applied Energy. 2015.

[115] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model," Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, vol. 21, pp. 45-55, 2001.

[116] Mosa, M., Shadmand, M.B., Balog, R.S., et al. : "Efficient maximum power point tracking using model predictive control for photovoltaic systems under dynamic weather condition", IET Renew. Power Gener., 2017, 11, (11), pp. 1401–1409.

[117] Salas, V., Olias, E., Barrado, A., & Lazaro, A. "Review of the maximum power point tracking algorithms for standalone photovoltaic systems". Solar Energy, 90, 1555–1578. (2006).

[118] Ali, N.; Armghan, H.; Ahmad, I.; Armghan, A.; Khan, S.; Arsalan, M. "Backstepping based non-linear control for maximum power point tracking in photovoltaic system. Sol. Energy 2018, 159, 134–141

[119] H. Fathabadi. Novel High "Efficiency DC/DC Boost Converter for using in Photovoltaic Systems". Sol. Energy. 125: 22–31, 2016.

[120] S. Ozdemir, N. Altin, I. Sefa. "Fuzzy logic based MPPT controller for high conversion ratio quadratic boost converter". Int. J. Hydrogen Energy. 2017; 42: 17748–17759.

[121] W. Li, X. He. "Review of Nonisolated High-Step-Up DC/DC Converters in Photovoltaic Grid-connected Applications". IEEE Trans. Ind. Electron. Trans. 2011; 58 (4): 1239–1250,.

[122] M. H. Taghvaee, M. A. M. Radzi, S. M. Moosavain, H. Hizam, M. Hamiruce Marhaban. "A current and future study on non-isolated DC-DC converters for photovoltaic applications. Renew". Sustain. Energy Rev. 2013; 17: 216–227

[123] Nor Hanisah B., Tunku M.N., Tunku M., et al. "Topologies of DC-DC Converter in Solar PV Applications", Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science Vol. 8, No. 2, November 2017, pp. 368–374.

[124] M. H. Rashid, Power Electronics Handbook : "Devices, Circuits and Applications", 3rd ed. MA, USA: Elsevier and Butterworth-Heinemann, 2011.

[125] R. W. Erickson and D. Maksimovic, "Fundamentals of power electronics", 2nd ed. New York, USA: Kluwer academic, 2001.

[126] Q.-C. Zhong and T. Hornik, "Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration". West Sussex, U.K: Wiley/IEEE Press, 2013.

[127] N. J. L. Philips and G. E. FranÇois, "Necessary and Sufficient Conditions for the Stability of Buck-Type Switched-Mode Power Supplies," IEEE Transactions on Industrial Electronics and Control Instrumentation, 1981.

[128] A. S. Samosir and A. H. M. Yatim, "Dynamic evolution control for synchronous buck DC-DC converter: Theory, model and simulation," Simulation Modelling Practice and Theory, 2010.

[129] S. Xu, F. Sun, M. Yang, C. Han, W. Sun, and S. Lu, "A wide output range voltage-mode buck converter with fast voltage-Tracking speed for RF power amplifiers," Microelectronics Journal, 2015.

[130] Deleage, Olivier, "Conception, réalisation et mise en œuvre d'un micro-convertisseur intégré pour la conversion DC/DC". Thèse. Université Joseph-Fourier-Grenoble I, 2009.

[131] Mohammed Boussetta, Rachid El Bachtiri, **Karima El Hammoumi**, and Maha Khanfara, "Assessing the Potential of Hybrid PV–Wind Systems to Cover Public Facilities Loads Under Different Moroccan Climate Conditions," « Sustainable Energy Technologies and Assessments» vol. 22, pp. 74–82, 2017.

[132] Dhaker Abbes "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome," Thèse de Doctorat en Génie électrique. Poitiers : Université de Poitiers, 2012.

[133] **Karima. El Hammoumi**, Rachid El Bachtiri, Mohammed Boussetta and Maha Khanfara "Dimensionnement de batteries de stockage pour un système hybride de 3kVA," in Proc. REEE'17 The International Conference on Renewable Energy and Energy Efficiency pp. 64-67, November 8 & 9, 2017 FST FEZ.

[134] **Karima. El Hammoumi**, Rachid El Bachtiri, Mohammed Boussetta and Maha Khanfara "Dimensioning of a battery system to store energy from a hybrid PV/wind/diesel system at 3 Kva," IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018, vol. 161, no. 1, p. 12011

[135] **Karima. El Hammoumi**, Rachid El Bachtiri, Mohammed Boussetta and Maha Khanfara "Modeling and Simulation of a Lead-Acid Battery Pack to be Used in a Hybrid System" in Proc. CI2E'18 EST-FEZ The International Congress on Energy and Environment pp. 53, EST FEZ March 28 & 29 2018.

[136] **Karima. El Hammoumi**, Rachid El Bachtiri, Mohammed Boussetta and Maha Khanfara "Arduino Based Platform for Managing a PV Battery Charge," IEEE 7th International Renewable and Sustainable Energy Conference Agadir, Morocco 2019 (IRSEC'19)

[137] N. Devillers "caractérisation et modélisation de composants de stockage électrochimique et électrostatique," Thèse de Doctorat en Génie électrique. : Université de Franche-Comté, 2012

[138] A. Labouret et M. Villoz, Energie solaire photovoltaïque, 4e éd., Dunod, 2009.

[139] atbatt, [En ligne]. Available: http://www.atbatt.com/. Juillet 2017

[140] solaris-store, [En ligne]. Available: https://www.solaris-store.com/. Juillet 2017

[141] O. Tremblay, L. A. Dessaint, A. I. Dekkiche, "A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles", Proc. IEEE Veh. Power Propulsion Conf. (VPPC 2007), pp. 284-289.

[142] Rami HADDAD Adel EL SHAHAT Youakim KALAANI "Lead Acid Battery Modeling For Photovoltiac Applications" Journal of Electrical Engineering 2015, pp. 17-24.

[143] Jantharamin N., Zhang, L., "A new dynamic model for Lead-Acid batteries", 4th IET Conference on Power Electronics, Machines and Drives, April 2008, pp. 86- 90

[144] N. Achaiboua , M.Haddadib , A.Maleka, "Modeling of lead acid batteries in PV systems", Energy Procedia 18 (2012) 538 – 544 Available online at www.sciencedirect.com

[145] Fancisco M. Gonzalez-Longatt. "Circuit Based Battery Models: A Review". Congreso Iberoamericano de estudiantes De Ingenieria Electrica. Cibelec 2006

[146] R. A. Jackey, A Simple, Effective Lead-Acid Battery Modeling Process for Electrical System Component Selection 2007

[147] Olivier Tremblay, Louis-A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications". World Electric Vehicle Journal Vol. 3 - ISSN 2032-6653 - © 2009 AVERE pp . 289-298

[148] Fathia KAROUI " Optimisation de stratégies de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques." Rapport de thèse Institut National Polytechnique de Grenoble octobre 2007.

[149] Jaw-Kuen Shiau, Der-Ming Ma, Pin-Ying Yang, Geng-Feng Wang, Jhij Hua Gong "Design of a Solar Power Management System for an Experimental UAV, " in IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems · November 2009

[150] Kailong LIU, Kang LI, Qiao PENG, Cheng ZHANG "A brief review on key technologies in the battery management system of electric vehicles" Front. Mech. Eng. 2019, 14(1) pp 47–64
[151] Filippo Spertino, et al "A Smart Battery Management System for Photovoltaic Plants in Households Based on Raw Production Forecast", November 5th 2018
[152] Sanas Renuka, Patil Anupama, "Development of Battery Management System for PV Generation", International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering Vol. 4, Issue 6, June 2015
[153] W. Merrouche , H. Tebibel et A. Malek "Développement sous Proteus d'un régulateur basé sur un algorithme de charge efficace et sécurisée pour batteries au plomb dans un système photovoltaïque", Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa (2012) pp 175 – 186
[154] Salim ABOUDA" Contribution à La Commande Des Systèmes Photovoltaïques : Application aux Systèmes de Pompage," Rapport de thèse Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax avril 2015.
[155] M.S. Aït Cheikh et al " Simulation et réalisation d'un contrôleur de batterie solaire à base de PIC16F876", Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa (2012) pp 1 – 9
[156] Accumulateurs électriques (batteries) - ppt video online disponible en https://slideplayer.fr/slide/1766264/
[157] Samir Mouhadjer , Ali Chermitti, Amar Neçaibia " Etude et conception d'un régulateur de charge de batterie pour système hybride (Photovoltaïque-Eolien) ", 2ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables Ghardaïa (2012)
[158] Duryea, S., Islam, S., and Lawrance, W. "A battery management system for stand alone photovoltaic energy systems", IEEE Industry Application Magazine, 7, 3 (May—June 2001), 67—72.
[159] Glavin, M., and Hurley, W. G. "Battery management system for solar energy application", In Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, Sept. 6—8, 2006, 79—83.
[160] W. Makni, N. Ben hadj, H. Samet, R. Neji, "Design simulation and realisation of solar battery charge controller using Arduino Uno", 17th international conference on Sciences and Techniques of Automatic control & computer engineering- STA'2016, Sousse, Tunisia, December 19-21, 2016.
[161] T. Kaur, J. Gambhir, S. Kumar, "Arduino Based Solar Powered Battery Charging System For Rural SHS", Power Electronics (IICPE), 2016 7th India International Conference.
[162] CHAIBI Yassine ''Modeling and Optimization of a Standalone Photovoltaic System supplying an alternative Load'', Thése Doctorat Université Moulay Ismail Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Meknès 2019
[163] M. Rezkallah, A. Hamadi, A. Chandra, B. Singh, A.Hamadi, "Design and Implementation of Active Power Control With Improved P&O Method for Wind-PV-Battery-Based Standalone Generation System", IEEE Trans. Ind. Electron. 2018, 65, 5590–5600
[164] Kazmi, S., Goto, H., Ichiokura, O., Guo, H.J., 2009. "An improved and very efficient MPPT controller for PV systems subjected to rapidly varying atmospheric conditions and partial shading", In: Proceedings of the Power Engineering Conference, Adelaide, Australia, September, pp. 1–6.
[165] Sera, D., Mathe, I., Kerekes, T., Spataru, S. V., & Teodorescu, R. (2013). "On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV system", IEEE Journal of Photovoltaics, 3, 1070–1078
[166] Alik, R., Jusoh, A., 2018. "An enhanced P&O checking algorithm MPPT for high tracking efficiency of partially shaded PV module. Sol. Energy 163, 570–580. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.050.
[167] Alik, R., Jusoh, A., 2017. "Modified Perturb and Observe (P&O) with checking algorithm under various solar irradiation", Sol. Energy 148, 128–139. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.064
[168] Femia, N. et al., 2005. "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method", IEEE Trans. Power Electron. 20 (4), 963–973.

[169] Lin, C.-H. et al., 2011. "Maximum photovoltaic power tracking for the PV array using the fractional-order incremental conductance method", Appl. Energy 88 (12), 4840–4847.
[170] Safari, A., Mekhilef, S., 2011. "Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using Cuk converter", IEEE Trans. Ind. Electron. 58 (4), 1154–1161.
[171] Bounechba, H.; Bouzid, A.; Snani, H.; Lashab, "A. Real time simulation of MPPT algorithms for PV energy system", Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2016, 83, 67–78.
[172] Kollimalla, S.K., Member, Student, Mishra, M.K., Member, Senior, 2014. "Variable Perturbation Size Adaptive P & O MPPT Algorithm for Sudden Changes in Irradiance", IEEE Trans. Sustain. Energy 5, 718–728. https://doi.org/10.1109/TEC.2014.2320930.
[173] Hong, Y., Pham, S.N., Yoo, T., Chae, K., Baek, K.H., Kim, Y.S., 2015. "Efficient Maximum Power Point Tracking for a Distributed PV System under Rapidly Changing Environmental Conditions", IEEE Trans. Power Electron. 30, 4209–4218. https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2352314
[174] Nabulsi, A. A., & Dhaouadi, R. (2012). "Efficiency optimization of a DSP-based standalone PV system using fuzzy logic and dual-MPPT control", IEEE Transactions on Industrial Informatics, 8, 573–584.
[175] Amit K. P., Naruttam K. R., Hemanshu R. P., ''MPPT methods for solar PV systems: a critical review based on tracking nature'', IET Renew. Power Gener., 2019, Vol. 13 Iss. 10, pp. 1615-1632
[176] Ahmed, A. S. M., Alberto, B., & Osama, A. M. (2017). " Design and hardware implementation of FL-MPPT control of PV systems based on GA and small-signal analysis", IEEE Transactions on Sustainable Energy, 8, 279–290.
[177] Chaibi,R., Er Rachid, I., Tissir, El H., Hmamed,A., (2018) Finite frequency static output feedback H∞ control of continuous-time T-S fuzzy systems. Journal of Circuits, Systems, and Computers, 28(2).
[178] Takagi T. and Sugeno M. "Fuzzy Identification of Systems and its Application to Modeling and Control", IEEE Trans. on Syst. Man and Cybernetics, Vol. 15, pp. 116- 132, 1985.
[179] Chen, B. S., & Ho, S. J. (2016). "Multiobjective tracking control design of TS fuzzy systems: Fuzzy Pareto optimal approach", Fuzzy Sets and Systems, 290, 39–55.
[180] Chiu, C. S. (2010). "T–S fuzzy maximum power tracking control of solar power generation systems", IEEE Transaction on Energy Conversion, 25, 1123–1132.
[181] Chiu, C. S., & Ouyang, Y. L. (2011). "Robust maximum power tracking control of uncertain photovoltaic systems: A unifield T-S fuzzy model-model based approach", IEEE Transaction on Control Systems Control Technology, 19, 1516– 1526.
[182] M. Allouche K. Dahech M. Chaabane, " Multiobjective maximum power tracking control of photovoltaic systems: T-S fuzzy model-based approach", Soft Comput, DOI 10.1007/s00500-017-2691-7, Springer
[183] Zayani, H., Allouche, M., Kharrat, M., & Chaabane, M. (2015, December). "TS fuzzy maximum power point tracking control of photovoltaic conversion system", In 2015 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA) (pp. 534-539). IEEE.
[184] Kamal, E., Aitouche, A., & Bouamama, B. O. (2016, April). "Robust Takagi-Sugeno fuzzy control of PV system", In 2016 International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT) (pp. 052-058). IEEE.
[185] Allouche, M., Dahech, K., Chaabane, M., & Mehdi, D. (2018). "Fuzzy observer-based control for maximum power-point tracking of a photovoltaic system", International Journal of Systems Science, 49(5), 1061-1073
[186] CABAL Cedric ''Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaique'' Thése Université de toulouse III, Decembre 2008.
[187] B. Liu, S. Duan, F. Liu, and P. Xu, "Analysis and improvement of maximum power point tracking algorithm based on incremental conductance method for photovoltaic array," in 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS'07), 2007, pp. 637-641.

[188] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, and Y. Kang, "A variable step size INC MPPT method for PV systems," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55, pp. 2622-2628, 2008.

[189] El Ougli, Abdelghani, "Intégration des techniques floues à la synthèse de contrôleurs adaptatifs." Thése de doctorat, Université Sidi Mohamed Ben Abdellah, Fès (2009).

[190] Mamdani,E. H., (1974) "Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant". In Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, IET. 121(12), 1585–1588.

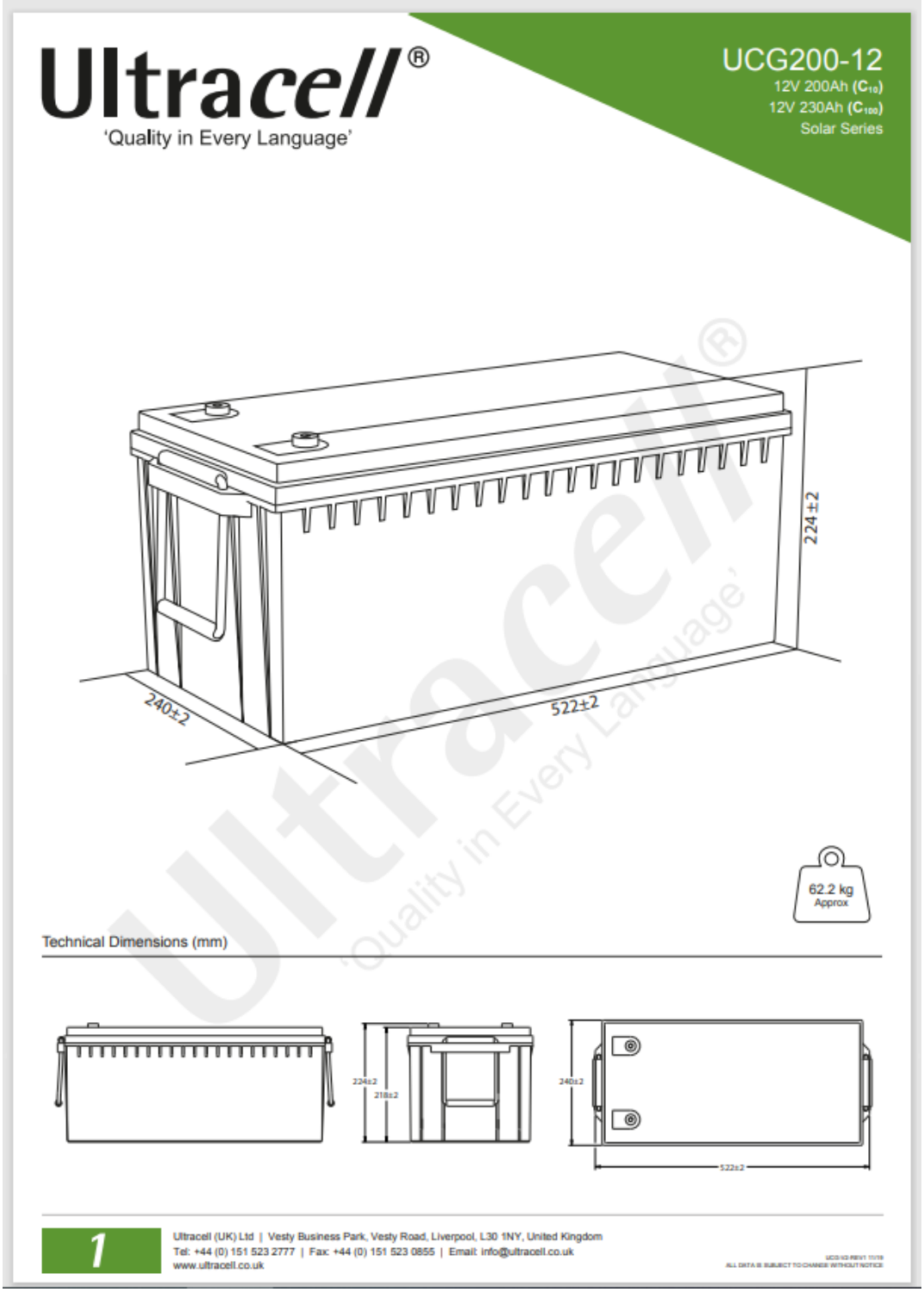
[191] X.H. Chang, L. Zhang, J.H. Park. "Robust static output feedback H_∞ control for uncertain fuzzy systems", Fuzzy Sets and Systems, 273, (2015) 87–104

[192] Chaibi, R., El Aiss, H., El Hajjaji, A., and Hmamed, A., (2020) Stability analysis and robust H∞ controller synthesis with derivatives of membership functions for T-S fuzzy systems with time-varying delay: Input-output stability approach, International Journal of Control, Automation and Systems 18(X), 1-13.

[193] C. H. Fang, Y. S. Liu, S. W. au, L. Hong, and C. H. Lee, "A new LMI based approach to relaxed quadratic stabilization of TS fuzzy control systems", IEEE Transactions on fuzzy systems 14 (3) (2006), 386-397

Annexe A

Fiches techniques batteries



Ultracell®
'Quality in Every Language'

TechData

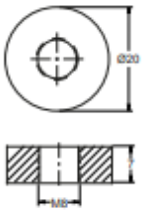
UCG200-12
12V 200Ah (C_{10})
12V 230Ah (C_{100})
Solar Series

Image



Terminal Dimensions (mm)

Standard
Terminal: F11



Technical Specification

Output	Nominal Voltage Nominal Capacity (10HR)	12V 200Ah
Terminal Type	Standard Terminal	F11
Container Material	Standard Option Flame Retardant Option (FR)	ABS ABS (UL94:VO)
Rated Capacity	(100HR 1.80V/cell, 25°C) (20HR 1.80V/cell, 25°C) (10HR 1.80V/cell, 25°C) (5HR 1.75V/cell, 25°C) (3HR 1.75V/cell, 25°C) (1HR 1.60V/cell, 25°C)	230 Ah/2.30A 206 Ah/10.3A 200 Ah/20.0A 170 Ah/34.0A 147.6 Ah/49.2A 119.4 Ah/119.4A
Max Discharge Current	2000A (5s)	
Internal Resistance	Approx 2.9mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp Range	Discharge: -15 ~ 50°C Charge: 0 ~ 40°C Storage: -15 ~ 40°C
	Nominal Operating Temp Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 60A. Voltage 14.4V ~ 15.0V @ 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on initial charging current. Voltage 13.5V ~ 13.8V @ 25°C Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C 103% 25°C 100% 0°C 86%
Design Floating Life at 20°C	15 Years	

Self Discharge

Ultracell® UCG batteries may be stored for up to 6 months at 25°C and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time intervals will be shorter.

Constant Current Discharge / Constant Power Discharge At 25°C (Amperes & Watts/Cell)

A = Amperes W = Watts

F.V/TIME A W	5 min	10 min	15 min	20 min	30 min	45 min	60 min	2 hours	3 hours	4 hours	5 hours	6 hours	8 hours	10 hours	20 hours
1.85V/cell	322.4 594.1	253.5 471.9	215.6 405.4	180.3 342.5	142.5 273.0	108.2 209.0	89.5 173.5	56.9 110.9	44.2 86.5	36.4 71.3	30.9 60.7	26.9 53.1	21.9 43.4	18.6 36.9	10.0 19.9
1.80V/cell	426.5 778.1	319.2 587.6	256.7 476.5	210.0 393.4	164.0 310.4	122.8 235.3	99.6 192.0	61.9 119.9	47.5 92.4	38.7 75.6	33.2 65.0	28.9 56.8	23.4 46.1	20.0 39.7	10.3 20.5
1.75V/cell	490.8 875.6	358.0 647.9	286.1 524.3	230.6 427.5	174.8 328.0	129.9 246.8	105.4 202.1	64.8 125.2	49.2 95.5	40.0 77.9	34.0 66.4	29.7 58.2	23.8 46.8	20.2 40.0	10.4 20.6
1.70V/cell	546.8 947.0	394.7 697.2	309.1 557.6	245.2 450.4	184.4 343.5	136.4 257.7	110.0 210.1	68.0 130.9	50.9 98.5	41.2 80.0	34.9 68.0	30.3 59.3	24.1 47.4	20.3 40.2	10.6 21.0
1.65V/cell	597.2 10175	421.9 736.9	325.5 581.5	258.0 469.4	193.1 356.5	140.5 263.3	113.9 216.1	69.9 133.7	52.8 101.7	42.4 82.1	35.7 69.4	31.0 60.4	24.5 48.0	20.5 40.5	10.7 21.2
1.60V/cell	664.0 1105.2	461.8 788.1	350.9 616.6	277.1 498.6	205.2 375.7	148.5 276.6	119.4 225.4	72.5 138.0	54.7 104.8	43.4 83.7	36.4 70.5	31.6 61.5	24.8 48.5	20.8 41.1	10.8 21.3

Ultracell (UK) Ltd | Vesty Business Park, Vesty Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

UCG12V200 REV1 11/19
ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

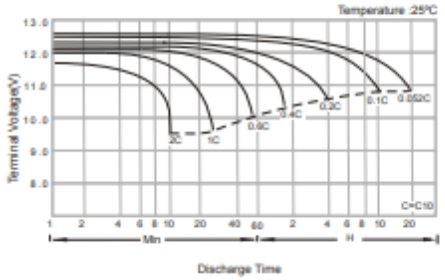
2

Ultracell®
'Quality in Every Language'

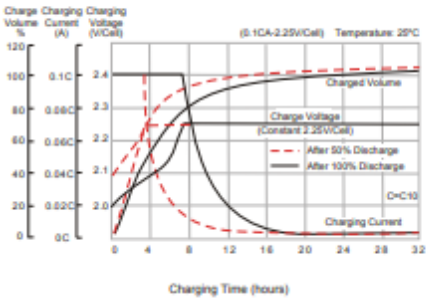
TechData

UCG200-12
12V 200Ah (C_{10})
12V 230Ah (C_{100})
Solar Series

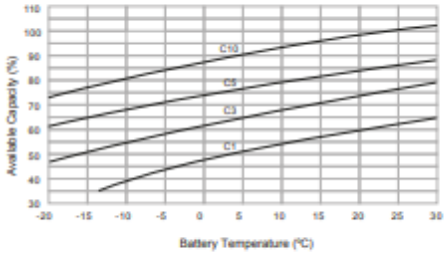
Discharge Characteristics



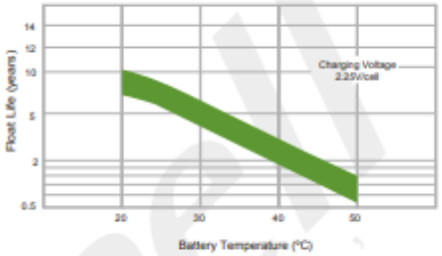
Float Charging Characteristics



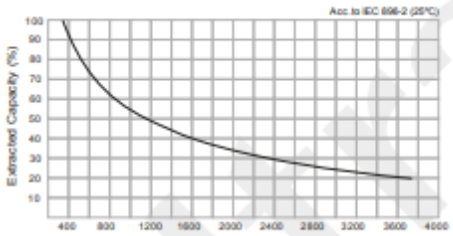
Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



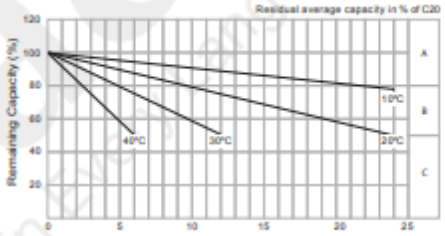
Effect of Temperature on Long Term Float Life



Cycle Life in Relation to Depth of Discharge



General Relation of Capacity vs. Storage Time



General Relation of Capacity vs. Storage Time (Notes)

A) No supplementary charge required.
(Carryout supplementary charge before use if 100% capacity is required.)

B) Supplementary charge required before use. Optional charging way as below:
1. Charged for above 3 days at limited current 0.25CA and constant voltage 2.25V/cell.
2. Charged for above 20 hours at limited current 0.25CA and constant voltage 2.25Vcell.
3. Charged for 8 ~ 10 hours at limited current 0.05 CA.

C) Supplementary charge may often fail to recover the capacity.
The battery should never be left standing till this is reached.

VdS
MH 29410
CE 1188
ISO9001 CERTIFIED

3

Ultracell (UK) Ltd | Vesty Business Park, Vesty Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

UCG V2-REV1 11/10
ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

UCG150-12

12V 150AH

Deep Cycle

Ultracell®

Quality in Every Language

UCG150-12



Physical Specification

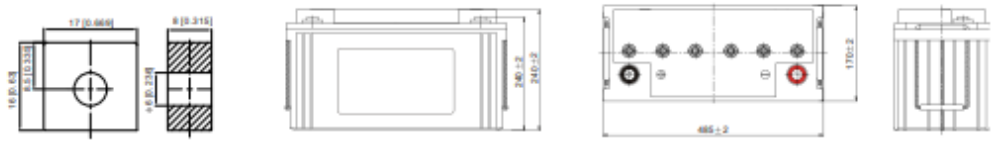
Part Number	UCG150-12
Length	485 ± 2 mm
Width	170 ± 2 mm
Container Height	240 ± 2 mm
Total Height (with terminal)	240 ± 2 mm
Approx Weight	43.5 kg

Specifications

	Nominal Voltage	12V
	Nominal Capacity (10HR)	150AH
Terminal Type	Standard Terminal	F10
	Optional Terminal	F11
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	UL94-V0
Rated Capacity	20hr, 1.80V/cell, 25°C	156.0 AH/8.04A
	10hr, 1.80V/cell, 25°C	150.0 AH/15.0A
	5hr, 1.75V/cell, 25°C	131.6 AH/26.3A
	1hr, 1.60V/cell, 25°C	96.9 AH/96.9A
Max Discharge Current	1500A (5s)	
Internal Resistance	2.5mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -20 ~ 55°C
		Charge: 0 ~ 40°C
		Storage: -20 ~ 50°C
	Nominal Operating Temp. Range	25 ± 3°C
	Cycle Use	Inital Charging Current less than 45.0A.Voltage 14.4V ~ 15.0V Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 13.5V ~ 13.8V Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affect by Temperature	40°C 103%
		25°C 100%
		0°C 86%
Design Floating Life at 20°C	15 Years	
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 9 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	

Dimensions

F10 Terminal



1

Ultracell (UK) Ltd | Vesty Business Park, Vesty Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

Revised: 06 May 2015
ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

UCG150-12

12V 150AH

Deep Cycle

Ultracell®

Quality in Every Language

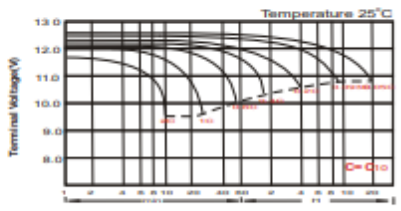
Constant Current Discharge (Amperes) at 20°C

F.V/Time	10min	15mi	20min	30min	45min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
1.85V/cell	219.6	184.8	161.5	116.2	92.3	74.9	46.5	36.3	29.4	23.9	20.8	17.0	14.2	7.97
1.80V/cell	280.6	223.3	190.9	137.1	107.3	83.9	50.8	39.0	31.4	25.6	22.3	18.0	15.0	8.04
1.75V/cell	308.3	243.9	205.3	142.3	111.4	87.8	52.7	39.8	32.1	26.3	23.0	18.3	15.2	8.12
1.70V/cell	336.1	260.4	215.8	148.2	115.8	90.5	54.8	40.9	32.9	27.0	23.4	18.6	15.3	8.27
1.65V/cell	362.7	276.9	229.2	156.3	118.7	93.6	56.3	42.6	34.1	27.7	23.9	18.9	15.6	8.37
1.60V/cell	393.8	296.1	244.2	165.0	123.8	96.9	58.2	43.9	35.1	28.6	24.5	19.1	15.8	8.42

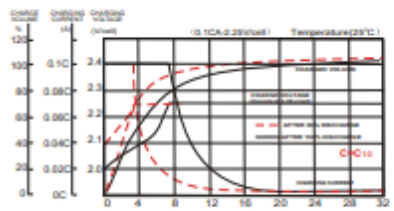
Constant Power Discharge (Watts) at 20°C

F.V/Ti me	10min	15min	20min	30min	45min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
1.85V/cell	409.8	348.4	307.7	223.3	178.5	145.4	90.7	70.9	57.5	46.9	41.1	33.6	28.0	15.9
1.80V/cell	516.6	414.7	358.2	260.3	205.9	161.9	98.3	75.9	61.1	50.2	44.0	35.6	29.7	16.1
1.75V/cell	560.6	448.6	382.2	268.9	212.7	168.7	101.7	77.1	62.4	51.4	45.1	36.2	30.0	16.2
1.70V/cell	602.5	475.4	399.4	278.8	220.6	173.6	105.5	79.0	63.9	52.6	46.0	36.7	30.2	16.5
1.65V/cell	645.6	502.2	422.3	292.8	225.2	178.8	108.1	82.2	65.9	54.0	46.9	37.2	30.8	16.7
1.60V/cell	689.0	530.7	445.2	306.0	232.6	183.7	111.1	84.3	67.7	55.5	47.8	37.5	31.1	16.8

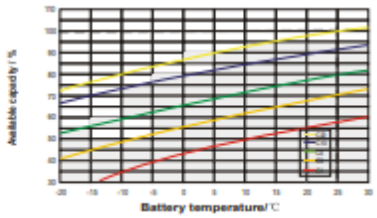
Discharge Characteristics



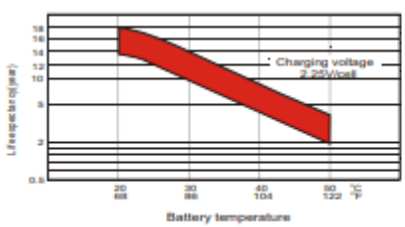
Charging Characteristics



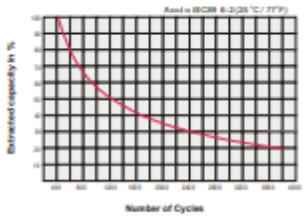
Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



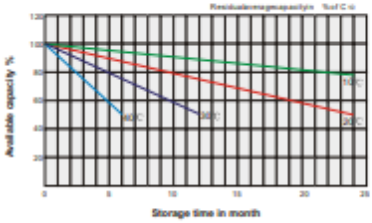
Effect of Temperature on Long Term Float Life



Cycle Life in Relation to Depth of Discharge



General Relation of Capacity VS. Storage Time



2

Ultracell (UK) Ltd | Vesty Business Park, Vesty Road, Liverpool, L30 1NY, United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 | Fax: +44 (0) 151 523 0855 | Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk

Revised: 27 July 2017

ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

Annexe B

Fiche technique Module PV

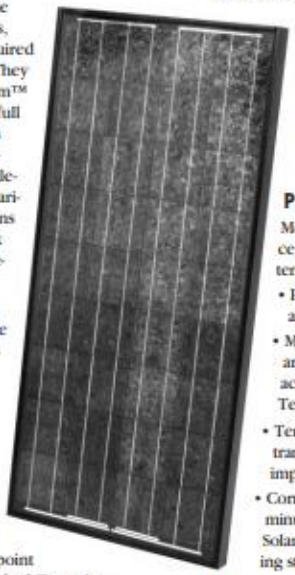
MSX-60 and MSX-64 Photovoltaic Modules

25 ANNIVERSARY 1973-1998

SOLAREX

The MSX-64 and -60 are among the most powerful of Solarex's Megamodule™ series, a product line which is the culmination of nearly three decades of extensive research in polycrystalline silicon photovoltaics. With over 3 amperes of current at peak power, these modules offer the most cost-effective package in the industry, and charge batteries efficiently in virtually any climate.

These modules may be used in single-module arrays or deployed in multiple-module arrays, wired in series/parallel combinations as required to meet current and voltage requirements. They are engineered under Solarex's IntegraSystem™ system integration concept, which ensures full compatibility with other Solarex subsystems and components (support hardware, regulators, etc.) and easy system assembly. As single-module arrays, they may be mounted on a variety of surfaces using optional kits or by means of user-fabricated support hardware. Solarex also offers hardware for supporting multiple-module arrays.



These modules are well-suited for virtually all applications where photovoltaics are a feasible energy source, including telecommunications systems, pumping and irrigation, cathodic protection, remote villages and clinics, and aids to navigation.

Individually Tested, Labeled and Warranted

As part of the final inspection procedure, every MSX module is tested in a solar simulator and labeled with its actual output—voltage, current, and power at maximum power point (P_{max})—at Standard Test Conditions and Standard Operating Conditions. Furthermore, the MSX-64 and -60 are covered by our industry-leading limited warranty, which guarantees:

- that no module will generate less than its guaranteed minimum P_{max} when purchased;
- at least 80% of the guaranteed minimum P_{max} for twenty years.

Contact Solarex's Marketing Department for full terms and limitations of this unparalleled warranty.

Reliable and Versatile

The Megamodule series has proved its reliability at thousands of installations in every climate on Earth. Among the features that contribute to its versatility:

Dual Voltage Capability

These modules consist of 36 polycrystalline silicon solar cells electrically configured as two series strings of 18 cells each. The strings terminate in the junction box on the module back. Shipped in 12V configuration, modules may easily be switched to 6V configuration in the field by moving leads in the junction box. This design also allows installation of bypass diodes on 18-cell strings, which can improve reliability and performance in systems with nominal voltage 24V and above.

High-Capacity Multifunction Junction Box

The size of the junction box (25 cubic inches, 411cc) and its six-terminal connection block allow most system array connections to be made right in the J-box. The box also can accommodate bypass or blocking diodes or a small regulator, which can save the expense and labor of additional boxes. The box is raintight (IP54 rated) and accepts 1/2" nominal or PG13.5 conduit or cable fittings. The standard terminals accept wire as large as AWG #10 (6mm^2); an optional terminal block accepts wire up to AWG #4 (25mm^2).

Proven Materials and Construction

Megamodule materials reflect Solarex's quarter-century of experience with solar modules and systems installed in virtually every climate on Earth.

- Polycrystalline silicon solar cells: efficient, attractive, stable.
- Modules are rugged and weatherproof: cell strings are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and tempered glass with a durable Tedlar backsheet.
- Tempered glass superstrate is highly light-transmissive (low iron content), stable, and impact-resistant.
- Corrosion-resistant, bronze-anodized extruded aluminum frame is strong, attractive, compatible with Solarex mounting hardware and most other mounting structures.

Options

- Blocking and bypass diodes
- Solarstate™ charge regulator
- Protective aluminum backplate

More than 20 years ago, Solarex made the first polycrystalline silicon solar cell, advancing photovoltaics beyond the first-generation monocrystalline technology developed for electronics. Developed specifically for photovoltaics, polycrystalline silicon is used in Solarex's Mega™ series to provide a wide range of attractive, efficient modules. They require substantially less energy to manufacture and generate substantially more energy per rated watt than other crystalline silicon modules.



630 Solarex Court, Frederick, MD 21703 USA • PHONE (301) 698-4200 • FAX (301) 698-4201 • www.solarex.com • info@solarex.com

Safety Approved

MSX-60 and -64 modules are listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating), certified by TUV Rheinland as Class II equipment, and approved by Factory Mutual Research for application in NEC Class 1, Division 2, Group C & D hazardous locations.

Quality Certified

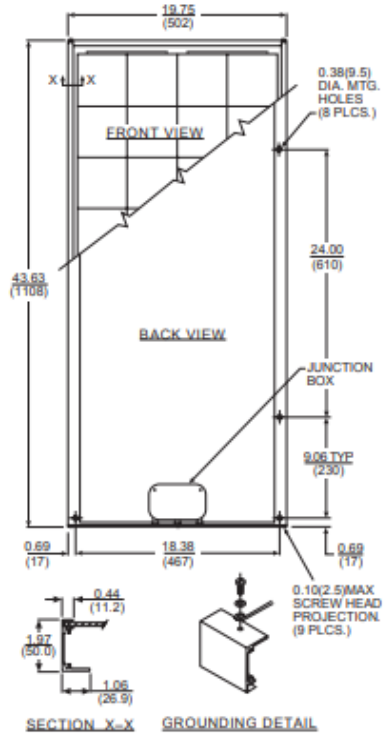
These modules are manufactured in our ISO 9001-certified factories to demanding specifications, and comply with IEC 1215, IEEE 1262 and CEC 503 test requirements, including:

- repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
- simulated impact of one-inch (25mm) hail at terminal velocity;
- 2700 VDC frame/cell string isolation test;
- a "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C and 85% relative humidity;
- a "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
- simulated wind loading of 125 mph (200 kph).

Mechanical Characteristics

Weight: 15.9 pounds (7.2 kg)

Dimensions: Dimensions in brackets are in millimeters
Unbracketed dimensions are in inches
Overall tolerances ±1/8" (3mm)



Typical Electrical Characteristics[1]

	MSX-64	MSX-60
Maximum power (P_{max})	64W	60W
Voltage @ P_{max} (V_{mp})	17.5V	17.1V
Current @ P_{max} (I_{mp})	3.66A	3.5A
Guaranteed minimum P_{max}	62W	58W
Short-circuit current (I_{sc})	4.0A	3.8A
Open-circuit voltage (V_{oc})	21.3V	21.1V
Temperature coefficient of open-circuit voltage	.....–(80±10)mV/°C	
Temperature coefficient of short-circuit current	....(0.065±0.015)%/°C ..	
Temperature coefficient of power	.....–(0.5±0.05)%/°C ...	
NOCT[2]	..... 47±2°C	

NOTES:

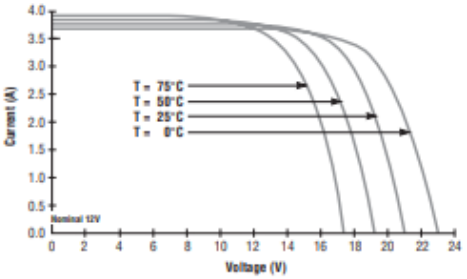
(1) These modules are tested, labeled and shipped in 12V configuration. These data represent the performance of typical 12V modules as measured at their output terminals, and do not include the effect of such additional equipment as diodes and cabling. The data are based on measurements made in a solar simulator at Standard Test Conditions (STC), which are:

- illumination of 1 kW/m² (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5;
- cell temperature of 25°C or as otherwise specified (on curves).

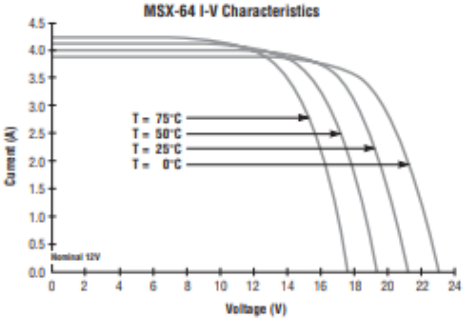
Operating characteristics in sunlight may differ slightly. To determine the characteristics of modules in 6V configuration, divide the 12V voltage characteristics by 2 and multiply current characteristics by 2. Power values are unchanged.

(2) Under most climatic conditions, the cells in a module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m², and wind speed of 1 m/s.

MSX-60 I-V Characteristics



MSX-64 I-V Characteristics



Download MSX-60 I-V XLS

Download MSX-64 I-V XLS

Download CAD

©1998 Solarex

SPECIFICATIONS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

6059-9 11/98

Printed on Recycled Paper

Annexe C

Fiche technique IRF610

VISHAY

IRF610, SiHF610

Vishay Siliconix

Power MOSFET

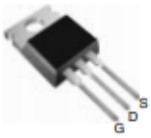
PRODUCT SUMMARY		
V_{DS} (V)	200	
$R_{DS(on)}$ (Ω)	V_{GS} = 10 V	1.5
Q_g (Max.) (nC)	8.2	
Q_{gs} (nC)	1.8	
Q_{gd} (nC)	4.5	
Configuration	Single	

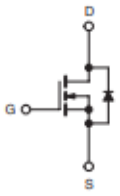
FEATURES

- Dynamic dV/dt Rating
- Repetitive Avalanche Rated
- Fast Switching
- Ease of Paralleling
- Simple Drive Requirements
- Lead (Pb)-free Available

Available
RoHS* COMPLIANT

TO-220





N-Channel MOSFET

DESCRIPTION

Third generation Power MOSFETs from Vishay provide the designer with the best combination of fast switching, ruggedized device design, low on-resistance and cost-effectiveness.

The TO-220 package is universally preferred for all commercial-industrial applications at power dissipation levels to approximately 50 W. The low thermal resistance and low package cost of the TO-220 contribute to its wide acceptance throughout the industry.

ORDERING INFORMATION	
Package	TO-220
Lead (Pb)-free	IRF610PbF
	SiHF610-E3
SnPb	IRF610
	SiHF610

ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS T_C = 25 °C, unless otherwise noted

PARAMETER			SYMBOL	LIMIT	UNIT
Drain-Source Voltage			V_{DS}	200	V
Gate-Source Voltage			V_{GS}	± 20	
Continuous Drain Current	V_{GS} at 10 V	T_C = 25 °C	I_D	3.3	A
		T_C = 100 °C		2.1	
Pulsed Drain Current[a]			I_{DM}	10	
Linear Derating Factor				0.29	W/°C
Single Pulse Avalanche Energy[b]			E_{AS}	64	mJ
Repetitive Avalanche Current[a]			I_{AR}	3.3	A
Repetitive Avalanche Energy[a]			E_{AR}	3.6	mJ
Maximum Power Dissipation	T_C = 25 °C		P_D	36	W
Peak Diode Recovery dV/dt[c]			dV/dt	5.0	V/ns
Operating Junction and Storage Temperature Range			T_J, T_{stg}	- 55 to + 150	°C
Soldering Recommendations (Peak Temperature)	for 10 s			300[d]	
Mounting Torque	6-32 or M3 screw			10	lbf · in
				1.1	N · m

Notes

a. Repetitive rating; pulse width limited by maximum junction temperature (see fig. 11).
b. V_{DD} = 50 V, starting T_J = 25 °C, L = 8.8 mH, R_G = 25 Ω, I_{AS} = 3.3 A (see fig. 12).
c. I_{SD} ≤ 3.3 A, dI/dt ≤ 70 A/µs, V_{DD} ≤ V_{DS}, T_J ≤ 150 °C.
d. 1.6 mm from case.

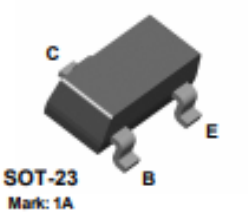
* Pb containing terminations are not RoHS compliant, exemptions may apply

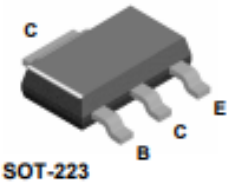
Fiche technique 2N3904

FAIRCHILD SEMICONDUCTOR™

2N3904 MMBT3904 PZT3904







NPN General Purpose Amplifier

This device is designed as a general purpose amplifier and switch. The useful dynamic range extends to 100 mA as a switch and to 100 MHz as an amplifier.

Absolute Maximum Ratings*

T_A = 25°C unless otherwise noted

Symbol	Parameter	Value	Units
V_{CEO}	Collector-Emitter Voltage	40	V
V_{CBO}	Collector-Base Voltage	60	V
V_{EBO}	Emitter-Base Voltage	6.0	V
I_C	Collector Current - Continuous	200	mA
T_J, T_{stg}	Operating and Storage Junction Temperature Range	-55 to +150	°C

*These ratings are limiting values above which the serviceability of any semiconductor device may be impaired.

NOTES:
1) These ratings are based on a maximum junction temperature of 150 degrees C.
2) These are steady state limits. The factory should be consulted on applications involving pulsed or low duty cycle operations.

Thermal Characteristics

T_A = 25°C unless otherwise noted

Symbol	Characteristic	Max			Units
		2N3904	*MMBT3904	**PZT3904	
P_D	Total Device Dissipation Derate above 25°C	625 5.0	350 2.8	1,000 8.0	mW mW/°C
$R_{\theta JC}$	Thermal Resistance, Junction to Case	83.3			°C/W
$R_{\theta JA}$	Thermal Resistance, Junction to Ambient	200	357	125	°C/W

*Device mounted on FR-4 PCB 1.6" X 1.6" X 0.06."

**Device mounted on FR-4 PCB 36 mm X 18 mm X 1.5 mm; mounting pad for the collector lead min. 6 cm^2.

© 2001 Fairchild Semiconductor Corporation

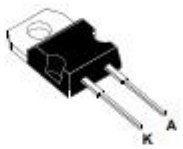
Fiche technique BYT71

BYT71(F)-800

FAST RECOVERY RECTIFIER DIODES

FEATURES

- HIGH VOLTAGE CAPABILITY
- FAST AND SOFT RECOVERY
- INSULATED PACKAGE :
  insulating voltage = 2000V_{DC}
  capacitance = 12 pF



TO220AC
(Plastic)



ISOWATT220AC
(Plastic)

DESCRIPTION

Single chip rectifier suited for power conversion and polarity protection applications.
This device is packaged in TO220AC and in ISOWATT220AC.

ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS

Symbol	Parameter			Value	Unit
$I_{F(RMS)}$	RMS on-state current			12	A
$I_{F(AV)}$	Average forward current $\delta = 0.5$	TO220AC	Tc=130°C	6	A
		ISOWATT220AC	Tc=105°C	6	
I_{FSM}	Surge non repetitive forward current		tp=10ms sinusoidal	90	A
Tstg Tj	Storage and junction temperature range			- 65 to + 150 - 65 to + 150	°C °C

Symbol	Parameter	BYT71-(F)		Unit
		600	800	
VRRM	Repetitive peak off-state voltage	600	800	V