

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département de Génie Electrique
Ref/ /G.E/2019



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم: الهندسة الكهربائية
المرجع: /G.E/2019

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat en sciences

Spécialité: Réseaux Electriques

**Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Energie
Electrique Hybride « Eolien – Photovoltaïque »**

Présentée par :
Dris Mida

Soutenue publiquement le 10/04/2019

Devant le jury composé de :

Dr. Srairi Kamel
Dr. Ben Attous Djilani
Dr. Ben Chouia Med Toufik
Dr. Zellouma Laid

Professeur
Professeur
Professeur
M.C.A

Président
Rapporteur
Examineur
Examineur

Université de Biskra
Université d'El-Oued
Université de Biskra
Université d'El-Oued

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ

Liste de publications relatives à la thèse :

Publications Internationales :

- ✚ D. Mida and D. Benattous, “Study and Modeling of a Photovoltaic Cell (PV) with Matlab” International Journal of Engineering Research and Technology. ISSN 0974-3154 Volume 5, Number 3 (2012), pp. 351-361 © International Research Publication House.
- ✚ Mida Dris*, Benattous Djilani **‡ “Comparative Study of Algorithms (MPPT) Applied to Photovoltaic Systems” INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH , Vol.3, No.4, 2013.
- ✚ D.Mida^{1,2*}, D.Benattous² HYBRID SYSTEM POWER GENERATION ‘WIND-PHOTOVOLTAIC’ CONNECTED TO THE ELECTRICAL NETWORK 220 KV Journal of Fundamental and Applied Sciences . ISSN 1112-9867 (2018,10(2),308-320).

Conférences Internationales :

- ✚ “Comparative Study of Algorithms (MPPT) Applied to Photovoltaic Systems” Mida Dris and Benattous Djilani 14th international conference on sciences and techniques of automatic control & computer engineering – STA 2013 December 20-22,2013 Sousse, TUNISIA.
- ✚ P-(T2)-M.90 // Modeling and Simulation of a hybrid system " wind - Photovoltaic " for producing electrical energy with Grid Connected Mida Dris and Ben Attous Djilani Presenter: Mida Dris // University Mohamed KHIDER, BISKRA, Algeria // Algeria. TMREES Conference Series. Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability. TMREES16 International Conference, Beirut-Lebanon/April 15-18, 2016.

Remerciements

En premier lieu, Je tiens à remercier «DIEU» qui m'a aidé pour que ce modeste travail soit achevé et pour que j'ai réussi.

*Je tiens à remercier très sincèrement mon encadreur, le **Professeur Mr, BEN ATTOUS Djilani**, pour ses conseils précieux, ses orientations judicieuses, sa patience, sa diligence, ainsi que ses suggestions et critiques qui ont facilités l'achèvement de ce présent travail.*

Mes précieux remerciements vont également au président et membres de jury pour l'honneur qu'ils me font en acceptant de juger ce travail.

Enfin, je remercie toutes les personnes qui m'ont soutenu de prés ou de loin, pour élaborer ce travail.

Dris MIDA

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à

Mes chers parents qui ont peiné pour mon éducation, mes études et à mon bien-être. Que Dieu Allah les bénissent,

Ma femme et mes enfants Basmala ; Mohammed ; Retedj et Assil

Mon cher Azizi,

Mes frères et sœurs,

Toute ma famille,

Et tous mes amis.

Dris MIDA

Contribution to the Modeling of a Hybrid System of Production Electrical Energy (Wind - Photovoltaic)

Abstract:

For very many applications of significant and strategic interest like the relays of Telecommunication, the border posts, the insulated habitat, the dispensaries, etc, except network conventional electricity, the permanent availability of the primary source of energy is vital and conditions in a very broad measurement, the reliability of the installations and their permanent operation.

The traditional technological solutions brought by conventional electrochemical storage expensive, are limited technically in power and are restricted in capacity. Those brought by the power generating units, of share the need for provisioning while carburizing and that of their maintenance, present dependent disadvantages the noise, pollution and especially their bad output with partial load. The new technological solutions, brought by the hybrid systems, even if they are not yet economic competitive, on the other hand offer a high safety. However, with the sight of the need for the durable development, these solutions, with the support of the public will, can be economically viable, in the medium and long term.

The role of a hybrid system (wind – photovoltaic) of production of electricity in the areas isolated in the process of development is not only to bring "an energy power", but a social and economic development tool of the rural zones. The number of kilowatt-hours produced can appear unimportant in front of the energy output of the country, but these a few tens or hundreds of kilowatt-hours can revive all the hope of a village or a community.

This work suggested consists in contributing to the study of a hybrid system (wind – photovoltaic) of production of electrical energy.

- ✚ To make a report of the state of research in the field of wind – solar in Algeria.
- ✚ From this report, one proposes the recoverable introduction of energy to meet the needs for energy.
- ✚ The best alternative of a wind-solar system intended to cover entirely or partially energy needs for a site.
- ✚ Coupling on the electrical supply network.
- ✚ Increase in the operating hours.

Key words: Wind, Hybrid System, Photovoltaic, Solar Energy, Wind Power, Renewable Energy, Simulation

المساهمة في إعداد نموذج لنظام هجين لإنتاج الطاقة الكهربائية بواسطة (طاقة الرياح والطاقة الكهروضوئية)

ملخص

يعتبر تواجد مصادر الطاقة الأولية التي تغذي عدة تطبيقات ذات إستعمالات جد حساسة مثل مرحلات الاتصالات اللاسلكية والمراكز الحدودية والسكنات المعزولة والمستوصفات .. الخ، في غياب شبكة الكهرباء الافتراضية شيء جد ضروري وحيوي ويشترط في معظم الحالات سلامة المنشآت واشتغالها بصفة دائمة.

إن الحلول التكنولوجية الكلاسيكية المتوفرة و التي تعتمد على التخزين الإلكتروني كيميائي الاعتيادي، تعتبر حلولا باهظة الثمن ومحدودة تقنيا سواءا من ناحية الاستطاعة الصغيرة المنتجة أو السعة المحدودة. وكذلك التي تعتمد علي المولدات الكهربائية تتطلب إمدادا بالوقود وصيانة دائمين مصحوبين بصخب وتلوث .

تأتي الحلول التكنولوجية الجديدة والناجمة عن النظم الهجينة لتوليد الطاقة الكهربائية بديلا جد منافس للحلول العادية بالرغم من تكلفتها الباهظة نسبيا في الوقت الحالي وذلك نظرا للأمان العالي الذي توفره هذه الحلول.

إن دور النظام الهجين (طاقة الرياح والطاقة الكهروضوئية) لإنتاج الطاقة الكهربائية في المناطق المعزولة لا يقتصر على توليد الطاقة الكهربائية بل يعتبر أداة تساهم في تطوير هذه المناطق من الناحية الاجتماعية والاقتصادية.

هذا العمل يأتي ليساهم في دراسة هذا النظام الهجين لإنتاج الطاقة الكهربائية ويرتكز علي مايلي:

✚ عمل معاينة لحالة البحث في ميدان توليد الطاقة الكهربائية بواسطة طاقة الرياح والطاقة الشمسية(الكهروضوئية) في الجزائر.

✚ من خلال هذه المعاينة نقترح إدخال الطاقة المتجددة لتلبية الحاجة في الطاقة.

✚ الإختيار الأمثل لنظام إنتاج بواسطة (طاقة الرياح والطاقة الشمسية) موجه لتغطية جزء أو كل الإستهلاء لمكان معين.

✚ إدماج هذا النظام في شبكة نقل الكهرباء وشبكة التوزيع.

✚ زيادة ساعات عمل هذا النظام.

الكلمات المفتاحية: ناعورة هوائية، نظام هجين ، كهر وضوئي، الطاقة الشمسية، طاقة الرياح ، الطاقة المتجددة، محاكات.

Contribution à la Modélisation d'Un Système de Production d'Énergie Électrique Hybride (Éolien-Photovoltaïque)

Résumé :

Pour de très nombreuses applications d'intérêt sensible et stratégique comme les relais de Télécommunication, les postes frontières, l'habitat isolé, les dispensaires, etc., hors réseau d'électricité conventionnelle, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure, la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.

Les solutions technologiques classiques apportées par le stockage électrochimique conventionnel sont onéreuses, limitées techniquement en puissance et restreintes en capacité. Celles apportées par les groupes électrogènes, de part la nécessité d'approvisionnement en carburant et celle de leur maintenance, présentent des inconvénients liés le bruit, la pollution et surtout leur mauvais rendement à charge partielle. Les nouvelles solutions technologiques, apportées par les systèmes hybrides, même si elles ne sont pas encore économique compétitives, offrent par contre une sûreté élevée. Toutefois, à la vue de la nécessité du développement durable, ces solutions, avec l'appui de la volonté publique, peuvent être économiquement viables, à moyen et long terme.

Le rôle d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) de production d'électricité dans les régions isolées en voie de développement n'est pas seulement d'apporter « une puissance énergétique », mais un outil de développement social et économique des zones rurales. Le nombre de kilowattheures produit peut paraître insignifiant devant la capacité de production énergétique du pays, mais ces quelques dizaines ou centaines de kilowattheures peuvent ranimer tout l'espoir d'un village ou d'une communauté.

Ainsi, le travail proposé porte une contribution à l'étude d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) de production d'énergie électrique.

- ✚ De faire un constat de l'état de recherche dans le domaine de l'éolien – solaire en Algérie.
- ✚ A partir de ce constat, on propose l'introduction d'énergie recouvrable pour répondre aux besoins d'énergie.
- ✚ Le choix optimal d'un système éolien-photovoltaïque destiné à couvrir en totalité ou partiellement les besoins énergétiques d'un site.
- ✚ Le couplage sur le réseau électrique de transport HTB et le réseau basse tension de distribution.
- ✚ Augmentation des heures de fonctionnement.

Mots clés : Éolien, Système Hybride, Photovoltaïque, Énergie Solaire, Énergie Éolienne, Énergie Renouvelable, Simulation.

Liste des Figures

CHAPITRE I : Généralités Sur Les Energies Renouvelables : Solaire Et Eolienne

Figure I-1 : Part estimée de l'EnR dans la production électrique mondiale, fin 2015.....	6
Figure I-2 : Capacités d'électricité renouvelables dans le monde, l'Europe des 28 et les pays BRICS, et les sept premiers pays, fin 2015.....	6
Figure I-3 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque, 2005–2015.....	8
Figure I-4 : Zones d'ensoleillement en Algérie.....	9
Figure I-5 : Les deux types d'énergie solaire [14]	9
Figure I-6 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [15].....	10
Figure I-7 : le spectre du rayonnement solaire.....	11
Figure I-8 : Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [17].....	12
Figure I-9 : Système Photovoltaïque. [21].....	16
Figure I-10 : Effet photovoltaïque. [13].....	17
Figure I-11 : Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction [22].....	18
Figure I-12 : Représentation schématique d'une cellule solaire.....	19
Figure I-13 : Cellule photovoltaïque (monocristalline)[13].....	20
Figure I-14 : Cellule PV poly-cristalline. Source: Wikipedia.....	20
Figure I-15 : Cellule, module et panneau photovoltaïques.....	21
Figure I-16 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série. [15].....	23
Figure I-17 : Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle. [15].....	23
Figure I-18 : Installation photovoltaïque autonome. [19].....	24
Figure I-19 : Installation photovoltaïque couplée au réseau. [19].....	25
Figure I-20 : Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur.....	27
Figure I-21 : Bus à basse tension alternative.....	28
Figure I-22 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu.....	29
Figure I-23 : Structure avec un convertisseur de type fly-back.....	29
Figure I-24 : Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé.....	30
Figure I-25 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005–2015.....	32
Figure I-26 : Baisse des coûts de production des aérogénérateurs terrestres, avec une vitesse moyenne des vents de 6 m/s et un amortissement sur 30 ans (taux d'intérêt : 5 %/an) (données Agence de l'Energie Danoise) [26,31].....	33
Figure I-27 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	35
Figure I-28 : Composants d'une éolienne. [27].....	35
Figure I-29 : Eléments d'une nacelle. [27].....	37
Figure I-30 : Principe de fonctionnement d'une éolienne. [30].....	37
Figure I-31 : Eoliennes à axes horizontal. [31].....	39
Figure I-32 : Configuration à axe horizontal [32].....	39
Figure I-33 : Eoliennes à axes vertical. [31].....	40

Figure I-34: Forces appliquées sur un élément de pale [25].....	43
Figure I-35: Tube de courant autour d'une éolienne [35].....	45
Figure I-36: Coefficient de puissance.....	46
Figure I-37: Coefficient de puissance en fonction de la vitesse réduite (normalisée) λ pour Différents types de turbines.....	47
Figure I-38: Courbe du Coefficient de Puissance en Fonction de La Vitesse Réduite Pour Différents Angles D'attaque.....	48
Figure I-39: Diagramme de la puissance sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.....	49
Figure I-40: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.....	52
Figure I-41: Atlas saisonniers de la vitesse moyenne annuelle à 10 m du sol (Hiver et automne, Eté et Printemps) [35].....	53

CHAPITRE II : Modélisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque

Figure II-1 : Classification des systèmes hybrides.....	58
Figure II-2 : Système hybride éolien –photovoltaïque.....	59
Figure II-3 : Schéma équivalent du modèle à une seule diode.....	60
Figure II-4 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P.....	62
Figure II-5 : Notion de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque[50].....	65
Figure II-6 : Caractéristique typique I-V d'un module solaire.....	66
Figure II-7 : Caractéristique typique P-V d'un module solaire.....	67
Figure II-8 : Simulation du module PV.....	69
Figure II-9(a) : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V).....	69
Figure II-9(b) : Influence de l'éclairement sur la caractéristique P(V).....	70
Figure II-10(a) : Influence de la température sur la caractéristique I(V).....	70
Figure II-10(b) : Influence de la température sur la caractéristique P(V).....	71
Figure II-11(a) : Influence de la résistance série(R_s) sur la caractéristique I(V).....	71
Figure II-11(b) : Influence de la résistance série(R_s) sur la caractéristique P(V).....	72
Figure II-12(a) : Influence de la résistance shunt(R_{sh}) sur la caractéristique I(V).....	72
Figure II-12(b) : Influence de la résistance shunt(R_{sh}) sur la caractéristique P(V).....	73
Figure II-13 : Modèle équivalent d'un enroulement.....	76
Figure II-14 : La structure de machine synchrone en repère triphasé.....	78
Figure II-15 : La structure de machine synchrone en repère diphasé.....	79
Figure II-16 : Schémas équivalent électrique d'une génératrice à courant continu à excitation séparée [57].....	81
Figure II-17: Schéma électrique équivalent de n_b élément de batterie en série.....	87
Figure II-18: Schéma de principe d'un type d'alimentation à découpage.....	88
Figure II-19: Schéma d'un quadripôle électrique.....	88
Figure II-20: Périodes fermeture et ouverture d'un commutateur.....	89
Figure II-21: Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur.....	89
Figure II-22: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck.....	90

Figure II-23: Schémas équivalents du hacheur dévolteur, (a) : K fermé, (b) : ouvert.....	90
Figure II-24: Schéma de principe d'un convertisseur Boost.....	92
Figure II-25: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.....	92
Figure II-26 : Schémas équivalents du hacheur survolteur, (a) : K fermé, (b) : ouvert	93
Figure II-27 : Convertisseur dévolteur-survolteur.....	94
Figure II-28: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck-boost.....	94
Figure II-29 : Schémas équivalents du hacheur dévolteur-survolteur, (a) : K fermé, (b) : K ouvert...	95
Figure II-30: Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.....	96
Figure II-31: Structure d'un onduleur triphasée.....	96
Figure II-32: Schéma de simulation d'un onduleur triphasée.....	96
Figure II-33: Schéma de simulation d'une commande MLI.....	98
Figure II-34: Principe de la commande MLI et les impulsions d'un interrupteur.....	98
Figure II-35: Modulateur MLI a porteuse triangulaire.....	99
Figure II-36: MLI avec échantillonnage régulier de la modulante.....	100
Figure II-37: Echantillonnage à la fréquence de la porteuse.....	100
Figure II-38: Commande MLI à bande hystérésis.....	101
Figure II-39: Diagramme vectoriel des états.....	101

CHAPITRE III :

Méthodes MPPT appliquées aux systèmes hybrides Eolien-Photovoltaïque

Figure III -1: Schéma synoptique d'une commande MPPT.....	104
Figure III -2: Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour.....	105
Figure III -3: Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque.....	105
Figure III -4: Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation.....	106
Figure III -5: Chaîne élémentaire de connexion photovoltaïque.....	107
Figure III-6 : Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximale.....	108
Figure III-7: Principe de la première technique MPPT numérique.....	110
Figure III-8: Recherche du MPP.....	111
Figure III-9: Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau solaire.....	112
Figure III-10 : Algorithme MPPT perturbation and observation (P&O)	113
Figure III-11 : Algorithme MPPT à pas auto-adaptatif.....	114
Figure III-12 : Positionnement du point de fonctionnement ($G=1kW/m^2$, $T=25C^\circ$).....	115
Figure III-13 : Algorithme MPPT conductance Incrémentale (Inc .Con).....	117
Figure III-14 : Rapport entre la tension optimale et la tension de circuit ouvert.....	119
Figure III-15 : Schéma bloc d'une logique floue.....	121
Figure III-16 : Fonction d'appartenance de chacune des variables linguistiques.....	123
Figure III-17: Structure du contrôleur flou pour MPPT photovoltaïque.....	125
Figure III-18: Exemple d'un réseau de neurones.....	126
Figure III-19: Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.....	127
Figure III-20: Calcul de la vitesse de référence.....	130

Figure III-21: Poursuivre du point de puissance maximale [101].....	130
Figure III-22: Gauche: Famille De Courbe Du Couple Pour Différents Vitesses De Vent - Droite: Courbe Du Couple Maximal.....	131
Figure III-23: Couple De Référence En Fonction De La Vitesse De Rotation.....	132
Figure III-24: Convergence Vers Le Point Optimal – Contrôle En Couple.....	132
Figure III-25: Schéma d'une chaine de conversion d'éolienne, avec redresseur à diodes et hacheur.....	134
Figure III-26: Courant De Référence En Fonction De La Vitesse De Rotation.....	135
Figure III-27: Courant De Référence En Fonction De La Tension Bus.....	135
Figure III-28: Structure a redresseur MLI.....	136
Figure III-29: Principe de fonctionnement d'un MPPT à vitesse du vent variable.....	137
Figure III-30: Algorithme P&O.....	138
Figure III-31: Courbe Du Courant Optimal Et La Tension Optimale.....	139
Figure III-32: Courbe Caractéristique Du Courant En Fonction du Carre de La Tension, et de La Puissance En Fonction de La Tension.....	140
Figure III-33: MPPT éolienne selon la puissance fournie.....	141
Figure III-34: Algorithme : MPPT gradient.....	141
Figure III-35: Structure du contrôleur flou pour MPPT éolienne.....	142

CHAPITRE IV :

Simulation et Optimisation D'un Système Hybride « Eolien-Photovoltaïque »

Figure VI-1 : Configuration d'un SH à bus à Courant Continu (CC)[108].....	145
Figure VI-2 : Configuration du SH à deux bus à CC et à CA [108].....	146
Figure VI-3 : Configuration du SH à bus CA.....	148
Figure VI-4 : Cellule électrochimique de base.....	149
Figure VI-5 : Coûts ; durée de vie et rendement des différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques [112].....	150
Figure IV-6 : Navigateurs des bibliothèques Simulink.....	151
Figure IV-7 : Structure d'un système isolé.....	153
Figure IV-8 : Schéma bloque d'un système hybride alimentant un site isolé.....	154
Figure IV-9 : Schéma bloque détaillé du Système hybride	154
Figure IV-10 : Variation de l'éclairement et la température du Panneau Photovoltaïque en fonction du temps	155
Figure IV-11 : Caractéristique de la puissance générée par la turbine pour un angle d'attaque $\beta=0^\circ$	156
Figure IV-12 : Caractéristique de décharge de la batterie pour différents valeurs du courant.....	156
Figure IV-13 : Tension au borne de la charge AC et courant absorbé.....	158
Figure IV-14 : Schéma bloque d'un système hybride raccordé au réseau basse tension.....	158
Figure IV-15 : Schéma générale de production, transport et distribution de l'énergie.....	159
Figure IV-16 : Système de tensions triphasé équilibré.....	160
Figure IV-17 : Tension au borne de la charge AC	161
Figure IV-18 : Courant absorbé parla charge AC	161

Figure IV-19 : Structure du système hybride raccordé au réseau.....	162
Figure IV-20 : Schéma bloqué d'un système hybride raccordé au réseau haute tension.....	163
Figure IV-21 : Forme d'onde en (pu) de la tension et du courant du système hybride	163
Figure IV-22 : Forme d'onde basse tension triphasée et du courant à la sortie du système hybride Wind/PV en (pu).....	164
Figure IV-23 : Variation dans le couple électrique et le couple mécanique pour le système éolien.....	164
Figure IV-24 : Variation de la tension continue à la sortie du système hybride.....	165

Liste des Tableaux

CHAPITRE I :

Généralités Sur Les Energies Renouvelables : Solaire Et Eolienne

Tableau I-1 :Capacité cumulée du programme des énergies renouvelables par phase[41].....	7
Tableau I-2 :Comparatif des différentes technologies.....	21
Tableau I.3 : Comparaison Des Eoliennes à Axe Horizontal, Et à Axe Vertical.....	41
Tableau I.4 : Comparaison des Eoliennes à Vitesse Fixe et à Vitesse Variable.....	51

CHAPITRE II :

Modélisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque

Tableau II-1 : Classification des S.E.H par gamme de puissance[43].....	58
Tableau II-2 : Caractéristiques du module PV.....	67
Tableau II-3 : Avantages et inconvénients de différentes éoliennes.....	82
Tableau II-4 : Paramètres d'une batterie de plomb acide.....	87

CHAPITRE III ;

Méthodes MPPT appliquées aux systèmes hybrides Eolien-Photovoltaïque

Tableau III-1 : Table de règles à cinq classes.....	124
--	-----

CHAPITRE IV :

Simulation et Optimisation D'un Système Hybride « Eolien-Photovoltaïque »

Tableau IV-1 : Caractéristiques électriques de Module PV BP SX 3190.....	155
Tableau IV-2 : Caractéristiques Techniques de l'éolienne.....	155

Liste des Acronymes et des Symboles

EnR	: Energies Renouvelables
BRICS	: Association of five major emerging national economies: Brazil, Russia, India, China and South
CSP	: Solaire thermique
AM	: Air Mass
DE	: Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich
TSV	: Temps solaire vrai (temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi)
TL	: Temps légal (temps donné par une montre)
ET	: Equation du temps
TSM	: Temps Solaire Moyen
PV	: Photovoltaïque
GPV	: générateur photovoltaïque
Wafer	: Tranche de silicium
EAH	: Eoliennes à Axe Horizontal
EAV	: Eoliennes à Axe Vertical
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
DC	: Direct current (courant continu)
AC	: Alternating current (courant alternatif)
J.-C	: Le calendrier julien proleptique
THD	: Taux distorsion harmonique
SH	: Système hybride
SHSER	: Système hybride a sources d'énergie renouvelables
1LM5P	: Lumped1, Mechanism model with 5 Paramètres
2LM7P	: Lumped, 2 Mechanism model with 7 Paramètres
CdTe	: Tellure de Cadmium
FF	: Facteur de forme
PPM	: Point de Puissance Maximale
MADA	: Machine Asynchrone Double Alimentée
F.E.M	: Force électromotrice induite
SEH	: Système d'énergie hybride
MOSFET	: Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor
MLI	: Modulation de Largeur d'Impulsion
PWM	: Pulse Width Modulation
CAN	: Convertisseur Analogique-Numérique
CS	: Convertisseur Statique
D	: Rapport Cyclique
P&O	: Perturbe and Observe
Inc .Con	: Incrémental Conductance
ORB	: Optimum Relationship-Based control
SOC	: State-Of-Charge
BT	: Basse Tension
HTA	: Haute Tension type A
HTB	: Haute Tension type B

E_{ph}	: Energie du photon
λ_0	: Longueur d'onde (m)
h	: Constante de Planck
C	: Vitesse de la lumière (m/s).
θ	: L'angle de pénétration du rayonnement solaire
ϕ	: Latitude du lieu
λ	: Longitude du lieu
δ	: Déclinaison du soleil
H	: Angle horaire du soleil
E_t	: Correction de l'équation du temps ;
D_{js}	: Durée d'ensoleillement
H_L	: Le lever du soleil
H_C	: Le coucher du soleil
E_g	: Energie de gap
E_c	: Energie de conduction
E_v	: Energie de valence
V_{oc}	: Tension de circuit ouvert
I_{cc}	: Courant de court-circuit
n_s	: Nombre des cellules en série
n_p	: Nombre des cellules en parallèle
V_{opt}	: Tension optimale du panneau
I_{opt}	: Courant optimal du panneau
P_{PV}	: Puissance disponible en sortie du générateur PV
P_{max}	: Puissance maximale du générateur PV
dr	: Largeur de section de pale
\vec{dF}	: Force résultante appliquée sur un élément de pale
$l(r)$: longueur de la corde à la distance r de l'axe de rotation
\vec{dL}	: La portance, normale à la direction du vent apparent
\vec{dD}	: La force, parallèle à la direction du vent
\vec{dF}_a	: La pousse axiale, perpendiculaire au plan de rotation
\vec{dF}_t	: La pousse tangentielle, dans la direction de rotation
dD, dL	: Les modules des forces
C_L	: Coefficient de portance (sans dimension)
C_D	: Coefficient de traînée (sans dimension)
L	: La force de portance
D	: La force de traînée
F_a	: La poussée axiale
F_t	: La poussée de rotation
dA	: surface du tronçon de pale
C_z	: Coefficient de portance suivant le plan de rotation
C_x	: Coefficient de poussée
ω	: Module du vent apparent
α	: L'angle d'incidence
EC	: L'énergie cinétique d'une masse d'air
m	: masse d'air
V	: Vitesse de déplacement de la masse d'air

ρ	: Densité d'aire
P_{disp}	: Le potentiel éolien moyen disponible sur un site
$P_{réc}$: Puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée
S	: La surface des pales
P_{mt}	: La puissance totale théoriquement disponible
P_m	: La puissance extraite du vent
C_p	: Coefficient de puissance
λ	: la vitesse relative
Ω	: Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne
T	: Couple sur l'arbre
C_T	: Le coefficient de couple
Ω	: Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne
P_n	: Puissance nominale de la turbine éolienne
V_n	: Vitesse de vent nominale
V_d	: Vitesse de démarrage de l'éolien
V_m	: Vitesse d'arrêt de la machine
C	: Paramètre d'échelle
k	: Paramètre de forme
$f(V)$: Forme mathématique de la distribution de la vitesse du vent (de weibull)
\bar{P}	: La puissance moyenne produite par un aérogénérateur
$P(V)$: Fonction de puissance de l'aérogénérateur
I_{pv}	: Courant de cellule [A] ;
V_{pv}	: Tension de cellule [Volt] ;
T	: Température de la jonction en [°K] ;
q	: La constante de charge d'électron: $1.602 \cdot 10^{-19} C$;
I_0	: Courant de saturation inverse de la diode en [A] ;
K	: La constante de Boltzmann : $1.38 \cdot 10^{-23} J/K$
n	: Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1et 5 dans la pratique.
I_{sh}	: Le courant dans la résistance de shunt
I_{ph}	: Photo-courant de cellule
I_d	: Le courant de jonction (courant traversant la diode) ;
R_s	: Resistance série
R_{sh}	: Resistance shunt
ψ	: Eclairement
I_{s1}	: Courant de saturation de la diode 1
I_{s2}	: Courant de saturation de la diode 2
n_1	: Facteur de diode 1
n_2	: Facteur de diode 2
I_{d1}	: Courant dans la diode 1
I_{d2}	: Courant dans la diode 2
V_t	: Potentielle thermodynamique

$I_{ph(ref)}$: Le courant photonique sous condition de référence [A]
μ_{cc}	: Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K]
G, G_{ref}	: L'éclairement réels et à la condition de référence [W/m ²]
$T_c, T_c(ref)$: Température de cellule, réelle et à la condition de référence
C_{s1}, C_{s2}	: Des constantes
n_m	: Rendement énergétique maximum
S	: Surface de la cellule solaire (m ²);
ϕ	: Flux incident (W/m ²);
I_m, V_m	: Coordonnées de point de fonctionnement.
V_{ds}	: Tension statorique de la MADA
I_{ds}	: Courant statorique de la MADA
ϕ_{ds}, ϕ_{qs}	: Flux statorique de la MADA
R_s	: Resistance statotique
M	: Flux mutuel
Γ_m	: Couple mecanique
Γ_{em}	: Couple électromagnétique
C	: Condensateur
E	: Force électromotrice F.E.M(Volt);
P	: Nombre de paires de pôles;
a	: Nombre de paires de voies en parallèles;
n	: Vitesse (tr/s);
N	: Nombre total de conducteurs actifs;
ϕ	: Le flux par pole en Wb.
U	: Tension extraite de la génératrice (Volt) ;
R_a	: Résistance de l'induit (Ω) ;
L_a	: Inductance de l'induit (Henry) ;
I	: Courant extrait de la génératrice (A) ;
E	: Force électromotrice (Volt).
f	: La fréquence de courant alternatif.
k	: Le coefficient de Kapp.
N	: Nombre de conducteurs d'une phase de la machine.
ϕ	: Flux maximum en weber pour une phase.
e_g	: F.é.m. à vide en volt.
U	: Tension aux bornes d'un enroulement de la machine en volt.
R_g	: Résistance de l'enroulement en ohm.
L_g	: L'inductance synchrone en henry
J_{ds}	: L'inertie totale de l'ensemble moteur diesel et générateur synchrone.
Ω_s	: La vitesse de rotation.
T_d	: Le couple mécanique sur l'arbre.
T_{em}	: Le couple électromagnétique.
$I_{sd}; I_{sq}$: Courants statoriques dans le repère de Park [A].

$V_{sd} ; V_{sq}$: Tensions statoriques dans le repère de Park [A].
R_s	: Résistance statorique[Ω]
L_s	: Inductance cyclique statorique[H].
p	: Nombre de pair de pôles de la machine synchrone.
ω	: Pulsation des tensions[rad/s].
P_{em}	: Puissance électromagnétique
C_{em}	: Couple électromagnétique de la génératrice
Ω	: Vitesse angulaire (rad/s).
P	: Puissance électrique générée
V_n	: Vitesse nominale
V_m	: Vitesse d'arrêt spécifiques
α, β et γ	: Coefficients déterminées par des conditions spécifiques
$P(V)$: Fonction de puissance de l'aérogénérateur
$f(V)$: Fonction de distribution de la vitesse du vent
K	: Facteur de forme ;
C	: Facteur d'échelle.
F_P	: Facteur de puissance
FC	: Facteur de capacité
$C_{Bat(t)}$: Quantités de la charge au temps (t)
$C_{Bat(t-1)}$: Quantités de la décharge des batteries au temps (t-1)
σ	: Taux horaire de la charge spontané
P_L	: Charge demandée au temps t
η_{ond}, η_{Bat}	: Rendements de l'onduleur et de la batterie successivement
$C_{Bat\ max}$: Capacité de la batterie maximale
$\bar{C}_{Bat\ min}$: Capacité de la batterie nominale
SOC	: Valeur maximale de l'état de charge
DOD	: Profondeur de la charge
V_{bat}	: Tension de la batterie au temps t
I_{bat}	: Courant dans la batterie au temps t
R_i	: Résistance interne de la batterie.
VF	: Force électromotrice
b	: Tension empirique
T_e	: Période de commutation
α	: Rapport cyclique du commutateur (hacheur)
V_i	: Tension d'entrée
V_o	: Tension de sortie
D	: Diode de roue libre
C_1, C_2	: Conductances
L	: Inductance
K	: Interrupteur
K_{dD}	: Gain associé à la commande

D_{k+1}	:	Variation de la commande.
E	:	L'Erreur
CE	:	Variation de l'erreur
C_P	:	Coefficient de Puissance
P_{bat}^{\max}	:	Puissance maximale injectée dans la batterie

Sommaire

Remerciements	I
Résumé.....	III
Liste des figures.....	VI
Listes des tableaux.....	XI
Liste de notations symboliques et abréviations.....	XII
Sommaire.....	XVIII
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I : Généralités Sur Les Energies Renouvelables : Solaire Et Eolienne

I.1. Introduction.....	5
I.2. Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2015 ..	5
I.3. Evaluation des énergies renouvelables en Algérie.....	6
I.4. Energie solaire.....	7
I.4.1. Généralités sur le soleil.....	7
I.4.2. Définition de l'énergie solaire	9
I.5. Position du soleil.....	11
I.5.1. Coordonnées géographiques terrestres.....	11
I.5.2 Déclinaison ó.....	12
I.5.3 Angle horaire du soleil (H).....	12
I.5.4 Equation du temps ET.....	13
I.5.5. Durée du jour.....	14
I.5.6. Durée d'ensoleillement D_{js} d'un capteur (α, γ).....	14
I.6. Energie solaire photovoltaïque	15
I.6.1. Définition	15
I.6.2. Historique	16
I.6.3. L'effet photovoltaïque	17
I.6.3.1. Principe de fonctionnement.....	17
I.6.3.2. Cellule photovoltaïque.....	18
I.6.4. Différents types des cellules photovoltaïques.....	19
I.6.4.1 Cellules monocristallines	19
I.6.4.2. Cellules poly-cristallines	20
1.6.4.3. Cellules amorphes.....	20
I.6.5. Modules (ou panneaux) PV.....	21
I.6.6. Générateur photovoltaïque(GPV).....	22
I.6.7. Chaîne de conversion de l'énergie solaire photovoltaïque	24
I.6.7.1.Installation PV autonome	24
I.6.7.2.Installation PV couplée au réseau.....	24

I.6.7.3.Système de conversion	25
I.6.7.3.1.Convertisseur continu-continu (DC-DC).....	25
I.6.7.3.2Convertisseur continu-alternatif (DC-AC).....	25
I.6.7.4.Les autres composants	26
I.6.7.5- Les différents types de systèmes photovoltaïques.....	27
I.6.7.5.1- Système PV connecté directement au réseau	27
I.6.7.5.1.1- Structure à convertisseur unique	27
I.6.7.5.1.2- Structure avec bus à basse tension alternative.....	28
I.6.7.5.2- Système à bus continu intermédiaire	28
I.6.7.5.2.1- Structure avec convertisseur forward	28
I.6.7.5.2.2- Structure avec un convertisseur de type fly-back.....	29
I.6.7.5.2.3- Structure avec hacheur et onduleur	29
I.6.8. Avantages et inconvénients d'une installation PV.....	30
I.6.8.1. Avantages.....	30
I.6.8.2. Inconvénients	31
I.7. Energie éolienne.....	32
I.7.1. Introduction.....	32
I.7.2 Historique de l'éolien.....	33
I.8. Définition de l'énergie éolienne	34
I.9. Architecture d'une éolienne.....	35
I.9.1. Rotor.....	35
I.9.2. Nacelle.....	36
I.9.3. Tour.....	37
I.10. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	37
I.11. Caractéristiques des éoliennes	38
I.11.1. Eolienne à axe horizontal	38
I.11.2. Eolienne à axe vertical.....	39
I.11.3. Comparaison	40
I-12. Caractéristiques technologiques des éoliennes.....	41
I-12.1. Le supportage	41
I-12.2. Les pales [34]	41
I-12.2.1. <u>Longueur</u>	42
I-12.2.2. <u>Largeur</u>	42
I-12.2.3. <u>Le profil</u>	42
I-12.2.4. <u>Les matériaux</u>	42
I-13. Bilan des forces sur une pale.....	43
I-14. Puissance fournie par un aérogénérateur	44
I-14.1. Potentiel éolien disponible	44
I-14.2. La puissance moyenne récupérable [35].....	44
I-14.3. La courbe caractéristique d'un aérogénérateur.....	47
I-15. Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne	48

I-15.1. Eoliennes à vitesse fixe et variable	50
I-15.1.1. Eolienne à vitesse fixe	50
I-15.1.2. Eolienne à vitesse variable.....	50
I-16. Critère de choix d'un potentiel éolien	51
I-16.1. Le vent	51
I-16.2. Gisement éolien en Algérie.....	51
I-16.3. La loi de distribution de weibull	53
I-16.4. La puissance moyenne annuelle fournit par aérogénérateur.....	54
I.17. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	55
I.17.1. Avantages	55
I.17.2. Inconvénients	55
I.18. Conclusion.....	55

CHAPITRE II : Modélisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque

II.1. Introduction	56
II.2. Systèmes hybrides.....	56
II.2.1. Définition.....	56
II.2.2 Classification.....	57
II.2.2.1. Le régime du fonctionnement.....	57
II.2.2.2. La structure du système hybride.....	57
II -3. Modélisation d'un système hybride éolien –photovoltaïque.....	58
II.4. Descriptions des composantes du système hybride éolien-photovoltaïque.....	59
II.4.1. Générateurs photovoltaïques.....	59
II.4.2. Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque.....	60
II.4.2.1. - Modèle à une diode (1LM5P).....	60
II.4.2.2. - Modèle à deux diodes (2LM7P).....	61
II.4.3. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque.....	64
II.4.3.1. Courant de court –circuit I_{CC}	64
II.4.3.2. Tension en circuit ouvert V_{CO}	64
II.4.3.3. Puissance optimal.....	64
II.4.3.4. Facteur de forme FF.....	65
II.4.3.5. Rendement énergétique maximum n_m	65
II.4.4. Caractéristique I (V).....	66
II.4.5. Caractéristique P(V).....	67
II.4.6. Simulation d'un module PV avec le modèle à une seule diode.....	67
II.4.6.1 Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V).....	69
II.4.6.2. Influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V).....	70
II.4.6.3. Influence de la résistance série sur les caractéristiques I(V) et P(V).....	71
II.4.6.4. Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques I(V) et P(V).....	72

II.4.7. Générateur éolien	73
II.4.7.1. Introduction	73
II.4.7.2. Types d'aérogénérateur dans les systèmes éoliens.....	74
II.4.7.2.1. Générateur asynchrone	74
II.4.7.2.2. Générateur synchrone	75
II.4.7.2.2.1 : Modèle simplifié de la MSAP.....	76
II.4.7.2.2.2 Modélisation de la machine synchrone à aimants Permanant.....	77
II.4.7.2.3. Génératrice à courant continu	81
II.4.7.3. Une comparaison entre les différentes machines [102].....	82
II.4.7.4. Différentes classes d'un système éolien	83
II.4.7.5. Modélisation d'une turbine éolienne	83
II.4.7.5.1. Puissance moyenne annuelle fournit par aérogénérateur [58].	83
II.4.7.5.2. Facteur de puissance	84
II .4.8. Modélisation de système de stockage : [62].....	85
II .4.8.1. Modèle de la charge de la batterie.....	86
II .4.8.2. Modèle de la décharge de la batterie	86
II .4.8.3. La tension de la batterie.....	86
II .4.9. Convertisseurs.....	87
II .4.9.1. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs).....	88
II .4.9.1.1. Hacheur dévolteur.....	89
II .4.9.1.2. Hacheur survolteur	92
II .4.9.1.3.Hacheur dévolteur-survolteur	93
II .4.9.2. Les convertisseurs AC-DC (onduleurs).....	95
II .4.9.2.1. Structure d'onduleur :	96
II .4.9.2.2. Classification des onduleurs :.....	97
II .4.9.2.3. Principe de fonctionnement :.....	97
II .4.9.2.4. Les techniques de commande du redresseur MLI :.....	98
II .4.10. Charges :.....	102
II.5. Conclusion :.....	102

CHAPITRE III :

Méthodes MPPT appliquées aux systèmes hybrides Eolien-Photovoltaïque

III.1. Introduction:	103
III.2. Définition de la commande MPPT :.....	103
III.3 La connexion direct GPV-charge comme mode de transfert de puissance : [67].....	104
III.4 La connexion GPV-charge via un étage d'adaptation : [67].....	106
III.5. Principe de la recherche du point de puissance maximale:.....	107
III.6. Différents types de commandes MPPT pour un Générateur PV: [67].....	109
III.7. Classification des technique MPPT:.....	109

III.7.1. Les premiers types de technique MPPT:.....	110
III.7.2. Les technique MPPT à algorithme performants:.....	111
III.7.2.1. Technique “ Perturbe and Observe” (P&O) :.....	112
III.7.2.2. Technique MPPT à pas auto adaptatif:.....	113
III.7.2.3. Technique de la conductance Incrémentale (Incrémental Conductance) [72]:.....	115
III.7.3. Les techniques MPPT basées sur des relations de proportionnalité:.....	118
III.7.3.1. Technique de la fraction de la tension de circuit ouvert du générateur:.....	118
III.7.3.2. Technique de court-circuit:.....	119
III.7.4. Les techniques de différenciation :.....	120
III.7.5. Les techniques MPPT basées sur le principe de logique floue:.....	120
III-7-5-1. Loi de commande :.....	122
III.7.5.2. Optimisation à cinq classes :.....	123
III.7.5.3. Structure de base d’un contrôleur flou dédié au GPV :.....	125
III.7.6. Les techniques MPPT de réseaux de neurones artificielle:.....	126
III.8. Optimisation du rendement énergétique du système éolien [81]:.....	127
III.8.1. Stratégie de la recherche de la puissance maximale pour une turbine éolienne :	127
III.8.1.1. Recherche de la puissance maximale en connaissant la courbe caractéristique $C_P(\lambda)$:	128
III.8.1.1.1. Commande en vitesse:.....	129
III.8.1.1.2. Commande en couple :.....	130
III.8.1.1.3. Commande indirecte par le pilotage du courant :.....	134
III.8.1.2. Recherche de la puissance maximale sans la connaissance de la courbe caractéristique $C_P(\lambda)$:	135
III.8.1.2.1. La Stratégie P&O(Pertub and Observe) basique :.....	137
III.8.1.2.2. P&O évoluée combinée à l’ORB :.....	138
III.8.2. Autres méthodes MPPT appliquées à un système éolien[88]:.....	140
III.8.2.1. Méthode de gradient :.....	140
III.8.2.2. Structure de base d’un contrôleur flou dédié à l’aérogénérateur :.....	141
III-9- Conclusion :.....	142

CHAPITRE IV :

Simulation et Optimisation D'un Système Hybride « Eolien-Photovoltaïque »

IV.1. Introduction :.....	143
IV.2. Systèmes Hybrides (SEH) :.....	143
IV.3. Architecture Des Systèmes Hybrides :.....	144
IV.3. 1. Architecture à bus CC:.....	144
IV.3. 2. Architecture mixte à bus CC / CA :.....	145
IV.3. 3. Architecture à bus CA :.....	147
IV.4. Systèmes de stockage :.....	148
IV.5. L'environnement MATLAB/Simulink:.....	150

IV.6. Processus de simulation sous MATLAB/Simulink :.....	151
IV.7. Boîte à outils SimPowerSystems.....	151
IV.8. Optimisation de l'électrification d'un site isolé :.....	151
IV.8.1 Caractéristique du système hybride simulé :.....	153
IV.8.1.1 Système Photovoltaïque :.....	154
IV.8.1.2 Système Eolien :.....	154
IV.8.1.3 Système de stockage :.....	155
IV.8.1.3.1. Contrôle de charge:.....	156
IV.9. Simulation d'un Système Hybride raccordé au réseau basse tension:	158
IV.9.1. Réseau électrique :.....	158
IV.9.2. Problème de connexion des systèmes hybrides au réseau :.....	159
IV.9.3. Modèle mathématique du réseau BT :.....	160
IV.10. Simulation d'un Système Hybride raccordé au réseau du transport (HTB 400 kV):	162
IV.10.1. Résultats de la Simulation :	163
IV.11. Conclusion :.....	165
Conclusion Générale.....	166
Annexe.....	168
Références Bibliographiques.....	169

Introduction Générale

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas du tout nouveau; dans l'histoire de l'humanité, les énergies renouvelables ont été pendant longtemps la première possibilité de produire de l'énergie. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateau à voile ont largement contribué au développement de cet humanité. Ceci a seulement changé avec la révolution industrielle. Qui apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19^{ième} siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20^{ième} siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire. Ce qui a diminué de l'application des énergies renouvelables en termes absolus et relatifs. Aujourd'hui, Une grande partie de l'énergie utilisée dans le monde (plus de 76%) provient de gisements de combustibles fossiles carbonés (charbon, pétrole, gaz). Ces gisements constitués au fil des âges sont évidemment en quantité limitée; ils sont épuisables et non renouvelables [1] [2]. Ils ont été et continuerons à être une cause importante de pollution et de changement de climat. Contrecoup l'émission des gaz à effet de serre est l'un des effets secondaires indésirables des énergies fossiles.

Dans le cadre du développement durable, face au double enjeu planétaire posé les risques de pénurie les matières fossiles et leurs effets sur le changement climatique, les gouvernements engagés dans le Protocole de Kyoto doivent donc multiplier leurs actions dans le secteur de la production d'énergie électrique afin de développer des sources d'Energies Renouvelables, propres et inépuisables, ces dernières représentent un gisement considérable au niveau mondial [3]. Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici et au future, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables, pour cela plusieurs travaux de recherches ont été lancés dans plusieurs laboratoires de recherche dans le domaine de développement durable, pour but de satisfaire la demande de consommation énergétique d'une part et d'autre part pour réduire les effets négatives des ressources d'origine fossile sur l'environnement [4].

Parmi les principales ressources d'énergie renouvelable, on distingue l'énergie solaire (l'énergie que transporte le rayonnement solaire), l'énergie éolienne, l'énergie hydro-éolienne (ces éoliennes sous marines utilisent les courants marins pour produire de l'électricité), l'énergie de la biomasse, l'énergie géothermique et l'énergie hydraulique. On cite comme exemple la conversion du rayonnement solaire, soit par la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique directement utilisable par les systèmes photovoltaïques, ou par les systèmes de concentration du rayonnement solaire afin de produire la vapeur d'eau à haute pression, qui sert à actionner les turbines et en fin produire de l'énergie électrique ainsi que le

chauffage. La source d'énergie solaire et l'éolienne sont les deux sources renouvelables distribuées d'une manière plus au moins équitable sur notre planète terre, qui sont disponibles partout sur le globe terrestre. Qui sont de mieux en mieux exploitées.

La conversion d'énergie solaire par l'effet photovoltaïque, destinée principalement à l'alimentation en électricité d'équipements industriels et d'appareils domestiques, est très répandue. Elle est mise en œuvre dans des projets photovoltaïques autonomes à faible consommation et dans les réalisations de centrales électro-solaires adaptées aux sites isolés ou raccordées au réseau électrique local. Généralement les technologies solaires continueront de s'améliorer, de ce fait réduisant les coûts, particulièrement à l'échelle économique. En conséquence les panneaux photovoltaïques sont descendus en coût environ de 30\$/w approximativement à 3\$/w dans les trois dernières décennies mais le coût de système global est autour de 6\$/w, qui est toujours trop élevé pour concurrencer autre ressources d'énergie électrique [5]. Cependant les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau sont devenus rentables telles que les systèmes photovoltaïques intégrés au toit ou aux façades des bâtiments. Tandis que le secteur d'énergie éolienne s'est développé d'une manière étonnante en point de vue technologie et coût. Cette évolution a contribué à la rentabilité économique des installations éoliennes, l'efficacité de production d'énergie éolienne repose sur le potentiel éolien de l'emplacement considéré, puisque toutes les valeurs de l'électricité produite par l'éolienne dépendent de la ressource du vent, tellement il y a une gamme des valeurs du régime des vents. Conformément au département d'énergie d'Amérique (DOE, the U.S department of energy's) prédit pour un régime de vent de classe allant de 4 à 6 m/s (vitesse moyenne annuelle du vent est de 5.8 et 6.7 m/s à une hauteur de 10 m) d'un site, le coût de l'énergie produite par un parc d'éoliennes est approximativement de 0.03\$/kWh en 2010 [6][7]. Mais globalement les facteurs critiques, en déterminant s'il est financièrement intéressant d'installer des éoliennes, sont le coût originel de l'installation et la production énergétique annuelle.

En ce qui concerne notre pays : l'Algérie, l'enjeu du développement des énergies renouvelables est encore plus important. En effet, ces énergies permettront de plus en plus de couvrir la croissance nécessaire et légitime des services énergétiques de base dans les domaines du développement rural, de l'habitat, de la santé, de l'éducation puis à long terme, de l'industrie. Ainsi de sa part sa situation géographique, l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation des énergies solaire et éolienne. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement solaire reçu (169.440 TWh/an), le plus important de tout le bassin méditerranéen [8]. Tandis que l'énergie éolienne qui représente un potentiel important à la région sud Adrar très précisément, donne une autre extension pour notre pays pour se diversifier au point de production d'électricité d'origine renouvelables dans les décennies à venir.

Cependant, la production d'électricité à partir seulement d'une des deux sources d'énergie citées ci-dessus, est un objectif très souvent limité par le prix de revient final du KWh électrique produit, en raison de l'irrégularité du vent et de la discontinuité dans le temps du rayonnement solaire qui posent le problème du stockage d'énergie. C'est pourquoi on propose ici un système hybride composé de ces deux sources d'énergie, qui consiste en l'exploitation optimale de la complémentarité entre elles. La production d'électricité au moyen d'un **système hybride** combinant plusieurs sources d'énergies renouvelables est un grand intérêt pour les pays en développement, comme l'Algérie. Elle possède des nombreuses régions, isolées et éloignées de réseaux classiques de distribution d'électricité. Ainsi l'extension de ces réseaux serait d'un cout financier exorbitant. Pour résoudre ce problème, l'exploitation du potentiel en énergies renouvelables dont on dispose doit être une grande priorité.

✓ **Structure De La Thèse**

L'objectif de cette thèse est de traiter la modélisation mathématique d'un système éolienne et photovoltaïque afin de former un système hybride de conversion appliquées pour des sites isolés ou raccordés au réseau électrique. Pour résoudre cette problématique, nous avons divisé cette thèse en quatre chapitres.

- Dans le premier chapitre, on a présenté les différentes notions qui entrent dans la conception des deux énergies : solaire photovoltaïque et éolienne. Et d'autre part, on a évoquée tous les éléments constitutifs des deux systèmes photovoltaïques et éoliens, ainsi que leurs principes de fonctionnements.
- Le deuxième chapitre est dédié à la modélisation de système hybride « éolien-photovoltaïque », les différents modèles de simulation des panneaux solaire à l'échelle de la cellule, module ou un champ photovoltaïque sont formellement présentés. Par la suite le système éolien, la charge de la batterie et les différents type de convertisseurs ont été modélisé.
- Le troisième chapitre est consacré à la présentation des différentes méthodes de Poursuite du Point de Puissance Maximale ou bien Maximum Power Point Tracking en anglo-saxon (MPPT) appliquées aux systèmes hybrides Eolien-Photovoltaïque et les différents modes de connexion du générateur photovoltaïque (PV-Charge) et des systèmes éoliennes.
- Dans le quatrième chapitre, on a présenté les différentes notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes hybrides et les différents types d'architectures existants, suivi par une simulation des systèmes hybrides éolien - photovoltaïque alimentant un site isolé , raccordé au réseau de distribution basse tension et raccordé au réseau du transport haute tension (HTB) réalisée à l'aide de l'interface Simulink de l'environnement MATLAB.

Enfin, nous concluons ce modeste travail par une synthèse des travaux réalisés et des perspectives d'amélioration.

CHAPITRE I

Généralités Sur Les Energies Renouvelables : Solaire Et Eolienne

I.1. Introduction :

On appelle énergie renouvelable un ensemble de sources d'énergie qui sont inépuisables à l'échelle humaine, largement disponibles, essentiellement gratuites et sont compatibles avec un certain respect environnemental [9]. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricité ou en chaleur. La cogénération d'électricité et de chaleur est possible dans le cas de la géothermie, de la biomasse et de l'énergie solaire [10].

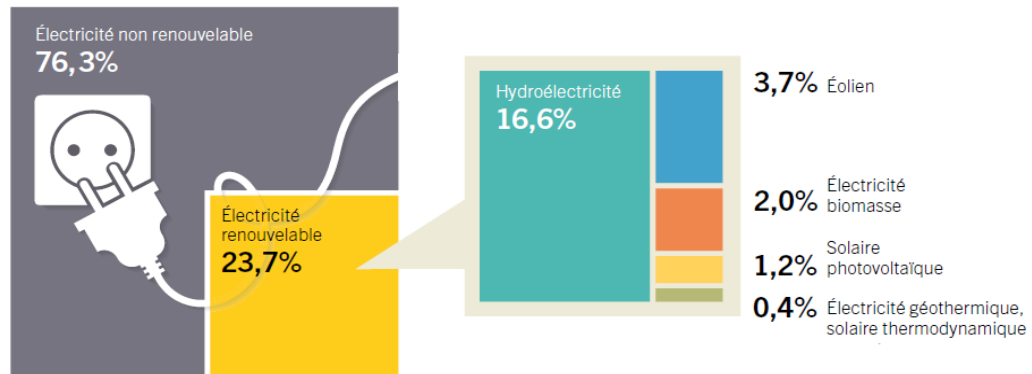
- ✚ Le solaire est une utilisation directe des rayons du soleil pour produire chaleur ou électricité.
- ✚ La biomasse regroupe l'ensemble des énergies provenant de la dégradation de la matière organique. C'est de l'énergie solaire transformée par les plantes chlorophylliennes qui sont utilisées soit directement (bois de chauffage) soit après de nouvelles transformations chimiques (biogaz, biocarburant).
- ✚ L'éolienne utilise l'énergie du vent de manière mécanique.
- ✚ La géothermie est l'utilisation directe des gradients des températures terrestre ou de sources chaudes.

Dans ce premier chapitre, nous allons décrire les différentes caractéristiques des deux énergies renouvelables étudiées dans ce mémoire : le solaire et l'éolien.

I.2. Part estimée de l'énergie renouvelable dans la production électrique mondiale, fin 2015 :

Le caractère universel de l'énergie a été souligné par les acteurs politiques des relations internationales en 2015. L'Assemblée Générale des Nations Unies a adopté, en septembre 2015, l'objectif de développement durable « pour l'accès de tous à des services énergétiques durables » (ODD 7). De même, 195 pays ont adopté, en décembre 2015, l'Accord de Paris sur le climat qui les engage à favoriser les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, dans le cadre de la réalisation de l'objectif limitant le réchauffement mondial en dessous de 2° C par rapport aux niveaux préindustriels. La

figure I.1 illustre la part des énergies renouvelables dans la production mondiale en électricité dans le monde à la fin de l'année 2015.



Calcul basé sur la capacité de production renouvelable à la fin de 2015.
La somme des pourcentages n'est pas toujours égale au total en raison des montants arrondis.

Figure I- 1 Part estimée de l'EnR dans la production électrique mondiale, fin 2015.

La figure I.2 présente les capacités d'électricité renouvelables dans le monde, l'Europe des 28 et les pays BRICS, et les sept premiers pays, fin 2015.

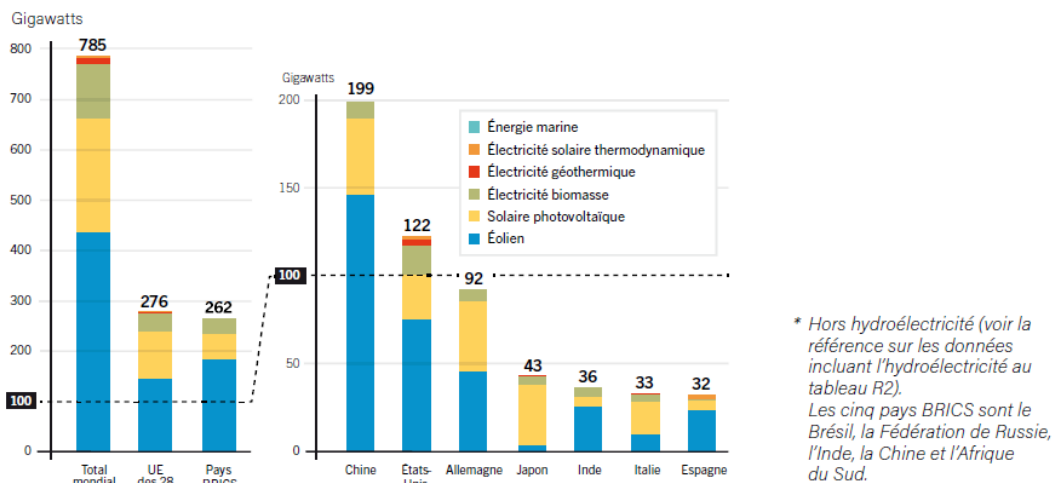


Figure I- 2 :Capacités d'électricité renouvelables dans le monde, l'Europe des 28 et les pays BRICS, et les sept premiers pays, fin 2015

I.3. Evaluation des énergies renouvelables en Algérie :

Le potentiel des énergies renouvelables en Algérie est le plus important d'Afrique du Nord. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays [11]. Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics, D'ici 2030, 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable. Ainsi, le programme des énergies renouvelables actualisé consiste à

installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent. Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes:

Première phase 2015 - 2020 : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4000 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 500 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.

Deuxième phase 2021 - 2030 : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoun et Bécharr et leur intégration dans le système énergétique national. A cette échéance, le solaire thermique pourrait être économiquement viable.

Le tableau suivant donne les capacités cumulées du programme EnR, par type et phase, sur la période 2015 - 2030:

	1ère Phase 2015-2020 (MW)	2ème Phase 2021-2030 (MW)	Total (MW)
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP(solaire thermique)	-	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4 525	17 475	22000

Tableau I-1 : Capacité cumulée du programme des énergies renouvelables par phase en Algérie. [41]

I.4. Energie solaire :

I.4.1. Généralités sur le soleil :

Le soleil reste jusqu'à présent la plus importante source d'énergie malgré la distance considérable qui le sépare de la terre ($150 * 10^6$ km). La puissance émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimée à $90 * 10^{15}$ GW, alors que la couche terrestre n'arrive à recevoir que $180 * 10^6$ GW. Avant d'arriver à la terre, le rayonnement solaire subit de considérables modifications, dues principalement aux phénomènes d'absorption et de diffusion. Aussi, on introduit la notion de l'éclairement qui est la densité de puissance reçue par une surface soumise à un flux lumineux, dans les conditions atmosphériques optimales. Cette densité de puissance atteint 1 kW/m^2 pour un site situé au niveau de la mer [9], [10].

Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre, et ce, malgré une atténuation importante à la traversée de l'atmosphère; la quantité qui reste est encore assez importante, quand elle arrive au sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m² crête dans les zones tempérées et jusqu' à 1400 W/m² lorsque l'atmosphère est faiblement polluée. [9]

A l'échelle mondiale, l'énergie solaire photovoltaïque depuis les Cinq dernières années maintient une croissance de plus de 30% par an [26, 28].

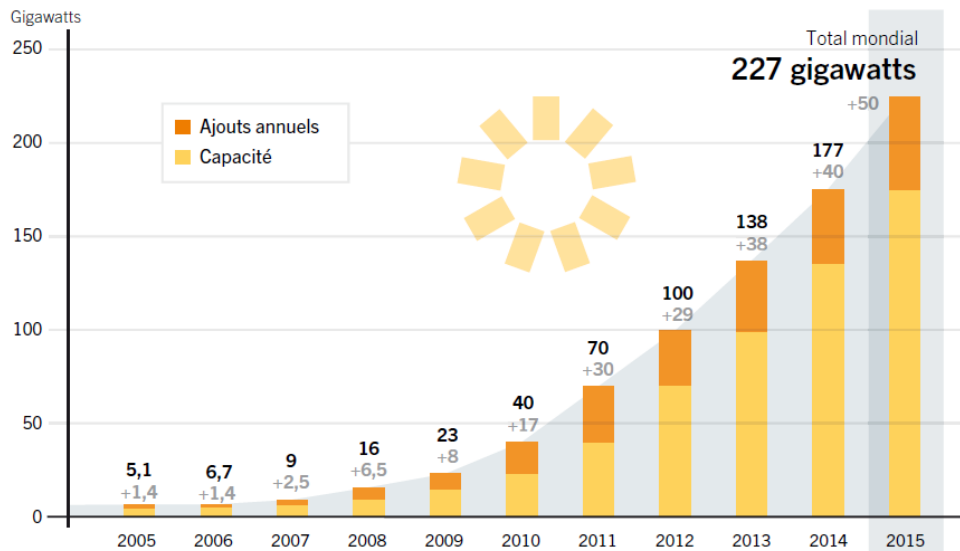


Figure I- 3 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie solaire photovoltaïque, 2005–2015

L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires. Le territoire algérien est partagé en huit zones homogènes d'ensoleillement qui sont représenté dans la figure I-4:

- ✚ **Zone1** : type Annaba, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 4.30kwh/m² et inclinée de 4.85Kwh/m² par jour.
- ✚ **Zone2** : type Alger, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 4.60kwh/m² et inclinée de 5.26Kwh/m² par jour.
- ✚ **Zone3** : type Batna, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 5.19kwh/m² et inclinée de 5.97Kwh/m² par jour .
- ✚ **Zone4**: type Ouargla, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 5.69kwh/m² et inclinée de 6.53Kwh/m² par jour.
- ✚ **Zone5**: type In Salah, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.12 kWh/m² et inclinée de 6.78Kwh/m² par jour.
- ✚ **Zone6** : type Adrar, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.36kwh/m² et inclinée de 7.11Kwh/m² par jour.

- ✚ **Zone7** : type Tamanrasset, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.47kwh/m2 et inclinée de 7.01Kwh/m2 par jour.
- ✚ **Zone8** : type Janet, recevant à la moyenne une énergie globale horizontale de 6.82kwh/m2 et inclinée de 7.44Kwh/m2 par jour [11] [12].

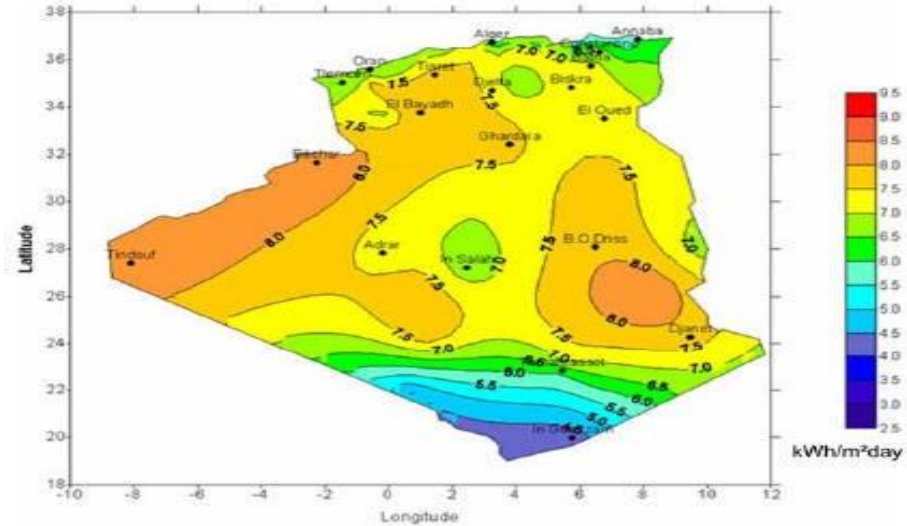


Figure I- 4 Zones d'ensoleillement en Algérie

I.4.2. Définition de l'énergie solaire :

L'énergie solaire est la ressource énergétique la plus abondante sur terre. Elle est à l'origine de la majorité des énergies renouvelables, mais elle est très atténuée.

Le rayonnement solaire peut être utilisé pour produire soit directement de l'électricité à l'aide de semi-conducteur photovoltaïque, soit de la chaleur solaire thermique pour le chauffage ou la production électrique [9] (Voir Figure I.5).

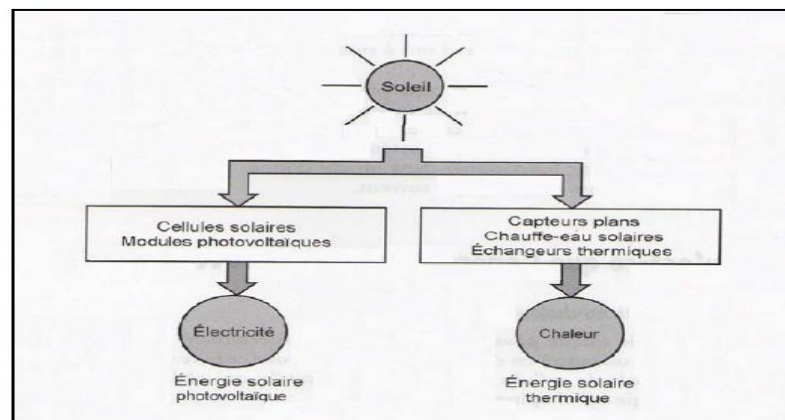


Figure I- 5 : Les deux types d'énergie solaire [14]

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (2,5 μm) à l'infrarouge lointain (3 μm), et transportant chacun une énergie E_{ph} , qui répond elle-même à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{C}{\lambda_0} \quad (\text{I.1})$$

Dans laquelle :

λ_0 : Longueur d'onde (m) ;

h : Constante de Planck ;

C : Vitesse de la lumière (m/s).

D'après l'équation (I.1), l'énergie transportée par un photon est inversement proportionnelle à sa longueur d'onde, c'-a-d plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande.

On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [15]. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m² (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Voir Figure. I.6).

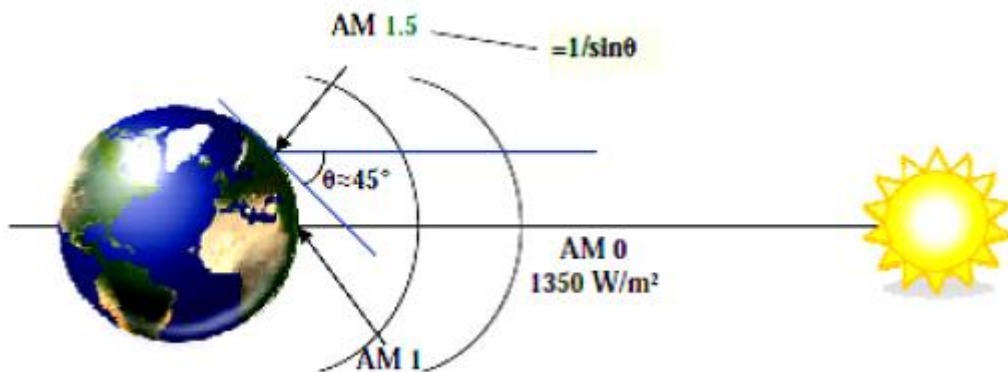


Figure. I-6 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [15]

Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les

833 W/m² (AM1.5). Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m². Voir Figure. I.7)

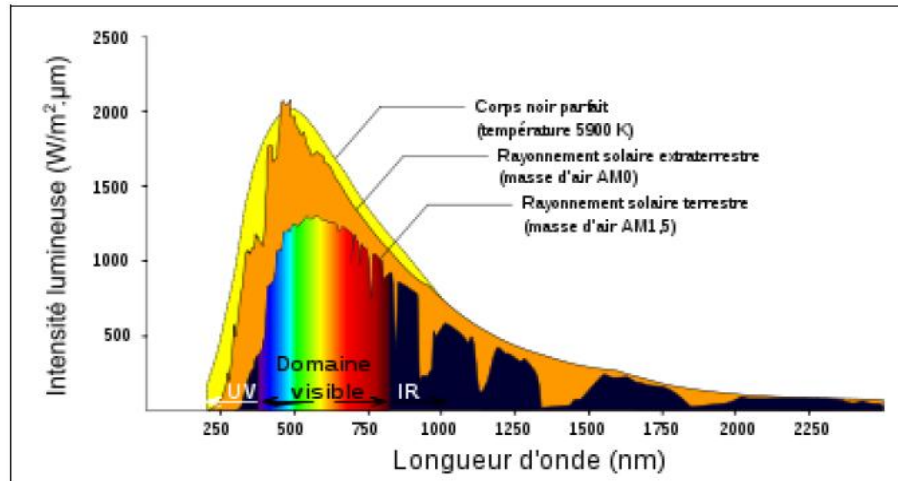


Figure. I -7 : le spectre du rayonnement solaire

I.5. Position du soleil :

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale.

I.5.1. Coordonnées géographiques terrestres :

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre.

✚ **Latitude** ϕ

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud [16].

✚ **Longitude** λ

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est de la méridienne origine [16].

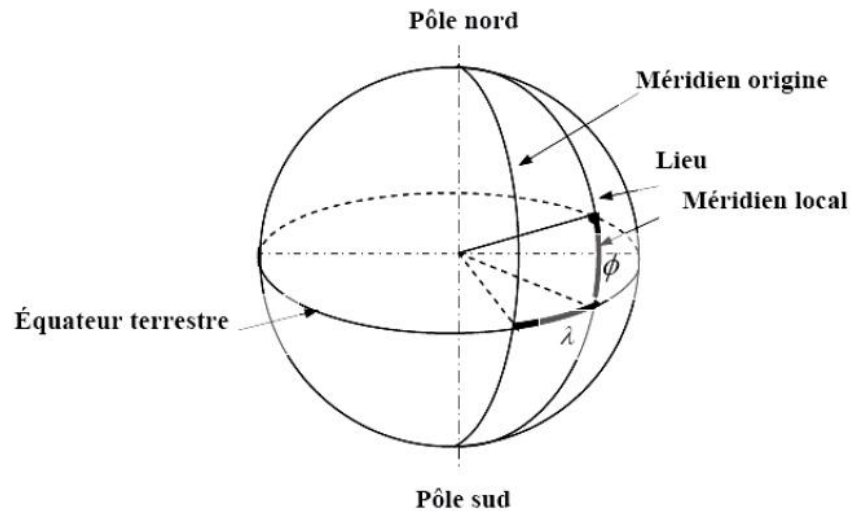


Figure I-8 : Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné. [17]

I.5.2 Déclinaison δ :

C'est l'angle formé par le vecteur Soleil Terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes de printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre), et maximale aux solstices d'été (22 juin) et d'hiver (22 décembre) [18].

La variation journalière de la déclinaison est d'environ de $0,5^\circ$. Elle est calculée par une équation simple approximative [12] :

$$\delta = 23.5 \cdot \sin\left(\left(\frac{360}{365}\right)(284 + n)\right) \quad (\text{I.2})$$

Ou par une série de Fourier [12] :

$$\delta = (0.006918 - 0.399912 \cos \beta + 0.070257 \sin \beta - 0.00678 \cos 2\beta + 0.000907 \sin 2\beta - 0.002697 \cos 3\beta + 0.00148 \sin 3\beta) \frac{180^\circ}{\pi} \quad (\text{I.3})$$

I.5.3 Angle horaire du soleil (H) :

C'est l'angle que font les projections de la direction du soleil avec la direction de méridien du lieu [19], l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation :

$$H = 15 \cdot (TSV - 12) \quad (\text{I.4})$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} TSV = TL - DE + \left(\frac{E_t + 4\lambda}{60} \right) \\ E_t = 9,87 \cdot \sin 2N' - 7,35 \cos N' - 1,5 \sin N' \\ N' = \frac{360}{365} \cdot (N - 81) \\ DE = +1 \quad \text{pour l'Algérie.} \end{cases}$$

DE : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich ;

TSV : Temps solaire vrai = temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi ;

TL : Temps légal = temps donné par une montre;

E_t : Correction de l'équation du temps ;

λ : Longitude du lieu.

L'angle horaire H varie de -180° à 180°

$$\text{On prend : } \begin{cases} H > 0 & \text{apres midi} \\ H < 0 & \text{le matin} \\ H = 0 & \text{midi TSV} \end{cases}$$

1.5.4 Equation du temps ET :

C'est l'écart entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considérée [19].

$$ET = TSV - TSM \quad (\text{I.5})$$

Avec

TSM : : Temps Solaire Moyen c'est le temps qui " s'écoule " à vitesse constante de la Terre sur son orbite au cours de l'année (celui mesuré par les horloges).

La variation de ET durant l'année est donnée par la formule suivante [12]:

$$ET = 0,258 \cos x - 7,416 \sin x - 3,648 \cos 2x - 9,228 \sin 2x \quad (\text{I.6})$$

Avec:

$$x = \frac{360}{365.25} (N - 1) \quad (\text{I.7})$$

Où l'angle x est défini en fonction du numéro du jour N . Le décompte commence à partir du 1^{er} janvier où $N=1$.

I.5.5. Durée du jour :

Le jour est le temps qui sépare le lever et le coucher du soleil. Deux instants particuliers de la journée qui donne une hauteur h du soleil nulle sont appelés: le lever et le coucher du soleil [19].

La relation donnant la hauteur du soleil peut s'écrire :

$$\sinh = \cos \delta \cos H \cos \phi + \sin \delta \sin \phi \quad (\text{I.8})$$

Avec :

δ : Déclinaison du soleil;

H : L'angle horaire du soleil;

ϕ : Latitude du lieu.

Cette équation peut être écrite sous la forme suivante :

$$\sinh = \cos \delta \cos \phi (\cos H - T) \quad (\text{I.9})$$

Avec: $T = -\text{tg} \delta . \text{tg} \phi$

Le cas des deux points « pôles » étant écartés, la résolution de $\sinh = 0$ est équivalent à la résolution de $\cos H = T$.

$$\cos H = T \Rightarrow \cos H = -\text{tg} \delta . \text{tg} \phi = T$$

$$\text{Si } |T| > 1 \Leftrightarrow |\phi| + |\delta| > 90^\circ$$

(sinh) ne peut pas être nul. Quel que soit H . On ne peut pas parler de lever ou de coucher du soleil dans ce cas Si T est négatif $T < -1 \Leftrightarrow |\phi + \delta| > 90^\circ \Leftrightarrow \sinh > 0 \Leftrightarrow h > 0$

Le soleil est toute la journée au-dessus de l'horizon: "Jour polaire"

Si T est positif: $T > -1 \Leftrightarrow |\phi + \delta| < 90^\circ \Leftrightarrow \sinh < 0 \Leftrightarrow h > 0$.

Le soleil est toute la journée au-dessous de l'horizon: « Nuit polaire »

$$|T| \leq -1 \Leftrightarrow |\phi| + |\delta| \leq 90^\circ$$

L'équation $\sinh = 0$ à deux racines, un pour le lever et l'autre pour le coucher.

Le coucher correspond à la valeur positive H_C et le lever à la valeur négative H_L .

$$\begin{cases} H_C = \text{arc} \cos(-\text{tg} \delta . \text{tg} \phi) \\ H_L = -H_C \end{cases}$$

$$D_j = \frac{H_C - H_L}{15} = \frac{2}{15} \text{Arc} \cos T \quad (\text{I.10})$$

I.5.6. Durée d'insolation D_{js} d'un capteur (α, γ) :

La durée d'insolation (D_{js}) est la durée effective d'insolation d'un capteur mesurée par héliographe et définie à partir d'un seuil minimum ($\approx 250 \text{W/m}^2$).

Pour un plan (α, γ) , un lieu ϕ et un jour donné, j est uniquement fonction de l'angle horaire H [13], on exprimera donc $\cos j$ en faisant bien apparaître la variable H

$$\cos j = A \cdot \sin H + B \cdot \cos H + C \quad (\text{I.11})$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} A = A' \cos \delta; & A' = \sin \alpha \cos \gamma \\ B = B' \cos \gamma; & B' = \cos \alpha \cos \gamma \sin \phi + \sin \gamma \cos \phi \\ C = C' \sin \delta; & C' = -\cos \alpha \cos \gamma \cos \phi + \sin \gamma \sin \phi \end{cases}$$

Le lever H_L , et le coucher H_C , du soleil sur un capteur sont définis pour:

$$j = \pm 90^\circ \Rightarrow \cos j = 0 \Rightarrow A \cdot \sin H + B \cdot \cos H + C = 0$$

La résolution de cette équation nous donne deux solutions une pour le lever et l'autre pour le coucher :

$$\begin{cases} H_L = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) - \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \\ H_C = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) + \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \end{cases}$$

$$\text{Avec : } D' = \sqrt{A'^2 + B'^2} \quad ; \quad \rho(\alpha) = \sin \alpha \quad \text{de } \alpha$$

La durée d'ensoleillement d'un capteur est donnée par:

$$D_{1s} = \frac{H_2 - H_1}{15} \quad (\text{I.12})$$

$$\text{Avec: } \begin{cases} H_1 = H_L & \text{si } |H_L| \leq |H_C| \\ H_1 = H_C & \text{si } |H_L| \geq |H_C| \\ H_2 = H_C & \text{si } |H_C| \leq |H_L| \\ H_2 = H_L & \text{si } |H_C| \geq |H_L| \end{cases}$$

I.6. Energie solaire photovoltaïque :

I.6.1. Définition :

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) provient de la conversion directe de l'énergie provenant de photons, compris dans le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en énergie électrique. Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules ou de photopiles fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible qui réalisent cette transformation d'énergie [13]. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique statique courant-tension $I(V)$ non linéaire et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble [20].

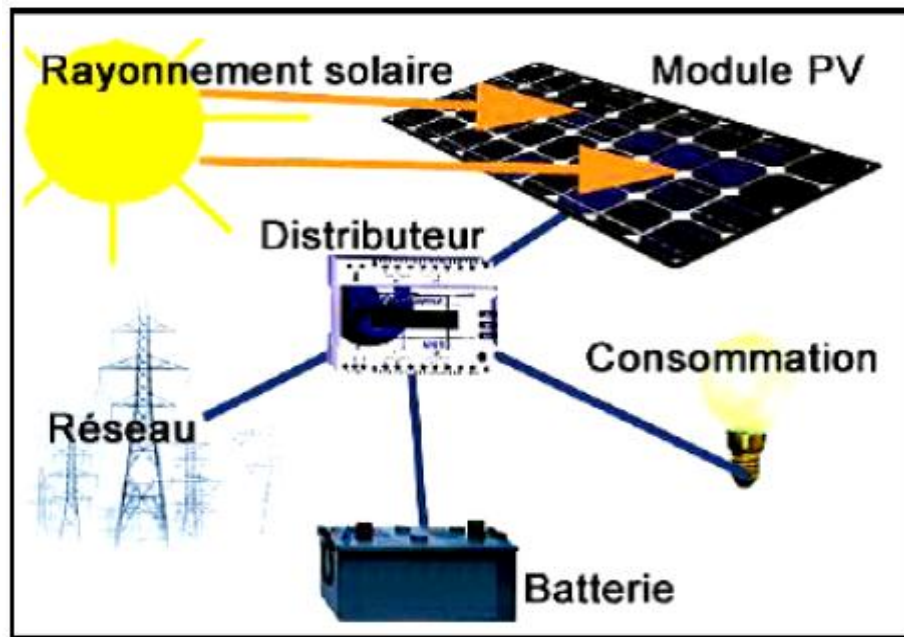


Figure I-9 : Système Photovoltaïque. [21]

I.6.2. Historique :

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis 40 ans. Les applications ont commencé avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites. Elles se sont poursuivies avec les balises en mer et l'équipement de sites isolés dans tous les pays du monde, en utilisant les batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les heures sans soleil.

- ✚ **En 1839:** le physicien français Edmond Becquerel a découvert le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.
- ✚ **En 1875:** Werner Von Siemens a exposé devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire
- ✚ **En 1954:** trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, ont mis au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- ✚ **En 1958:** une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- ✚ **En 1973:** la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware USA (à New York)
- ✚ **En 1983:** la première voiture alimentée par un module ou panneaux photovoltaïque parcourt une distance de 400 Km en Australie.

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs, Mais ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé.

I.6.3. L'effet photovoltaïque :

I.6.3.1. Principe de fonctionnement :

Découvert par le physicien français A. BECQUEREL dès 1839, l'effet photovoltaïque permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires (photon) en électricité (Volt), par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau 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 [13].

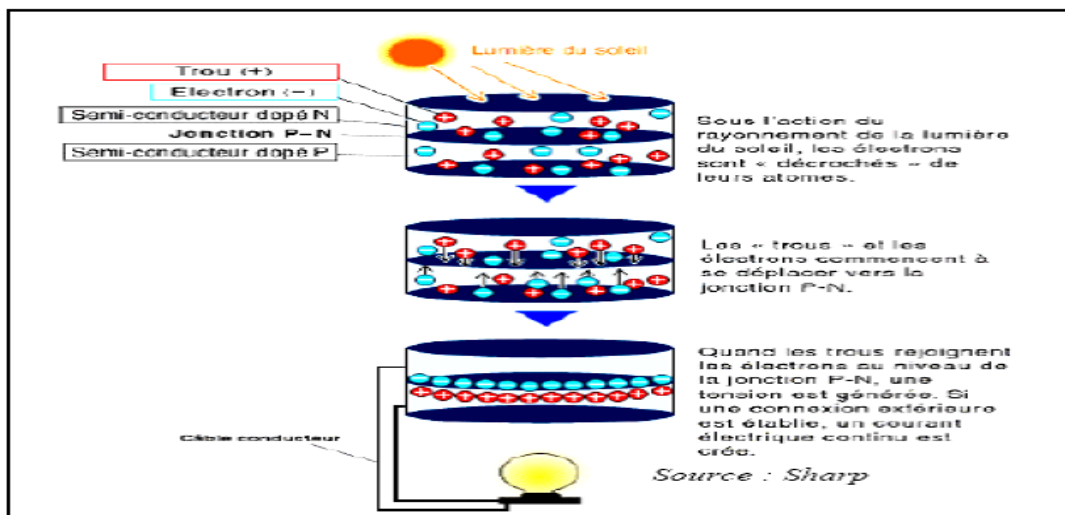


Figure I- 10 : Effet photovoltaïque. [13]

Donc ce principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie ($h\nu$).

✚ Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap de ce semi-conducteur

$E_g = E_c - E_v$, l'électron passe de la bande de valence à la bande de conduction en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction. Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement le passage des porteurs majoritaires (Voir Figure I.11).

- ✚ Si les photons ont une énergie très supérieure à E_g , ils passent de la bande de valence à un niveau instable de la bande de conduction. L'excès d'énergie sera transmis sous forme de photons réseau cristallin puis perdue en chaleur et l'électron prendra un niveau stable dans la bande de conduction.
- ✚ Si les photons ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés et leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque [22].

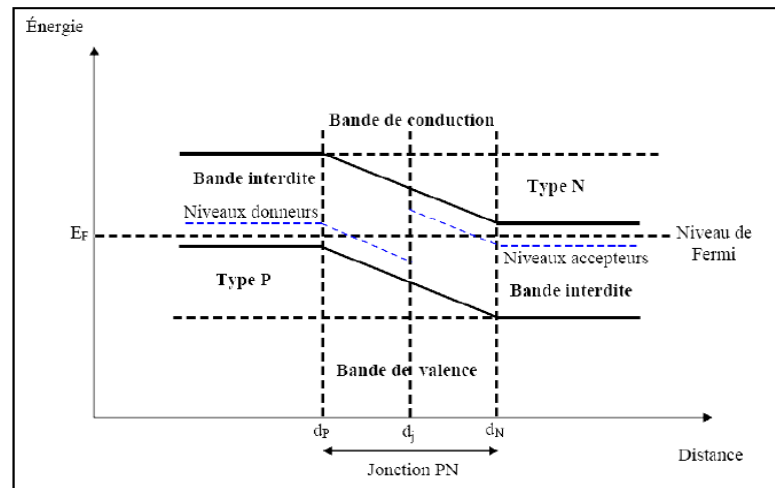


Figure I-11 : Diagrammes de bandes d'énergie au voisinage de la jonction. [22]

I.6.3.2. Cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque est un moyen de conversion de la lumière en énergie électrique par le processus « effet photovoltaïque ». Elle est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction P-N avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction P-N de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0,6v pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Le courant maximal se produit

lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{cc}) et dépend fortement du niveau d'éclairement [22].

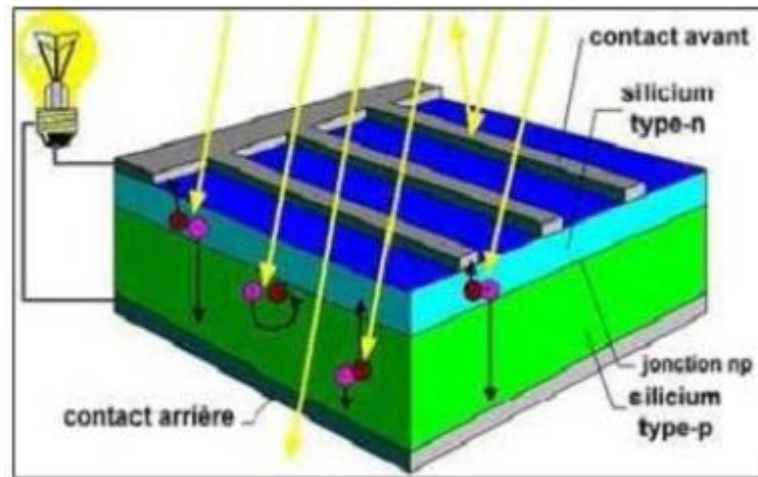


Figure I-12 : Représentation schématique d'une cellule solaire.

I.6.4. Différents types des cellules photovoltaïques :

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent. Actuellement, il existe trois principaux types de cellules [23]:

I.6.4.1 Cellules monocristallines :

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal (Voir Figure I.13). Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau. Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le Wafer devient cellule. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 15 à 22 %, mais la méthode de production est laborieuse [13].

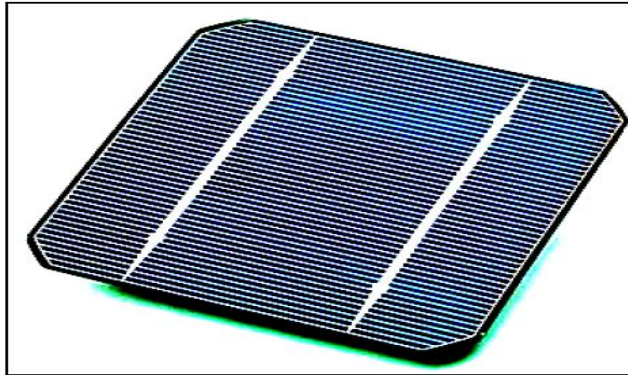


Figure I-13: Cellule photovoltaïque (monocristalline). [13]

I.6.4.2. Cellules poly-cristallines :

Les cellules polycristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes), (Voir Figure I.14). Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure Poly-cristalline. Durée de vie estimée : 30 ans [13].



Figure I-14 : Cellule PV poly-cristalline. Source: Wikipédia

1.6.4.3. Cellules amorphes :

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies Poly-cristallines ou monocristallines.

Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première [13].

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium monocristallin	12 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Très performant * Stabilité de production. * Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
Silicium polycristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production, Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs...
Amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)		* Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

Tableau I-2 : Comparatif des différentes technologies. [13]

I.6.5. Modules (ou Panneaux) PV :

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Alors Pour produire plus de puissance les cellules sont assemblées pour former un module Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque (Voir Figure I.15). [24].

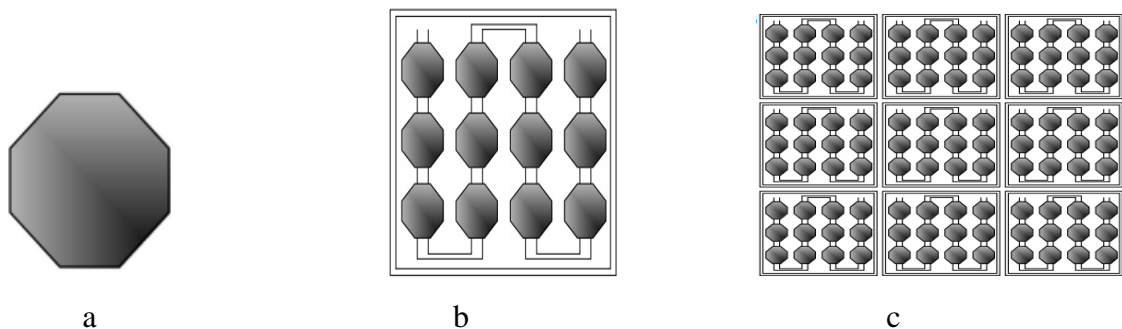


Figure I-15 : Cellule, module et panneau photovoltaïques.

Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique [19].

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

Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offerte par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble sa durabilité [19].

I.6.6. Générateur photovoltaïque(GPV) :

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m^2 ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm^2 est d'environ 2.3 Wc sous une tension de 0.5V . Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [14].

$$V_{co(ns)} = n_s \cdot V_{co} \quad (\text{I.13})$$

$$\text{Avec : } I_{cc} = I_{cc(ns)} \quad (\text{I.14})$$

Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, (Voir Figure I.16). L'équation (I.13) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n_s cellules.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{co(ns)} = 0.6 \times 36 = 21.6\text{V}$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V .

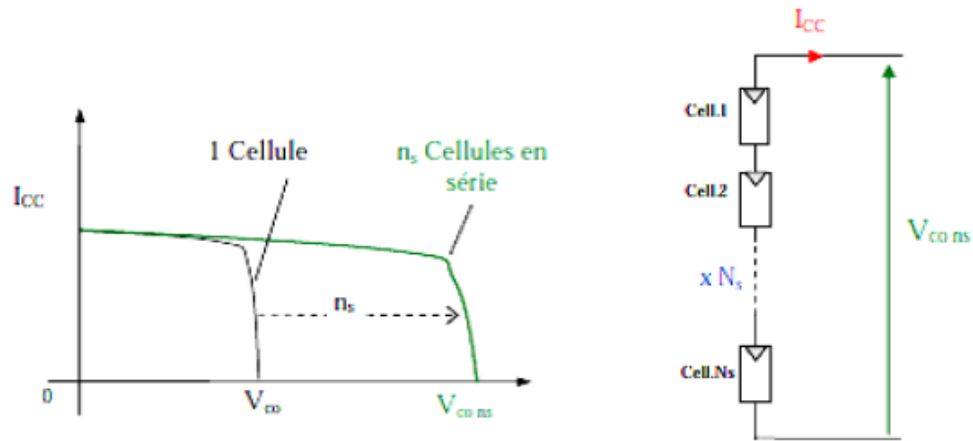


Figure I-16 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série. [15]

D'autre part, une association parallèle de n_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, (Voir Figure I.17). L'équation (I.15) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{cc(n_p)} = n_p \cdot I_{cc} \text{ .Avec } V_{co(n_p)} = V_{co} \tag{I.15}$$

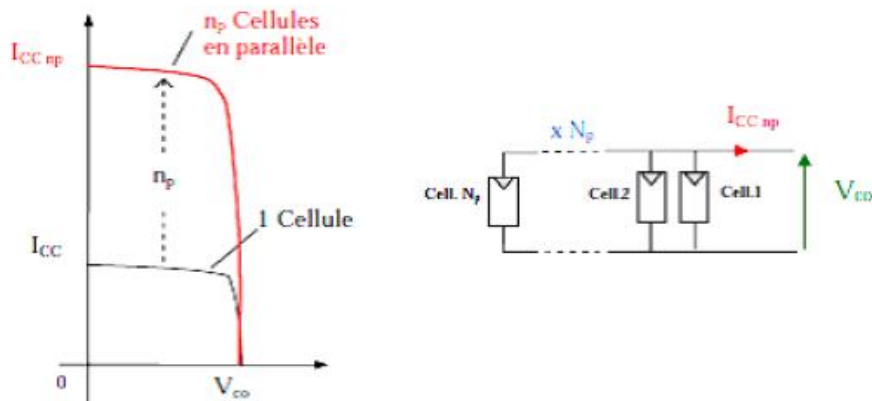


Figure I-17 : Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle. [15]

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités.

Ainsi, pour n_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes n_p en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = n_s V_{pv} \cdot n_p I_{pv} \tag{I.16}$$

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (n_s , n_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison). La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique $P(V)$ du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée V_{opt} et d'un courant optimal noté I_{opt} [23]. Cette caractéristique dépend fortement de l'éclairage auquel est soumis le générateur et de sa température.

I.6.7. Chaîne de conversion de l'énergie solaire photovoltaïque :

I.6.7.1. Installation PV autonome :

Dans le cas d'une installation autonome, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc....) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée (Voir Figure I.18). Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou il est transformé en alternatif selon le besoin [27].

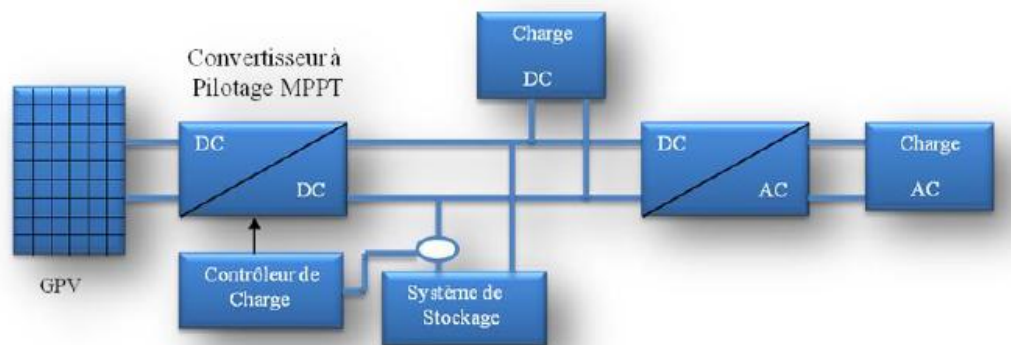


Figure I-18: Installation photovoltaïque autonome. [19]

I.6.7.2. Installation PV couplée au réseau :

Le système peut également être connecté au réseau. L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique stockage de l'électricité. Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle

panne de ce dernier rend in-opérationnel le système de production d'origine renouvelable. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu (Voir Figure I.19). Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins [19].

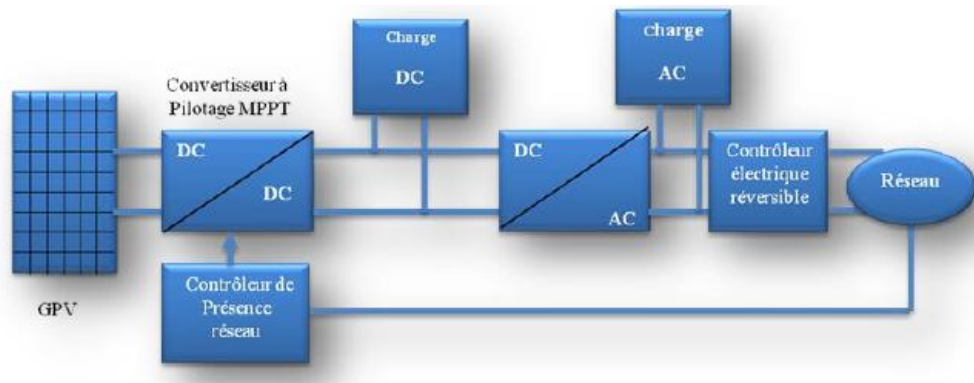


Figure I-19 : Installation photovoltaïque couplée au réseau. [19]

I.6.7.3. Système de conversion :

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif). [19]

I.6.7.3.1. Convertisseur continu-continu (DC-DC) :

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT. Son rendement se situe entre 90 et 95%. Il existe plusieurs types des convertisseurs DC-DC. Parmi les quels, on présente dans le deuxième chapitre le principe des trois types des convertisseurs à découpage (dévolteur, survolteur et mixte), utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques pour générer les tensions et les courants souhaités ainsi que pour l'adaptation des panneaux solaires avec les différentes charges. [19]

I.6.7.3.2 Convertisseur continu-alternatif (DC-AC) :

Un onduleur (DC-AC) est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue. Ils sont utilisés en électrotechnique pour : [20]

- ✓ Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables.
- ✓ Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes.

On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW). [20]

Les onduleurs sont classés selon le mode de commutation :

- les onduleurs autonomes qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative. Dans ces onduleurs la commutation est forcée.
- les onduleurs non autonomes dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle.

Selon la nature de la source continue :

- Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal.
- Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale.

I.6.7.4. Les autres composants :

Les derniers éléments indispensables au bon fonctionnement d'un système photovoltaïque autonome sont les protections contre la foudre, les disjoncteurs et les fusibles.

Comme les panneaux solaires sont des équipements généralement coûteux, ils doivent être protégés pour éviter toute dégradation. Les dangers sont multiples:

- ✓ Perturbations induites par les commutations des convertisseurs de puissance. Dans ce cas, on peut introduire des filtres de puissance pour éliminer les harmoniques.
- ✓ Fonctionnement en récepteur : les panneaux se détériorent rapidement quand ils absorbent de la puissance. On peut utiliser des diodes pour empêcher le courant de circuler dans le mauvais sens.
- ✓ La Foudre: les protections contre la foudre sont indispensables si l'on veut garantir une alimentation fiable en électricité. Pour réaliser une protection, il faut respecter trois principes:
 - ✚ Conduire le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct.
 - ✚ Minimiser les surfaces des boucles de masse.
 - ✚ Limiter l'onde de surtension par des parafoudres [21].

I.6.7.5- Les différents types de systèmes photovoltaïques:

Il existe deux types de structures de système photovoltaïques :

- 1) Les systèmes à connexion directe au réseau Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque qui est connecté à l'aide d'un onduleur au réseau électrique. IL existe dans la littérature de nombreux exemples [21].
- 2) Le système à bus continu intermédiaire. Le générateur photovoltaïque est connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur continu continu. Un onduleur délivre une tension modulée. Celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique (THD) On obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau [16]. Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230V) [17] .

I.6.7.5.1- Système PV connecté directement au réseau :

I.6.7.5.1.1- Structure à convertisseur unique :

Le dispositif présenté à la Figure(I-20) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possible. On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus le contrôle du point maximal de puissance est approximatif car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement.

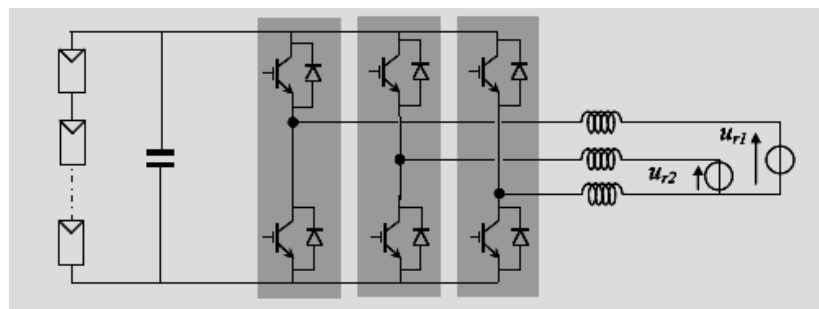


Figure I -20 :Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur

I.6.7.5.1.2- Structure avec bus à basse tension alternative :

La Figure (I-18) montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (20 V - 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré. Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité du personnel. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes Joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par le module (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement.

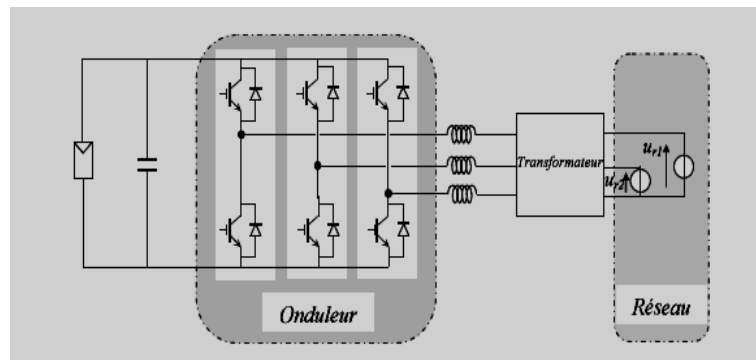


Figure I -21 :Bus à basse tension alternative

I.6.7.5.2- Système à bus continu intermédiaire :

I.6.7.5.2.1- Structure avec convertisseur forward :

La Figure (I-22) présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en sortie du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc plus nécessaire, la conversion continu-alternatif se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont:

- ✚ La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module.
- ✚ Le bus continu supportera un signal en créneaux qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur générera des pertes de fuite,
- ✚ La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

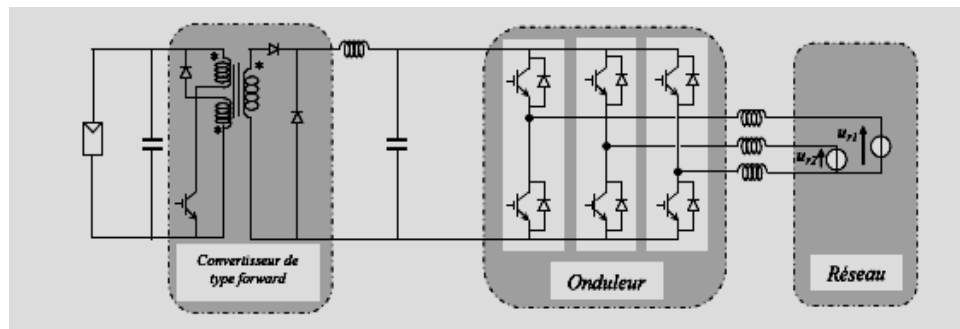


Figure I -22 : Convertisseur de type forward alimentant le bus continu

I.6.7.5.2.2- Structure avec un convertisseur de type fly-back :

La Figure (I.23) montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension de sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désiré. La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante V_{ac1} et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qu'il augmente le coût de l'installation.

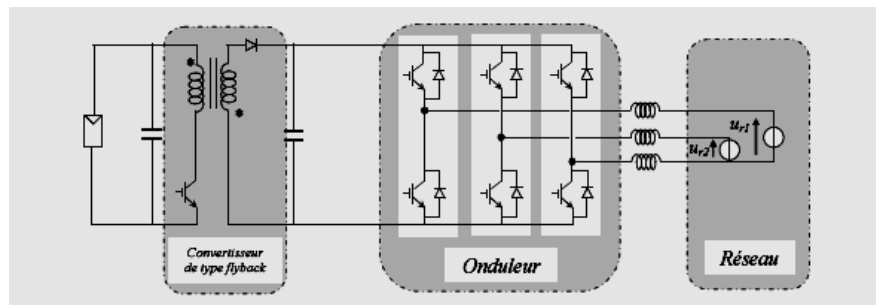


Figure I -23 : Structure avec un convertisseur de type fly-back

I.6.7.5.2.3- Structure avec hacheur et onduleur :

La Figure (I-24) représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de 100 V délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension de sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie production et la partie utilisation '. L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible.

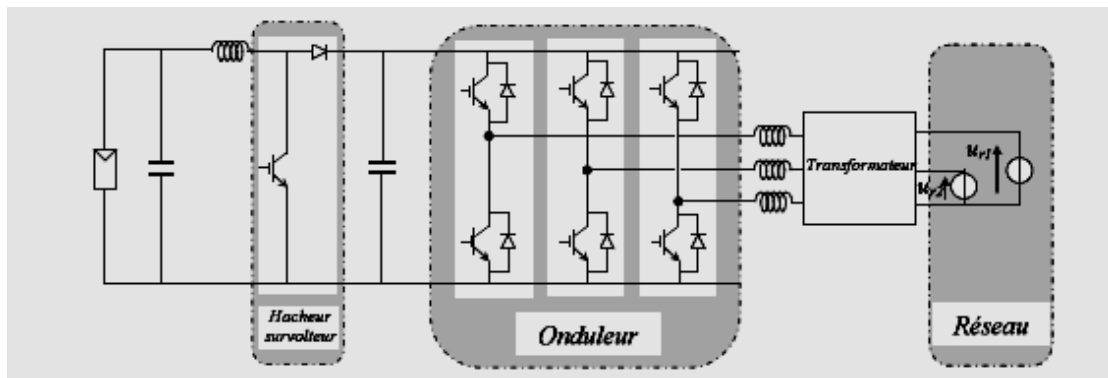


Figure I -24 : Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé

I.6.8. Avantages et inconvénients d'une installation PV :

I.6.8.1. Avantages :

❖ Son carburant est gratuit :

Le soleil est la seule ressource dont a besoin un panneau solaire. Et le soleil brillera jusqu'à la fin des temps. De plus, la plupart des cellules photovoltaïques sont fabriquées à base de silicium, un matériau abondant et non toxique (second matériau le plus abondant sur Terre).

❖ L'énergie solaire photovoltaïque ne génère ni bruit, ni émissions nocives, ni gaz polluants :

L'électricité solaire utilise seulement l'énergie du soleil comme carburant. Elle ne crée aucun coproduit nocif et contribue activement à réduire le réchauffement climatique.

❖ Les systèmes photovoltaïques sont très sûrs et d'une grande fiabilité :

L'espérance de vie d'un module solaire est d'environ 30 ans. La performance des cellules photovoltaïques est généralement garantie par les fabricants pour une durée de 20 à 25 ans. Le photovoltaïque est donc une technologie fiable sur le long terme. De plus, la fiabilité des produits est garantie aux consommateurs

❖ Les modules photovoltaïques sont recyclables et les matériaux utilisés pour leur production (silicium, verre, aluminium, etc.) peuvent être réutilisés.

Le recyclage n'est pas seulement bénéfique pour l'environnement, il contribue également à réduire l'énergie nécessaire pour produire ces matériaux et ainsi à réduire leur coût de fabrication.

❖ L'énergie solaire photovoltaïque exige peu de maintenance :

Les modules solaires ne nécessitent pratiquement aucune maintenance et sont faciles à installer.

❖ **L'énergie solaire photovoltaïque fournit de l'électricité aux zones rurales les plus isolées :**

Les systèmes photovoltaïques apportent une valeur ajoutée aux zones rurales (en particulier dans les pays en développement où il n'y a pas de réseau électrique disponible).

Chapitre 1 Généralité sur le système éolien –photovoltaïque

❖ **L'énergie solaire photovoltaïque peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments :**

Les modules solaires peuvent couvrir toits et façades, contribuant ainsi à l'autonomie énergétique des bâtiments. Ils sont silencieux et peuvent être intégrés de manière très esthétique

❖ **L'énergie solaire captée par la terre pendant une heure pourrait suffire à la Consommation mondiale pendant une année :**

Au total, ce rayonnement représente 1.6 milliards de TWh, soit huit mille fois la Consommation énergétique annuelle mondiale.

I.6.8.2. Inconvénients :

Le développement du photovoltaïque est rapide, mais représente encore peu de chose dans le bilan énergétique mondial. L'ensemble des modules existant actuellement produit autant d'énergie que 20 % d'une tranche nucléaire. Ce n'est notamment pas une solution significative pour répondre immédiatement aux enjeux nationaux actuels. [25]

- ❖ La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- ❖ Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%)
- ❖ Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.
- ❖ Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru .la fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulation associés soient judicieusement choisis
- ❖ Tributaire des conditions météorologiques.
- ❖ Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à230 V alternatif. Or, l'énergie issu du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (<30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur. [25]

I.7. Energie éolienne :

I.7.1. Introduction :

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement [26, 27]. Cette énergie est tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent (Voir Figure I.25).

Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent qui est dû notamment aux premiers chocs pétroliers. A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an [26, 28].

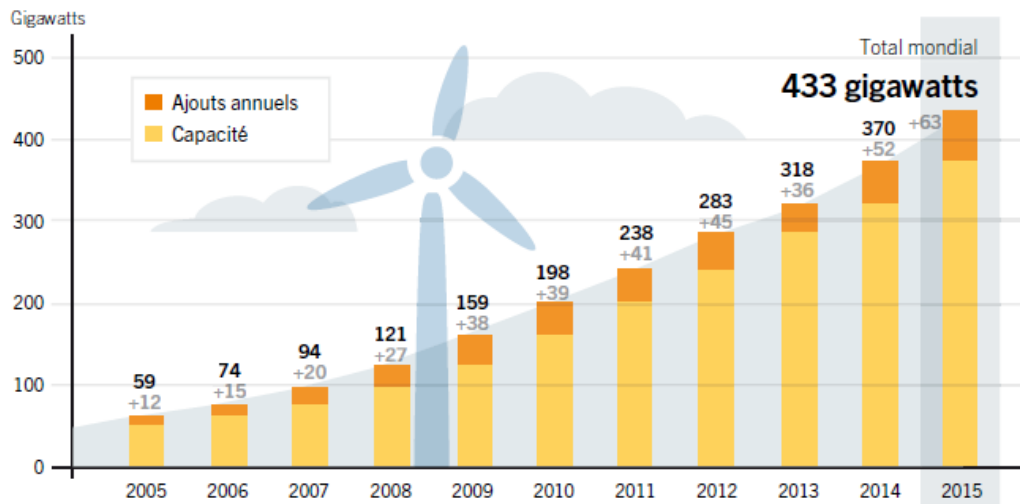


Figure I-25 : Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2005–2015 .
source: Rapport Sur Le Statut Mondial Des Energies Renouvelables 2016

Concernant le coût d'investissement, pour l'éolien terrestre, il est environ de 900 €/MW aujourd'hui, soit 10 fois moins qu'il y a 30 ans, dont la machine représente près des trois-quarts des investissements, alors que pour la production, le coût est bien entendu extrêmement sensible au régime des vents, il est compris dans une fourchette de 3 à 7 ct€/kWh [26]. Une baisse des coûts de près de 35 % a été observée dans la décennie 90, essentiellement par effet de série, augmentation de la taille unitaire et du rendement (Figure I.26).

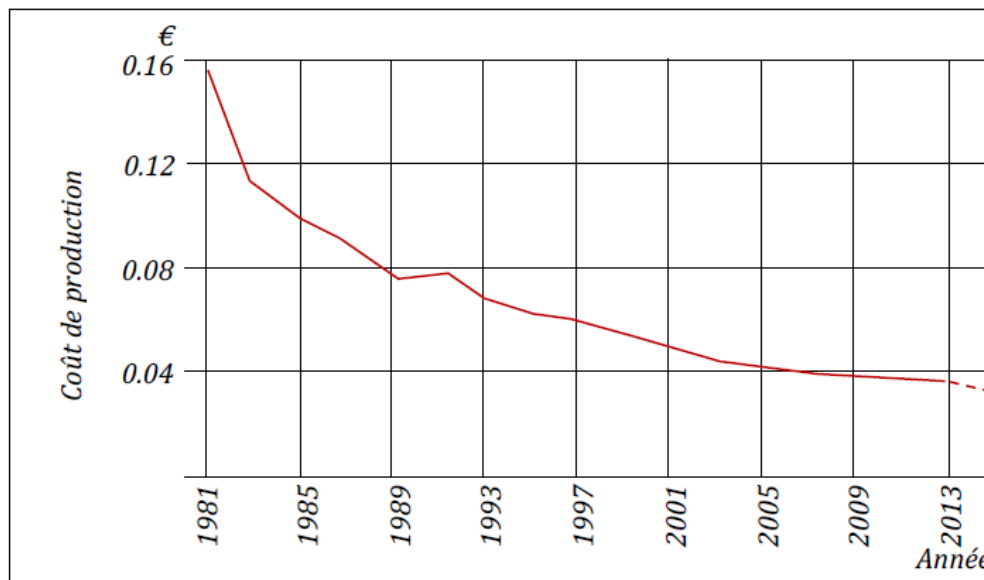


Figure I-26 : Baisse des coûts de production des aérogénérateurs terrestres, avec une vitesse moyenne des vents de 6 m/s et un amortissement sur 30 ans (taux d'intérêt : 5 %/an) (données Agence de l'Energie Danoise) [26,31].

D'après [4], le cout de production des grandes centrales thermiques fossiles (gaz et charbon) est d'environ 2,5 c€/kWh et celui du grand hydraulique d'environ 3 a 4 c€/kWh, donc par une simple comparaison, un bon dimensionnement sur de bons sites montre bien que l'énergie éolienne, hors couts environnementaux, est déjà économiquement compétitive et, si l'on considère que les couts d'investissement vont continuer a baisser avec les effets d'échelle, la compétitivité deviendra possible sur des sites de plus en plus nombreux.

I.7.2 Historique de l'éolien :

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans avant J.-C environ [29].

La Première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. En Europe, ce n'est qu'au VIIème siècle que l'on voit apparaître les premiers moulins à vent. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés [29].

A l'arrivée de l'électricité donne l'idée au britannique Lord Kelvin en 1802 de songé pour la première fois à transformer l'énergie éolienne en énergie électrique. En effet il essaya d'associer une génératrice d'électricité à un moteur éolien, mais en fait il faudra

attendre 1850 et l'avènement de la dynamo pour qu'on puisse voir ce que l'on appellera les « aérogénérateurs ». Cette nouvelle application de l'énergie éolienne a connu un certain succès, et l'on comptait en 1920 jusqu'à 300 constructeurs d'aérogénérateurs. « Malheureusement », à cette époque, le faible coût du pétrole avait mis le kilowatt fourni par l'énergie thermique à un niveau de compétitivité inaccessible à l'énergie éolienne [28.29].

Dés 1973, le processus inverse a, petit à petit, relancé les programmes d'études et de réalisation d'aérogénérateurs. Mais les budgets de recherche et de développement, ainsi que les aides gouvernementales fluctuent avec le prix du baril de pétrole, et les aides accordées aux autres énergies (photovoltaïque en particulier). Toutefois au cours des dernières années se dessine une nette tendance au développement de « fermes éoliennes » ou « parcs éoliens » raccordés aux réseaux de distribution avec les machines de 300KW à 1.5MW [29]. Ces éoliennes servent aujourd'hui à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur nucléaire, un barrage hydro-électrique ou une centrale thermique au charbon. Cependant, les puissances générées et les impacts sur l'environnement ne sont pas les mêmes.

I.8. Définition de l'énergie éolienne :

L'énergie en provenance du vent traverse la turbine éolienne qui est un élément d'interface entre le domaine de la mécanique des fluides et de la mécanique traditionnelle. L'intérêt d'une éolienne se justifie par la possibilité qu'elle apporte de récupérer l'énergie cinétique présentée dans le vent et la transformée en énergie mécanique de rotation, Cette énergie mécanique peut être exploitée principalement de deux manières [29] :

- ✚ Soit Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin.
- ✚ Soit Transformation en énergie électrique : l'éolienne est accouplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif, le générateur est relié à un réseau électrique ou bien il fonctionne de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie [28].

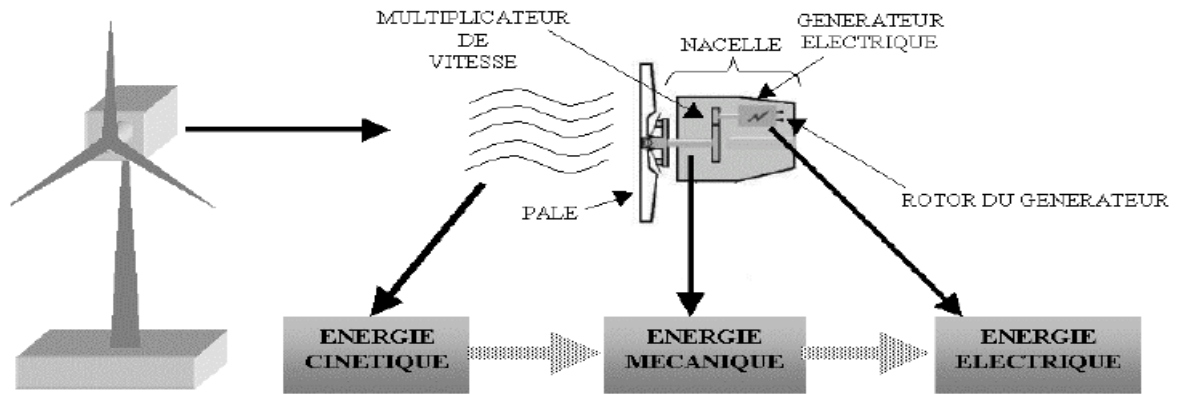


Figure I-27 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

I.9. Architecture d'une éolienne :

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne, le rotor, la nacelle et la tour, (Voir Figure (I.28)) [27] :

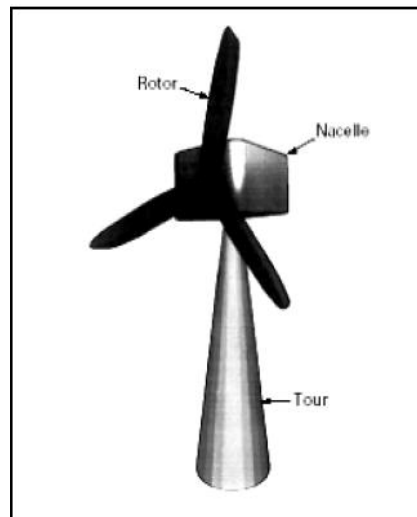


Figure I-28 : Composants d'une éolienne. [27]

I.9.1. Rotor :

C'est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Le rotor est un ensemble constitué de pales et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (pas des pales variables, freinage du rotor...) [29, 30].

I.9.2. Nacelle :

Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure (1.29) présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants:

- ✚ Multiplicateur de vitesse : il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation de l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques.
- ✚ L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine [27, 30].
- ✚ Génératrice : Différents types de génératrices peuvent être rencontrés.
- ✚ Contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor, nacelle face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie et réduire les efforts instationnaires sur l'installation. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir [27].
- ✚ Divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau, ou d'huile.
- ✚ Dispositif d'orientation de la nacelle : Il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée ; cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance [27, 29].

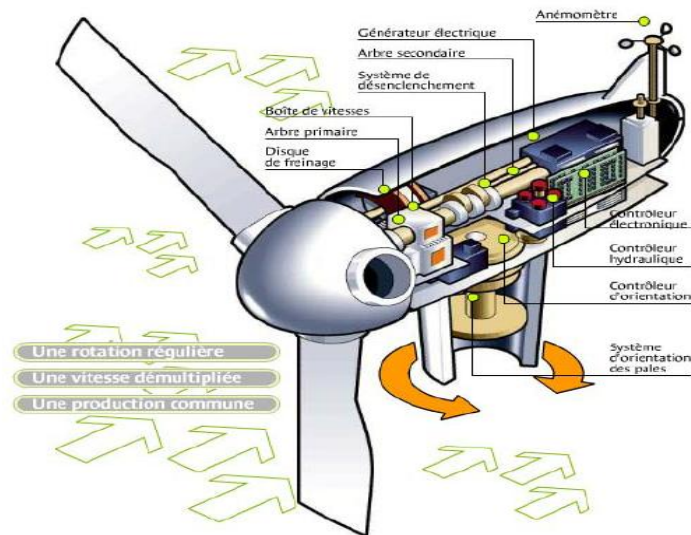
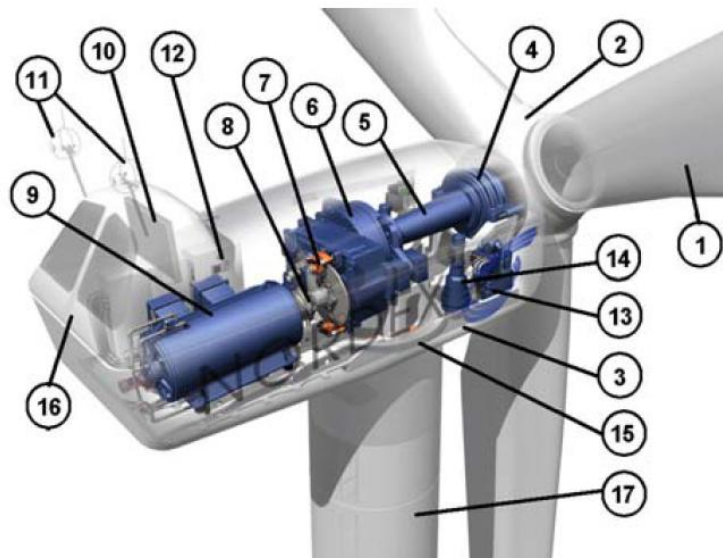


Figure I-29: Eléments d'une nacelle. [27]

I.9.3. Tour :

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor, nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi le captage de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble (rotor, nacelle) (Voir Figure I.30), de manière à s'adapter au mieux aux différents sites d'implantation [27].

I.10. Principe de fonctionnement d'une éolienne :



1: pales, 2: moyeu rotor, 3: nacelle, 4: cardan, 5: transmission, 6: multiplicateur de vitesse, 7: frein à disque, 8: accouplement, 9: génératrice, 10: radiateur de refroidissement, 11: centrale de mesures du vent, 12: contrôle, 13: centrale hydraulique, 14: mécanisme d'orientation face au vent, 15: paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque, 16: capot, 17: mât.

Figure I-30 : Principe de fonctionnement d'une éolienne. [30]

Quand le vent se lève, l'automate (15), grâce au centrale de mesures de vent (11) située à l'arrière de la nacelle commande un mécanisme d'orientation (14) de placer l'éolienne face au vent. Les trois pales (1) sont mises en mouvement par la seule force du vent. Elles entraînent avec elles l'axe lent (5), le multiplicateur (6), l'arbre rapide (8), et la génératrice (9). Lorsque le vent est suffisant (4 m/s soit 14.5 km/h), l'éolienne peut-être couplée au réseau électrique. Le rotor tourne alors à sa vitesse nominale aux environs de 30 tr/min et la génératrice à 1500 tr/min. Ces vitesses de rotation vont rester constantes tout au long de la période de production. La génératrice délivre alors un courant électrique alternatif à la tension de 690V et dont l'intensité varie en fonction de la vitesse du vent. Ainsi, lorsque la vitesse du vent croît, la portance s'exerçant sur le rotor augmente et la puissance délivrée par la génératrice s'accroît [35]. Quand le vent atteint 50 km/h, l'éolienne fournit sa puissance nominale. Cette puissance est alors maintenue constante en réduisant progressivement la portance des pales. L'unité hydraulique (13) régule la portance en modifiant l'angle de calage des pales qui pivotent sur leurs roulements (4). Lorsque le vent dépasse 90 km/h, les pales sont mises en drapeau et leur portance devient quasiment nulle, l'éolienne ne produit pas d'électricité. Tant que la vitesse du vent reste supérieure à 90 km/h, le rotor tourne en roue libre et la génératrice est déconnectée du réseau. Dès que la vitesse du vent diminue, l'éolienne se remet en mode de production. Toutes ces opérations sont automatiques et entièrement gérées par ordinateur. En cas d'arrêt d'urgence, un frein à disque (7) placé sur l'axe rapide permet de mettre la machine en sécurité [30].

I.11. Caractéristiques des éoliennes :

On classe les éoliennes suivant la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice. Il existe principalement deux types de turbines éoliennes [27] :

- ✚ Eolienne à axe horizontal;
- ✚ Eolienne à axe vertical.

I.11.1. Eolienne à axe horizontal :

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent (Voir Figure I.31). Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la

rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [31].



Figure I-31: Eoliennes à axes horizontal. [31]

On peut distinguer des éoliennes dont l'hélice est en amont par rapport au vent, « hélice au vent », et ceux dont l'hélice est en aval par rapport au vent, « hélice sous le vent » (Voir figure I-32).

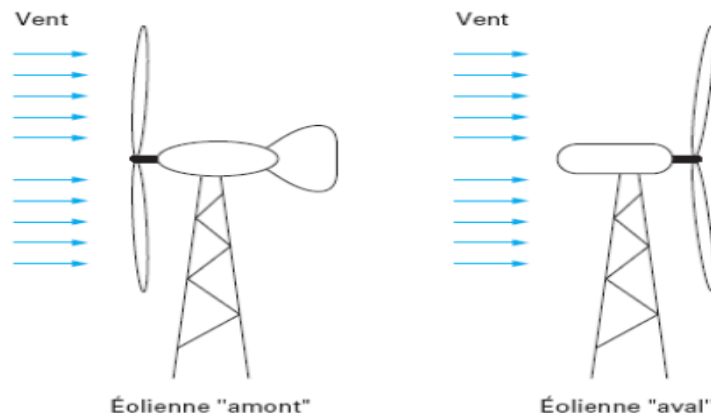


Figure I-32 : Configuration à axe horizontal [32]

I.11.2. Eolienne à axe vertical :

Pour ces capteurs, l'axe de rotation est vertical et perpendiculaire à la direction du vent, et sont les premières structures développées pour produire de l'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol, donc elles sont facilement accessibles.

Elles sont adaptées à tous les vents et ne nécessitent pas de dispositif d'orientation.

Deux d'entre elles sont particulièrement remarquables : Savonius et Darrieus.

- ❖ L'éolienne Savonius comporte principalement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre. Comme les machines à aubes, elle utilise essentiellement la traînée pour tourner. Cette machine présente deux avantages :
 - ✚ Elle est simple à fabriquer
 - ✚ Elle démarre avec des vitesses de vent de l'ordre de 2 m/s
- ❖ L'éolienne inventée par le Français Darrieus est un rotor dont la forme la plus courante rappelle vaguement un fouet à battre les œufs. Cette machine est bien adaptée à la fourniture d'électricité. Malheureusement, elle ne peut pas démarrer seule. Ce type de machine, qui peut offrir les puissances les plus fortes n'a pas connu le développement technologique qu'il méritait à cause de la fragilité du mécanisme encore mal maîtrisée. Toutefois, cela devrait pouvoir être résolu si des efforts supplémentaires étaient faits dans la recherche sur ce sujet.



Éolienne de type Darrieus.



Éolienne de type Savonius.

Figure I-33 : Eoliennes à axes vertical. [31]

I.11.3. Comparaison :

Le Tableau I.3 résume les points forts et faibles de chaque type de turbine. Pour les applications à grande puissance les Eoliennes à axe horizontal (EAH) dominent le marché grâce à leur fort rendement et leur accès au vent fort. Par contre, les éoliennes à axe vertical (EAV) sont plus appropriées pour les applications domestique en toit d'immeubles, vu que cela leurs donnent automatiquement accès au vent fort et qu'elles sont facilement abordable pour la maintenance.

Types des Turbines	Avantages	Inconvénients
Eoliennes à Axe Horizontal (EAH)	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Fort rendement de conversion d'énergie ✚ Accès au vent plus fort ✚ Régulation de la puissance via décrochage et calage en cas de vent dépassant les limites nominales 	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Coût d'installation élevé, mat très dur qui doit supporter le poids de la nacelle. ✚ Des câbles plus long du haut de la tour jusqu'à la terre ✚ Systèmes d'orientation requis
Eoliennes à Axe Vertical (EAV)	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Coût d'installation moins important, et maintenance plus facile vu qu'elle est proche de la surface. ✚ Fonctionnement indépendant du sens du vent. ✚ Adéquat pour les toits de d'immeuble 	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Rendement moins faible ✚ Fluctuation importante du couple et forte vibrations mécaniques ✚ Solutions limitées pour la régulation en cas de rafale de vent.

Tableau I.3: Comparaison Des Eoliennes à Axe Horizontal, Et à Axe Vertical.

I-12. Caractéristiques technologiques des éoliennes :

I-12.1. Le supportage :

Les pylônes peuvent être réalisés en acier ou en béton armé. Ils peuvent être autoporteurs et auto résistants ou haubanés. Si l'haubanage permet de réduire les dimensions du mât, par contre il pénalise l'emprise au sol. Pour limiter l'occupation au sol, le supportage de plusieurs éoliennes par une seule structure est envisagée ; dans ce cas, les pylônes constitués de structures métalliques en treillis sont intéressants. Actuellement les mats en caisson, souvent en acier et fortement ancrés au sol, sont très répandus pour les éoliennes de forte puissance. [33]

I-12.2. Les pales [34] :

Les pales sont une partie très importante des éoliennes. De leur nature dépendront le bon fonctionnement et la durée de vie de la machine ainsi que le rendement du moteur éolien. Ils sont caractérisés par les éléments suivants :

(La longueur ; La largeur ; Le profil ; Les matériaux et Le nombre)

Parmi ces éléments, certains sont déterminés par les hypothèses de calcul, puissance et couple et d'autres sont choisis en fonction de critères tel que : coûts, résistance au climat ...

I-12.2.1. Longueur :

Le diamètre de l'hélice est fonction de la puissance désirée. La détermination de ce diamètre fixe aussi la fréquence de rotation maximum, que l'hélice ne devra pas dépasser pour limiter les contraintes en bout de pales dues à la force centrifuge. Il est essentiel de prendre en compte le travail en fatigue des pales et les risques de vibrations, surtout pour les très longues pales.

I-12.2.2. Largeur :

La largeur des pales intervient pour le couple de démarrage qui sera d'autant meilleur que la pale sera plus large. Mais pour obtenir des vitesses de rotation élevées, on préférera des pales fines et légères. Le résultat sera donc un compromis.

I-12.2.3. Le profil :

Il est choisi en fonction du couple désiré. Pour la plupart des aérogénérateurs de moyenne et de faible puissance, les pales ne sont pas vrillées. Par contre, pour la plupart des machines de grande puissance (≥ 100 kW), elles le sont, c'est-à-dire qu'elles prennent la forme d'une hélice.

Les caractéristiques des différents profils sont déterminées en soufflerie. Ils ont en général été étudiés pour l'aviation (ailes ou hélices).

I-12.2.4. Les matériaux :

Les matériaux utilisés pour la réalisation des pales sont variés et ont bénéficié de nombreux progrès, particulièrement ceux dus aux pales d'hélicoptère.

Contrairement à ce que l'on croit fréquemment, ce n'est pas dans le domaine de l'aérodynamique que réside la difficulté mais bien dans celui de la construction et de la résistance des matériaux. En effet, c'est dans le mode de réalisation des pales qu'il y a le plus à faire pour augmenter la sécurité de marche.

Les matériaux utilisés pour la réalisation des pales sont donc essentiels et doivent répondre à plusieurs exigences : ils doivent être assez légers, résistants à la fatigue mécanique, à l'érosion et à la corrosion, et de mise en œuvre ou d'usinage simple.

On rencontre plusieurs types de matériaux :

✚ **le bois** : il est simple, léger, facile à travailler et il résiste bien à la fatigue mais il est sensible à l'érosion, peut se déformer et est réservé pour des pales assez petites.

- ✚ **le lamellé-collé** : c'est un matériau composite constitué d'un empilement de lamelles de bois collées ensemble. Il est possible de réaliser des pales jusqu'à 5 à 6 m de longueur ayant une bonne tenue en fatigue.
- ✚ **les alliages d'aluminium** : pour des pales allant principalement jusqu'à 20 m de longueur.
- ✚ **les matériaux composites** : leur intérêt est de permettre la réalisation de toutes les formes et dimensions, ainsi que d'obtenir les caractéristiques mécaniques exactes recherchées : pale vrillée, corde évolutive, changement de profil.

I-13. Bilan des forces sur une pale :

L'action du vent relatif sur un profil aérodynamique engendre sur la section de pale de largeur dr et de longueur de corde l une distance r de l'axe de rotation une force résultante \vec{dF}

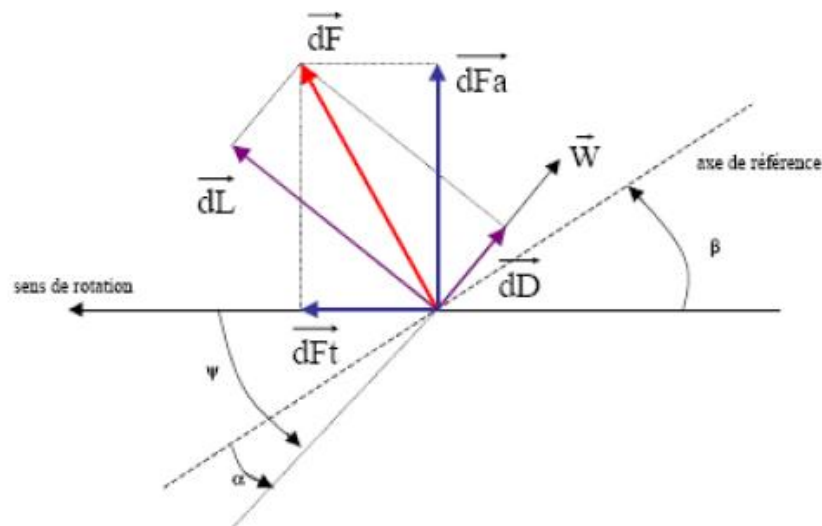


Figure I-34 : Forces appliquées sur un élément de pale [25]

On peut décomposer la force résultante \vec{dF} de la manière suivante :

- ✓ La portance \vec{dL} , normale à la direction du vent apparent.
- ✓ La force de \vec{dD} , parallèle à la direction du vent.

On peut aussi la décomposer d'une autre manière :

La pousse axiale \vec{dF}_a , perpendiculaire au plan de rotation.

La pousse tangentielle \vec{dF}_t , dans la direction de rotation

Les modules des forces dD , dL s'expriment en fonction de deux coefficients, le coefficient de portance C_L et le coefficient de traînée C_D

$$\text{La force de portance : } L = \frac{1}{2} \rho \omega^2 d A C_L \quad (\text{I.17})$$

$$\text{La force de traînée: } D = \frac{1}{2} \rho \omega^2 d A C_D \quad (\text{I.18})$$

$$\text{La poussée axiale: } F_a = \frac{1}{2} C_x \rho \omega^2 S \quad (\text{I.19})$$

$$\text{La poussée de rotation: } F_t = \frac{1}{2} C_z \rho \omega^2 S \quad (\text{I.20})$$

Avec

$dA = l(r) \cdot dr$. surface du tronçon de pale

$l(r)$: longueur de la corde à la distance r de l'axe de rotation

C_L : coefficient de portance (sans dimension)

C_D : coefficient de traînée (sans dimension)

C_z : coefficient de portance suivant le plan de rotation

C_x : coefficient de poussée

ω : module du vent apparent

Ces coefficients C_L et C_D dépendent du profil de la pale et de l'angle d'incidence α . Dans l'analyse du fonctionnement des turbines éoliennes on utilise le diagramme du rapport C_x/C_z en fonction de l'angle d'incidence α . Ce rapport reflète le rendement de conversion de l'énergie éolienne.

I-14. Puissance fournie par un aérogénérateur :

I-14.1. Potentiel éolien disponible :

L'énergie cinétique d'une masse d'air m qui se déplace avec la vitesse V , est:

$$EC = \frac{1}{2} m V^2 \quad (\text{I.21})$$

Si cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface A ($A = \pi R^2$), situé perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent.

Le potentiel éolien moyen disponible sur un site est donnée par:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (\text{I.22})$$

ρ : Densité d'aire

I-14.2. La puissance moyenne récupérable [35] :

En réalité, le dispositif de conversion (turbine éolienne) extrait une puissance P_{rec} inférieure à la puissance disponible P_{disp} .

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Figure (1-32) sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 .

Soit $(V_1+V_2)/2$ est la masse d'air en mouvement de densité ρ traversant la surface S des pales en un second est :

$$m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)}{2} \quad (\text{I.23})$$

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

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (\text{I.24})$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (1-23)

$$P_m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (\text{I.25})$$

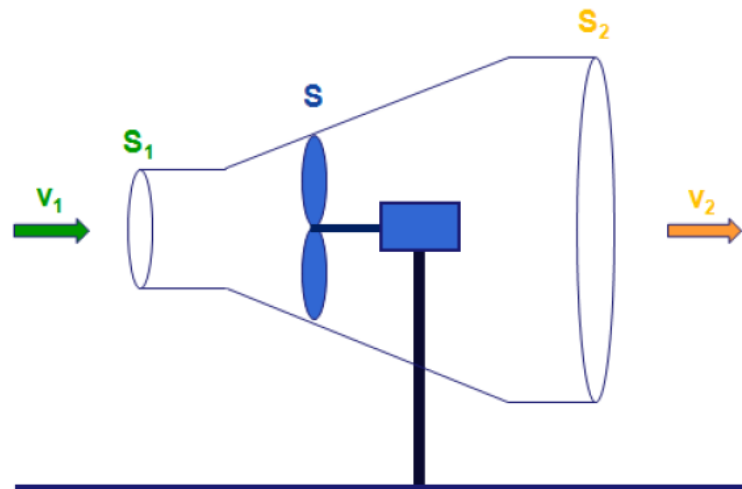


Figure I-35 : Tube de courant autour d'une éolienne [35]

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

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{4} \quad (\text{I.26})$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \frac{V_1}{V_2}\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad (\text{I.27})$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (Fig1-33), on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient C_p présente un maxima de $16/27$ soit 0.59 . c'est cette limite théorique appelée limite de betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

$$P_{rec} = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3 \quad (\text{I.28})$$

En prend en considération la limite de betz et en remplaçant la densité de l'air par sa valeur moyenne, la moyenne maximale récupérable par unité de surface est donnée par [9] : $P_{rec} = 0.37V^3$ (I.29)

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V} \quad (\text{I.30})$$

Ω : Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne

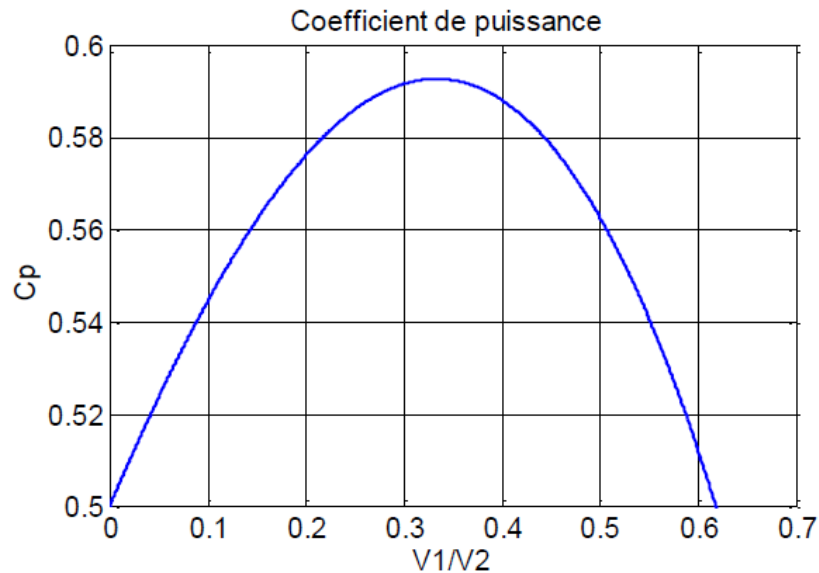


Figure I-36 : Coefficient de puissance

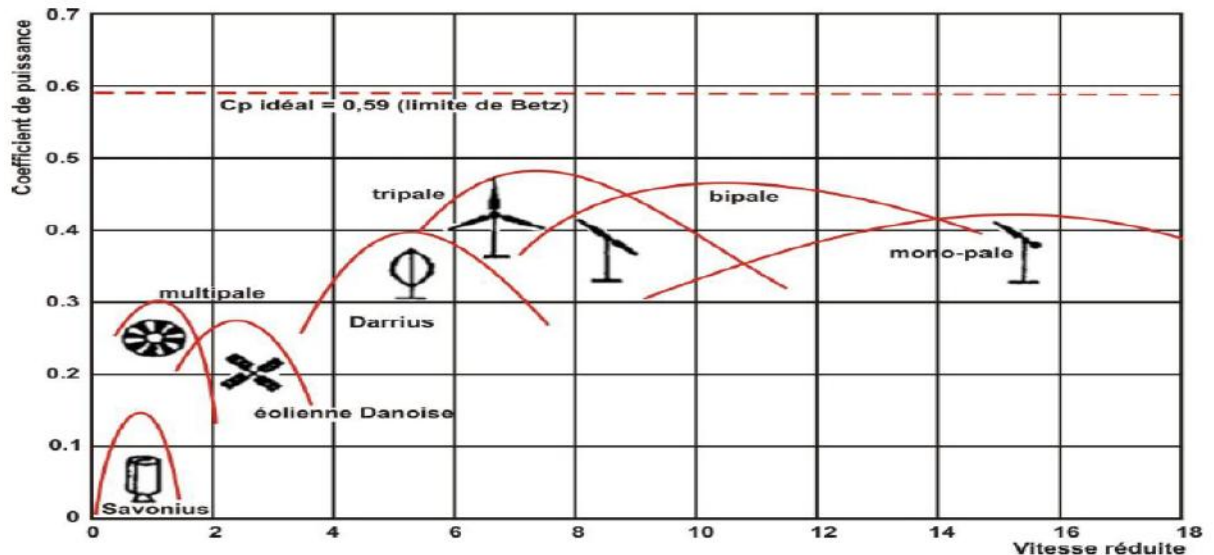


Figure I-37 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse réduite (normalisée) λ pour Différents types de turbines

Des courbes typiques pour différents aérogénérateurs sont présentes sur la figure (1-37). En générale dans un premier temps, le coefficient de puissance augmente avec la vitesse normalisée, atteignant un maximum pour une certaine valeur de λ puis diminue même avec l'augmentation de la vitesse normalisée.

Ces variations de $C_p(\lambda)$, dépendent de plusieurs propriétés aérodynamiques, mais essentiellement de plusieurs éléments dans la conception du rotor, notamment, dans le nombre de pales utilisées

Nous définissons le couple sur l'arbre T de la manière suivante :

$$T = \frac{P}{\Omega} = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \rho \pi R^3 V^2 \quad (\text{I.31})$$

Le coefficient de couple C_T relié au coefficient de puissance par la relation suivante

$$C_p(\lambda) = \lambda C_T(\lambda) \quad (\text{I.32})$$

Le coefficient C_T est, comme le coefficient C_p , fonction de la vitesse du vent et de la vitesse angulaire du rotor de l'éolienne Ω [36].

I-14.3. La courbe caractéristique d'un aérogénérateur :

Sur la courbe de C_p le coefficient de puissance en fonction de λ (Figure I-38), on remarque que pour chaque angle d'attaque β il y a une seule valeur λ_{opt} permettant de donner une valeur maximale C_{pmax} et ainsi une puissance mécanique maximale. Le contrôle de l'angle d'attaque des pales est l'une des méthodes utilisées pour contrôler C_p de manière à minimiser et maximiser la puissance en réponse à des vitesses de vent variables.

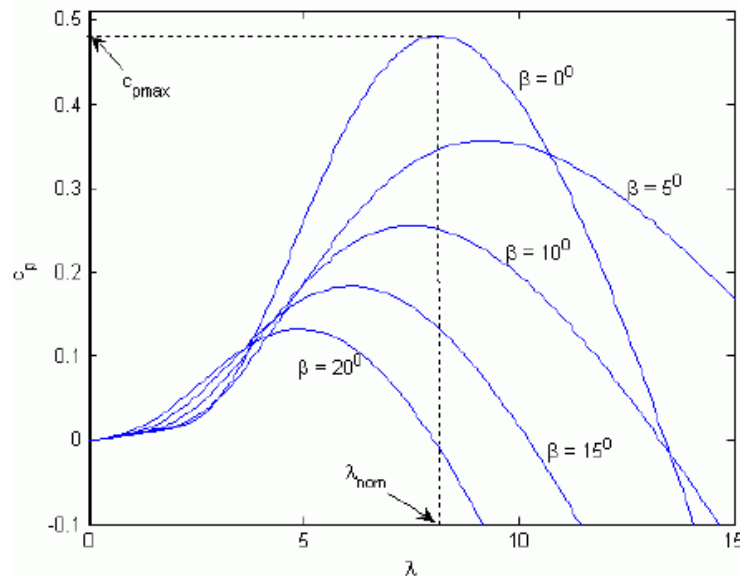


Figure I-38: Courbe du Coefficient de Puissance en Fonction de La Vitesse Réduite Pour Différents Angles D'attaque.

I-15. Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne :

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale V_n . Pour des vitesses de vents supérieures à V_n , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que sa vitesse de rotation reste constante[37]. D'après l'équation (1-28), on peut voir que la puissance produite est indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité. Les dispositifs de sécurité de la machine éolienne font en sorte à avoir l'expression de la puissance répartie sur différentes gammes de vitesses du vent.

Où

V_D : est la vitesse de démarrage, à partir de la quelle l'éolien commence à fournir de l'énergie

V_n : la vitesse nominale,

V_M : la vitesse d'arrêt de la machine pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour les raisons de sureté de fonctionnement.

Les vitesses V_n , V_D et V_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent : [38]

✚ **La zone I** : où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas),

✚ **La zone II** : dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V_D ;

- ✚ **La zone III** : où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance P_{turbine} fournie reste sensiblement égale à P_n ;
- ✚ **La zone IV** : dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

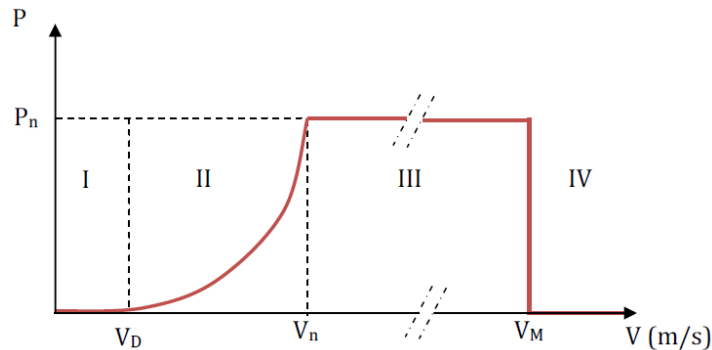


Figure I-39 : Diagramme de la puissance sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice : [36]

- ✚ système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses.
- ✚ système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales).

D'autres systèmes de régulation, dans les petites éoliennes notamment, sont exploités :

- basculement (relèvement) de l'axe, normalement horizontal ;
- pas variable par la pression du vent (modèle Airwind : les pales en fibre, se déforment et provoquent un décrochage) ;
- déviation par rapport à l'axe du vent. La dérive se trouve légèrement décalée par rapport à l'axe de rotation vertical (qui permet normalement à la turbine d'être face au vent) et crée une force de déviation qui régule la puissance aérodynamique (la turbine reçoit un vent de travers).

I-15.1.Eoliennes à vitesse fixe et variable :

I-15.1.1.Eolienne à vitesse fixe :

Les turbines éoliennes peuvent également être classifiées à des turbines à vitesse fixe, et autres à vitesse variable. Comme leur nom l'indique les turbines à vitesse fixes tournent à une vitesse relativement constante. Cette vitesse est déterminée par le rapport du réducteur de vitesse, la fréquence du réseau électrique et le nombre de pôles de la génératrice. Ces turbines atteignent un rendement de conversion maximum uniquement pour une vitesse de vent donnée, et l'efficacité du système dégrade une fois la vitesse de vent change. La turbine à vitesse fixe est protégée par un contrôle aérodynamique des éventuelles rafales de vent, elle génère une puissance électrique très fluctuante par rapport aux autres sources d'énergies qui offrent une énergie constante dans le temps et facilement réglable.

I-15.1.2.Eolienne à vitesse variable :

D'une autre part les turbines à vitesse variable, peuvent atteindre un rendement de conversion d'énergie sur une vaste plage de vitesse de vent. La turbine change constamment sa vitesse de rotation dépendamment de la vitesse du vent pour maximiser la puissance. Dans ce cas, la vitesse spécifique λ , qui représente la vitesse du bout de la pale par rapport à la vitesse du vent, peut être maintenue dans ces valeurs optimales de manière à réaliser une extraction maximale de la puissance électrique. Afin que la vitesse de la turbine soit ajustable, l'éolienne est connectée au réseau électrique via des convertisseurs de puissance.

Comme le montre le tableau ci-dessous, les principales avantages des turbines à vitesse variable sont leurs rendements de conversion d'énergie élevé, une énergie électrique de bonne qualité et qui ne présente aucune nuisance pour le réseau électrique, et finalement le stress mécanique réduit sur l'ensemble de la chaîne mécanique. Leurs principaux inconvénients sont le coût de construction et les pertes énergétiques dues à l'utilisation des convertisseurs de puissance. Toutefois, ce coût additionnel et les pertes sont compensés par la forte production d'énergie électrique.

Mode de fonctionnement	Avantages	Inconvénients
Vitesse Fixe	<ul style="list-style-type: none"> + Simple, robuste, fiable. + Faible coût de construction et maintenance. 	<ul style="list-style-type: none"> + Rendement de conversion d'énergie faible. + Fort stress mécanique qui augmente le coût de la structure devant supporter ceci. + Fluctuation importante de la puissance.
Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> + Fort rendement de conversion d'énergie. + Puissance électrique de meilleure qualité. + Stress mécanique réduit. 	<ul style="list-style-type: none"> + Coût et pertes supplémentaires dues à l'utilisation des convertisseurs. + Contrôle du système plus compliqué.

Tableau I.4: Comparaison des Eoliennes à Vitesse Fixe et à Vitesse Variable.

I-16. Critère de choix d'un potentiel éolien :

L'énergie cinétique de vent constitue une ressource énergétique inépuisable mais fluctuante. Pour toute installation d'une éolienne dans un endroit, il faut d'abord faire une étude des caractéristiques des sites :

Quantifier la ressource éolienne sur les sites d'application.

Estimer la puissance moyenne annuelle disponible sur ces sites.

I-16.1. Le vent :

Le vent est généralement appliqué aux déplacements naturels horizontaux de l'atmosphère (mouvement d'air). Les mouvements de direction verticale sont appelés des courants. Les vents sont produits par les différences de pressions atmosphériques engendrées principalement par les gradients de température. Les variations de la distribution des pressions et des températures sont dues essentiellement à une distribution inégale de l'énergie solaire sur la surface de la terre, et aux différences des propriétés thermiques des surfaces des continents et des océans. Quand les températures de régions voisines deviennent inégales, l'air le plus chaud tend à s'écouler par dessus l'air le plus froid (le plus lourd). La direction des vents générés de cette façon est généralement grandement modifiée par la force de Coriolis résultant de la rotation de la terre [25]

I-16.2. Gisement éolien en Algérie :

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et climat très diversifié. En effet,

notre vaste pays se subdivise en deux grands zones géographiques distinctes .le nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200Km et un relief montagneux, représenté par deux chaînes de l'atlas tellien et l'atlas saharien .entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

Le sud algérien est caractérisé par des vitesses plus élevées que le nord, plus particulièrement le sud ouest avec des vitesses supérieures à 4m/s et qui dépassent la valeur de 6m/s dans la région d'Adrar .Concernant le nord ,on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée .On note cependant ,l'existence de microclimats sur les sites côtiers de Oran ,Bejaia et Annaba ,sur les hauts plateaux de Tiaret ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud [30]

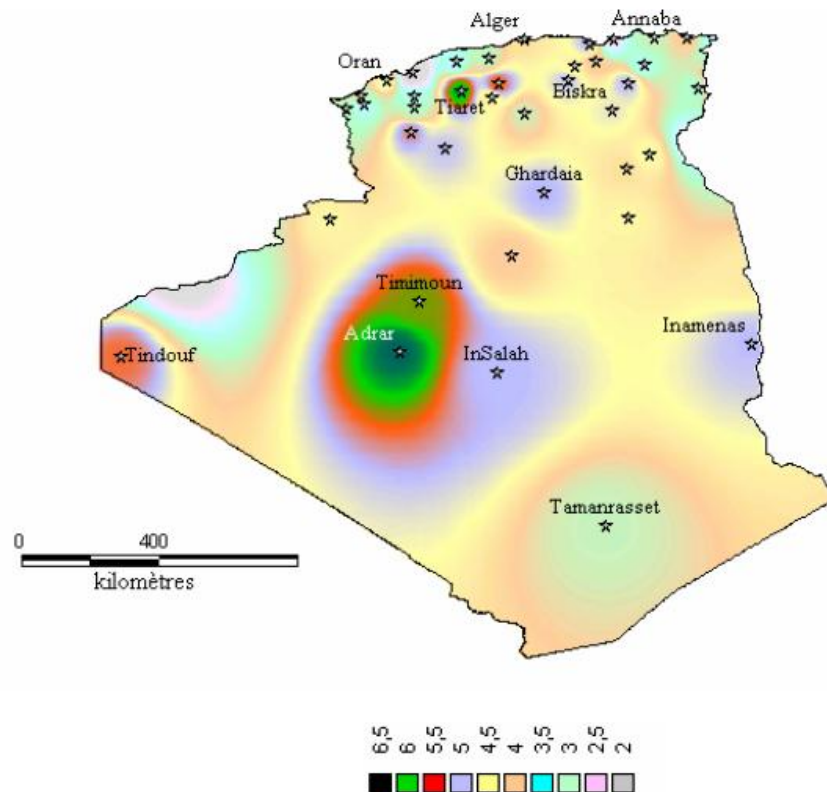
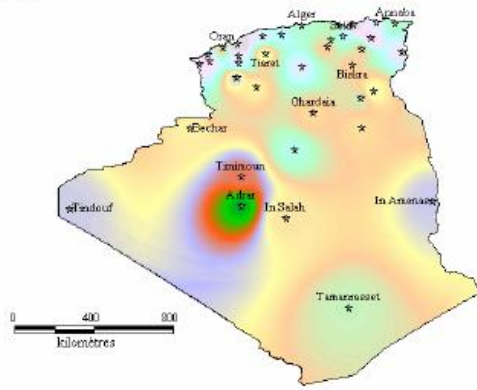


Figure I-40 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.

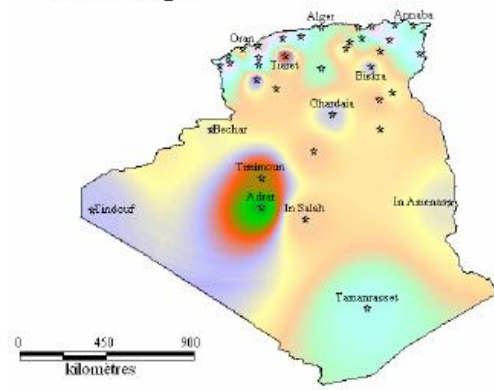
Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie éolienne.

En utilisant la même gamme de couleurs, les atlas vents saisonniers de l'Algérie sont représentés en figures 1-41 (Été et Printemps, Hiver et Automne). On Remarque qu'en général, les périodes estivales et printanières sont plus ventées que le reste de l'année.

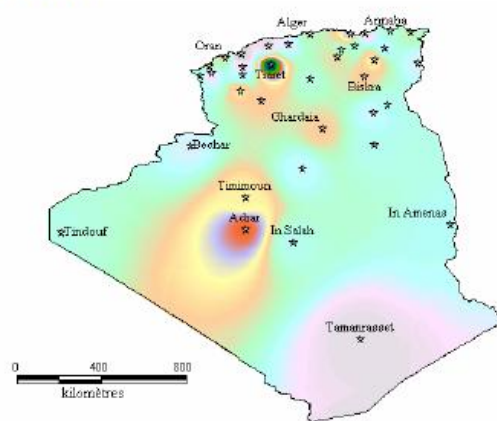
Eté



Printemps



Hivers



Automne

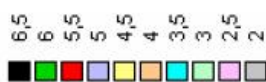
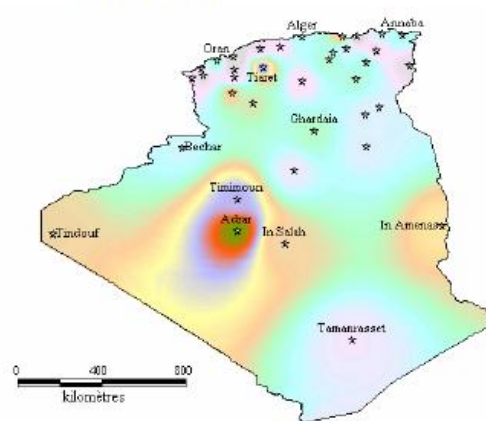


Figure I-41 : Atlas saisonniers de la vitesse moyenne annuelle à 10 m du sol. (Hiver et automne, Eté et Printemps) [35]

I-16.3. La loi de distribution de weibull :

La connaissance de la loi de distribution de la vitesse du vent est importante pour de nombreuses applications de l'énergie éolienne. [38-40]

Divers modèle de distribution statistique, notamment le modelé log-normal, la distribution gaussienne bivariante ont été appliqués pour caractériser la distribution de probabilité de la vitesse moyenne du vent .Toutefois, le modèle le plus utilisé est celui de la distribution de weibull qui s'avère approprié à la représentation des propriétés statistiques du vent (Keller, 1992) [39]

La distribution de weibull est cas particulier de la loi de distribution gamma généralisée, elle peut être réduite en deux autres distribution théoriques : la distribution exponentielle (k=1) et la distribution rayleigh(k=2)

La forme mathématique de la distribution de weibull est :

$$f(V) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right] \quad (\text{I.33})$$

C : paramètre d'échelle

k : paramètre de forme

En assimilant les fréquences aux probabilités, la densité de probabilité f(V) représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

k et C sont des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre k (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que C détermine la qualité du vent (facteur d'échelle). Ce dernier a la dimension d'une vitesse.

La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné. Le traitement peut se faire directement ou en passant par les fréquences par classes en considérant les moyennes.

La fonction de répartition est donnée par :

$$f(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f(V) dV = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V_x}{C}\right)^k\right) \quad (\text{I.34})$$

$$f(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{\infty} f(V) dV = \exp\left(-\left(\frac{V_x}{C}\right)^k\right)$$

I-16.4. La puissance moyenne annuelle fournit par aérogénérateur :

La puissance moyenne produite par un aérogénérateur peut être évaluée en combinant sa courbe de puissance avec la distribution de la vitesse du vent sélectionnée.

Elle est donnée par

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} P(V) f(V) dV \quad (\text{I.35})$$

P (V) : Fonction de puissance de l'aérogénérateur.

f (V) : Fonction de distribution de la vitesse du vent.

I.17. Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne :

I.17.1. Avantages :

- ✚ L'énergie éolienne est une énergie renouvelable contrairement aux énergies fossiles.
- ✚ L'énergie éolienne est une énergie propre. Elle n'a aucun impact néfaste sur l'environnement comme les autres sources d'énergie qui ont causé un changement radical du climat par la production énorme et directe du CO₂.
- ✚ L'énergie éolienne ne présente aucun risque et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs contrairement à l'énergie nucléaire.
- ✚ Mode d'exploitation des éoliennes et la possibilité de les arrêter à n'importe quel moment, leur donne l'avantage d'avoir un bon rendement, contrairement aux modes de fonctionnement continus de la plupart des centrales thermiques et nucléaires [19].

I.17.2. Inconvénients :

- ✚ Nature stochastique du vent a une influence sur la qualité de la puissance électrique produite, ce qui représente une contrainte pour les gérants des réseaux.
- ✚ Coût de l'énergie éolienne reste plus élevé par rapport aux autres sources d'énergie classique surtout sur les sites moins ventés.
- ✚ Bruit : il a nettement diminué grâce aux progrès réalisés au niveau des Multiplicateurs[19].

I.18. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce présent chapitre d'une part les différentes notions qui entrent dans la conception des deux énergies : solaire photovoltaïque et éolienne. Et d'autre part, nous avons évoquée tous les éléments constitutifs des deux systèmes photovoltaïques et éoliens, ainsi que leurs principes de fonctionnements, ce qui permet d'introduire à l'analyse du système hybride formé par ces deux systèmes au chapitre II.

CHAPITRE II :

Modélisation d'un système hybride éolien- photovoltaïque

II.1. Introduction :

Pour un développement durable, le recours à l'utilisation des systèmes énergétiques à sources d'énergies renouvelables est devenu indispensable. Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt considérable par leur flexibilité, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif. Cependant, ces solutions exigent au préalable un dimensionnement laborieux basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer. Ces installations hybrides vont connaître, à moyen terme un intérêt certain grâce à leur flexibilité vis-à-vis des sources d'énergie primaire. Dans ce cadre, nous présenterons dans ce chapitre , la modélisation du système hybride photovoltaïque-éolien, en ce proposons l'élaboration des modèles mathématiques pour les deux systèmes de productions, afin de renforcer la maîtrise de leur exploitation, surtout du point de vue des écoulements des puissances de production en fonction des conditions météorologiques données ou estimées.

II.2. Systèmes hybrides :

II.2.1. Définition :

Le problème avec la puissance variable et non garantie produite par les sources d'énergie renouvelables, peut être résolu par un couplage des sources d'approvisionnement et la formation d'un système dit hybride (SH). Un système hybride a sources d'énergie renouvelables (SHSER) est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable (Lazarov et al, 2005). Le système hybride peut comprendre un dispositif de stockage.[42]

D'un point de vue plus global, le système énergétique d'un pays donne peut être considéré comme un système hybride.

II.2.2 Classification :

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi. Dans la suite sont présentées les classifications les plus répandues.

II.2.2.1. Le régime du fonctionnement :

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectes réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isole ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc.

II.2.2.2. La structure du système hybride :

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- ✚ Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine a gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet – une centrale tout entière.
- ✚ Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie, etc. ...
- ✚ La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle etc.

Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la Figure II.1.

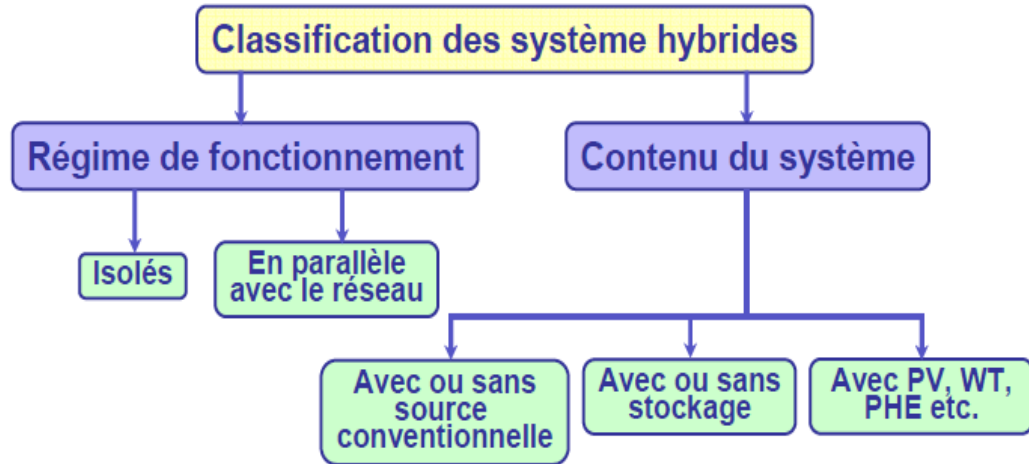


Figure II-1. Classification des systèmes hybrides

Le champ d'application des S.E.H est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (Tableau II.1). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

PUISSANCE DU SEH [KW]	APPLICATION
Faible : < 5	Système autonome : stations de télécommunications, de pompage de l'eau, autres applications isolées.
Moyenne : 10-250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales...
Grande : > 500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires).

Tableau II-1 : Classification des S.E.H par gamme de puissance. [43]

II -3. Modélisation d'un système hybride éolien –photovoltaïque :

La modélisation est un moyen destiné à représenter par une forme mathématique une fonction ou un processus technologique. Elle a pour but d'étudier théoriquement le comportement de certains paramètres et de les optimiser en respectant une contrainte donnée.

A cet effet, la modélisation est nécessaire pour établir une relation entre l'énergie produite par le système hybride éolien –photovoltaïque et la demande de l'utilisateur.

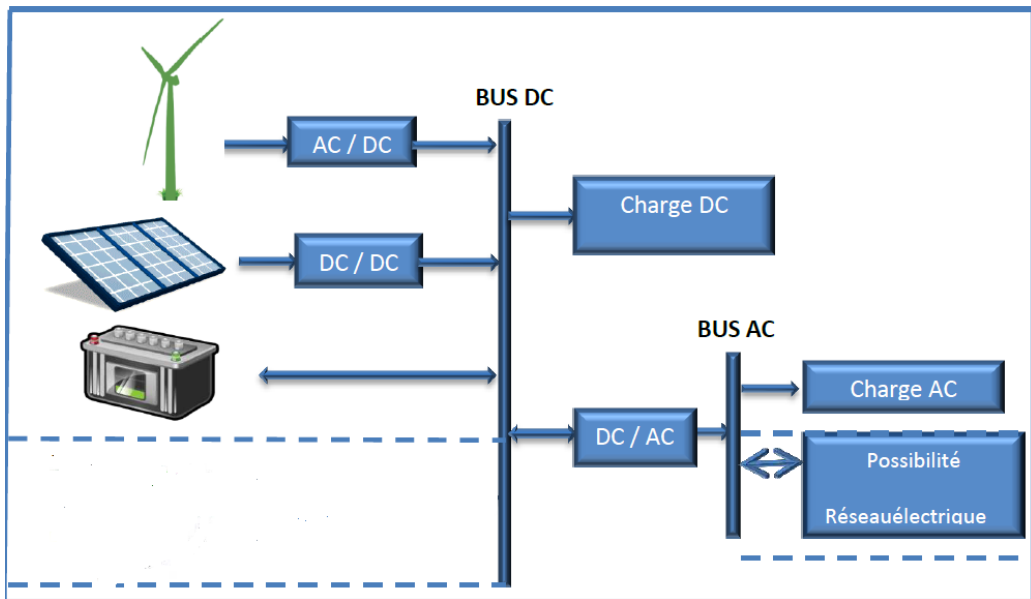


Figure II-2 : système hybride éolien –photovoltaïque

Les systèmes hybrides éolien-photovoltaïque comprennent généralement :

- ✚ Un système générateur ;
- ✚ Un système de régulation ;
- ✚ Un système de stockage ;
- ✚ Des équipements de puissance ;
- ✚ Une charge.

Le système générateur est composé par les modules photovoltaïques et les aérogénérateurs. Il est indispensable que les deux fonctionnent à la même tension nominale 12 ou 24 V et en courant continu. La régulation doit tenir compte du fait qu'il s'agit de deux courants de nature différents :

- ❖ Le photovoltaïque assez constant et d'un seuil bas [46],
- ❖ L'éolien, très variable.

Le système de régulation se chargera donc de faire fonctionner le système générateur en un point optimal pour la charge des batteries.

II.4. Descriptions des composantes du système hybride éolien-photovoltaïque :

II.4.1. Générateurs photovoltaïques :

Un générateur photovoltaïque est constitué à la base par des cellules photovoltaïques. Elles produisent de l'électricité du moment où elles sont exposées au rayonnement solaire. Elles ne polluent pas, n'ont aucune pièce mobile, ne nécessitent pratiquement aucun entretien et ne produisent aucun bruit.

II.4.2. Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque :

La modélisation des cellules photovoltaïques passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents.

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément, en prenant plus ou moins de détails. Selon cette philosophie, plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter un comportement fortement non linéaire, résultant de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Ces modèles se différencient entre eux par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et du courant de la cellule photovoltaïque

On présentera deux modèles du GPV à savoir [46] :

- Modèle à une diode (ou exponentielle simple),
- Modèle à deux diodes (ou double exponentielle).

Tous les deux sont basés sur l'équation de diode bien connue de Shockley.

II.4.2.1. - Modèle à une diode (1LM5P):

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode établi par Shockley pour une seule cellule PV. Il est généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série et en parallèle.

Ce modèle comporte une diode de moins par rapport au modèle à deux exponentielles, ce qui implique que ce modèle comporte dans l'équation de la caractéristique courant-tension une exponentielle de moins [45].

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure (II-3) qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt et une résistance série. Le modèle fait donc intervenir les cinq paramètres inconnus suivants: n , I_{ph} , R_s , R_{sh} et I_s . équation (II-5).il connu sous le nom 1LM5P (Lumped1, Mechanism model with 5 Paramètres).

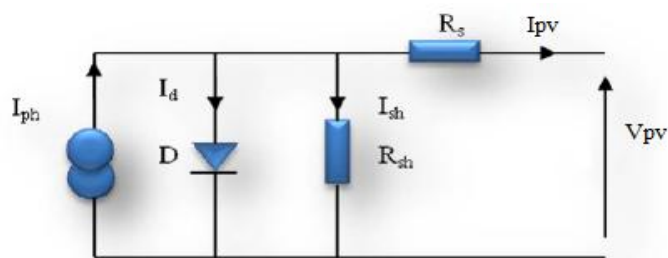


Figure II-3 Schéma équivalent du modèle à une seule diode

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sh} \quad (\text{II-1})$$

Avec :

$$I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) : \text{Photo-courant de cellule ;} \quad (\text{II-2})$$

Le courant de jonction I_d (courant traversant la diode) est donné par ;

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I_{pv})}{nKT}} - 1 \right) \quad (\text{II-3})$$

Le courant dérivé par la résistance shunt, est :

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II-4})$$

A partir de ces différentes équations, on peut en tirer l'expression implicite de courant délivré par une cellule photovoltaïque ainsi que sa caractéristique courant- tension.

$$I_{pv} = I_{cc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I_{pv})}{nKT}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.5})$$

Ou:

I_{pv} : Courant de cellule [A];

V_{pv} : Tension de cellule [Volt] ;

T : Température de la jonction en [°K] ;

q : La constante de charge d'électron: $1.602 \cdot 10^{-19} \text{C}$;

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode en [A] ;

K: la constante de Boltzmann : $1.38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$;

n : Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1et 5 dans la pratique;

I_{sh} : Le courant dans la résistance de shunt.

II.4.2.2. - Modèle à deux diodes (2LM7P):

Il est connu aussi par le nom 2LM7P (Lumped, 2 Mechanism model with 7 Paramètres) . Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électrique équivalent ci-dessous figure (II-4). Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les

courants de saturation I_{s1} et I_{s2} , les facteurs de diode n_1 et n_2 et une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} , qui dépend de l'éclairement solaire.

La résistance série R_s rend compte de la résistivité du matériau, de celle des électrodes et du contact semi-conducteur-Métal. Sa valeur est déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique $I(V)$ pour une tension V égale à V_{co} . Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ce ci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur, et en diminuant la résistivité du matériau utilisé.

La résistance parallèle (shunt) ou de court-circuit R_{sh} traduit quant à elle, la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur, causé par un défaut. Ceci est le cas lorsque la diffusion des contacts métalliques à haute température perce l'émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible [46].

Le modèle à deux-diodes est représenté par une équation implicite du courant qui ne peut être résolue qu'à l'aide des méthodes itératives.

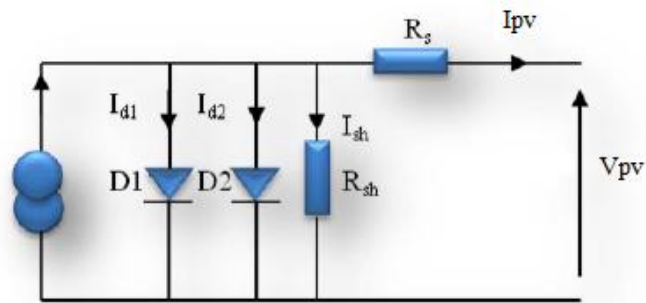


Figure II-4 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [45]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (\text{II-6})$$

Avec:

I_{ph} : Courant photonique

I_{d1} : Courant dans la diode 1

I_{d2} : Courant dans la diode 2

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique $I-V$ est donnée par la relation:

$$I_{d1} = I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_1 V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{II-7})$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_2 V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{II-8})$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II-9})$$

Avec :

$$V_t = \frac{KT_c}{q} : \text{Représentant la potentielle thermodynamique}$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t \cdot n_1}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t \cdot n_2}\right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II-10})$$

Le courant photonique est lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence et il est donné par:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph(ref)} - \mu_{cc} (T_c - T_{c(ref)})) \quad (\text{II-11})$$

Avec

$I_{ph(ref)}$: Le courant photonique sous condition de référence [A]

μ_{cc} : Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K]

G, G_{ref} : L'éclairement réels et à la condition de référence [W/m²]

$T_c, T_{c(ref)}$: La température de cellule, réelle et à la condition de référence

Les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations suivantes [5]:

$$I_{s1} = C_{s1} \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_1 \cdot T \cdot k}\right) \quad (\text{II-12})$$

$$I_{s2} = C_{s2} \cdot T_c^{3/2} \cdot \exp\left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_2 \cdot T \cdot k}\right) \quad (\text{II-13})$$

Les constantes C_{s1} et C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre (150 – 180) $A \cdot K^3$ et $1,3 - 1,7 \times 10^{-2} A \cdot K^{-5/2}$ pour une module de 100 cm².

Une valeur du facteur d'idéalité différent de l'unité est associée à un mécanisme de recombinaison prédominant et elle dépend de la nature et de la position des niveaux pièges.

✚ $n=1$: La zone de charge d'espace est dépeuplée (cas idéal).

✚ $1 < n < 2$: Le niveau piège est peu profond dans la zone de charge d'espace et dépend de la polarisation [53].

✚ $n=2$: Les centres de recombinaison sont distribués uniformément dans la zone de charge d'espace et sur un seul niveau au milieu de la bande interdite.

✚ $2 < n < 4$: Les centres de recombinaison sont distribués de façon non uniforme avec une densité réduite au centre de la zone de charge d'espace par rapport à la surface.

E_{gap} : Energie de gap (Silicium cristallin = 1,12 eV, Silicium amorphe = 1,7 eV,

CIS = 1,03eV, CdTe = 1,5 eV).

II.4.3. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque:

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes courant - tension, ou de l'équation caractéristique. Les plus usuels sont les suivantes [47, 48] :

II.4.3.1. Courant de court –circuit I_{CC} :

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule est nulle [49]. Dans le cas idéal (R_s est nulle et R_{sh} est infinie), ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (II.5), on obtient :

$$I_{CC} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{R_s I_{CC}}{nV_t}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{CC}}{R_{sh}} \quad (II.14)$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme :

$I_0 \left(e^{\frac{R_s I_{CC}}{nV_t}} - 1 \right)$ devant I_{ph} . L'expression approchée du courant de court circuit est alors :

$$I_{CC} \approx \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right)} \quad (II.15)$$

II.4.3.2. Tension en circuit ouvert V_{co} :

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque) [49].

$$0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{co}}{nV_t}} - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_{sh}} \quad (II.16)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieur à:

$$V_{co} = V_t \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (II.17)$$

II.4.3.3. Puissance optimale :

La puissance utile maximale s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{I_M}{V_M} = - \left(\frac{dI}{dV} \right) M \quad (II.18)$$

La puissance des modules photovoltaïques s'exprime en Watts crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairage de 1000W/m² et à une température de 25°C .

II.4.3.4. Facteur de forme FF:

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{\max} (Voir Figure II.5.), et la puissance formée par le rectangle $I_{CC} \cdot V_{co}$ (puissance optimale) [50]

$$FF = \frac{P_{\max}}{P_{opt}} = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{CC} \cdot V_{co}} \quad (II.19)$$

Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

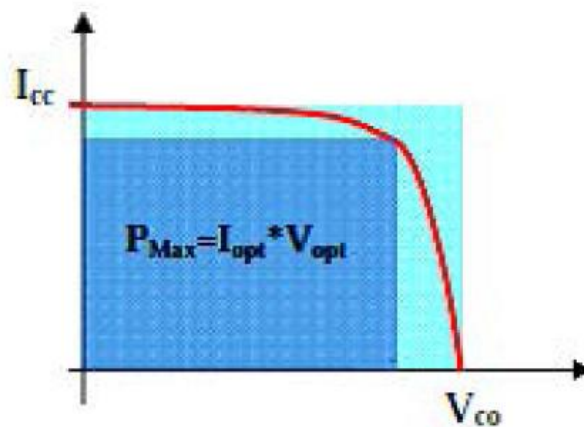


Figure II-5 : Notion de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque. [50]

II.4.3.5. Rendement énergétique maximum n_m :

Le rendement énergétique maximum n_m des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport de la puissance maximale (P_{\max}) fournie par la cellule sur la puissance du rayonnement solaire incident (P_i)

$$n_m = \frac{P_{\max}}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{S \phi} = \frac{FF \cdot V_{co} \cdot I_{CC}}{P_i} \quad (II.20)$$

S: Surface de la cellule solaire (m^2);

ϕ : Flux incident (W/m^2);

I_m, V_m : Coordonnées de point de fonctionnement.

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court circuit et la tension à circuit ouvert [51].

II.4.4. Caractéristique I (V) :

La caractéristique principale de la cellule solaire est la caractéristique I-V qui montre comment une cellule solaire répondra à toutes les charges possibles sous un ensemble particulier des conditions d'ensoleillement et de température figure (II-6), il y a trois points importants dans cette courbe :

- ✚ Le point de fonctionnement optimal auquel la cellule fournit sa puissance maximale (point 5).
- ✚ Le point où la tension est égale à zéro et le courant est en maximum (courant de court-circuit, point 4).
- ✚ Le point où le courant est égal à zéro et la tension est en maximum (tension de circuit ouvert, point 1).

Egalement la caractéristique I-V peut être divisée en trois gammes:

- ❖ Une gamme où la cellule est considérée comme une source de tension (1-2).
- ❖ Une gamme où la cellule est considérée comme une source de courant (3-4).
- ❖ Une gamme où ni la tension ni le courant ne sont constants (2-3).

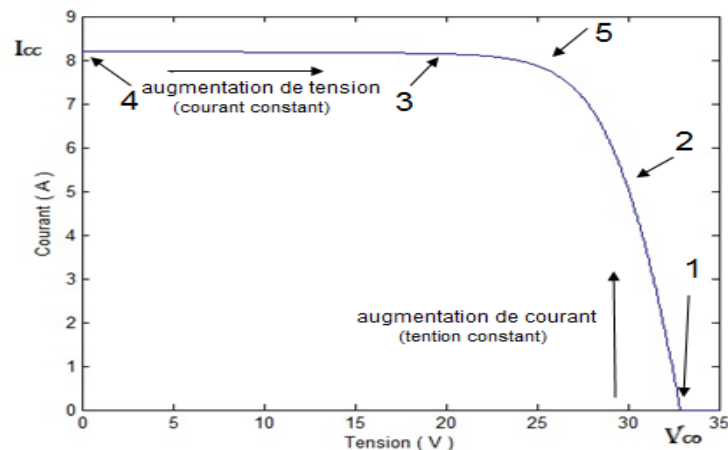


Figure II-6 Caractéristique typique I-V d'un module solaire

II.4.5. Caractéristique P(V) :

La variation de puissance en fonction de tension représente la caractéristique P (V) elle est illustrée sur la figure (II-7)

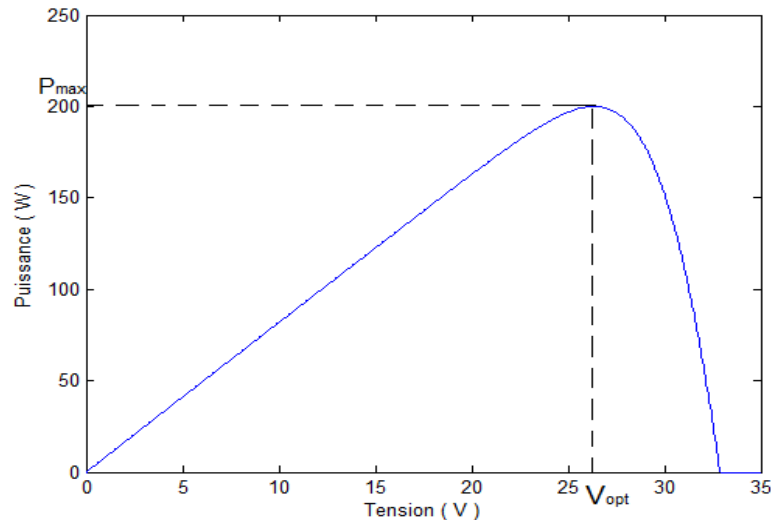


Figure II-7 Caractéristique typique P-V d'un module solaire

On remarque que la puissance délivrée par un module photovoltaïque augmente proportionnellement avec l'augmentation de la tension jusqu'à la valeur optimale ensuite elle décroît jusqu'au zéro ($P=0$), quand la tension est égale à la tension de circuit ouvert .

II.4.6. Simulation d'un module PV avec le modèle à une seule diode :

Un module PV **KC200GT** est développé dans l'environnement Matlab_ Simulink. En utilisant le modèle avec une seule diode . Ces caractéristiques sont donnés aux conditions standards (1000 W/m^2 , Température de cellule: $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Dans le tableau (II-2)

Grandeurs	valeur
Puissance maximale	200 W
Tension au MPP (V_{mp})	26.3 V
Courant au MPP (I_{mp})	7.61 A
Courant de court-circuit (I_{cc})	8.21 A
Tension de circuit ouvert (V_{co})	32.9 V
Coefficient du rendement de la température	0.0049 %
Facteur de forme (FF)	0.771
Nombre de cellules en série (N_s)	54
Nombre de cellules en parallèle (N_p)	4
Coefficient de sensibilité de la tension à la température	-0.123 V/K
Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température	+0,0032 A/K

Tableau II-2: Caractéristiques du module PV KC200GT.

Les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque seront décrites comme suit:

✚ Le courant de court-circuit) qui fournit chaque cellule est :

$$I_{cc(\text{cellule})} = \frac{I_{CC}}{N_p} \tag{II-21}$$

✚ La tension du circuit ouvert de chaque cellule est:

$$V_{co(\text{cellule})} = \frac{V_{co}}{N_s} \tag{II-22}$$

✚ Le courant maximal de chaque cellule est :

$$I_{mp(\text{cellule})} = \frac{I_{mp}}{N_p} \tag{II-23}$$

✚ La tension maximale de chaque cellule est :

$$V_{mp(\text{cellule})} = \frac{V_{mp}}{N_s} \tag{II-24}$$

✚ La puissance maximale de chaque cellule est:

$$P_{\max(\text{cellule})} = I_{mp(\text{cellule})} \cdot V_{mp(\text{cellule})} \tag{II-25}$$

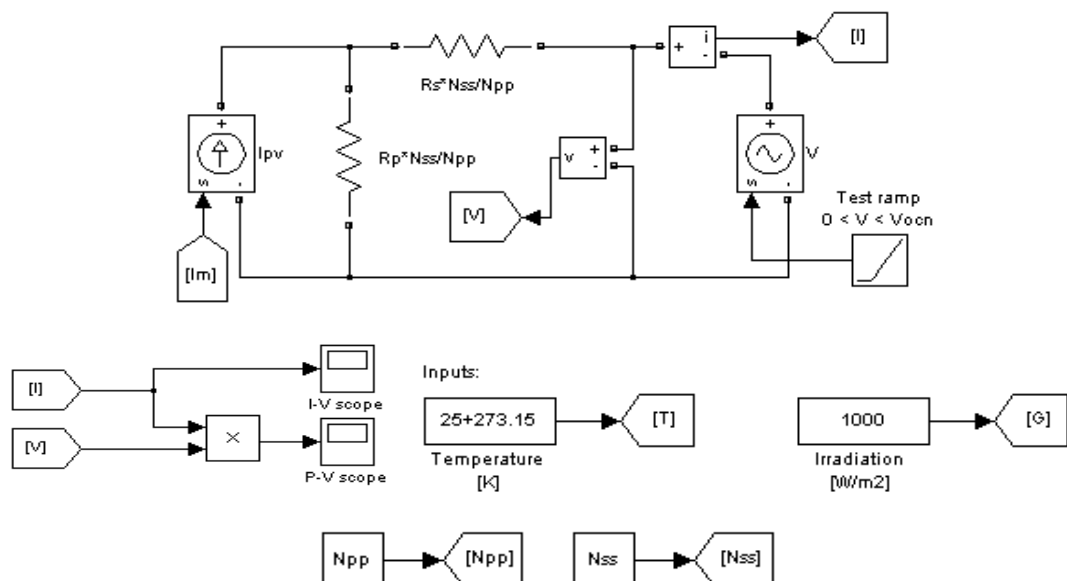
✚ La résistance série de chaque cellule est :

$$R_{S(\text{cellule})} = \frac{N_p}{N_s} \cdot R_s(\text{module}) \tag{II-26}$$

✚ La résistance shunt de chaque cellule est :

$$R_{Sh(\text{cellule})} = \frac{N_p}{N_s} \cdot R_{sh}(\text{module}) \tag{II-27}$$

Le modèle Simulink est représenté sur la figure (II-8)



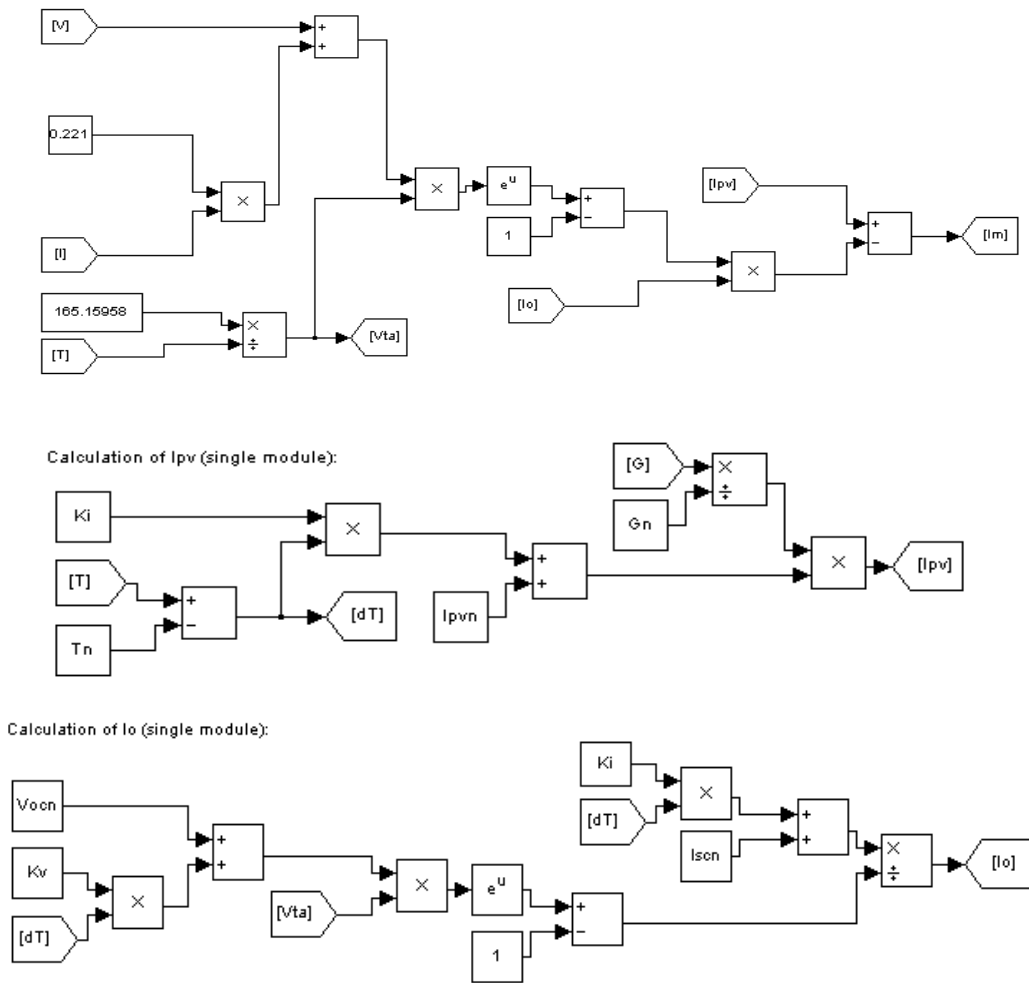


Figure II-8 Simulation du module PV.

II.4.6.1 Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V) :

La figure (II-9) présente un exemple des courbes pour différents niveaux d'éclairement à une température fixe et égale à une température ambiante de référence ($T= 25^{\circ}C$) :

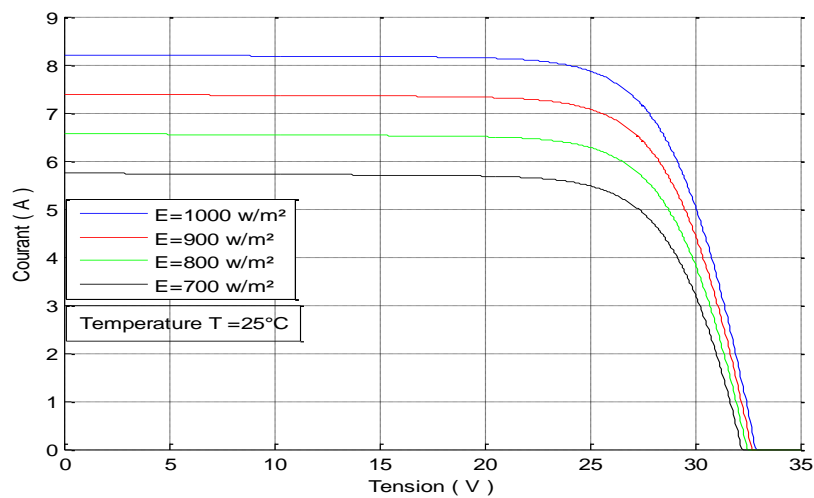


Figure II-9(a)- Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V)

On remarque dans la figure(II-9(a)) que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement. De même pour les caractéristiques P(V) montrées sur la figure (II-9 (b)) on observe que le niveau de la puissance maximale augmente avec l'augmentation de l'éclairement

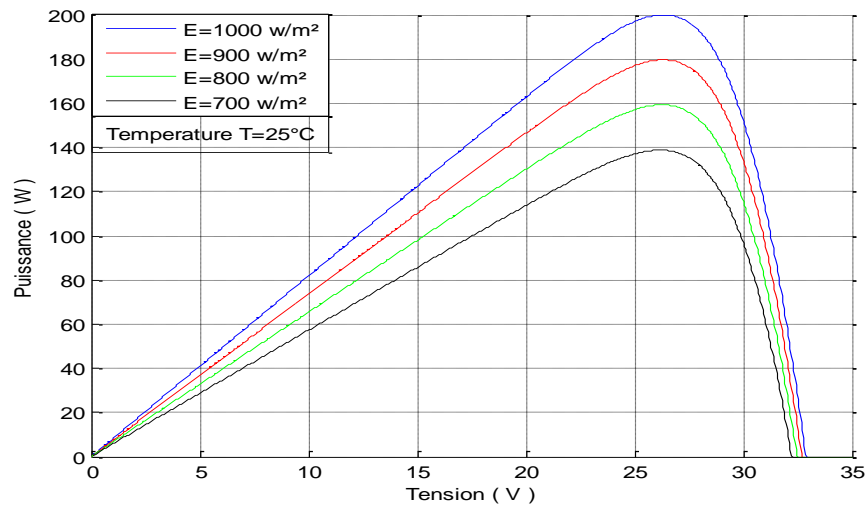


Figure II-9 (b) Influence de l'éclairement sur la caractéristique P(V)

II.4.6.2. Influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V) :

La figure (II-10 (a)) présente un exemple des courbes I(V) pour différents niveaux de température et pour un éclairement de référence égale à 1000 W/m².

On remarque que la température à une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue comme le montre la figure (II-10 (b)).

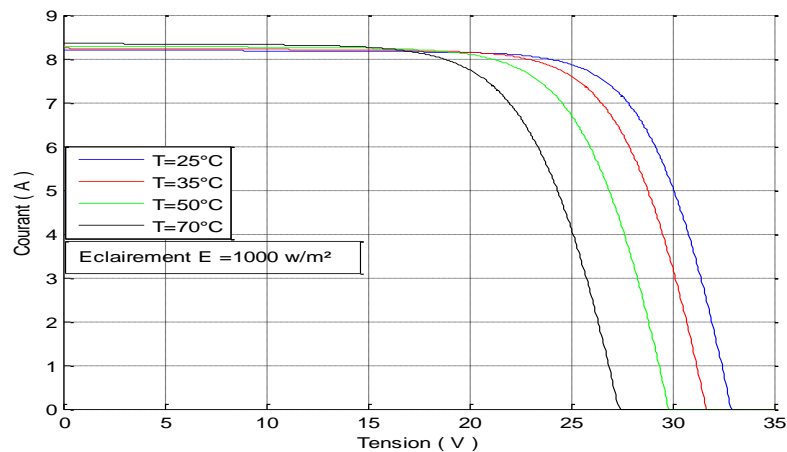


Figure II-10 (a) Influence de la température sur la caractéristique I(V)

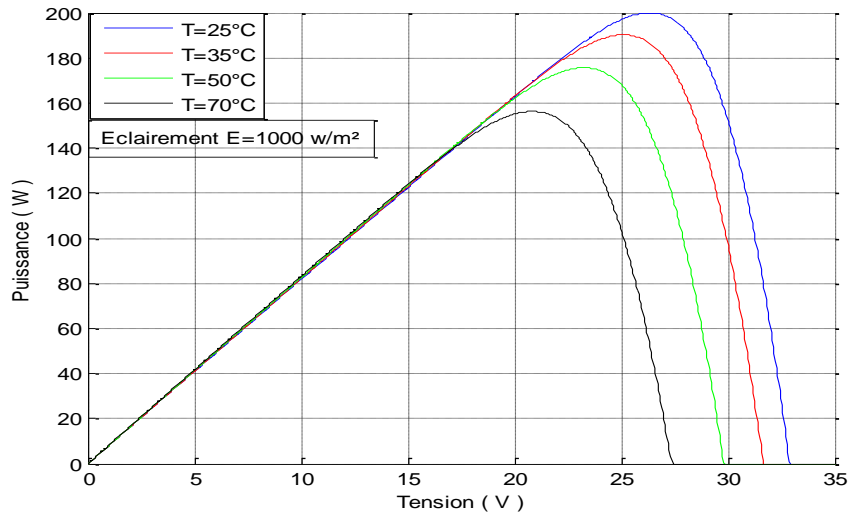


Figure II-10 (b) Influence de la température sur la caractéristique $P(V)$

Donc il faut impérativement prendre en compte la variation de la température du site lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque.

II.4.6.3. Influence de la résistance série sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$:

Les figures (II-11 (a)) , (II-11 (b)) montrent l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ de la cellule photovoltaïque.

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension du circuit ouvert, et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur du courant de court-circuit. L'augmentation de la résistance série se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance.

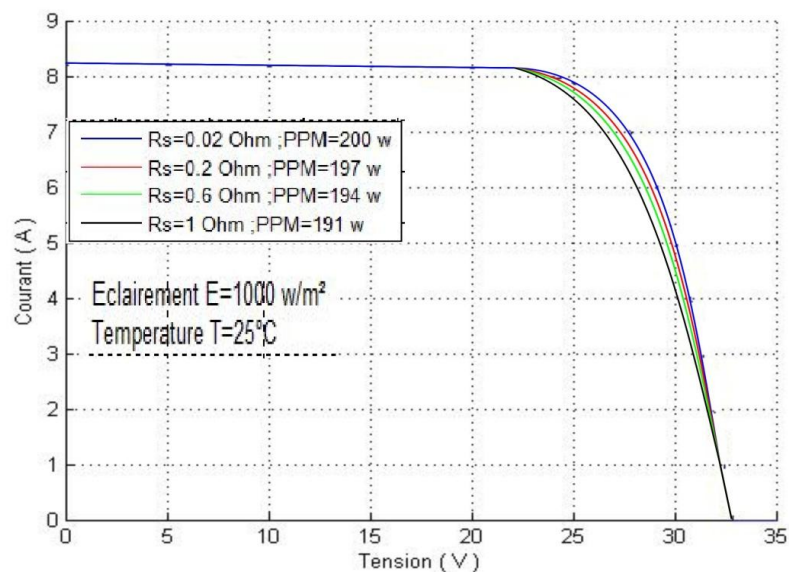


Figure II-11 (a) Influence de la résistance série (R_s) sur la caractéristique $I(V)$

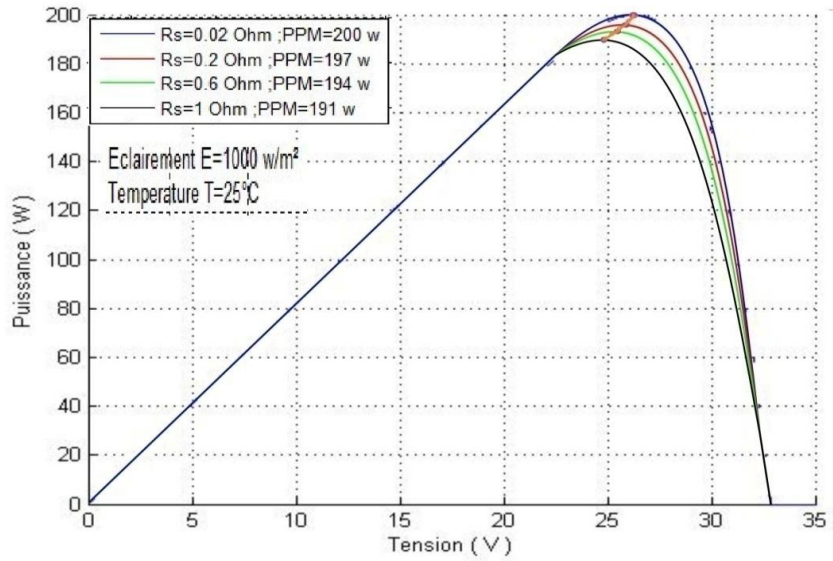


Figure II-11 (b) Influence de la résistance série sur la caractéristique P(V)

II.4.6.4. Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques I(V) et P(V) :

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes d'une photopile. En général, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération de courant

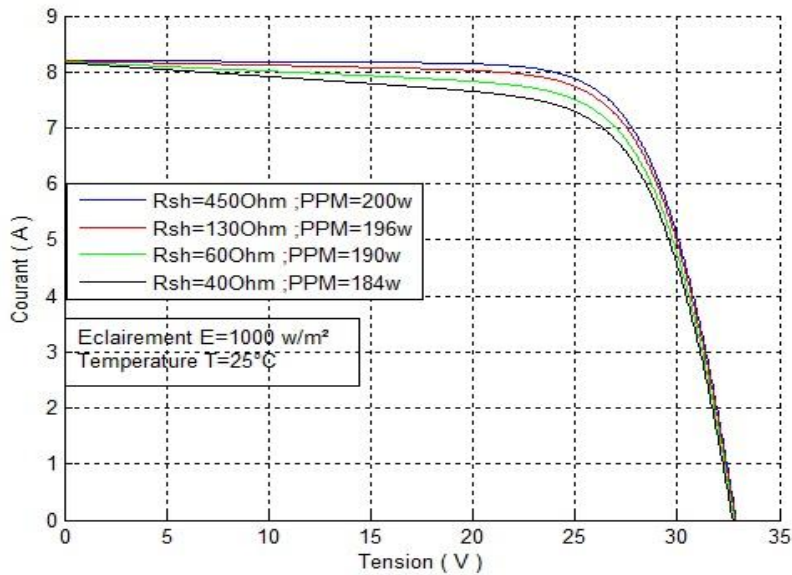


Figure II-12 (a) Influence de la résistance shunt (R_{sh}) sur la caractéristique I(V)

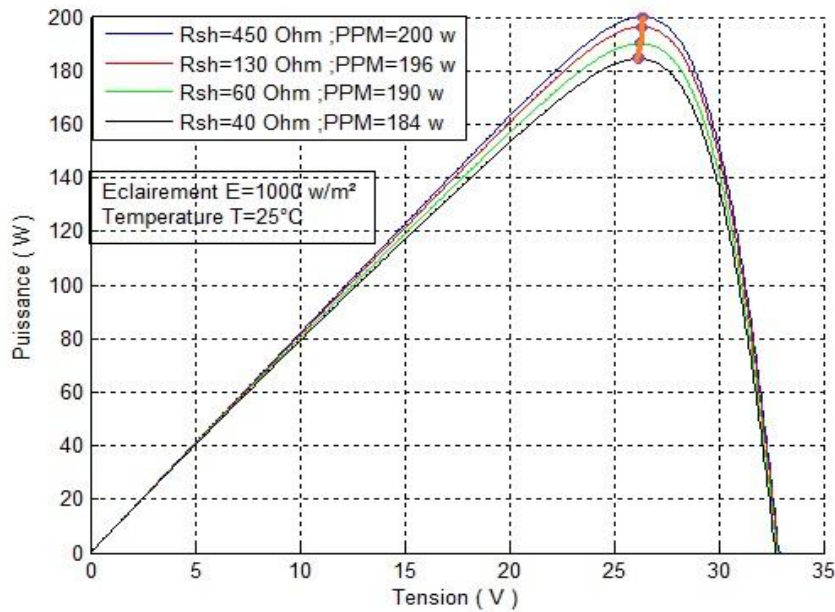


Figure II-12 (b) Influence de la résistance shunt (R_{sh}) sur la caractéristique P(V)

L'influence de la résistance parallèle (shunt) sur la caractéristique courant-tension se traduit par une légère diminution de la tension de circuit ouvert, et une augmentation de la pente de la courbe de la cellule dans la zone correspondant à un fonctionnement comme une source de courant. Ceci provient du fait qu'il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée. La puissance fournie par une cellule solaire varie avec sa résistance parallèle, plus cette résistance est élevée plus la puissance fournie est importante.

II.4.7. Générateur éolien :

II.4.7.1. Introduction :

Un système éolien ou un aérogénérateur ou encore une éolienne peut être défini comme étant : un système composé d'éléments aptes à transformer une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique puis en énergie électrique [52]. La plupart des aérogénérateurs commerciaux, surtout les grands, sont à axe horizontal. Ils sont parfois construits isolément ou rassemblés en groupes (parcs d'éoliennes) comportant dix éléments ou plus, parfois même des centaines [53].

Les différents éléments d'une éolienne sont conçus d'une manière à maximiser la conversion énergétique, pour cela, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est nécessaire [54].

II.4.7.2. Types d'aérogénérateur dans les systèmes éoliens :

La conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique peut être identifiée selon le générateur électrique utilisé :

II.4.7.2.1. Générateur asynchrone :

C'est une machine asynchrone à induction qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique [55]. Pour réaliser la génération de l'énergie électrique la machine doit être entraînée au-delà de la vitesse de synchronisme (variable suivant la charge) le cas d'une génératrice à cage d'écureuil. Son rotor peut être à cage d'écureuil ou bobinée. La puissance nécessaire à sa magnétisation est fournie par le réseau lorsqu'elle est couplée en parallèle ou par une batterie de condensateurs dans le cas d'une utilisation isolée. Pour les petites puissances, le rotor est à cage d'écureuil, pour des puissances plus importantes, le rotor est bobiné, relié à l'extérieur via un collecteur simplifié à trois bagues, et court-circuité en fonctionnement normal. Mais on peut aussi modifier les propriétés électromécaniques du générateur en agissant sur le rotor par ces connexions « Machine Asynchrone Double Alimentée MADA ».

Cependant, pour les machines asynchrones à cages, il faut néanmoins fournir la puissance de magnétisation "puissance réactive" correspondant à une composante du courant réactif. Ce courant peut être emprunté au réseau mais peut aussi bien être obtenu de façon statique en branchant en parallèle à la machine une batterie de condensateurs. En outre, en ajustant ces condensateurs de façon précise, il est possible, dans certaines conditions, d'utiliser une génératrice asynchrone en dehors d'un réseau, en fonctionnement autonome, pour alimenter une charge isolée. Son emploi est réservé aux générateurs de puissance moyenne dont l'arbre d'entraînement tourne à des vitesses fortement variables : mini centrale hydraulique, éolienne, turbine ou moteur à gaz de récupération, certains groupes électrogènes, ...etc.

Les machines asynchrones à rotor bobiné permettent, par un réglage dynamique du glissement, de s'adapter aux variations de puissances fournies par la turbine. La partie mécanique peut généralement subir les variations brutales du régime de vent, ce type de contraintes devient inacceptable pour les fortes puissances. La variation de vitesse devient donc de plus en plus justifiée à mesure qu'on augmente la puissance de l'éolienne.

Equations électriques: les équations des tensions s'écrivent dans le référentiel d-q sous la forme générale suivante :

$$V_{ds} = R_s \times I_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \theta_s \times \phi_{qs} \quad (\text{II-28})$$

$$V_{qs} = R_s \times I_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} - \theta_s \times \phi_{ds} \quad (\text{II-29})$$

$$V_{dr} = R_r \times I_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - \theta_r \times \phi_{qr} \quad (\text{II-30})$$

$$V_{qr} = R_r \times I_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} - \theta_r \times \phi_{dr} \quad (\text{II-31})$$

Equations des flux: les expressions des flux s'expriment par:

$$\phi_{ds} = L_s \times I_{ds} + M \times I_{dr} \quad (\text{II-32})$$

$$\phi_{qs} = L_s \times I_{qs} + M \times I_{qr} \quad (\text{II-33})$$

$$\phi_{dr} = L_r \times I_{dr} + M \times I_{ds} \quad (\text{II-34})$$

$$\phi_{qr} = L_r \times I_{qr} + M \times I_{qs} \quad (\text{II-35})$$

Equations du couple: Le couple mécanique et le couple électromagnétique sont donnés par les relations suivantes :

$$\Gamma_{mec} = \Gamma_r + f \times \Omega + J \times \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{II-36})$$

$$\Gamma_{mec} = -P \times \frac{M}{L_s} (I_{dr} \times \Phi_{qs} - I_{qr} \times \Phi_{ds}) \quad (\text{II-37})$$

Equations d'auto excitation: l'auto amorçage du générateur asynchrone est assurée par la présence des condensateurs et de la saturation. Les condensateurs fournissent l'énergie réactive nécessaire et la saturation limite la tension du générateur. Ce processus est gouverné par la relation suivante, appelée équation d'amorçage du générateur.

$$\frac{dV_{ds}}{dt} = \frac{1}{C} \times i_{ds} \quad (\text{II-38})$$

$$\frac{dV_{qs}}{dt} = \frac{1}{C} \times i_{qs} \quad (\text{II-39})$$

II.4.7.2.2. Générateur synchrone:

La génératrice synchrone (ou alternateur) n'a pas besoin de magnétisation extérieure pour créer son champ magnétique. Celui-ci est créé par des bobines ou par des aimants permanents, placés sur le rotor tournant induisant un courant dans le stator bobiné. Cette génératrice étant indépendante du réseau, elle fournit une fréquence variable en fonction de la vitesse de rotation, donc de la vitesse du vent. Le raccordement au réseau, qui lui exige une fréquence fixe, s'effectue par un convertisseur qui comporte un étage redresseur, un bus

continu et un onduleur : on reconstruit donc une onde sinusoïdale parfaite, ce qui permet aussi de gérer plus facilement la qualité de l'énergie produite.

La régulation de puissance s'effectue en partie au niveau de ce convertisseur. Elle permet un fonctionnement à vitesse variable, donc à rapport d'avance constant et rendement optimal. Elle permet aussi de limiter les efforts dynamiques en autorisant le rotor à accélérer en cas de forte rafale (stockage d'une partie de l'énergie cinétique du vent dans l'inertie du rotor). Plus complexe à construire et plus chère (aimants permanents, convertisseur), la génératrice synchrone est relativement peu utilisée [55].

II.4.7.2.2.1 : Modèle simplifié de la MSAP :

Les parties mécaniques et électriques de la machine sont modélisées dans le même bloc. Le rotor de la machine synchrone est constitué d'un aimant permanent qui génère un champ magnétique tournant avec la rotation, les enroulements du stator sont parcourus par un courant alternatif [5].

La liaison qui relie entre la pulsation ω_g du champ magnétique tournant et la vitesse de rotation est :

$$\Omega_s = \frac{\omega_g}{p} \quad (\text{II-40})$$

Avec $\omega_g = 2.\pi.f$ et f : c'est la fréquence de courant alternatif.

L'enroulement statorique sera influencé par un champ magnétique tournant prend un emplacement à l'entrefer en créons une force électromotrice $e(t)$ de valeur efficace E :

$$E = k.N.\phi.f \quad (\text{II-41})$$

Avec

k :Le coefficient de Kapp.

N :Nombre de conducteurs d'une phase de la machine.

ϕ : Flux maximum en weber pour une phase.

La Figure II.13 montre le modèle équivalent d'un enroulement de la génératrice synchrone

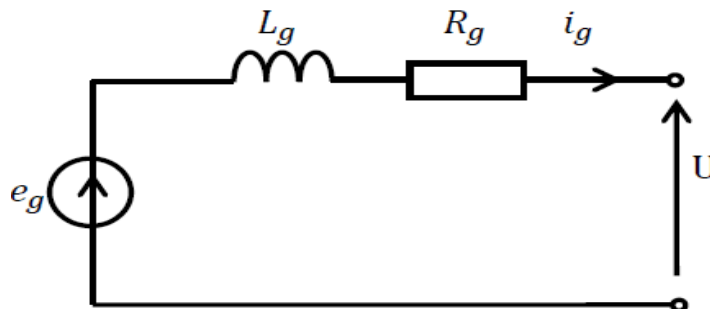


Figure II-13 : Modèle équivalent d'un enroulement

e_g : F.é.m. à vide en volt.

U : Tension aux bornes d'un enroulement de la machine en volt.

R_g : Résistance de l'enroulement en ohm.

L_g : L'inductance synchrone en henry

D'après le schéma de la Figure II.13 on trouve selon la loi des mailles :

$$e_g = U + L_g \cdot \frac{di_g}{dt} + R_g \cdot i_g \quad (\text{II-42})$$

Dans le même modèle simplifié l'équation de la partie mécanique sans l'apparition du frottement s'écrit comme suit :

$$J_{ds} \cdot \frac{d\Omega_s}{dt} = T_d - T_{em} \quad (\text{II-43})$$

D'où

J_{ds} : L'inertie totale de l'ensemble moteur diesel et générateur synchrone.

Ω_s : La vitesse de rotation.

T_d : Le couple mécanique sur l'arbre.

T_{em} : Le couple électromagnétique.

II.4.7.2.2 Modélisation de la machine synchrone à aimants permanent :

La modélisation de la MSAP dans le repère diphasé est déjà très utilisée pour établir des modèles compacts et adaptés à la synthèse des lois de la commande. La spécificité de la transformation permettant le passage du modèle triphasé classique à un modèle diphasé implique différentes structures des modèles. Grâce aux nombreux avantages qu'elle a (robustesse, maintenance, prix), la machine synchrone à aimant permanent est intéressante pour l'utilisation comme génératrice. Son modèle mathématique doit obéir à certaines hypothèses essentielles simplificatrices :

- ✚ L'absence de saturation dans le circuit magnétique.
- ✚ La distribution sinusoïdale de le FMM crée par les enroulements du stator.
- ✚ L'hystérésis est négligée avec les courants de Foucault et l'effet de peau.
- ✚ L'effet d'encoche est négligeable.
- ✚ La résistance des enroulements ne varie pas avec la température

Considérons tout d'abord un modèle triphasé classique de machine à aimants permanents montés en surface et à rotor lisse. La matrice $[L_s]$ des inductances propres et mutuelles des bobinages statoriques est donc une matrice qui ne dépend pas de la position du rotor. On considère que l'entrefer est constant et on négligera les effets de saturation magnétique. La Figure II-14 illustre la structure de machine synchrone en triphasé.

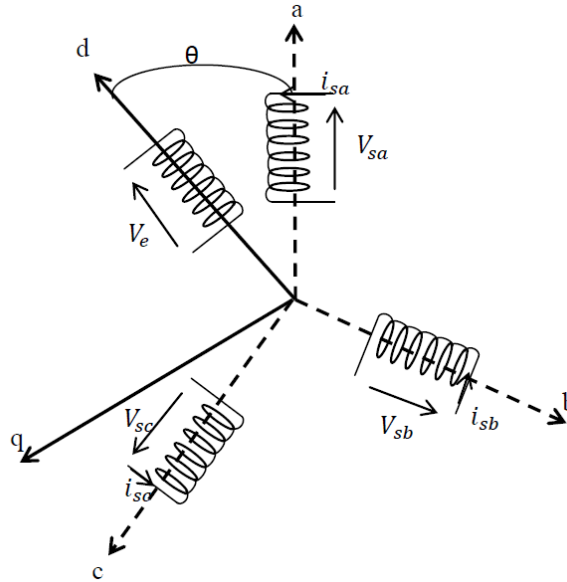


Figure II-14- la structure de machine synchrone en repère triphasé.

Les équations électriques des machines électriques dans un repère fixe lié au stator sont décrites par :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = R_s \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \tag{II-44}$$

Avec :

$$\begin{bmatrix} \phi_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} = [L_s] \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} \tag{II-45}$$

$$\frac{d}{dt} [\phi_s] = \frac{d}{dt} [[L_s][I_s] + [\phi_r]] = \frac{d}{dt} [L_s][I_s] + \omega \cdot \frac{d}{d\theta_e} \cdot [\phi_r] \tag{II-46}$$

$$[V_s] = [R_s][I_s] + [L_s] \frac{d}{dt} [I_s] + \omega \cdot \frac{d[\phi_r]}{d\theta_e} \tag{II-47}$$

Avec :

R_s : La résistance des phases statoriques.

$[V_{sa} \ V_{sb} \ V_{sc}]^T$: Les tensions des phases statoriques.

$[I_{sa} \ I_{sb} \ I_{sc}]^T$: Les courants des phases statoriques.

$[\phi_{sa} \ \phi_{sb} \ \phi_{sc}]^T$: Les flux totaux à travers les bobines statoriques.

Pour simplifier le système d'équations à coefficients variables, un modèle dans le repère de Park de cette machine (Figure II-15) sera utilisé $V_{sd}, V_{sq}, I_{sd}, I_{sq}$. Le repère de Park est en fait un repère diphasé, équivalent du repère triphasé, plus simple à manipuler car les

grandeurs électriques évoluent comme des grandeurs continues. On peut passer de l'un à l'autre repère à l'aide des transformations normées de Park et Concordia permettant la conservation de la puissance.

La matrice $P(\theta)$ de Park est donnée sous la forme suivante :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \quad (\text{II-48})$$

La matrice de Concordia (matrice de transformation directe) est donnée par :

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II-49})$$

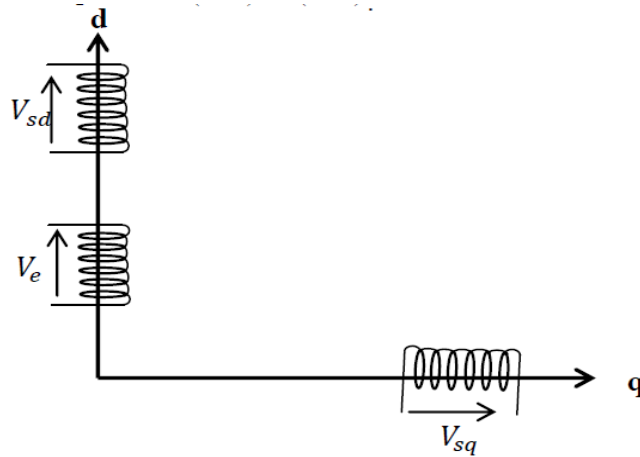


Figure II-15- la structure de machine synchrone en repère diphasé.

$$[V_{sdq}] = [P(\theta)][V_{sabc}] \quad (\text{II-50})$$

$$[I_{sdq}] = [P(\theta)][I_{sabc}] \quad (\text{II-51})$$

Après développement des équations ci-dessus, on obtient les équations suivantes :

$$V_{sd} = R_s \cdot I_{sd} + \frac{d}{dt} \cdot \phi_{ds} - p \cdot \Omega \phi_{sq} \quad (\text{II-52})$$

$$V_{sq} = R_s \cdot I_{sq} + \frac{d}{dt} \cdot \phi_{qs} - p \cdot \Omega \phi_{sd} \quad (\text{II-53})$$

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs ϕ_{sd} et ϕ_{sq} sont fonctions linéaires des courants I_{sd} et I_{sq} .

$$\phi_{sd} = L_{sd} \cdot I_{sd} + \phi_e \quad (\text{II-54})$$

$$\phi_{sq} = L_{sq} \cdot I_{sq} \quad (\text{II-55})$$

Où ϕ_e représente le flux des aimants à travers le circuit équivalent direct.

Les équations de la machine dans le repère de Park sont les suivantes :

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} - L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sq} \quad (\text{II-56})$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} - L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sd} + \phi_e \cdot p \cdot \Omega \quad (\text{II-57})$$

Avec:

I_{sd} ; I_{sq} : Courants statoriques dans le repère de Park [A].

V_{sd} ; V_{sq} : Tensions statoriques dans le repère de Park [A].

R_s : Résistance statorique[Ω]. L_s : Inductance cyclique statorique[H].

p : Nombre de pair de pôles de la machine synchrone. ω : Pulsation des tensions[rad/s].

Les tensions étant les grandeurs d'entrée, on peut exprimer les grandeurs de sortie (les courants) en fonction de celles-ci. On obtient alors :

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \frac{1}{L_s} (V_{sd} - R_s \cdot i_{sd} + L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sq}) \quad (\text{II-58})$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_s} (V_{sq} - R_s \cdot i_{sq} - L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sd} - \phi_e \cdot p \cdot \Omega) \quad (\text{II-59})$$

On les exprimant sous forme matricielle, on a :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} = \frac{1}{L_s} \left[\begin{pmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} R_s & -L_s \cdot p \cdot \Omega \\ L_s \cdot p \cdot \Omega & R_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 \\ \phi_e \cdot p \cdot \Omega \end{pmatrix} \right] \quad (\text{II-60})$$

Le couple électromécanique développé par les machines synchrones à f.e.m sinusoïdale peut être donné par la relation suivante :

$$C_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot [\phi_{sd} \cdot I_{sq} - \phi_{sq} \cdot I_{sd}] \quad (\text{II-61})$$

Avec :

$$L_{sd} = L_{sq} = L_s \quad (\text{II-62})$$

Le couple électromagnétique sera :

$$C_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \phi_e \cdot I_{sq} \quad (\text{II-63})$$

II.4.7.2.3. Génératrice à courant continu:

La génératrice à courant continu (à excitation séparée) [56] est une machine tournante qui transforme de l'énergie mécanique en énergie électrique apparaissant sous forme de tension et courant continu. Elle comporte deux circuits bobinés (Voir Figure II.16) :

- 1) L'un est un circuit inducteur, porté par le stator, et il crée un champ de direction fixe sous les pôles de la machine ; il est pour cela appelé « circuit de champ » ou encore « Circuit d'excitation »,
- 2) Et l'autre est un circuit induit ou circuit d'armature, porté par l'armature du rotor ; il crée des forces électromotrices induites 'F.E.M'.

La force électromotrice F.E.M peut être exprimée par la relation suivante [57] :

$$E = \frac{P}{a} \cdot N \cdot n \cdot \Phi \quad (\text{II-64})$$

Avec:

E: Force électromotrice F.E.M(Volt);

P: Nombre de paires de pôles;

a: Nombre de paires de voies en parallèles;

n: Vitesse (tr/s);

N: Nombre total de conducteurs actifs;

ϕ : Le flux par pôle en Wb.

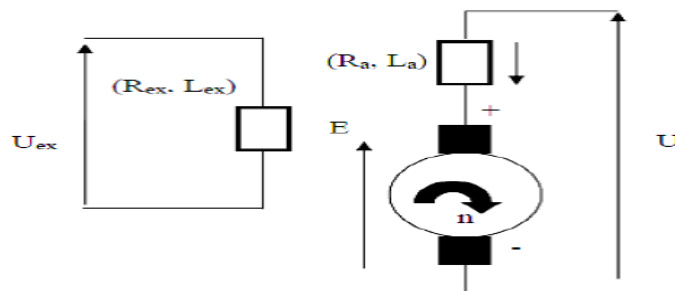


Figure II-16 : Schémas équivalent électrique d'une génératrice à courant continu à excitation séparée. [57]

La tension extraite de la génératrice notée «U» selon le schéma électrique équivalent (figure II.16) peut être donnée comme suit [57] :

$$U = R_a \cdot I + L_a \frac{dI}{dt} - E \quad (\text{II-65})$$

Avec :

U: Tension extraite de la génératrice (Volt) ;

R_a: Résistance de l'induit (Ω) ;

L_a : Inductance de l'induit (Henry) ;

I : Courant extrait de la génératrice (A) ;

E : Force électromotrice (Volt).

La puissance électromagnétique P_{em} est donnée par [57] :

$$P_{em} = E.I \tag{II-66}$$

Le couple électromagnétique C_{em} de la génératrice s'exprime par [57] :

$$C_{em} = \frac{P_{em}}{\Omega} \tag{II-67}$$

Avec : Ω : Vitesse angulaire (rad/s).

La puissance électrique générée s'écrit [57] :

$$P = U.I \tag{II-68}$$

II.4.7.3. Une comparaison entre les différentes machines [102]:

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS à Vitesse Fixe	<ul style="list-style-type: none"> + Machine robuste. + Faible cout. + Pas d'électronique de puissance 	<ul style="list-style-type: none"> + Puissance extraite non optimisé. + Maintenance de la boite de vitesse. + Pas de contrôle de l'énergie réactive. + Magnétisation de la machine imposée par le réseau.
MADA à Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> + Fonctionnement à vitesse variable. + Puissance extraite optimisé + Electronique de puissance dimensionnée à 30 % de la puissance nominale. + Machine standard. + Connexion de la machine facile à gérer. + Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> + Maintenance de la boite de vitesse. + Pris de l'électronique de puissance. + Contrôle et commande complexe. + Contact glissant bagues –balais.
MSAP à Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> + Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse. + Puissance extraite optimisé pour les vents faibles. + Connexion de la machine facile à gérer. 	<ul style="list-style-type: none"> + Pris d'électronique de puissance. + Machine spécifique. + Grand diamètre de machine. + Electronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice.

Tableau II-3: Avantages et inconvenants de différentes éoliennes.

II.4.7.4. Différentes classes d'un système éolien :

On peut classer les systèmes éoliens à axe horizontal [55, 57] en deux différentes classes :

- ✚ **Système éolien à vitesse fixe** : Ce sont des systèmes qui fonctionnent pour des vitesses fixes et bien déterminées afin de produire de l'électricité selon les normes. Cette vitesse est définie selon le générateur électrique utilisé. Ce genre de système est destiné à travailler pour des vitesses égales à la vitesse nominale et cela si on admet que la vitesse nominale est celle qui donne au générateur électrique la possibilité de générer une puissance électrique à 50Hz.

- ✚ **Système éolien à vitesse variable** : Ce sont des systèmes aptes à travailler pour des vitesses égales ou différentes des vitesses nominales [55]. Pour cela plusieurs technologies sont mises en service afin d'assurer ce fonctionnement :
 - ❖ Technique mécanique : C'est une technique qui utilise les paramètres aérodynamiques de la turbine comme outil de variation de la vitesse, et dans ce sens là on distingue deux modes [56, 57] : le « stall control » (basé sur l'accrochage et le décrochage de la génératrice à la turbine), robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance chute plus vite : il s'agit donc d'une solution passive, et le « pitch control » (basé sur l'abaissement et l'augmentation de l'angle de calage des pales, qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante). Il faut noter que cette technique n'est fonctionnelle que pour des vitesses égales ou supérieures à la vitesse nominale.
 - ❖ Technique électrique: C'est une technique qui utilise les convertisseurs statiques comme outil de variation de la vitesse [55].
 - ❖ Technique hybride: C'est une technique qui utilise les deux techniques précédentes à la fois afin d'améliorer le rendement de production et de sécurité du système [53, 55].

II.4.7.5. Modélisation d'une turbine éolienne:

II.4.7.5.1. Puissance moyenne annuelle fournit par aérogénérateur [58] :

Etant donné que :

- La vitesse du vent est variable
- Et que chaque machine éolienne est caractérisée par la vitesse de démarrage V_d , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_m spécifiques, la puissance éolienne utilisable est donnée par : La relation suivante [59]

$$P(V) \begin{cases} 0 & \text{Si } V < V_d \\ \alpha + \beta V + \gamma V^2 & \text{Si } V_d < V < V_n \\ P_n & \text{Si } V_n < V < V_m \\ 0 & \text{Si } V < V_m \end{cases} \quad (\text{II-69})$$

Avec α, β et γ déterminés par les conditions suivantes:

$$\begin{cases} \alpha + \beta V_d + \gamma V_d^2 = 0 \\ \alpha + \beta V_n + \gamma V_n^2 = P_n \\ \alpha + \beta(V_d + V_n) + \gamma(V_d + V_n)^3 = P_n \left(\frac{V_d + V_n}{V_n} \right)^3 = 0 \end{cases} \quad (\text{II-70})$$

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} P(V) f(V) dV \quad (\text{II-71})$$

$P(V)$: Fonction de puissance de l'aérogénérateur

$f(V)$: : Fonction de distribution de la vitesse du vent

$$f(V) = \left(\frac{k}{C} \right) \left(\frac{V}{C} \right)^{(k-1)} \exp \left[- \frac{V}{C} \right] \quad (\text{II-72})$$

Avec:

K : est le facteur de forme ;

C : est le facteur d'échelle.

Cette puissance dépend fondamentalement de deux paramètres [60] :

✚ Le fonctionnement de la machine éolienne qui est défini par sa courbe de puissance;

✚ Vitesse de vent sur le site.

L'expression finale donnant la puissance produite par un aérogénérateur est :

$$\bar{P} = \int_{V_d}^{V_n} \left(\alpha + \beta V + \gamma V^2 \frac{K_1}{C_1} \left(\frac{V}{C_1} \right)^{K_1-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{C_1} \right)^{K_1} \right] \right) dV + P_n \left[\exp \left[- \left(\frac{V}{C_1} \right)^{K_1} \right] \right] - \exp \left[- \left(\frac{V_m}{C_1} \right)^{K_1} \right] \quad (\text{II-73})$$

II.4.7.5.2. Facteur de puissance :

Le facteur de puissance d'un système de conversion de l'énergie éolienne est défini par le rapport de la puissance produite dans un régime de vent par sa puissance nominale (maximale):

$$F_p = \left(\frac{\bar{P}}{P_n} \right) \quad (\text{II-74})$$

Et F_C est le facteur de capacité donné par l'expression suivante [61]:

$$F_C = \left(\frac{\exp\left[-\left(\frac{V_d}{C}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{V_n}{C}\right)^k\right]}{\left(\frac{V_n}{C}\right)^k - \left(\frac{V_d}{C}\right)^k} \right) \exp\left[-\left(\frac{V_m}{C}\right)^k\right] \quad (\text{II-75})$$

II .4.8. Modélisation de système de stockage : [62] :

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides à fin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [63].

Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries. Elles sont, d'habitude, du type plomb-acide. Les batteries nickel-cadmium sont rarement utilisées. Il y a d'autres formes de stockage, mais peu utilisées, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage de l'hydrogène. Dans le cas de stockage par pompage de l'eau, l'énergie produite sert à remplir un réservoir de stockage dont l'eau sera turbinée pour restituer l'énergie [63].

Le principe du volant d'inertie est simple. Il s'agit d'emmagasiner l'énergie en mettant en rotation une masse importante [64]. L'énergie cinétique obtenue peut être restituée à la demande sous forme d'énergie électrique, en utilisant une machine électrique en régime générateur.

L'hydrogène alimente les piles à combustible. Il possède un grand pouvoir énergétique gravimétrique (120 MJ/kg) en comparaison au pétrole (45 MJ/kg), au méthanol (20 MJ/kg) et au gaz naturel (50 MJ/kg). Cependant, il est aussi le gaz le plus léger. Ceci pose un véritable problème de stockage. La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène n'est intéressante qu'à l'état liquide ou comprimé (700 bars). Il existe de multiples modes de stockage de l'hydrogène : comprimé, liquéfié, hydrures métalliques, charbon actif, nano fibres et nano tubes en carbone etc. Si les deux premiers modes de stockage sont actuellement les plus utilisés, ils sont loin d'être satisfaisants.

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie. Il existe plusieurs modèles de la charge de batterie

II .4.8.1. Modèle de la charge de la batterie :

Quand la puissance de générateur PV est plus grand que la charge ,les batteries sont à l'état de charge ,la capacité des batteries au temps t peut s'écrire par :

$$C_{Bat(t)} = C_{Bat(t)}(t-1).(1-\sigma) + (P_{pv}(t) - P_L(t)/\eta_{ond}).\eta_{Bat} \quad (II-76)$$

$C_{Bat(t)}$ et $C_{Bat(t-1)}$ sont les quantités de la charge et la décharge des batteries au temps (t) et (t-1) respectivement, σ est le taux horaire de la charge spontanée , P_{pv} est la puissance de générateur PV , P_L est la charge demandée au temps t , η_{ond} et η_{Bat} sont les rendements de l'onduleur et de la batterie successivement .

Pendant la charge de la batterie, le rendement est 0.65_0.85 selon le chargeant courant par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie à été mis égal à 1.

II .4.8.2. Modèle de la décharge de la batterie :

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peut exprimer comme suite:

$$C_{Bat(t)} = C_{Bat(t)}(t-1).(1-\sigma) + (P_L(t)/\eta_{inv} - P_{pv}(t)) \quad (II-77)$$

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{Bat \min} \leq C_{Bat (t)} \leq C_{Bat \max} \quad (II-78)$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ($C_{Bat \max} = C_{Bat \min}$), et la capacité minimum est déterminée par la profondeur de la charge (DOD).

$$C_{Bat \min} = DOD.C_{Bat.N} \quad (II-79)$$

La valeur maximale de l'état de charge (SOC) est égale à 1, et le minimum est déterminé par la maximum profondeur de décharge, $SOC \min = 1 - DOD$.

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si DOD prend les valeurs de 30-50%.

II .4.8.3. La tension de la batterie :

Le modèle suivant, décrit la relation entre le voltage, courant et l'état de charge .Ce modèle basé sur le schéma électrique de la figure II.17 .

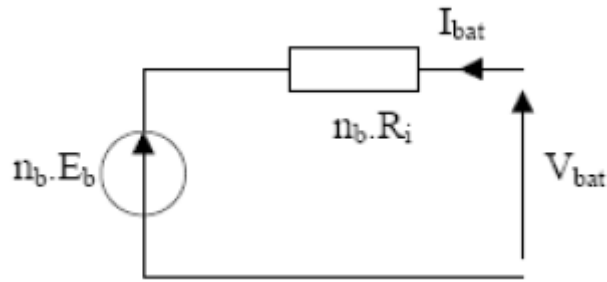


Figure II-17: Schéma électrique équivalent de n_b élément de batterie en série

Pour n_b batteries en série, nous pouvons écrire l'équation :

$$V_{bat} = n_b \cdot V_{co} + V_{co} + n_b \cdot R_{bat}(t) \cdot I_{bat}(t) \quad (II-80)$$

Où V_{bat} et I_{bat} sont la tension et le courant de la batterie au temps t , R_i la résistance interne de batterie.

$$V_{co} = VF + b \cdot \log(\text{SOC}(t)). \quad (II-81)$$

Où VF est la force électromotrice, b est une tension empirique.

Pour une batterie de plomb acide, les paramètres sont regroupés dans le tableau suivant :

Paramètre	Mode de charge	Mode de décharge
VF	13.250 V	12.662 V
b	0.810	0.724

Tableau II-4 : Paramètres d'une batterie de plomb acide

II .4.9. Convertisseurs :

Dans un SEH, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le CC en CA et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement.

Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Ils sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil.

II .4.9.1. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs) :

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé [89]. Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs [89].

La technique du découpage, apparue environ dans les années soixante, a apporté une solution au problème du mauvais rendement et de l'encombrement des alimentations séries.

Dans une alimentation à découpage (figure II.18), la tension d'entrée est "hachée" à une fréquence donnée par un transistor alternativement passant et bloqué. Il en résulte une onde carrée de tension qu'il suffit de lisser pour obtenir finalement une tension continue [89].

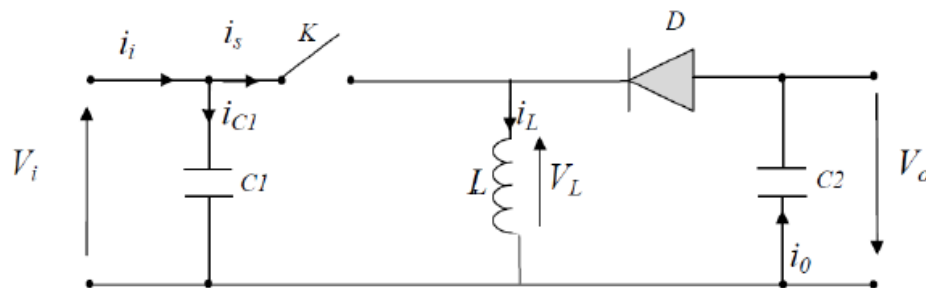


Figure II-18: Schéma de principe d'un type d'alimentation à découpage

D'un point de vue circuit, le hacheur apparaît comme un quadripôle (figure II.19), jouant le rôle d'organe de liaison entre deux parties d'un réseau. On peut le considérer comme un transformateur de grandeurs électriques continues [89].

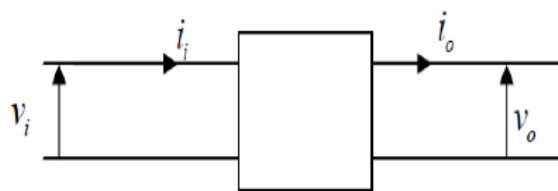


Figure II-19: Schéma d'un quadripôle électrique

La régulation de la tension de sortie à un niveau constant est réalisée par une action sur le "rapport cyclique", défini comme la fraction de la période de découpage où l'interrupteur est passant (figure II.20). L'interrupteur est un dispositif semi-conducteur en mode tout-rien (bloqué – saturé), habituellement un transistor MOSFET. Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est zéro et par conséquent sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé la chute de tension à ses bornes sera presque zéro et par conséquent la puissance perdue sera très petite [89].

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante f_e avec un temps de fermeture $=\alpha T_e$ et un temps d'ouverture $= (1-\alpha) T_e$. Où:

- ✓ T_e est la période de commutation qui est égale à $\frac{1}{f_e}$.
- ✓ α est le rapport cyclique du commutateur ($\alpha \in [0, 1]$).

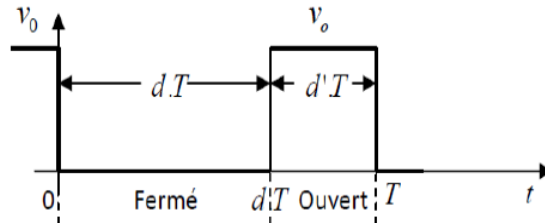


Figure II-20: Périodes fermeture et ouverture d'un commutateur

Il existe plusieurs types des convertisseurs DC-DC. Parmi les quels, on présente le principe des trois types des convertisseurs à découpage (dévolteur, survolteur et mixte), utilisés fréquemment dans les systèmes photovoltaïques pour générer les tensions et les courants souhaités ainsi que pour l'adaptation des panneaux solaires avec les différentes charges [89, 90,91].

II .4.9.1.1. Hacheur dévolteur

Le convertisseur dévolteur peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur buck ou hacheur série. La figure II-18 présente le schéma de principe du convertisseur dévolteur [89]. Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie inférieure, où le rapport de conversion ($\alpha = \frac{V_o}{V_i}$) change avec le rapport cyclique du commutateur.

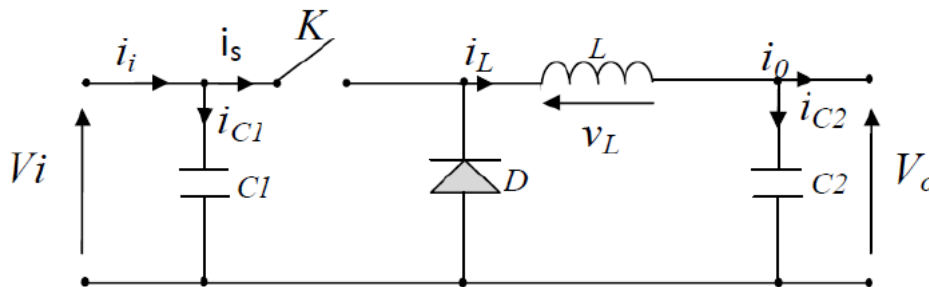


Figure II-21: Schéma de principe d'un convertisseur dévolteur

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , la tension appliquée aux bornes de la diode est V_i . L'interrupteur est commandé à la fréquence de découpage $f_e = \frac{1}{T_e}$. La source V_i fournit de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. La tension à ses bornes est donc nulle [89].

Les chronogrammes (tracés dans le cas idéal) de la figure II.22 sont tracés dans le cas d'une conduction continue, c'est-à-dire que le courant ne repasse jamais par zéro. Pour calculer la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie, on exprime que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle [90]:

$$V_o = \alpha V_i \tag{II-82}$$

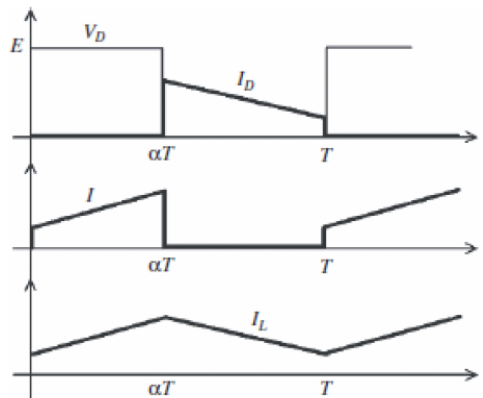


Figure II-22: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck

Savoir le comportement réel de ce convertisseur, nécessite de connaître en détail son modèle mathématique. Pour cela nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure II-23 montre les schémas des circuits équivalents d'un convertisseur dévolteur dans les deux cas : l'interrupteur fermé pendant αT_s et l'interrupteur ouvert pendant $(1-\alpha) T_s$ [90,91].

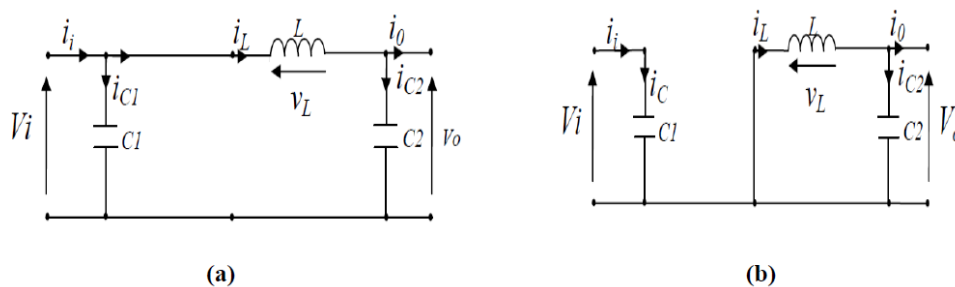


Figure II-23: Schémas équivalents du hacheur dévolteur, (a) : K fermé, (b) : ouvert

En appliquant les lois de Kirchoff sur les deux circuits de la figure II-19, on obtient les systèmes d'équations suivants :

Pour la première période $\alpha.T_e$:

$$\begin{cases} i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \end{cases} \quad (\text{II-83})$$

Pour la deuxième période $(1-\alpha)T_e$:

$$\begin{cases} i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_o(t) \end{cases} \quad (\text{II-84})$$

Pour trouver une représentation dynamique valable pour tout la période T_e , on utilise généralement l'expression suivante [89] :

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle_{T_e} = \frac{dx}{dt}_{\alpha T_e} \alpha T_e + \frac{dx}{dt}_{(1-\alpha)T_e} (1-\alpha)T_e \quad (\text{II-85})$$

En appliquant la relation (II.85) sur les systèmes d'équations (II.83) et (II.84), on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière :

$$\begin{cases} C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} T_e = \alpha T_e (i_i - i_L) + (1-\alpha) T_e i_i \\ C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} T_e = \alpha T_e (i_L - i_o) + (1-\alpha) T_e (i_L - i_o) \\ L \frac{di_L(t)}{dt} = \alpha T_e (V_i - V_o) + (1-\alpha) T_e (-V_o) \end{cases} \quad (\text{II-86})$$

Après arrangement, on obtient :

$$\begin{cases} i_o(t) = i_L(t) - C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} \\ i_L(t) = \frac{1}{\alpha} (i_i(t) - C_1 \frac{dV_i(t)}{dt}) \\ V_i(t) = \frac{1}{\alpha} (L \frac{di_L(t)}{dt} + V_o(t)) \end{cases} \quad (\text{II-87})$$

II .4.9.1.2. Hacheur survolteur

Ce dernier est un convertisseur survolteur, connu aussi sous le nom de « boost » ou hacheur parallèle ; son schéma de principe de base est celui de la figure II.24. Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [89].

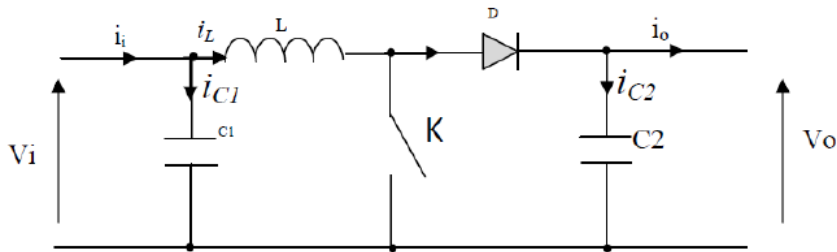


Figure II-24: Schéma de principe d'un convertisseur Boost

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t \in [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. On a alors $V_k = V_o$. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à [90] :

$$V_o(1 - \alpha) = V_i \tag{II-88}$$

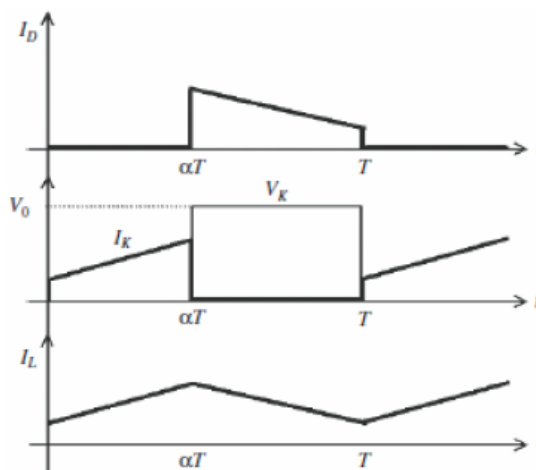


Figure II-25: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost

Comme pour le convertisseur dévolteur, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits équivalents du convertisseur survolteur (voir figure II.26) des deux phases de fonctionnement donne [89] :

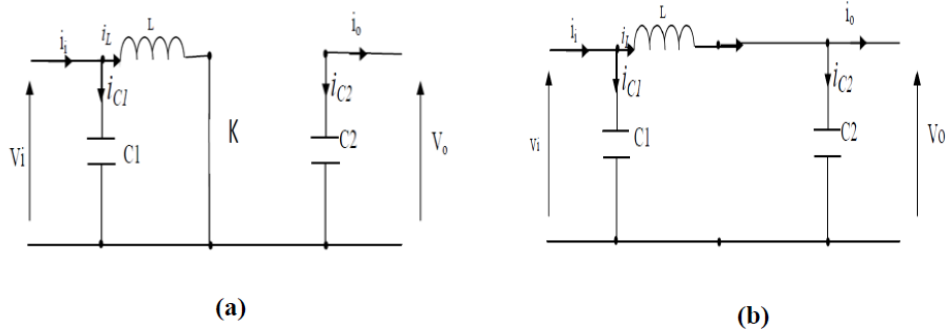


Figure II-26 : Schémas équivalents du hacheur survolteur, (a) : K fermé, (b) : ouvert

Pour la première période $\alpha.T_e$:

$$\begin{cases} i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = -V_i(t) \end{cases} \quad (II-89)$$

Pour la deuxième période $(1-\alpha)T_e$:

$$\begin{cases} i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = i_L(t) - i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \end{cases} \quad (II-90)$$

En appliquant la relation II.85 sur les systèmes d'équations II.89 et II.90, Comme pour le convertisseur dévolteur, on trouve le modèle approximé du convertisseur survolteur [89] :

$$\begin{cases} i_L(t) = i_i(t) - C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} \\ i_o(t) = (1-\alpha)i_L(t) - C_2 \frac{dV_i(t)}{dt} \\ V_i(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} + (1-\alpha)V_o(t) \end{cases} \quad (II-91)$$

II .4.9.1.3.Hacheur dévolteur-survolteur

Le convertisseur dévolteur-survolteur combine les propriétés des deux convertisseurs précédents, il est utilisé comme un transformateur idéal de n'importe quelle tension d'entrée pour n'importe quelle tension de sortie désirée; son schéma de base est illustré par la figure II.27 [90] :

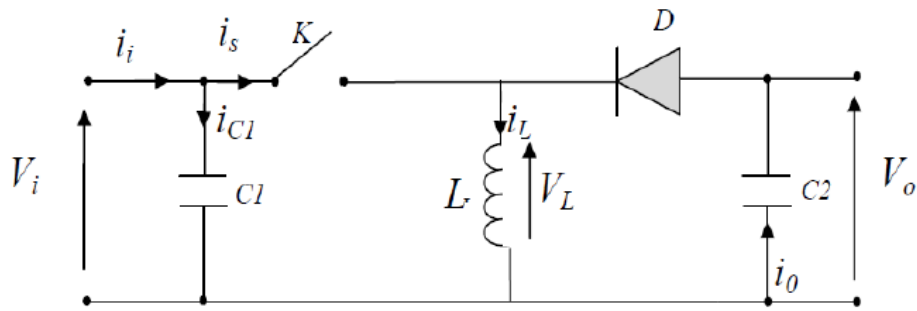


Figure II-27: Convertisseur dévolteur-survolteur

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant augmente linéairement. La tension est égale à V_i . À l'ouverture de K, la diode prend le relais et la tension V_L est égale à $-V_o$. Par définition la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle. Il en résulte que [90] :

$$V_i \alpha = V_o (1 - \alpha) \tag{II-92}$$

Quand le rapport cyclique $\alpha > 0.5$, le hacheur buck-boost fonction comme un hacheur boost. Et si le rapport cyclique $\alpha < 0.5$ le hacheur buck-boost fonction comme un hacheur buck.

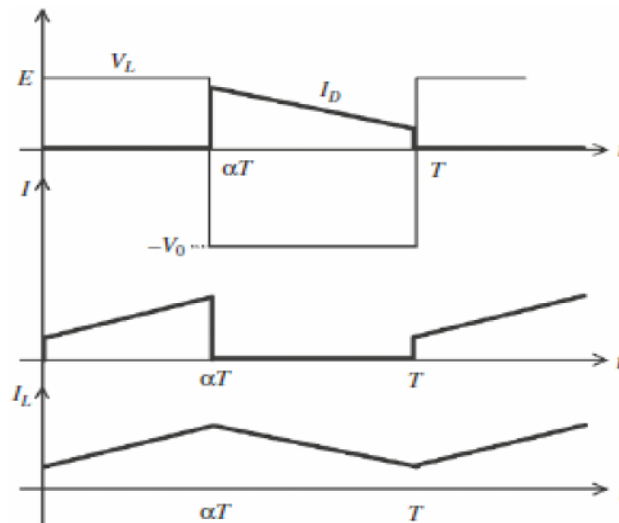


Figure II-28: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck-boost

La figure II-29 montre les deux schémas équivalents du convertisseur dévolteur-survolteur pour les deux cycles deux fonctionnements [90].

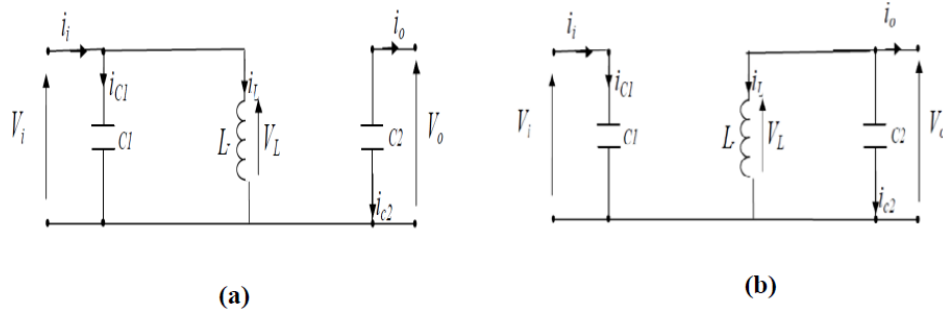


Figure II-29 : Schémas équivalents du hacheur dévolteur-survolteur, (a) : K fermé, (b) : K ouvert

En appliquant la loi de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents du convertisseur dévolteur-survolteur des deux phases de fonctionnement, on obtient:

Pour la première période $\alpha.T_e$:

$$\begin{cases} i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) - i_L(t) \\ i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_i(t) \end{cases} \quad (II-93)$$

Pour la deuxième période $(1-\alpha)T_e$

$$\begin{cases} i_{C_1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = i_i(t) \\ i_{C_2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = -i_L(t) - i_o(t) \\ V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_o(t) \end{cases} \quad (II-94)$$

En appliquant la relation II.85 sur les systèmes d'équations II.93 et II.94, on trouve le modèle approximé du convertisseur dévolteur-survolteur [90] :

$$\begin{cases} i_L(t) = \frac{1}{\alpha} (i_i(t) - C_1 \frac{dV_i(t)}{dt}) \\ i_o(t) = -(1-\alpha)i_L(t) - C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} \\ V_i(t) = -\frac{1}{\alpha} (L \frac{di_L(t)}{dt} - (1-\alpha)V_o(t)) \end{cases} \quad (II-95)$$

II .4.9.2. Les convertisseurs AC-DC (onduleurs) :

Un onduleur est un convertisseur statique qui permet la transformation de l'énergie de type continue, en une énergie alternative. La forme de la tension de la sortie de l'onduleur doit

être plus proche d'une sinusoïde (l'allure sinusoïdale), c'est-à-dire que le taux d'harmonique soit très faible, et ça dépend essentiellement à la technique de commande utilisée.

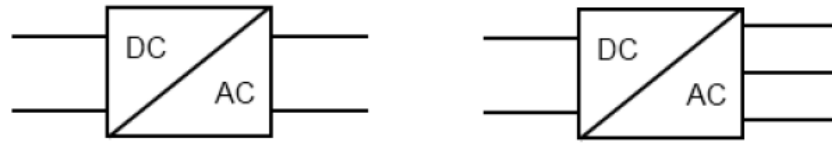


Figure II-30: Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé.

II .4.9.2.1. Structure d'onduleur :

Les onduleurs triphasés constitués de trois bras chaque bras se compose de deux interrupteurs. Les interrupteurs choisis, constituent bien une cellule de commutation. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue . Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant. et se compose soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle [92].

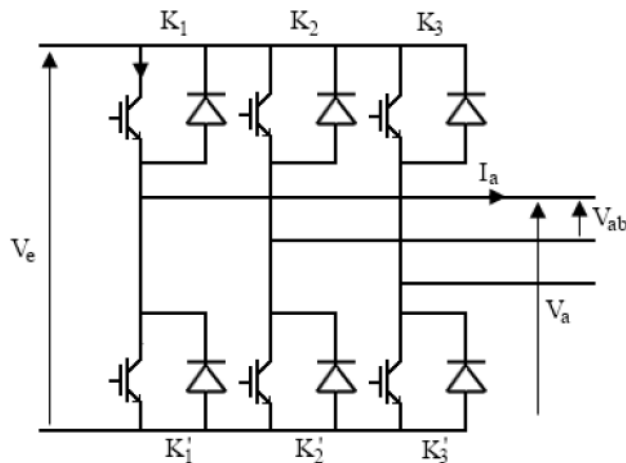


Figure II-31: Structure d'un onduleur triphasé

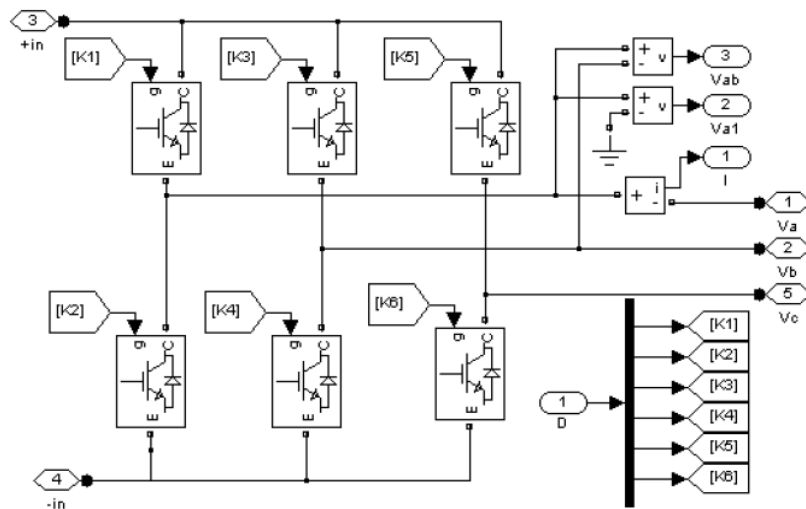


Figure II-32: Schéma de simulation d'un onduleur triphasé

II .4.9.2.2. Classification des onduleurs :

Les onduleurs sont classés selon le mode de commutation :

- ✚ Les onduleurs autonomes qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative. Dans ces onduleurs la commutation est forcée [93].
- ✚ Les onduleurs non autonomes dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle. Elle est naturelle en ce sens que ce sont les tensions alternatives du réseau qui effectuent le transfert du courant d'un thyristor à l'autre [93].

Selon la nature de la source continue :

- ✚ Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal [92].
- ✚ Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale [92].

II .4.9.2.3. Principe de fonctionnement :

Il existe plusieurs types de commande d'onduleurs comme (commande symétrique (adjacente), Décalée (disjointe), MLI...). Les différentes commandes ont le but d'obtenir l'allure sinusoïdale au niveau de la sortie , et pour chaque commande le principe de fonctionnement se change.

II .4.9.2.3.1. Commande plein onde :

Deux thyristors d'un même bras sont commandés à 180° de décalage. Les thyristors de deux bras voisins sont commandés à 120° de décalage. On obtient ainsi des tensions composées dont les valeurs sont E, 0 ou $-E$ volts, la durée d'un niveau non nul étant de 120° par alternance. [93]

II .4.9.2.3.2. Commande MLI :

L'utilisation de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse Width Modulation (PWM) permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques du courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Cependant, cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques du courant [94].

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information. Elle consiste à moduler une onde porteuse triangulaire (issue

d'un découpage à fréquence f_d) par une onde modulante sinusoïdale (fréquence f_s) à fréquence beaucoup plus basse [94].

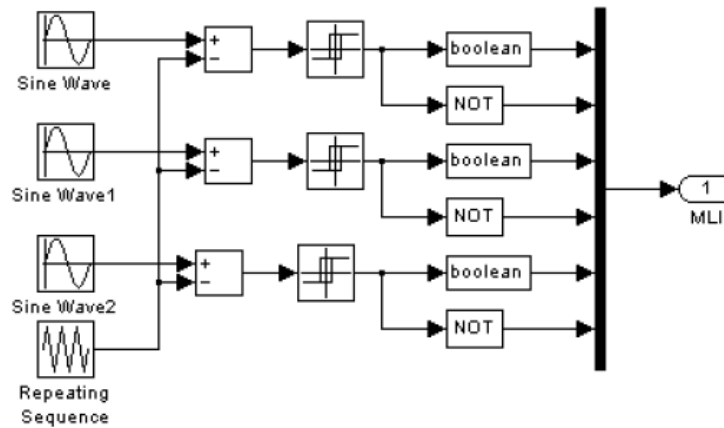


Figure II-33: Schéma de simulation d'une commande MLI

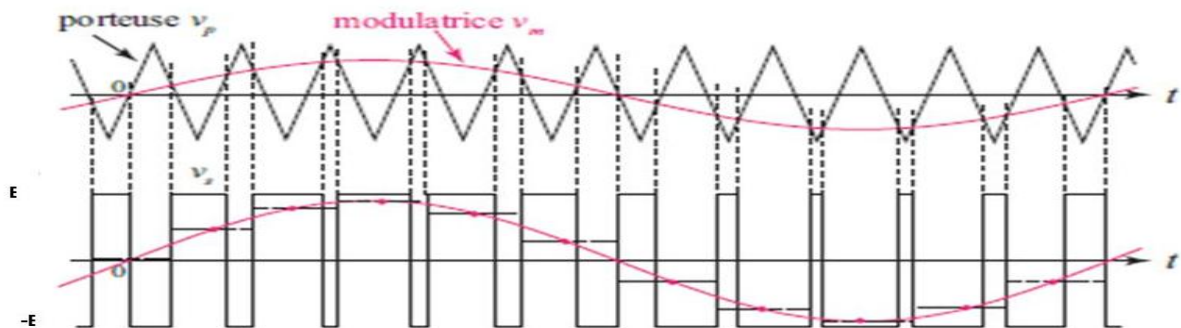


Figure II-34: Principe de la commande MLI et les impulsions d'un interrupteur

II .4.9.2.4. Les techniques de commande du redresseur MLI :

Le principe de fonctionnement d'un redresseur a commande MLI est le même qu'un hacheur élévateur donc sa tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée. L'objectif est de régler cette tension de sortie en fonction de la charge utilisée en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence.

Pour accomplir cette tâche, à travers une commande en boucle fermée, une comparaison entre la tension de bus continu V_{DC} et la tension de référence $V_{réf}$ produit un signal d'erreur (Figure II-35), ce signal servira à la commutation des interrupteurs du redresseur en ouverture et en fermeture. Ainsi, la puissance pourra donc de s'écouler dans les deux sens selon les conditions sur la tension du bus continu V_{DC} . De plus, ce type de redresseur permet la correction du facteur de puissance et le contrôle ne se fait pas seulement sur la puissance active, la puissance réactive sera également contrôlée. En outre, les formes d'onde des courants de la source peuvent être maintenu comme presque sinusoïdales, ce qui réduit la distorsion de la source.

Les techniques de commandes élaborées pour ce type de convertisseurs sont aussi nombreuses que les objectifs fondamentaux pour lesquels ces techniques sont développées, les plus répandus sont :

- ✓ **MLI a porteuse triangulaire** : Cette méthode consiste à comparer trois tensions de références sinusoïdales (modulatrices) propres à chaque phase à un signal triangulaire d'une amplitude et d'une fréquence fixées (porteuse) commun pour les trois phases. On a :

$$V_{réf}(i) = V_{réf\ max} \cdot \sin(2\pi \cdot f_m \cdot t - (i-1) \cdot \frac{2\pi}{3}) \quad (\text{II-96})$$

Avec $i=1,2,3$.

$V_{réf\ max}$: Amplitude de la tension de référence.

f_m : Fréquence des modulatrices.

L'avantage c'est que la largeur d'impulsion dépend uniquement de la valeur de la tension de référence au début de l'échantillonnage, ce qui facilite la réalisation pratique de cette méthode de modulation par des algorithmes numériques [94].

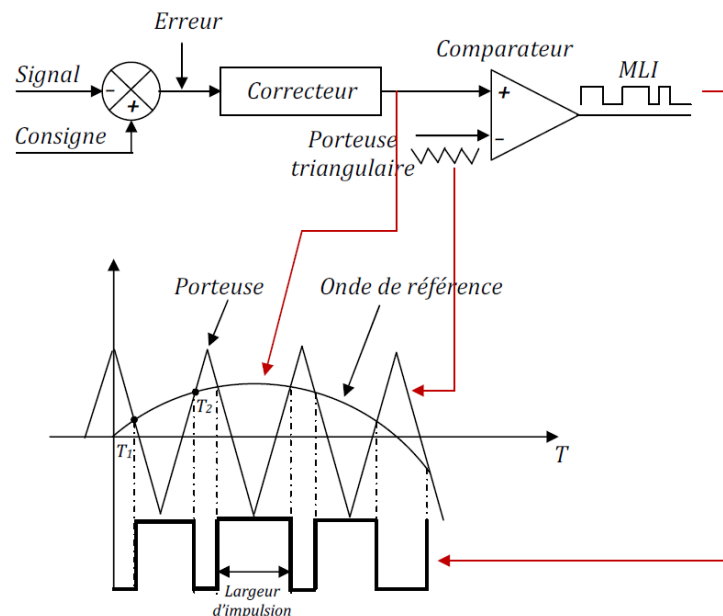


Figure II-35: Modulateur MLI à porteuse triangulaire.

- ✓ **MLI à échantillonnage régulier de la modulante** : Pour générer les ordres de commande des interrupteurs, le signal modulant est numérisé à intervalles de temps réguliers, grâce à un convertisseur analogique-numérique (CAN). De fait, le CAN réalise une opération d'échantillonnage sur le signal modulant. Le nombre binaire obtenu en sortie du CAN sert alors à l'adressage en entrée d'une mémoire de type EPROM, où sont stockés les motifs de commande. La Figure II.36 montre le schéma de principe d'une telle

commande [99]. L'avantage principal de cette méthode est que le temps minimal entre les commutations est limité par la période d'échantillonnage de l'horloge (Figure II-34).

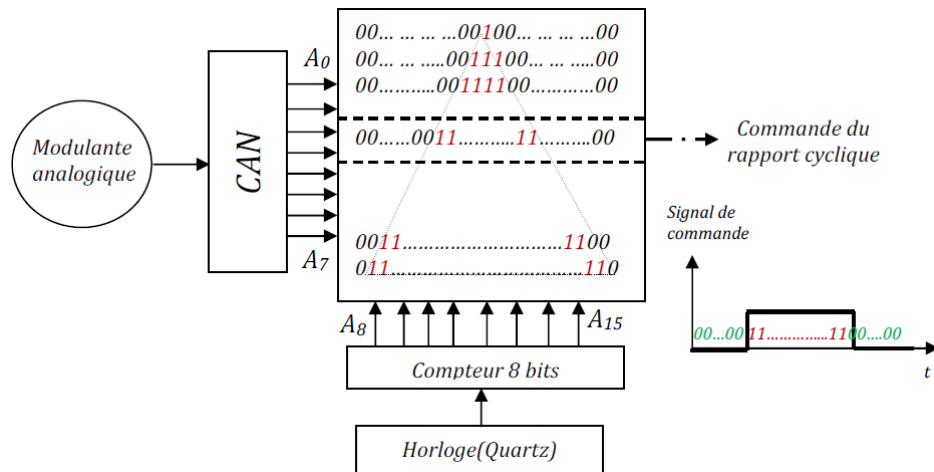


Figure II-36: MLI avec échantillonnage régulier de la modulante.

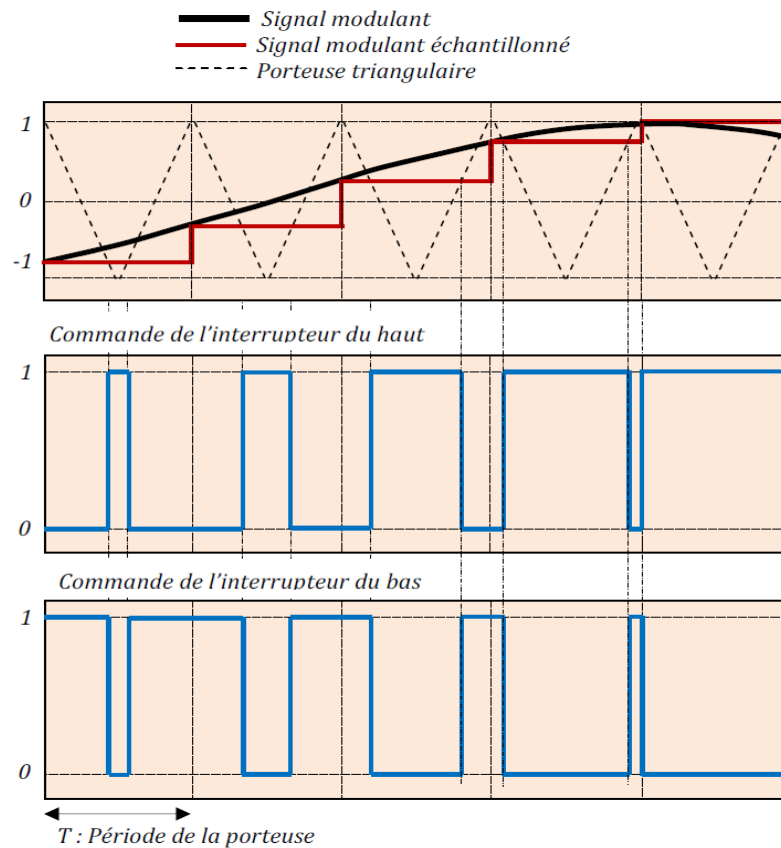


Figure II-37: Echantillonnage à la fréquence de la porteuse.

- ✓ **MLI à bande hystérésis** : Un simple comparateur a hystérésis par phase introduit un signal d'erreur entre le signal et sa consigne, cette erreur est ensuite comparée a un gabarit, communément appelée fourchette ou bande d'hystérésis, afin de fixer les ordres

de commande des interrupteurs. La Figure II-38 explique le principe de fonctionnement d'une telle technique, où L_h est la largeur de la bande d'hystérésis.

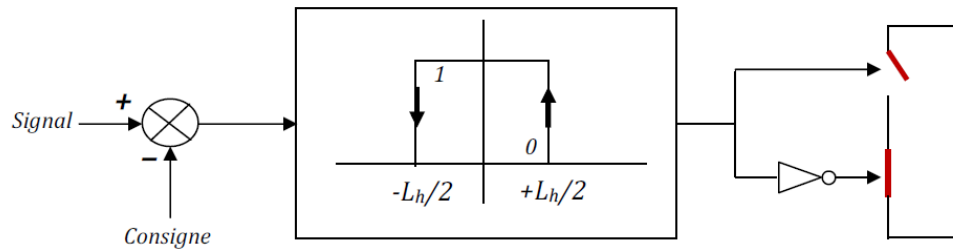


Figure II-38: Commande MLI à bande hystérésis.

Ainsi, l'interrupteur s'ouvre et se ferme si l'erreur devient inférieure à $-L_h/2$ ou supérieure à $L_h/2$ respectivement, aucune commutation n'est permise si cette erreur est maintenue comprise entre $-L_h/2$ et $L_h/2$. L'inconvénient majeur que présente cette commande c'est la présence d'un nombre important d'harmoniques dans les courants générés à cause de l'absence du contrôle de la fréquence de commutation des semi-conducteurs.

- ✓ **MLI à commande vectorielle :** La commande vectorielle est un terme générique désignant l'ensemble des commandes tenant compte en temps réel des équations du système qu'elle commande. à la différence des commandes scalaires, le nom de ces commandes vient du fait que les relations finales sont vectorielles. Les relations ainsi obtenues sont bien plus complexes que celles des commandes scalaires, mais en contrepartie elles permettent d'obtenir de meilleures performances lors des régimes transitoires. Cette technique est une variante de la commande MLI, qui se base sur la représentation vectorielle des tensions triphasées dans un plan diphasé ou chacun des états possibles du convertisseur est représenté par un vecteur de tension (II-39). L'ensemble de ces vecteurs forme le diagramme vectoriel des tensions du convertisseur. La modulation vectorielle diffère entre d'autres techniques par le fait que les signaux de commandes sont élaborés en tenant compte de l'état des trois bras de redresseur en même temps [100].

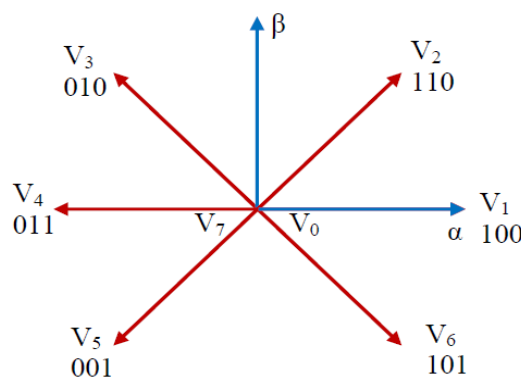


Figure II-39: Diagramme vectoriel des états.

II .4.10. Charges :

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

II .5. Conclusion :

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur la modélisation d'un système d'énergie hybride (S.E.H) qui combine deux systèmes très populaires actuellement dans le marché de la production d'énergie électrique d'origine renouvelable, les systèmes éoliens et les systèmes photovoltaïques.

Dans ce contexte, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les S.E.H ainsi que les différentes modélisations ont été données. Le dimensionnement et le fonctionnement des composantes du S.E.H doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables. Dans ce but, des différentes méthodes MPPT appliquées aux systèmes hybrides Eolien-Photovoltaïque ont été détaillés dans le chapitre suivant.

CHAPITRE III :

Méthodes MPPT appliquées aux Systèmes hybrides Eolien-Photovoltaïque

III.1. Introduction :

Aujourd'hui, compte tenu du prix élevé des générateurs PV et du faible rendement des dispositifs de conversion photons-électrons mis en œuvre (entre 12 et 17 %), le développement de cette énergie à grande échelle nécessite avant tout une amélioration de ces systèmes de telle sorte qu'ils puissent fonctionner, à tout instant, à leur puissance maximale. En effet, l'énergie des photons convertie en électricité est une fonction fortement variable selon l'éclairement et la température mais aussi selon la charge qui est connectée au générateur PV. Ainsi ; un système de conversion d'énergie éolienne est composé de la turbine ayant une caractéristique qui lui est propre et qui dépend des paramètres de construction définissant son potentiel à prélever l'énergie de la masse d'air en mouvement. La voilure est connectée à une génératrice par le biais d'un multiplicateur.

Pour remédier à ces influences, des lois de commandes spécifiques ont été conçues et mises au point afin de permettre à ces dispositifs hybrides de produire leur maximum de puissance électrique, quelle que soit les conditions climatiques. Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature Recherche du Point de Puissance Maximale ou bien Maximum Power Point Tracking en anglo-saxon (MPPT). [65] [66]

Dans ce chapitre, nous allons exposer succinctement les différentes architectures des chaînes de conversion Eolien, Photovoltaïque, MPPT, ainsi que le principe de la poursuite du Point De Puissance Maximale (PPM) avec des différentes méthodes.

III.2. Définition de la commande MPPT :

A cause de l'irrégularité du vent et la discontinuité dans le temps du rayonnement solaire, les éoliennes et les capteurs solaires utilisées pour la production de l'électricité présentent des caractéristiques puissance/tension non linéaires avec la présence de plusieurs extremums (PPM : Points de Puissance Maximale) qui varient avec la température, l'éclairement, la vitesse et la direction du vent. C'est pour cette raison que ces générateurs doivent permettre de produire un maximum de puissance en exploitant au mieux l'énergie du soleil et celle disponible dans le vent. Pour atteindre cet objectif, de nombreux systèmes de

commande, agissant au niveau de la partie mécanique ou électrique, sont développés pour maximiser la conversion d'énergie.

On parle alors ici d'un organe de commande qui, quelles que soient les conditions d'utilisation, assure que le système opère au PPM, ce type de commande est souvent nommé dans la littérature la commande MPPT.

Une connexion directe entre un générateur PV et/ou éolien et sa charge a peu de chance de placer le système à son point de fonctionnement maximum (noté **MPP** pour **Maximum Power Point**). La commande **MPPT** (**Maximum Power Point Tracking**) est un organe fonctionnel de ces systèmes qui permet de chercher le point de fonctionnement optimal des générateurs qui dépend des conditions météorologiques et de la variation de la charge [95].

Le MPPT a donc pour rôle de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant) à partir d'un variateur à courant continu (convertisseur statique) qui assure l'adaptation entre les conditions d'opération optimales (I_{OPT} , V_{OPT}) avec les paramètres de fonctionnement (V , I) du système (Figure III -1).

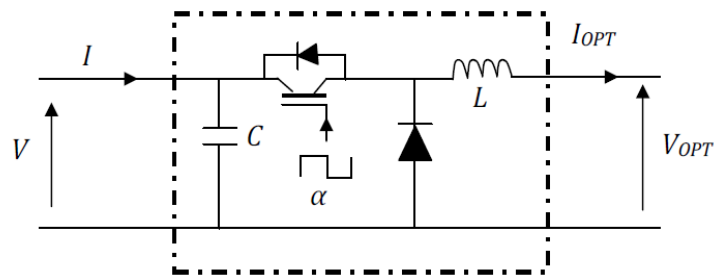


Figure III -1: Schéma synoptique d'une commande MPPT.

Malgré que les caractéristiques puissance/tension que présentent les générateurs PV et éoliens sont presque similaires, ces deux sources énergétiques ont un comportement totalement différent. À cet effet, la stratégie de la recherche du PPM est spécifique pour chaque système. Pour cette raison, chaque système PV ou éolien sera étudié séparément avec sa propre commande MPPT.

III.3. La connexion direct GPV-charge comme mode de transfert de puissance : [67]

Les connexions directes du panneau solaire photovoltaïque à une charge restent actuellement le principe de fonctionnement le moins cher et le plus répandu, la figure(III-2) Bien sûr, il faut s'assurer auparavant que la charge accepte bien la connexion directe au

générateur de puissance. En effet, le GPV est une source d'énergie continue qui ne peut être connectée à une charge alternative que via un étage d'adaptation de type onduleur.

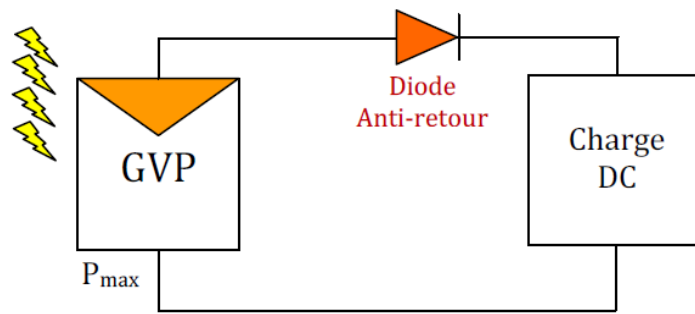


Figure III -2 Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour

L'inconvénient majeur de cette connexion est sa dépendance directe entre la puissance fournie par le générateur et la charge. En fait, la puissance fournie par le module photovoltaïque résulte de l'intersection entre la caractéristique du GPV et celle de la charge. Comme montre la caractéristique de la figure (III-3), la puissance transmise directement à une batterie ou charge résistive de type lampe ou bien même un moteur (MCC), n'est pas toujours effectué à la puissance maximale P_{max} que peut fournir le panneau solaire. La solution la plus utilisée actuellement est de créer généralement un GPV par association de cellules pour obtenir une puissance nominale donnée proche de celle nécessaire pour l'utilisation. Cette solution est valable pour les charges DC de type batterie recueillant le courant PV sous des tensions proches de V_{opt} . Autre application direct est le pompage d'eau «au fil du soleil ». Dans ce cas, on garantit statistiquement la coïncidence du point de puissance maximale PPM du générateur avec les besoins optimaux de la charge.

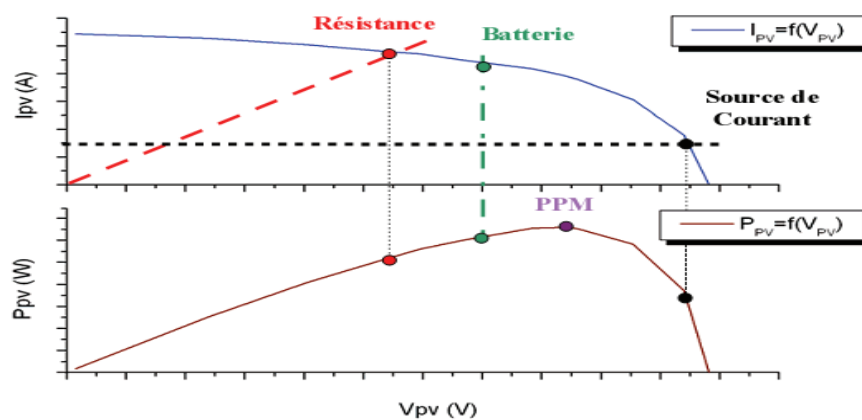


Figure III -3 caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque En connexion direct GPV-Charge

III.4. La connexion GPV-charge via un étage d'adaptation : [67]

Comme illustré précédemment, le point de fonctionnement peut se trouver plus ou moins éloigné du PPM, voir ne pas exister. Ce dernier cas se produit par exemple, lorsqu'une batterie connectée à un GPV, présente une tension de batterie systématiquement supérieure à la tension de circuit ouvert du générateur photovoltaïque V_{co} . Alors, aucun transfert de puissance peut avoir lieu. Ainsi, l'un des intérêts à introduire un étage d'adaptation comme indiqué sur la (figure III-4) est d'assurer que le transfert d'énergie est toujours possible et qu'il peut s'effectuer dans des conditions de fonctionnement optimales pour la source PV et la charge.

En résumé, selon l'application et le degré d'optimisation de production souhaités, l'étage d'adaptation entre le GPV et la charge peut être constitué d'un ou plusieurs convertisseurs et permet d'assurer les fonctions suivantes :

- ✚ Adapter les niveaux de tensions entre la source et la charge dans de grandes proportions si nécessaire.
- ✚ Introduire une isolation galvanique.
- ✚ Connecter une charge avec des besoins d'alimentation de type alternative.

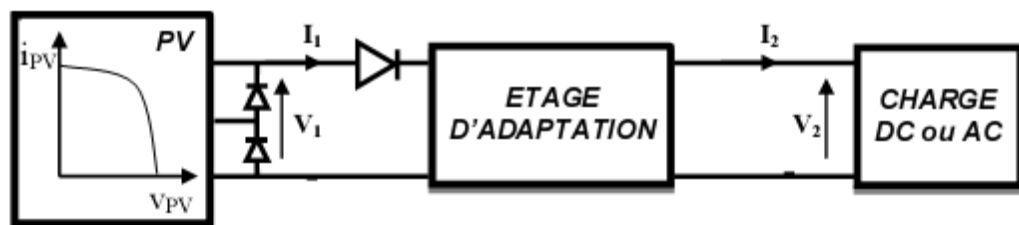


Figure III -4 Connexion d'un GPV à une charge à travers un étage d'adaptation

L'introduction d'un étage d'adaptation permettant de fixer le point de fonctionnement du GPV indépendamment de celui de la charge, permet l'extraction de la puissance optimale. L'ensemble peut fonctionner de façon idéale, si diverses boucles de contrôle en entrée et en sortie de l'étage d'adaptation sont prévues. En entrée, elles garantissent l'extraction à chaque instant, du maximum de puissance disponible aux bornes du GPV. Et en sortie, des boucles de contrôle spécifiques permettent un fonctionnement optimal de chaque application dans son mode le plus approprié. Les techniques utilisées classiquement pour les boucles de contrôle en entrée consistent à associer à l'étage d'adaptation une commande appelée MPPT qui effectue une recherche permanente du point de puissance maximale (PPM).

III.5. Principe de la recherche du point de puissance maximale :

Le principe de ces commandes est d'effectuer une recherche du point de puissance maximale (MPPT) tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance.

La figure (III-5) représente une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque élémentaire associée à une commande MPPT. Pour simplifier les conditions de fonctionnement de cette commande, une charge DC est choisie. Comme nous pouvons le voir sur cette chaîne, la commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle possédant des degrés de liberté qui permettent de pouvoir faire une adaptation entre le GPV et la charge. Dans le cas de la conversion solaire, le quadripôle peut être réalisé à l'aide d'un convertisseur DC-DC de telle sorte que la puissance fournie par le GPV correspond à la puissance maximale (P_{MAX}) qu'il génère et qu'elle puisse ensuite être transférée directement à la charge.

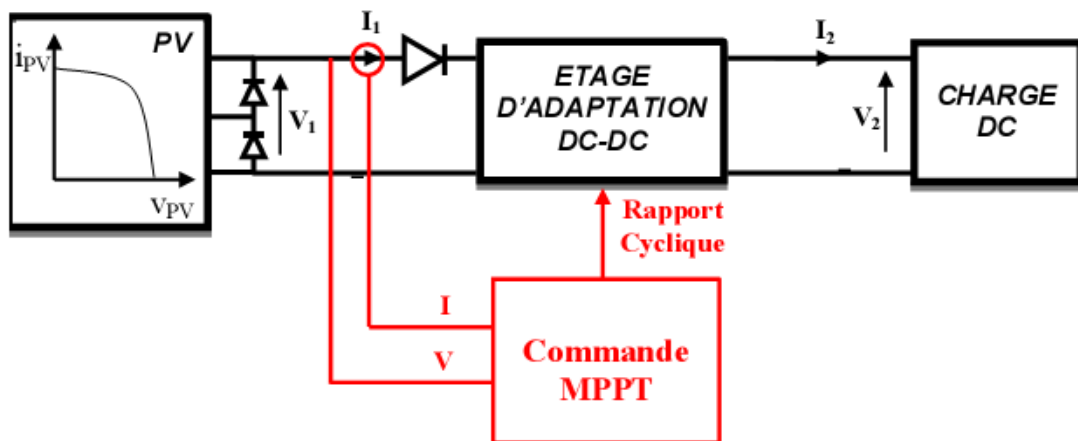


Figure III -5. Chaîne élémentaire de connexion photovoltaïque

La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

La figure (III-6) illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM_1 vers un nouveau point P_1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximale PPM_2 . Pour une variation de la charge (cas b), on peut

également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande. Dans une moindre mesure, un dernier cas de variation de point de fonctionnement peut se produire lié aux variations de température de fonctionnement du GPV (cas c). Bien qu'il faut également agir au niveau de la commande, cette dernière n'a pas les mêmes contraintes temporelles que les deux cas précédents. En résumé, le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV. [67]

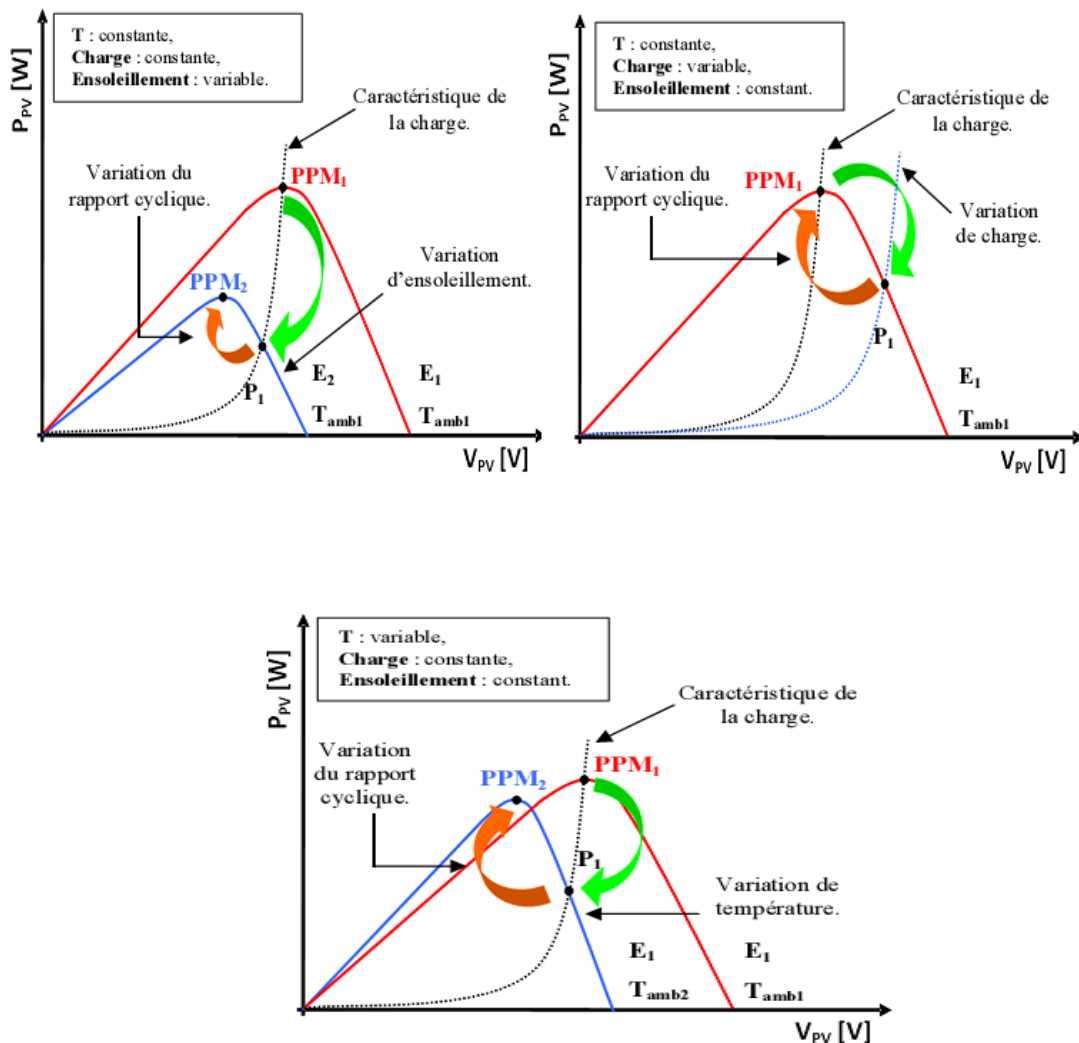


Figure III-6 Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximale

- suit à une variation d'ensoleillement,
- suite à une variation de charge,
- suite à une variation de température.

III.6. Différents types de commandes MPPT pour un Générateur PV : [67]

Si l'on veut poursuivre le point PPM réel, il serait nécessaire d'obtenir de l'information sur la puissance réelle extraite du module PV. Ceci peut être réalisé en mesurant la tension V_{pv} à la sortie du panneau et le courant I_{pv} qu'il peut fournir. A partir de la puissance électrique ($P = V_{pv} * I_{pv}$), on pourra utiliser différents algorithmes de contrôle pour poursuivre le PPM du module PV. Trois implantations de commande MPPT sont possibles :

- ✓ Commande MPPT à implantation analogique. Elle se caractérise par une simplicité dans la conception et une grande dynamique vis-à-vis de son équivalence numérique et aussi des diverses perturbations. Elle peut être complètement réalisée avec des composants analogiques et logiques sans qu'aucun calcul ne soit nécessaire.
- ✓ Commande MPPT à implantation mixte logique et analogique qui est basé sur l'addition d'un filtre nommé LFR (loss free resistor).
- ✓ Commandes MPPT à implantation numérique faisant intervenir que des composants digitaux. La pièce principale de ces commandes est un microcontrôleur. Elles sont souvent incluses avec diverses fonctions notamment des protections. L'algorithme implanté est plus ou moins lourd selon la précision du système, la robustesse et la rapidité de la boucle de commande. Ainsi, parmi les nouvelles MPPT publiées récemment, on peut citer la commande MPPT de type numérique proposé par M. Matsui. Celle-ci est basé sur la mesure des tensions de sortie et d'entrée d'un convertisseur de type boost. En effet, connaissant le lien entre les grandeurs d'entrée et de sortie d'un convertisseur statique en fonction du son rapport cyclique, une fois les mesures effectuées, on peut calculer la valeur du rapport cyclique permettant de faire la meilleure adaptation source-charge. Ces types de commande sont valables en basses fréquences et puissances élevées. Leur inconvénient se manifeste lorsque la fréquence de système de conversion augmente, elles peuvent induire alors des erreurs sur la détermination du rapport cyclique optimal. De ce fait, elles peuvent entraîner des pertes importantes en rendement.

III.7. Classification des technique MPPT :

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type photovoltaïque.

Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait une classification des différentes techniques MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative.

III.7.1. Les premiers types de technique MPPT :

L'algorithme mis en œuvre dans les premières commandes MPPT était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à l'époque étaient faibles et les applications surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres à l'époque.

Son principe a d'abord été décrit par A.F. Bohringer. Cette commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM).

Ce dernier est décrit en figure (III-7) et peut être implanté entièrement en numérique.

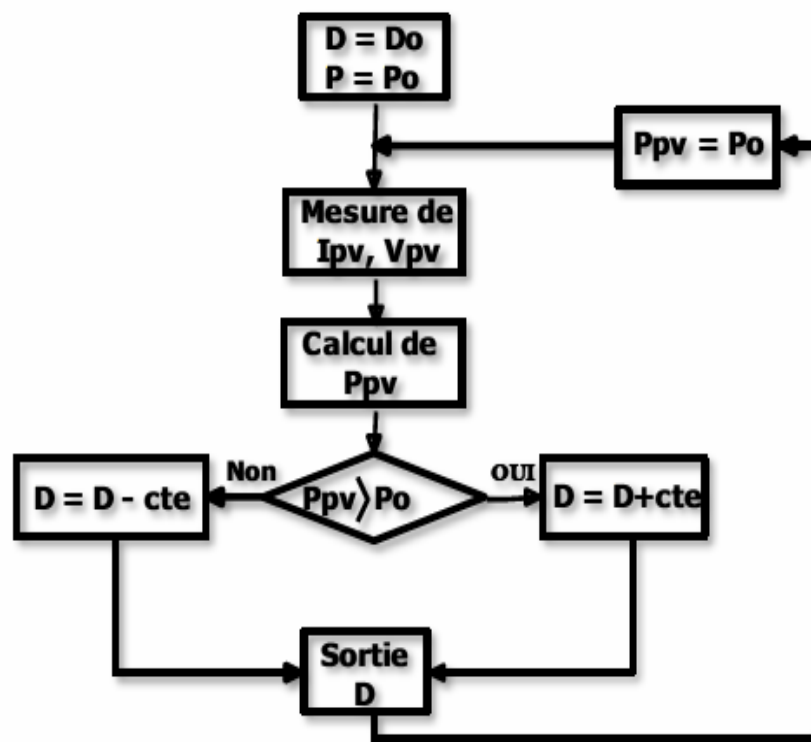


Figure III-7 Principe de la première technique MPPT numérique.

Il consiste à calculer la puissance à l'instant t_n à partir des mesures de V_{pv} et I_{pv} , et de la Comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant t_{n-1} de là, un nouveau rapport cyclique D est calculé et est appliqué au convertisseur statique. Ce principe est

toujours valable du point de vue théorique et appliqué de nos jours sur des algorithmes numériques plus performants.

Cependant, le temps de réaction a été amélioré ainsi que la précision de la recherche du PPM associée à un certain nombre de précautions pour ne pas perdre le PPM même temporairement.

III.7.2. Les technique MPPT à algorithme performants :

Ces derniers sont constitués pour des hacheurs dont la commande intègre le système MPPT (Maximum Power Point Tracking). Cette commande à base d'un microcontrôleur qui contrôle les variations de l'intensité du courant I et de la tension V et calcule la puissance P . afin d'optimiser le transfert d'énergie électrique fournie par les panneaux.

Le système MPPT cherche à faire débiter ces panneaux à leur puissance maximale en agissant sur le rapport cyclique D .

Le principe du contrôleur MPPT est souvent basé sur une méthode par tâtonnement, comme le montre la figure (III-8) suivante qui illustre le principe de recherche du MPP.

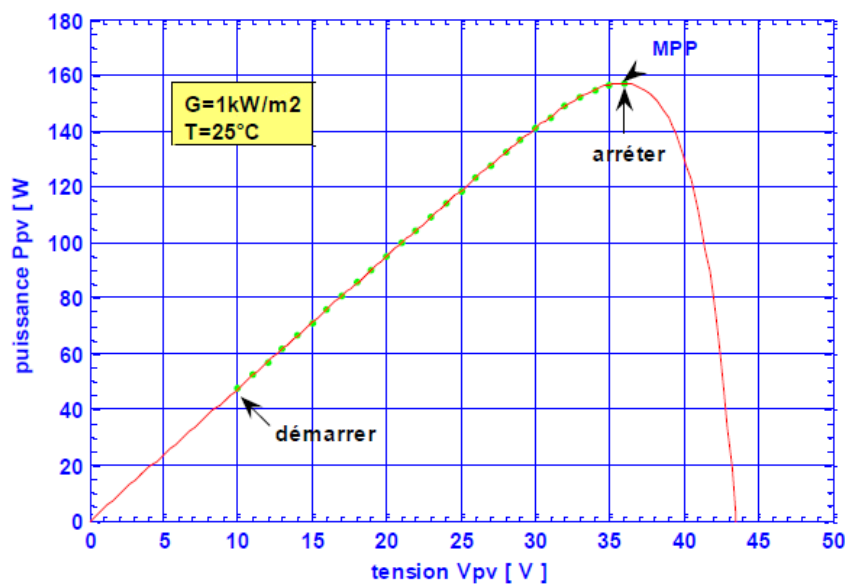


Figure III-8 Recherche du MPP

La charge va imposer son point de fonctionnement (P_1) par exemple. Le programme développé choisit un sens d'ajustement de D par pas $+$ ($d = cte$) ou $-$ ($d = cte$). Il compare si la valeur du point suivant en puissance est supérieure ou non à celui qui précède.

Si oui, on se déplace au point suivant (P_2) avec le même sens de variation de α , jusqu'au moment où le terme suivant (P_n) devienne inférieur au précédent (P_{n-1}). A ce moment,

on prend le sens opposé d'ajustement de α et l'on recommence la même procédure, jusqu'à obtenir un système qui va basculer entre trois points qui englobent le MPP (P_{opt}).

Pour réaliser cette opération, plusieurs techniques existe on littérature on situe les techniques suivantes :

III.7.2.1. Technique "Perturbe and Observe" (P&O) :

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte ainsi, comme l'illustre la figure (III.9), on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM.

Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. à partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile destituer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire alors converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance P_{pv} augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM. La figure (III-10) représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type (P&O), où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension [72].

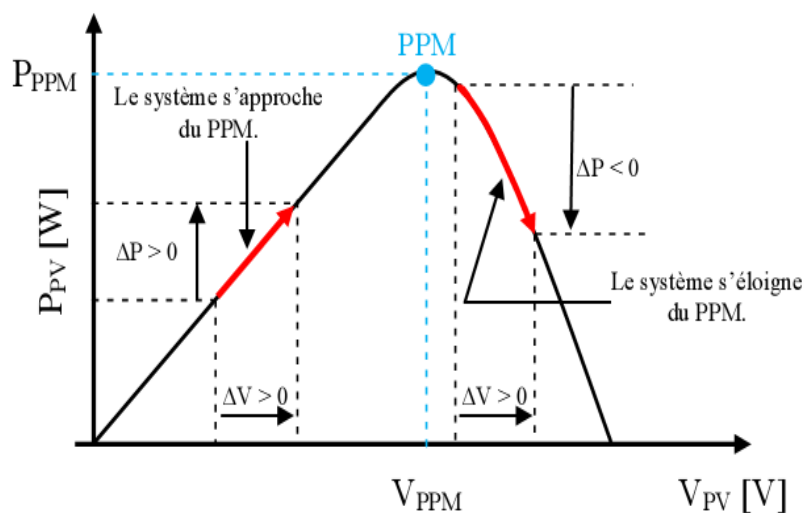


Figure III-9 Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau solaire.

Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du GPV à chaque instant

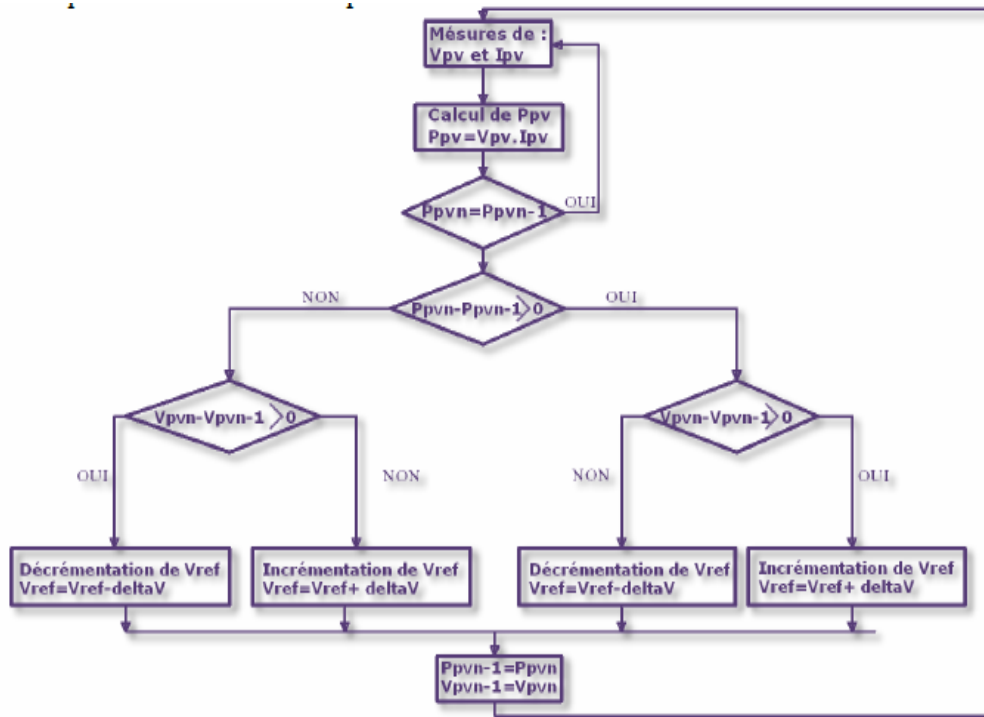


Figure III-10 Algorithme MPPT perturbation and observation (P&O).

L'algorithme "P&O" a des limitations qui réduisent son efficacité. Quand l'intensité de lumière solaire diminue, il est difficile au MPPT de discerner l'emplacement du PPM. Un autre inconvénient de l'algorithme "P&O" quand il atteint le point MPP, le point de fonctionnement oscille autour de ce dernier. En outre, il a été montré que l'algorithme "P&O" peut avoir un comportement erratique sous un changement rapide du niveau de l'ensoleillement.

III.7.2.2. Technique MPPT à pas auto adaptatif :

Le principe fondamental de cet algorithme est la variation du pas d'incrément, ceci permettant de converger plus rapidement vers le MPP mais aussi de réduire les oscillations autour de ce point.

En effet, afin de converger rapidement vers le MPP, nous définissons, suivant un critère de variation de puissance, une région (r) de recherche à pas variable. En dehors de la région (r), l'algorithme se comporte comme un P&O normal avec un pas fixe note C, mais lorsque l'on entre dans la région (r), le pas s'auto-adapte et se réduit au fur et à mesure que l'on

approche du MPP. Les équations (III-1) à (III-7) détaillent le calcul du pas auto adaptatif, nous supposons qu'autour du MPP, la tension reste constante et donc seul le courant varie.

$$\frac{dP_{PV}}{dt} = V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dt} + I_{PV} \cdot \frac{dV_{PV}}{dt} = 0 \tag{III-1}$$

Pour le calcul du pas auto-adaptatif, nous supposons qu'autour du MPP

$$dV_{pv} \rightarrow 0 \tag{III-2}$$

$$dI_{pv} \rightarrow 0 \tag{III-3}$$

$$V_{pv} dI_{pv} \rightarrow dP_{pv} \tag{III-4}$$

$$dI_{pv} \rightarrow \frac{dV_{PV}}{V_{PV}} \tag{III-5}$$

Finalement, nous obtenons le pas auto- adaptatif:

$$C_{auto} = x \cdot dP_{pv} \tag{III-6}$$

Avec

$$X \approx \frac{K}{V_{PV}} \tag{III-7}$$

P_{pv} étant la puissance aux bornes des panneaux photovoltaïques V_{pv} et I_{pv} , respectivement leurs tension et courant.

Le coefficient K est un coefficient correcteur ($K \in [0.1, 1]$) qui permet de converger dans de bonnes conditions et résulte d'un réglage par itération basé sur le compromis (temps de Convergence / stabilité).

L'algorithme MPPT est représenté à la figure (III-11) .

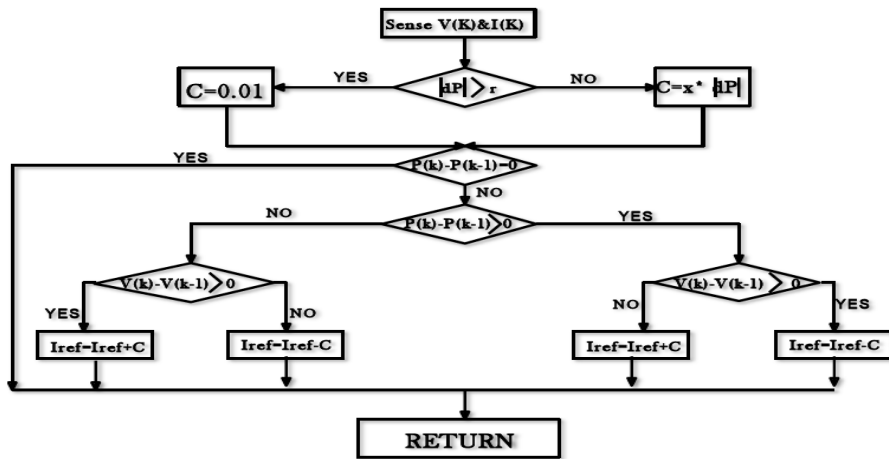


Figure III-11. Algorithme MPPT à pas auto-adaptatif

III.7.2.3. Technique de la conductance Incrémentale (Incremental Conductance) [72]:

Pour rechercher les PPM, On peut utiliser une autre technique qui se base sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM.

Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous.

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (\text{III-8})$$

Et une variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$\Delta G = \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} \quad (\text{III-9})$$

D autre part, l'évolution de la puissance du module (P_{PV}) par rapport à la tension (V_{PV}) donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite.

La Figure (III.12) permet d'écrire les conditions suivantes :

- ✚ Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0$ le point de fonctionnement est à gauche du PPM,
- ✚ Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$ le point de fonctionnement est sur le PPM,
- ✚ Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0$ le point de fonctionnement est sur la droite du PPM,

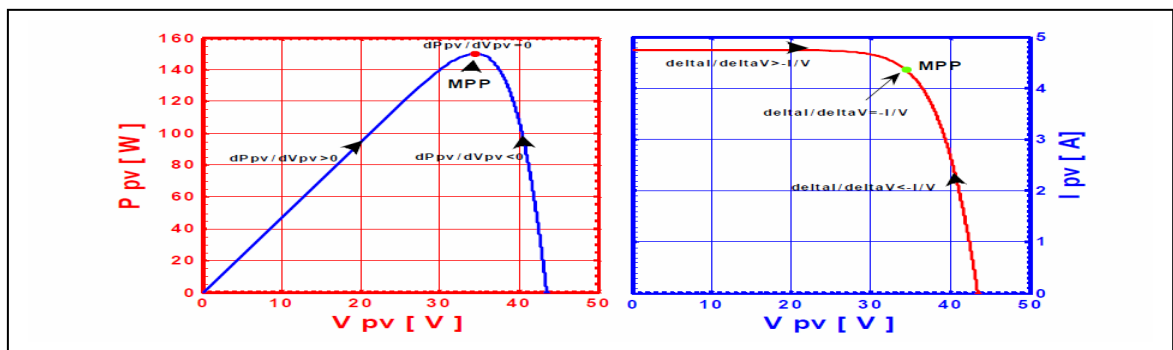


Figure III-12 Positionnement du point de fonctionnement ($G=1kW/m^2$, $T=25C^\circ$).

Le lien entre la conductance donnée par l'équation (III-8) et la dérivée de la puissance

$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ peut être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d[I_{PV} \cdot V_{PV}]}{dV_{PV}} = V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + I_{PV} \cdot \frac{dV_{PV}}{dV_{PV}} = V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + I_{PV} \quad (\text{III-10})$$

D'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de la conductance comme celles données par l'équation (III-10) sur la dérivée de puissance :

- ✚ Si $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- ✚ Si $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ le point de fonctionnement est sur le PPM.
- ✚ Si $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance $\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ avec celle de l'incrément de conductance

$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}}$ comme l'illustre l'algorithme de la (figure III.13). V_r correspond à la tension de référence et force le GPV à fonctionner à cette valeur.

Si on est au PPM, alors la tension V_r correspond bien à la tension optimale V_{opt} . Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à la détection d'une variation de ΔV_{PV} .

Cela indique alors un changement de conditions climatiques, donc un nouveau PPM à rechercher. Pour cela, l'algorithme incrémente ou décrémente la valeur de V_r jusqu'à atteindre le PPM. Le schéma de principe de cette méthode est illustré sur la figure (III-13) [72]

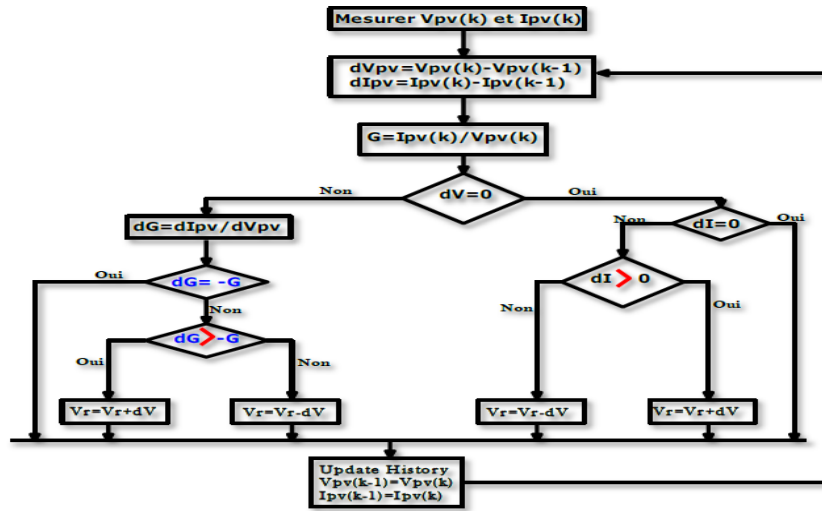


Figure III-13 Algorithme MPPT conductance Incrémentale (Inc .Con).

Les conditions $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ et $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ sont employées pour déterminer la

direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour déplacer le point de fonctionnement vers le PPM. Cette perturbation est répétée jusqu'à ce que l'égalité

$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ soit satisfaite. Une fois le MPP est atteint, le MPPT continue à fonctionner

avec cette valeur jusqu'à ce qu'un changement de la valeur du courant soit détecté ; ce dernier résulte d'un changement au niveau de l'éclairement. Quand l'éclairement augmente, le PPM se déplace vers la droite de la tension de fonctionnement. Pour compenser ce mouvement du MPP, le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement. La même chose pour le cas contraire, quand l'éclairement diminue, le MPPT doit diminuer cette dernière.

Les valeurs actuelles et précédentes de la tension et du courant sont utilisées pour calculer (ΔV) et (ΔI). Si $\Delta V=0$ et $\Delta I=0$, alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au PPM. Si $\Delta V=0$ et $\Delta I>0$, alors l'éclairement a augmenté. Ceci exige d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver de nouveau le MPP. Contrairement si $\Delta I<0$, l'éclairement a diminué tout en exigeant une diminution de la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n'est pas nul, les rapports dans les inégalités $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ et $\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le MPP.

Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$ (c'est-à-dire le rapport ($\Delta P/\Delta V$)>0), donc le point de fonctionnement est à gauche du MPP. Ainsi, la tension de fonctionnement doit être augmentée pour atteindre le

MPP. De même, si $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$ (c'est-à-dire le rapport $(\Delta P/\Delta V) < 0$), le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP [72]. Le schéma de la figure III.8 montre l'organigramme de l'algorithme « Conductance Incrementale ».

En réalité, cet algorithme est une correction de l'algorithme "P&O" puisqu'il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le MPP, et il peut aussi déterminer l'atteinte du PPM. De plus, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du PPM une fois qu'il l'atteint. [78]

III-7-3- Les techniques MPPT basées sur des relations de proportionnalité :

Le mode de fonctionnement de ces commandes est basé sur des relations de proportionnalité entre les paramètres optimaux caractérisant le point de puissance maximal (V_{opt} et I_{opt}) et les paramètres caractéristiques du module PV (V_{co} et I_{cc}). Suivant le paramètre contrôlé, on parle alors de commande en régulation de courant ou de tension.

III.7.3.1. Technique de la fraction de la tension de circuit ouvert du générateur :

Elle est facile à mettre en œuvre, moins coûteuse pour les systèmes photovoltaïques. Plusieurs études ont montré que le rapport entre la tension optimale (pour laquelle la puissance débitée est maximale) et celle en circuit ouvert est approximativement constant, pour un même module, sous des niveaux d'éclairement et températures différents. Ceci est la base du fonctionnement à fraction de tension constante qui peut être interprété par l'expression suivante [72] :

$$\frac{V_{MPP}}{V_{co}} \approx K \quad \text{(III-11)}$$

La tension de circuit ouvert est mesurée en isolant temporairement le générateur PV du système et alors le point maximum de fonctionnement de puissance est calculé en utilisant l'équation (III-11). La littérature [78] donne un intervalle de 73% et 80% comme bande de valeurs de la constante K. En réalité K n'est pas constant et est affecté par des niveaux de

l'éclairement, la température et de type de module. De même pour la technique de fraction de courant de court-circuit

$$\frac{I_{MPP}}{I_{cc}} \approx K \quad (\text{III-12})$$

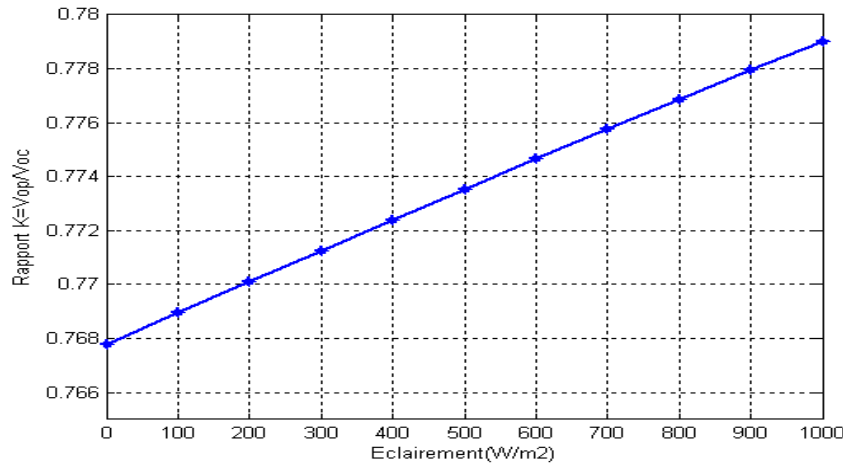


Figure III-14 Rapport entre la tension optimale et la tension de circuit ouvert en fonction de l'éclairement.

L'inconvénient majeur de cette technique réside dans la nécessité d'effectuer la mesure de V_{co} de temps en temps et l'obligation de déconnecter la charge du PV durant cette mesure impliquant une perte de transfert de puissance à chaque mesure.

Un autre inconvénient est l'hypothèse faite sur l'évolution de K_v dans un GPV suivant les différents points de fonctionnement des caractéristiques de puissance. Beaucoup d'auteurs font l'hypothèse que ce coefficient est constant pour un générateur donné. Ceci est loin d'être vrai pour la plupart des GPV en silicium (SI) qui affichent une variation d'au moins 10 % de ce facteur en fonction de la température de fonctionnement. Ces commandes sont très simples et très robustes mais aujourd'hui ne présentent pas assez de précisions inhérentes à leur principe même de fonctionnement pour être retenues dans des systèmes de conversion récents [72].

III.7.3.2. Technique de court-circuit :

Cette nouvelle méthode est basée sur la connaissance de la relation linéaire en première approche entre I_{opt} et I_{cc} comme le montre l'équation :

$$I_{opt} = K * I_{cc} \quad (\text{III-13})$$

Avec K_i correspondant à un facteur de courant qui dépend là aussi du GPV utilisé et il est généralement compris entre 0.78 et 0.92.

À l'équation (III-13) montre que le courant I_{opt} peut être déterminé par une mesure de I_{cc} et que le PPM peut être atteinte en appliquant un courant de référence égal à I_{opt} à la régulation en courant du convertisseur. La mesure de I_{cc} implique une perte de transfert de puissance du a la mise en court- circuit du GPV.

Cependant, cette méthode peut s'avérer plus précise que la précédente car la température n'influence pas trop ce coefficient ces types de commandes ayant besoin uniquement d'un seul capteur, elles ont été très utilisées dans les années 80.

Elles s'avéraient alors plus faciles à mettre en œuvre et un peu moins coûteux que les commandes extrémales citées au début de ce document. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause des procédés d'estimation des paramètres caractéristiques du module (I_{cc} et V_{co}) qui ne peuvent pas se faire trop souvent. L'échelle temporelle de réaction est en effet de la minute. De plus, à chaque fois qu'une mesure de courant ou de tension est faite, cela entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques qui ne sont pas négligeables au cours d'une journée.

III.7.4. Les techniques de différenciation :

Cette méthode est basée sur la propriété de la dérivée d'une fonction qui s'annule en un De ses extrema. La résolution de l'équation (III-14) permet d'obtenir le point de puissance maximale :

$$\frac{dP_{PV}}{dt} = V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dt} + I_{PV} \cdot \frac{dV_{PV}}{dt} = 0 \quad \text{(III-14)}$$

Cependant, afin d'atteindre réellement le point de puissance maximale, cette équation doit être résolue rapidement. Cette opération est longue et complexe car elle exigent des calculs et mesures : mesures de la tension V_{pv} des panneaux, du courant I_{pv} , de la variation de la tension dV_{PV} , de la variation du courant dI_{PV} , permettant le calcul de la variation de la puissance dP_{PV} puis sa comparaison a (0) . Si la variation de la puissance n'est pas nulle, son signe permet de déterminer la direction de la recherche du PPM. Cette méthode nécessite donc des moyens de calcul qui soient très efficaces [78].

III.7.5. Les techniques MPPT basées sur le principe de logique floue :

Les commandes basées sur la logique floue (dans la littérature anglo-saxonne Fuzzy Logic Control) sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs.

L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De Plus, elles peuvent traiter des équations non linéarités.

Cette approche est basée sur deux concepts essentiels : celui de la décomposition d'une Plage de variation d'une variable sous forme de nuances linguistiques : "faible", "moyen", "élevé"... et des règles provenant de l'expertise de l'opérateur humain, qui expriment, sous forme linguistique, comment doivent évoluer les commandes du système en fonction des variables observées : "Si l'erreur est positivement grande et La variation de l'erreur est positivement grande Alors la variation de la sortie est très négative". L'objective de la commande est d'extraire et de poursuivre la puissance maximale d'un générateur photovoltaïque et ou éolien pour différentes insolation, différentes valeurs de température et une vitesse de vent variable. Pour réaliser cet objectif un contrôleur flou doit être réalisé. Et il doit comporte les trois blocs Suivants :

Fuzzification des variables d'entrées par l'utilisation des fonctions trapèze et triangulaire, ensuite l'inférence où ces variables fuzzifiées sont comparées avec des ensembles prédéfinis Pour déterminer la réponse appropriée. Et enfin la défuzzification pour convertir les sous-ensembles fuzzifiés en valeurs en utilisant la défuzzification centroïde. La structure de base de Notre contrôleur flou est donnée par la figure (III-15).

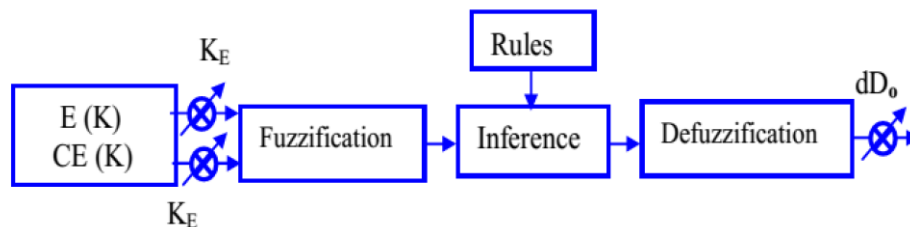


Figure III-15 Schéma bloc d'une logique floue.

La figure III-15 montre la configuration du contrôleur flou qui se compose des : Entrées Sortie d'échelle, fuzzification, décision floue, et la déffuzzification. Les facteurs d'échelle : K_E et dD_0 font changer les valeurs des entrées et de sorties du contrôleur proportionnellement. La sortie dD est déduite par les deux variables $E(K)$ et $CE(K)$, où cette dernière est dérivée du signal actuel par la division avec le facteur d'échelle correspondant [76]. Pour les facteurs d'échelles, ils doivent être choisis sur la base de l'étude du système de telle sorte que, lors des petits phénomènes transitoires, le domaine admissible pour l'erreur et sa variation ne soient pas dépassés.

Dans le cas du réglage par la logique floue, on utilise, des formes trapézoïdales et triangulaires pour les fonctions d'appartenance. Bien qu'ils n'existent pas de règles précises Pour la définition des fonctions d'appartenance, quelques directives générales sont données,

Afin de conduire à un choix convenable [82]:

En ce qui concerne les variables d'entrée, il faut éviter des lacunes ou un chevauchement insuffisant entre les fonctions d'appartenance de deux ensembles voisins. En effet, cela provoque des zones de non-intervention du régulateur (zones mortes), ce qui conduit le plus souvent à une instabilité du régulateur. De même, on évite un chevauchement trop important. Surtout, avec $\mu=1$, entre deux ensembles voisins.

Pour la variable de sortie, la présence des lacunes entre les fonctions d'appartenance admissibles, même souhaitées, cela aboutit à une simplification notable de la détermination de l'abscisse du centre de gravité.

III.7.5.1. Loi de commande :

Cette loi est fonction de l'erreur et sa variation ($D=f(E, CE)$). Par conséquent, l'activation de l'ensemble des règles de décisions associées donne la variation de la commande D_d nécessaire, permettant ainsi l'ajustement d'une telle commande D . Dans les cas simples, cette variation de la commande est obtenue par une simple lecture d'une table de décision définie hors ligne.

La forme de cette loi de commande est donnée par [83]:

$$D_{k+1} = D_k + K_{dD} \cdot dD_{k+1} \quad \text{(III-15)}$$

Où

K_{dD} est le gain associé à la commande.

D_{k+1} est la variation de la commande.

L'erreur E et la variation de l'erreur CE sont normalisées comme suit :

$$\begin{cases} X_E = K_E \cdot E \\ X_{CE} = K_{CE} \cdot CE \end{cases} \quad \text{(III-16)}$$

Où

K_E et K_{CE} sont les facteurs d'échelles (normalisation).

Nous faisons varier ces facteurs jusqu'à ce que nous ayons un phénomène transitoire de réglage convenable. En effet, ce sont ces derniers qui fixeront les performances de la commande.

III.7.5.2. Optimisation à cinq classes :

Dans ce régulateur, l'intervalle d'intérêt de chaque variable d'entrée et de la variable de sortie est divisé en cinq classes, comme le montre la figure III-16.

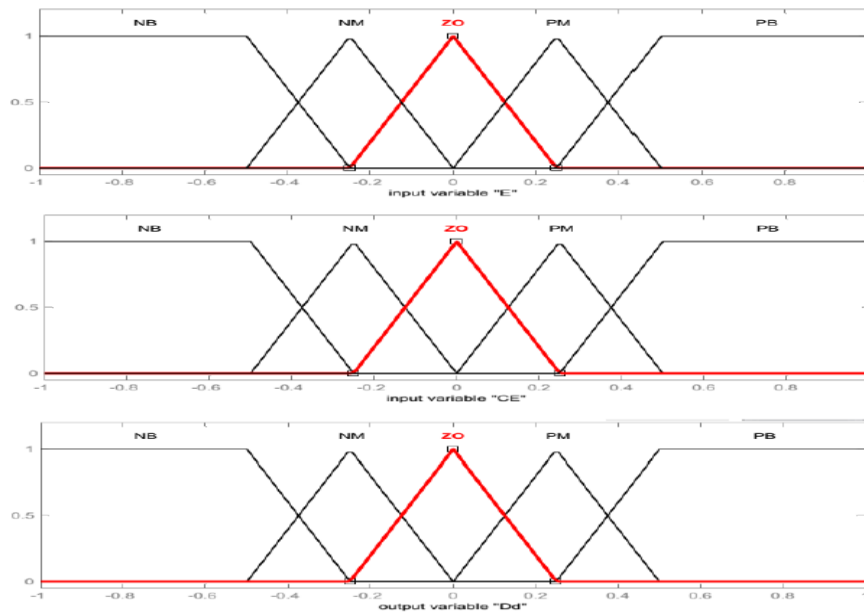


Figure III-16 Fonction d'appartenance de chacune des variables linguistiques De l'erreur normalisée et de la variation de l'erreur normalisée.

Les classes sont notées comme suit :

NB pour négatif grand, **NS** pour négatif petit, **ZE** pour environ zéro, **PS** pour positif petit, et **PB** pour positif grand.

Les règles floues permettent de déterminer le signal de sortie du régulateur en fonction des signaux d'entrée. Elles relient le signal de sortie aux signaux d'entrée par des conditions linguistiques prenant en compte l'expérience ou le savoir-faire acquis par un opérateur humain, en traduisant simplement des remarques de bon sens. Par exemple, il est tout à fait clair que, si l'erreur est fortement négative et sa variation l'est aussi, le signal de commande doit l'être également. Au contraire, si l'erreur est environ nulle et sa variation aussi, il en sera de même de la commande. Maintenant, si l'erreur est environ nulle mais sa variation est fortement négative, ou si l'erreur est fortement négative mais sa variation est environ nulle, le signal de commande devra être fortement négatif [83]. Ces considérations conduisent à adopter une table de décision anti-diagonale, résumant les règles choisies ; cette table qui figure dans le tableau (III-1) est appelée matrice de MACVICAR – WHELAN [84].

E(k)	CE(k)	NB	NS	ZE	PS	PB
NB		ZE	ZE	PB	PB	PB
NS		ZE	ZE	PB	PB	PB
ZE		PS	ZE	ZE	ZE	NS
PS		NS	NS	NS	ZE	ZE
PB		NB	NB	NB	ZE	ZE

Tableau III-1 : Table de règles à cinq classes.

L'optimisation de la puissance du panneau solaire est faite à l'aide d'un circuit de commande basé sur les données des deux convertisseurs d'énergie et la technique de la logique floue à cinq classes selon les règles du tableau (III-1). Le régulateur de type MAMDANI à cinq classes possède des fonctions d'appartenances qui sont représenté dans la figure III-16, les étapes de calcul des différentes commandes sont les suivantes [84] :

- 1). Echantillonnage de la sortie
- 2). Calcul de l'erreur notée E (K):

$$E(K) = \frac{P_{pv}(k+1) - P_{pv}(k)}{I_{pv}(k+1) - I_{pv}(k)} \quad \text{(III-17)}$$

$$X=P_{pv} ; Y=I_{pv}$$

- 3). Calcul de la variation de l'erreur notée CE (K):

$$CE(k) = E(k+1) - E(k) \quad \text{(III-18)}$$

- 4). Calcul des valeurs normalisées E(k) et CE (k) par l'équation III-18:

- 5). Calculer les degrés d'appartenance de E(k) et CE(k) pour les cinq classes à l'aide de leurs Fonctions d'appartenance.

a. Fuzzification

Calculer les degrés d'appartenance de E (k) et CE (k) pour les 5 classes à l'aide de leurs fonctions d'appartenance.

b. Inférence floue

Calculer, en utilisant la table des règles de la commande (Tableau III-1), les fonctions d'appartenance résultantes de la variable linguistique dD_i à chacune de ses classes.

c. Défuzzification

Une réduction notable de l'envergure de calcul s'obtient par l'emploi de la méthode de centre de gravité, où nous définissons des fonctions d'appartenance de forme triangulaire sans chevauchement (figure. III-16). Ainsi, selon l'équation III-15, l'abscisse du centre de gravité Devient :

$$dD = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(D_j) - D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)} \quad (\text{III-19})$$

Avec $\mu(D_j)$, est le degré d'activation de la $j^{\text{ème}}$ règle et D_j est l'abscisse du centre de gravité de la $j^{\text{ème}}$ classe.

6). Calcul de la valeur physique de la commande par : l'équation (III-15)

7). Laisser la sortie évoluer jusqu'à la prochaine période d'échantillonnage et puis ré-exécuter Toutes les règles.

III.7.5.3: Structure de base d'un contrôleur flou dédié au GPV :

Le contrôleur prend sa place dans la chaîne de régulation de la même manière qu'un régulateur classique. Il possède deux entrées (E et CE) et une sortie (dD) ou chacune des entrées est calibrée par un gain assurant que les grandeurs mesurées restent dans leurs univers De discours. Cela permet aussi de donner plus d'importance à une entrée qu'à une autre. Le calibrage est fait par une saturation pour éviter tout dépassement. La sortie est aussi calibrée pour lui permettre de varier dans le domaine accepté par le système. [87]

La structure de base d'un contrôleur PI flou est inspirée de celle du régulateur proportionnel intégral (PI) classique.

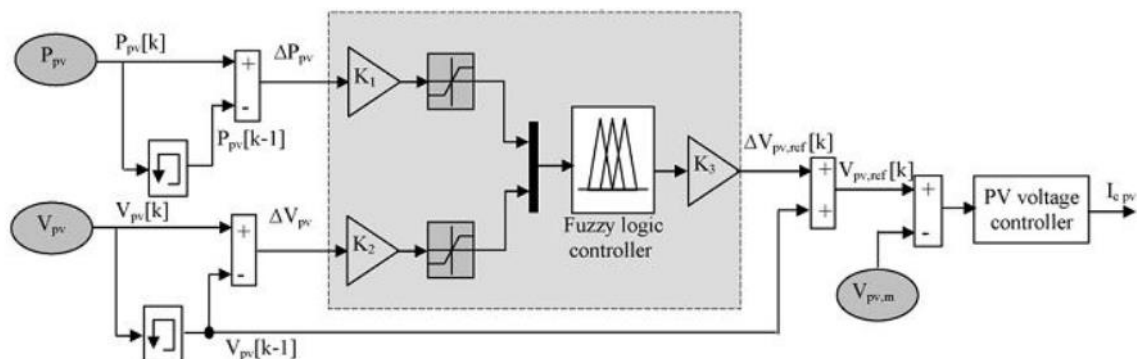


Figure III-17: Structure du contrôleur flou pour MPPT photovoltaïque.

III.7.6. Les techniques MPPT de réseaux de neurones artificielle appliquée au GPV :

La technique MPPT de réseaux de neurones artificielle est, elle aussi, de plus en plus utilisée, car elle offre une grande alternative pour résoudre des problèmes complexes. Ces dernières années, l'utilisation de cette méthode dans divers domaines d'application ne cesse d'augmenter car elle fonctionne à partir d'une boîte noire qui n'exige pas d'informations détaillées sur le fonctionnement du système. Elle établit des relations entre les variables d'entrée et de sortie en analysant les précédentes données mémorisées. Un autre avantage est qu'elle peut traiter des problèmes d'une grande complexité grâce à des paramètres interdépendants.

Les réseaux de neurones sont composés généralement de trois couches différenciées, nommées :

- ✚ Couche d'entrée (Input layer),
- ✚ Couche cachée (Hidden layer),
- ✚ Couche de sortie (Output layer).

Comme le montre la figure (III-18).

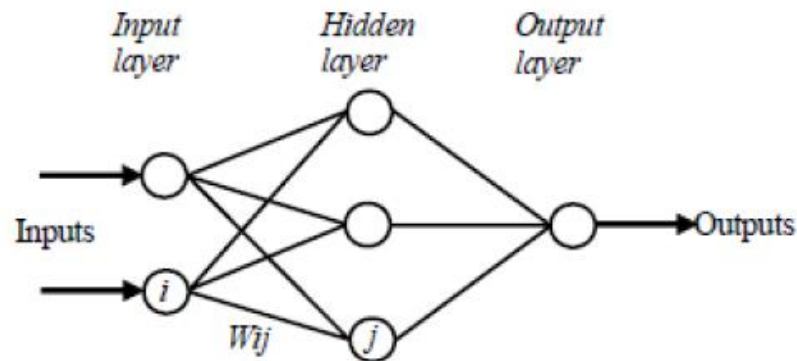


Figure III-18 exemple d'un réseau de neurones

Le nombre de nœuds au niveau des différentes couches est variable en fonction du degré d'apprentissage et de la précision de la commande souhaitée. Pour une commande MPPT, les variables d'entrées peuvent donc être les paramètres caractéristiques d'un GPV (V_{oc} et I_{cc}) associées ou non à des données atmosphériques comme la température. Ou plusieurs signaux de référence comprenant au moins le rapport cyclique permettant de commander le CS pour fonctionner le plus souvent possible au PPM. La qualité de la recherche du PPM dépend essentiellement de l'algorithme utilisé dans la couche cachée et de

la construction proprement dite du réseau. Ainsi, L'importance entre deux nœuds de la valeur du poids choisi W_{ij} est à prendre en compte. Pour identifier avec précision les différents PPM.

Éventuels, les poids W_{ij} doivent être initialement déterminés avec le plus de soin possible à travers des procédures d'apprentissage laborieuses et spécifiques à chaque GPV, chaque site d'implantation et chaque type de charge. De plus, cet apprentissage doit être révisé régulièrement (typiquement chaque mois) pour mettre à jour les relations entre les entrées et les sorties du réseau. Ce qui rend cette commande fastidieuse en entretien et en maintenance [76].

III.8. Optimisation du rendement énergétique du système éolien [81]:

La chaîne de conversion éolienne figure (III-19), est composée d'une turbine éolienne entraînant une génératrice synchrone à aimant permanent, associée à un redresseur débitant sur une charge par l'intermédiaire d'un bus continu. La turbine éolienne a une caractéristique qui lui est propre et qui dépend des paramètres de construction. La courbe de puissance en forme de cloche, typique des éoliennes, nécessite une adaptation de la charge mécanique afin d'assurer un bon prélèvement énergétique. Alors, on parle ainsi de maximisation de la puissance de l'aérogénérateur. C'est la même procédure que nous avons étudiée pour le générateur photovoltaïque.

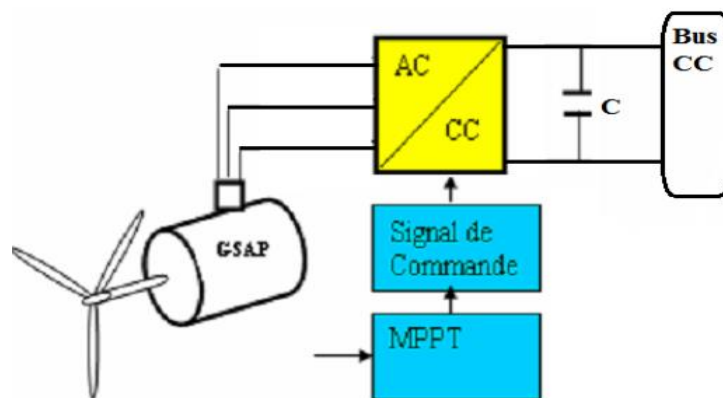


Figure III-19 Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.

III.8.1. Stratégie de la recherche de la puissance maximale pour une turbine éolienne :

Selon la littérature spécialisée, la commande des turbines éoliennes se fait de préférence par les moyens mécaniques aérodynamiques. Cependant, en suivant les principes de conversion de l'énergie du vent il apparaît qu'une autre forme de faire la régulation de la puissance produite par l'éolienne est d'agir sur sa vitesse de rotation. Plusieurs configurations

sont réalisables, avec des machines synchrones ou asynchrones et c'est ici que le domaine des asservissements des machines électriques prend place. Pour chaque vitesse du vent, la recherche d'une vitesse de rotation optimale de la turbine, conduit à la production d'une puissance électrique maximale. Il est donc nécessaire de concevoir des stratégies de commande permettant de maximiser la puissance électrique générée (donc le couple) en ajustant la vitesse de rotation de la turbine à sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice [95].

D'autant plus, que pour extraire de manière efficace la puissance du vent, tout en maintenant en sécurité le régime, l'éolienne doit être exploitée selon les 3 zones, qui relient la vitesse du vent, la vitesse maximale du rotor admissible, et la puissance désirée (Chapitre1, Figure1.39). Dans la zone I, l'éolienne est arrêtée car le vent n'est pas assez fort pour que la production d'énergie soit rentable vis-à-vis de l'énergie de fonctionnement. Dans la zone II de fonctionnement, l'aérogénérateur fonctionne en charge partielle. Ici l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi, la vitesse de rotation évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à se maintenir dans le point de fonctionnement de rendement aérodynamique maximal. Le but étant que le coefficient de puissance soit toujours optimum. Finalement pour la zone III, vent fort, correspond au fonctionnement à pleine charge. Il faut limiter la puissance afin de ne pas abîmer le système [95]. Donc c'est dans la zone II que la commande MPPT doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste à contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière à maximiser la puissance électrique générée. Pour ce fait, deux approches sont possibles [96] :

- ✚ Une première stratégie qui considère que cette caractéristique est bien connue, la puissance produite sera maximisée en suivant la courbe de puissance maximale ;
- ✚ La deuxième stratégie dont la caractéristique du coefficient $C_P(\lambda)$ est considérée n'est pas connue.

III.8.1.1. Recherche de la puissance maximale en connaissant la courbe caractéristique $C_P(\lambda)$:

Malgré que cette phase de caractérisation suscitée puisse s'avérer coûteuse et fastidieuse à cause de la nature fluctuante du vent qui engendre des perturbations sur sa vitesse et sa direction, elle permet de simplifier considérablement l'algorithme de la recherche de la puissance maximale par l'utilisation de la relation optimale entre la vitesse de rotation du système et la puissance à produire [101]. Cette deuxième approche de procéder à la recherche du point maximal de puissance en connaissant la courbe caractéristique de la

voilure éolienne est largement utilisée pour éviter la mesure de la vitesse du vent pour se disposer des anémomètres coûteux.

Pour les systèmes de faible et moyenne puissance, les alternateurs multipolaires à aimants permanents sont les plus recommandés, leur commande est basée sur la régulation de l'excitation du rotor. L'objectif de cette commande est d'imposer un couple de référence de manière à permettre à l'éolienne de tourner à une vitesse réglable, pour les vents faibles et modérés, afin d'assurer un point de fonctionnement optimal en terme d'extraction de puissance, puis de garder cette puissance constante à P_N pour les vents les plus forts. Généralement les microcontrôleurs (μC) et les processeurs de signaux numériques (DSP) sont les systèmes programmables les plus appropriés pour accomplir cette tâche.

III.8.1.1.1. Commande en vitesse :

Chaque courbe de la caractéristique $P(\Omega)$ montrée sur la Figure I-38 présente un point de puissance optimale correspondant à une certaine vitesse de rotation. La commande MPPT a pour rôle d'imposer une vitesse de rotation optimale au moteur quelle que soit la vitesse du vent. Dans ce contexte, le ratio de la vitesse de l'éolienne λ doit être maintenu à sa valeur optimale ($\lambda = \lambda_{opt}$) sur une certaine plage de vitesse de vent. Ainsi, le coefficient de puissance serait maintenu à sa valeur maximale ($C_P = C_{Pmax}$). Pour cela et en insérant l'équation (I.30) dans (l'expression I.28), nous pouvons écrire :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3}{\lambda^3} C_p \Omega_t^3 \quad \text{(III-20)}$$

On obtient donc une forme analytique de la puissance mécanique directement liée à la vitesse de rotation imposée par la charge. La structure de la Figure III-20 sera toujours retenue avec une régulation en vitesse du système afin de contrôler la puissance éolienne selon une fonction MPPT, il nous reste que définir la consigne de commande (vitesse) pour compléter l'algorithme de recherche.

Le calcul de la vitesse rotorique optimale en fonction de la puissance optimale sera donc possible à partir de la formule (III.20) :

$$\Omega_{opt} = \sqrt[3]{P_{opt} \cdot K_{opt}} \quad \text{(III-21)}$$

Avec

$$K_{opt} = \frac{2\lambda^3}{\rho A R^3 C_{pmax}} \quad \text{(III-22)}$$

Donc, à partir de ces deux équations et à l'aide d'une simple mesure de la puissance, il est possible de poursuivre le point de fonctionnement optimal en calculant la vitesse de référence maximisant la puissance selon le schéma suivant [101] :

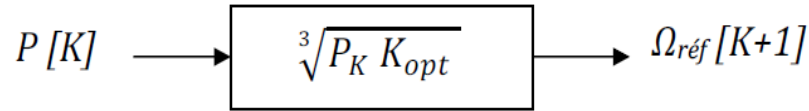


Figure III-20:: Calcul de la vitesse de référence.

La Figure III-21 explique le fonctionnement de la MPPT. Initialement, pour une vitesse du vent supposée égale à 12m/s, le système est au point (Ω_{t1}, P_{t1}) , la vitesse de référence est calculée selon les équations (III-21) et (III-22), le but est de trouver une vitesse $\Omega_{réf}=\Omega_{t2}$ à imposer à la génératrice correspondant à P_{t1} . Le système sera placé alors au point (Ω_{t2}, P_{t1}) . De la même manière, après un cycle de calcul, le système continue à évoluer vers le point de puissance (Ω_{t2}, P_{t2}) , quand le système se place sur ce point, une nouvelle vitesse de référence Ω_{t3} sera calculée correspondant à P_{t2} et le système se place à nouveau au point (Ω_{t3}, P_{t2}) .

De cette façon, le système évolue toujours vers le point de puissance optimale (Ω_{opt}, P_{opt}) quelle que soit la vitesse du vent.

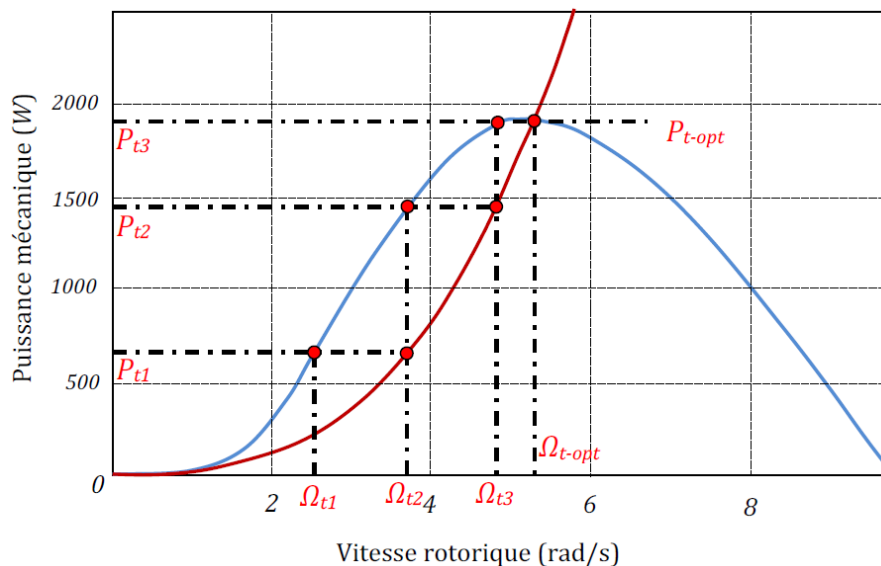


Figure III-21: Poursuivre du point de puissance maximale [101].

III.8.1.1.2. Commande en couple :

Compte tenu de la relative difficulté à régler la vitesse d'une turbine fortement inertielle, une commande en couple de la génératrice peut être envisagée. Cette façon de

procéder donne une association plus « saine » de point de vue physique : une source de vitesse (ensemble éolienne) est connectée à une source de couple (génératrice pilotée en couple). Cette nouvelle façon de contrôler le système demande une adaptation du dispositif de recherche du point de puissance maximal MPPT.

En utilisant la formule du calcul de la puissance retrouvé précédemment, il est facile de déterminer le couple éolien correspondant :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3}{\lambda^3} C_p \Omega_t^3 = C_t \cdot \Omega_t \tag{III-23}$$

Alors le couple éolien est proportionnel au carré de la vitesse angulaire du rotor

$$C_t = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3}{\lambda^3} C_p \Omega_t^2 = \tag{III-24}$$

En se plaçant dans les conditions d'exploitation optimale de l'éolienne, c'est-à-dire à $\lambda = \lambda_{opt}$, le rapport en vitesse angulaire et couple pour avoir le maximum de la puissance est donné par la relation :

$$C_{t_{opt}} = \frac{\Omega_{t_{opt}}^2}{K_{opt}} \tag{III-25}$$

Selon une expérimentation [103], la famille de courbe du couple par rapport à la vitesse de vent pour différentes vitesses de vent est donnée par la courbe gauche de la Figure III-22. La courbe de droite par contre donne l'allure du couple à puissance maximale.

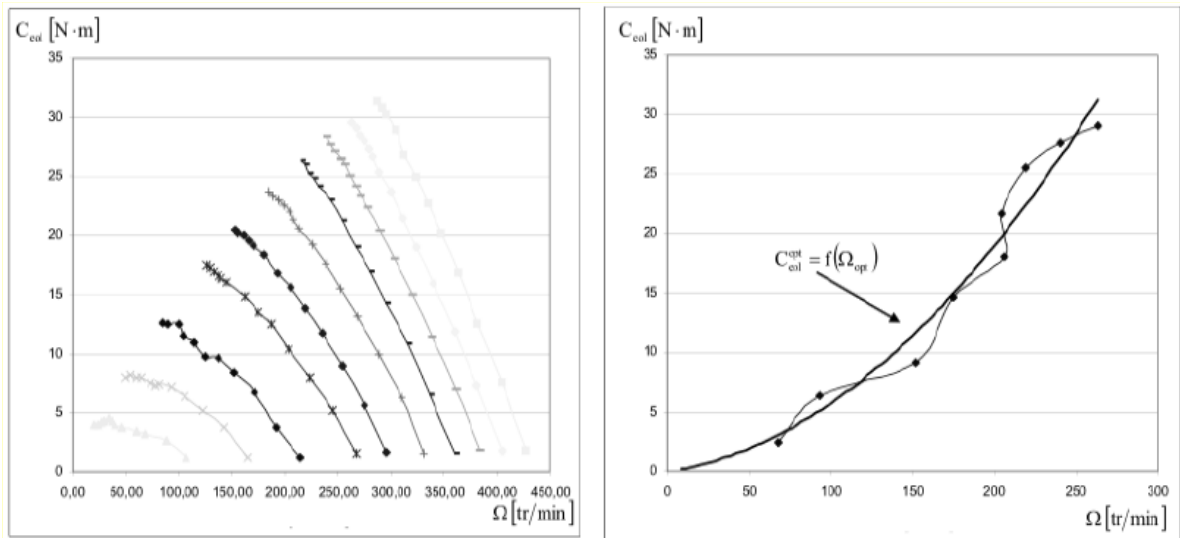


Figure III-22: Gauche: Famille De Courbe Du Couple Pour Différents Vitesses De Vent - Droite: Courbe Du Couple Maximal.

Contrairement à l'algorithme MPPT de la commande de vitesse, qui se sert de la mesure du courant et de la tension pour déterminer la puissance actuelle, et l'utilise pour déterminer la nouvelle consigne de vitesse, l'algorithme de commande en couple nécessite comme entrée une mesure de la vitesse angulaire du rotor pour déduire via le rapport K_{opt} la nouvelle consigne de couple (Figure III-23). Toutefois pour les applications de petites

puissances ayant une contrainte d'économie, il est préférable de faire une déduction de la vitesse du rotor à partir de la mesure de tension aux bornes de l'alternateur.

Selon le modèle de Behn-Eschenburg de la machine synchrone, la tension statorique de sortie D'une phase est donnée par l'expression :

$$V_{as} = E_{as} - (R_s + jL_s\omega_s)i_{as} \tag{III-26}$$

Avec $E_{as} = K\omega$ linéairement proportionnelle à la fréquence de rotation du rotor.

En négligeant $(R_s + jL_s\omega_s)i_{as}$, nous pouvons considérer que la fréquence de rotation du rotor de la machine synchrone est proportionnelle à la valeur efficace de la tension statorique.

Ainsi par une mesure de la tension nous pouvons avoir une image de la vitesse angulaire de la Turbine.

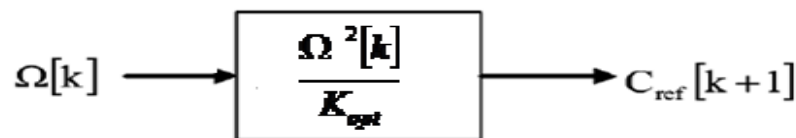


Figure III-23: Couple De Référence En Fonction De La Vitesse De Rotation.

Ce mode de recherche permet à chaque pas de calcul de converger vers le point optimal tel que illustrer graphiquement dans la Figure III-24 .

- ✚ La mesure de la vitesse de rotation Ω_1 engendre le calcul du couple C_{ref1} . Ce couple est appliqué à l'arbre mécanique par la régulation du couple électromécanique de la génératrice. Par l'action de ce couple la vitesse de rotation change selon l'équation mécanique ci-dessous. Et ce, pour atteindre au pas de calcul suivant la vitesse Ω_1 où de nouveau la nouvelle consigne du couple sera calculée ;

$$C_{eol} - C_{mec} = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \tag{III-27}$$

- ✚ Après quelques itérations, la paire de coordonnées optimum à $(\Omega_{opt} ; C_{opt})$ est atteinte et l'extraction de la puissance maximale P_{max} est réalisée à ce point.

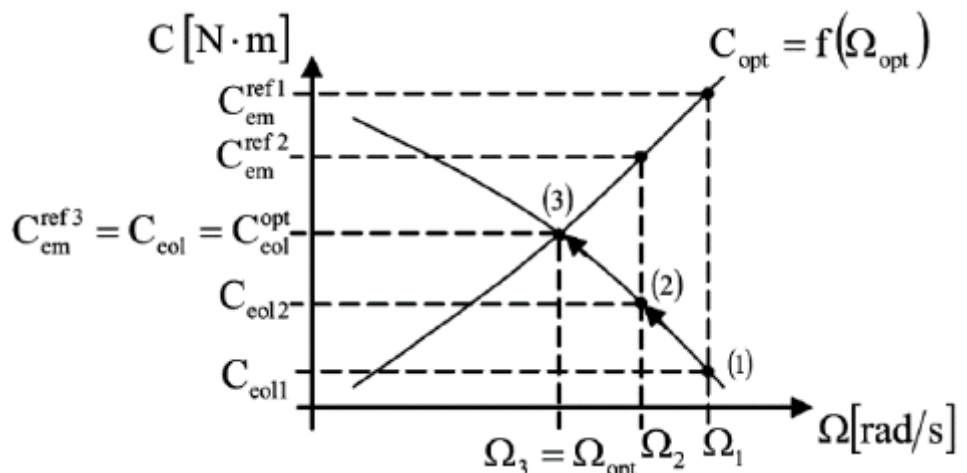


Figure III-24: Convergence Vers Le Point Optimal – Contrôle En Couple.

En comparaison avec la commande en vitesse, la commande en couple présente selon les études effectuées par A.Mirecki [6] quelques avantages :

- ✓ De point de vue de l'efficacité énergétique les deux stratégies sont presque équivalentes avec un léger avantage de la commande en couple.
- ✓ Le schéma de contrôle en couple est simplifié par l'enlèvement d'une boucle par rapport au pilotage en vitesse.
- ✓ La commande en couple est parfaitement stable et sans à-coups quand la commande en vitesse peut poser des problèmes d'instabilités pour de fortes inerties de voilure et des transitoires parfois souvent plus brusques.
- ✓ Les voilures de type Savonius ont la propriété de provoquer une ondulation d'ordre deux dans le couple mécanique à cause de leur construction particulière.

En utilisant le contrôle en couple et sous condition d'être capable d'identifier cette harmonique 2, il est envisageable de filtrer la perturbation par action sur le couple alors qu'une action indirecte sur la vitesse est à priori fastidieuse.

III.8.1.1.3. Commande indirecte par le pilotage du courant :

Un des principaux buts de cette partie de l'étude est de simplifier la structure de la chaîne de conversion de l'énergie dédiée à l'éolienne de faible puissance. Ceci est nécessaire pour réduire le coût sans pour autant trop diminuer l'efficacité énergétique de ce système. Les Configurations basées sur un pont redresseur à six interrupteurs commandés sont onéreuses, comportent des dispositifs de mesures mécaniques et requièrent un circuit de commande assez complexe. Ce redresseur commandé est donc remplacé par un redresseur triphasé à diodes. Du fait, que le pont de diodes est un élément non commandé, l'autopilotage direct de la génératrice en couple ou en vitesse n'est plus possible. Une autre façon (indirecte) d'agir est donc nécessaire. Pour cela, on intercale un convertisseur DC-DC, capable de régler le courant de charge. On contrôle ainsi le courant de charge « côté DC » qui débite dans une batterie selon le point de fonctionnement de l'éolienne. Contrairement aux cas précédents, le contrôle de la charge mécanique de la voilure s'effectue de façon indirecte à travers un hacheur. La structure considérée dans ce paragraphe est donnée par la Figure III-25. La régulation du courant de la batterie I_{bat} est équivalente à la régulation de la puissance batterie qui possède une tension fixe (on néglige ici la résistance interne de la batterie).

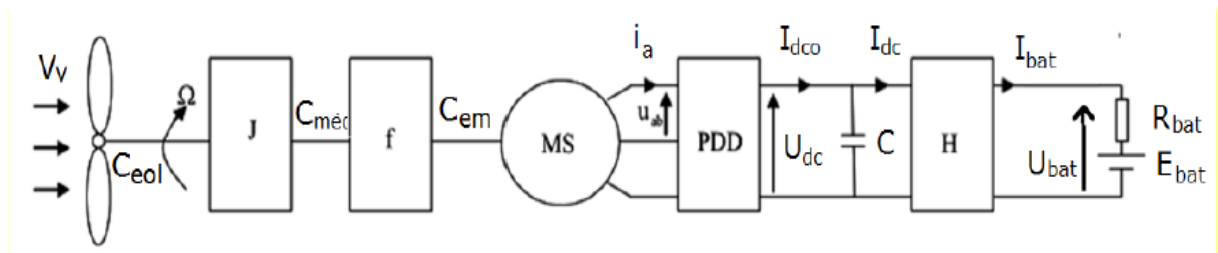


Figure III-25: schéma d'une chaîne de conversion d'éolienne, avec redresseur à diodes et hacheur.

$$P_{bat} = U_{bat} I_{bat} = \eta \cdot C_{eol} \cdot \Omega = \eta \cdot P_{eol} \quad (\text{III-28})$$

Le rendement total η est calculé selon l'expression suivante : $\eta = \frac{P_{bat}^{max}}{P_{eol}^{opt}}$

Avec :

$$P_{opt} = \frac{\Omega_{opt}^3}{K_{opt}} \quad (\text{III-29})$$

Alors nous déduisons que la puissance maximale injectée dans la batterie est :

$$P_{bat}^{max} = \eta \frac{\Omega_{opt}^3}{K_{opt}} \quad (\text{III-30})$$

Ainsi nous pouvons déduire l'expression du courant optimal dans la batterie. Si on considère que les pertes évoluent aussi dans le cube de la vitesse, nous pouvons peut définir une constante modifiée K_{opt} :

$$I_{bat}^{opt} = \eta \frac{\Omega_{opt}^3}{U_{bat} \cdot K_{opt}} = K'_{opt} \cdot \Omega_{opt}^3 \quad (\text{III-31})$$

Le dispositif de recherche de la puissance maximale peut être construit en utilisant la mesure de la vitesse de rotation du rotor, tel que :

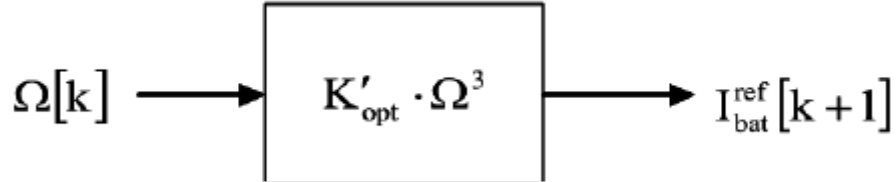


Figure III-26: Courant De Référence En Fonction De La Vitesse De Rotation.

La chaîne de conversion peut encore être simplifiée si l'on considère que l'image de la vitesse de rotation est donnée par les forces électromotrices de la génératrice. Ces dernières étant liées à la valeur de la tension de sortie du pont à diodes. Le capteur mécanique de vitesse peut être supprimé et remplacé par la mesure de la tension du bus continu U_{dc} . Celle-ci peut être assimilée à l'image de la vitesse de rotation comme le démontre l'équation ci-dessous.

$$U_{dc}(\Omega) = \frac{3}{\pi} \cdot E_{ab}^{max} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \psi_{eff} \cdot k \cdot \Omega \quad (\text{III-32})$$

D'où :

$$\Omega = \frac{U_{dc}}{\frac{3\sqrt{6}}{\pi} \psi_{eff} \cdot k} \quad (\text{III-33})$$

Avec :

K : coefficient propre au générateur synchrone.

L'algorithme de commande MPPT peut se traduire par le schéma suivant :

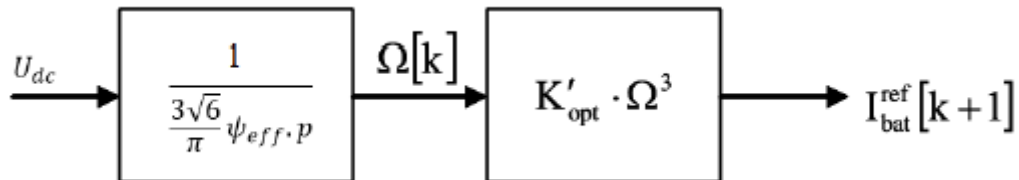


Figure III-27: Courant De Référence En Fonction De La Tension Bus.

III.8.1.2. Recherche de la puissance maximale sans la connaissance de la courbe caractéristique $C_P(\lambda)$:

Pour l'étude de la commande permettant d'effectuer une recherche du point maximal de la puissance sans la connaissance de la courbe caractéristique $C_P(\lambda)$, l'utilisation d'un

dispositif MPPT basé sur le principe des ensembles flous peut être réalisable [97]. Il existe aussi d'autres structures, comme celle basée sur la machine asynchrone à cage, pilotée par le stator de manière à fonctionner à vitesse variable, par des convertisseurs statiques [94,97], et celle basée sur la machine asynchrone à rotor bobine où la vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissances situés au circuit rotorique [95,98]. La machine synchrone peut être aussi associée à un redresseur MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) qui permet de fonctionner à vitesse variable et donc de maximiser la puissance (Figure III-28). Cette structure assure un contrôle dynamique et fiable en vitesse ou en couple de la génératrice synchrone ce qui permet facilement de déplacer le point de fonctionnement sur toute la plage des vitesses de rotation et ainsi d'effectuer par ce biais une recherche de la puissance maximale souhaitée [97]. Nous allons consacrer cette partie à l'étude de cette structure avec plus d'attention car elle est la plus courante dans les applications éoliennes et donne une indication sur l'efficacité énergétique relative aux autres montages.

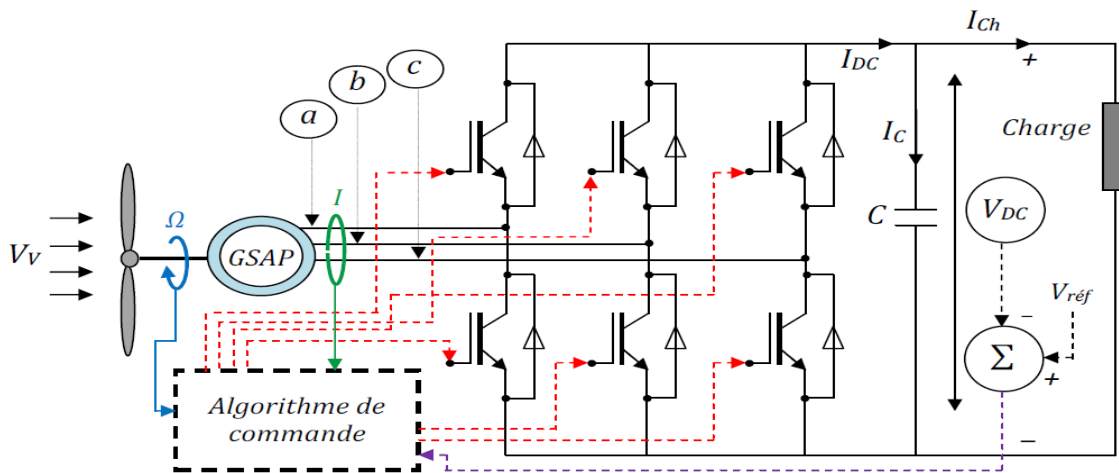


Figure III-28: Structure à redresseur MLI.

Cette structure est la solution de référence parmi tous les convertisseurs AC/DC. Un autopilotage de la machine synchrone, permet de contrôler les grandeurs électromécaniques telles que le couple C_{em} ou la vitesse de rotation de la génératrice Ω , ce qui donne l'avantage d'un contrôle totalement réversible de la puissance instantanée. Les inconvénients de cette structure reposent sur la complexité du montage qui comporte trois bras complets donc six interrupteurs et la commande nécessitant généralement un capteur mécanique de position. De plus, ce montage est survolteur et la tension du bus continu doit être supérieure à la tension composée de la génératrice obtenue à vitesse de rotation (vent) maximale.

Les règles pour converger vers le point de fonctionnement optimal sont relativement simples à établir est ceci dans le cas où les caractéristiques de voilure ne sont pas connues. Le principe est basé sur la lecture instantanée des variations de la puissance ΔP et de la vitesse de

rotation $\Delta\Omega$, si une augmentation de la vitesse de rotation ($\Delta\Omega>0$) implique une augmentation de la puissance électrique fournie ($\Delta P>0$), on doit continuer à accélérer la voilure à travers un Changement $\Delta\Omega_{réf}$ de la consigne de vitesse de rotation de l'éolienne $\Omega_{réf}$ selon les équations [97] :

$$\begin{cases} \Delta P = P[k] - P[k-1] \\ \Delta\Omega = \Omega[k] - \Omega[k-1] \\ \Omega_{réf}[k] = \Omega[k-1] + \Delta\Omega_{réf}[k] \end{cases} \quad \text{(III-34)}$$

Ainsi, le changement de ΔP résultant de la variation de la vitesse de rotation est soit dans le sens positif, on se situe alors sur la phase montante de la courbe de la puissance (Figure III-29), soit dans le sens négatif.

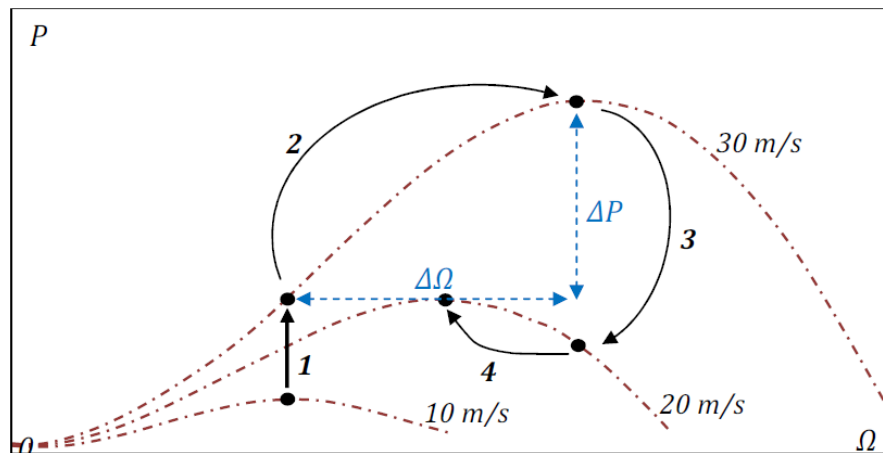


Figure III-29: Principe de fonctionnement d'un MPPT à vitesse du vent variable.

III.8.1.2.1. La Stratégie P&O (Perturb and Observe) basique :

L'algorithme P&O est l'un des plus simples algorithmes. Il consiste à l'introduction d'une petite perturbation du rapport cyclique. Son effet est par la suite remarqué au niveau de la puissance de sortie de la GSAP. Si une augmentation de la puissance électrique est enregistrée par l'augmentation du rapport cyclique, Alors le rapport cyclique va être augmenté encore une fois avec le même pas que le précédent. Si par contre une diminution de la puissance est enregistrée suite à l'augmentation du rapport cyclique, la consigne suivante du rapport cyclique est alors inversée [104].

Il est clair que cette méthode ne nécessite aucune connaissance préalable des paramètres mécaniques ou électriques du système éolien. La Figure III-30 représente l'algorithme décrit :

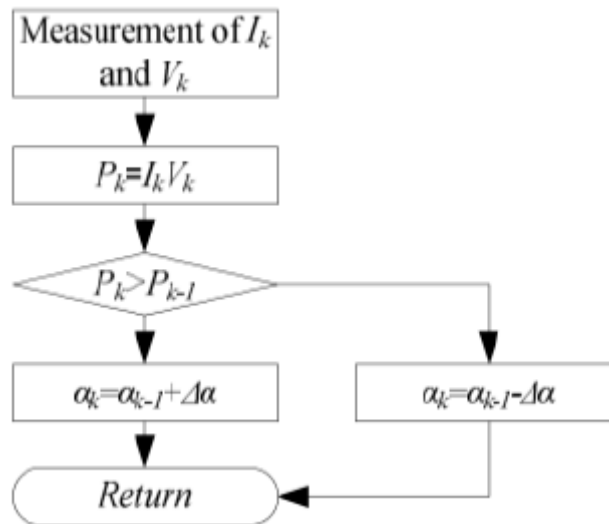


Figure III-30: Algorithme P&O.

Le contrôle P&O basique présente toutefois quelques inconvénients liés à :

- ✚ L'Oscillation de la puissance de sortie est permanente même pendant les vitesses de vents fixes [104],
- ✚ La Lenteur de retrouver le point d'extraction de la puissance maximale par rapport aux stratégies avec connaissance de la caractéristique de l'éolienne, car le pas de variation du rapport cyclique est fixe.
- ✚ D'autant plus cette stratégie de recherche de puissance maximale ne permet pas la détection, des petites variations passagères du vent. Chose qui peut engendrer des variations de puissance non souhaitées et erronées.

III.8.1.2.2. P&O évoluée combinée à l'ORB :

Vu les inconvénients du contrôle P&O basique. La stratégie P&O évoluée est proposée car elle permet de réduire les deux derniers inconvénients liés à la P&O basique. En effet, en réduisant les variations dues aux changements passagers de la vitesse du vent, et en adoptant un pas de variation du rapport cyclique variable afin d'agir à des vitesses de régulation différentes, et avec des précisions accrues. Toutefois, le seul inconvénient que peut garder la P&O évoluée est l'oscillation même légère par rapport à la P&O basique autour de la puissance maximale et même pour des vitesses de vents stables. Ces oscillations de la puissance autour de la puissance maximale, caractérisent la P&O en générale par rapport aux différents contrôles ORB (Optimum Relationship-Based control).

Pour pallier à tous les inconvénients la P&O basique, nous présenterons dans ce qui suit une technique qui réunit entre les avantages de la P&O évoluée, et la rapidité du contrôle ORB sans la nécessité de connaître au préalable les caractéristiques du système [105].

Comme nous l'avons cité au chapitre 4.1.3, la puissance maximale à la sortie du redresseur à diodes est donnée par :

En intégrant l'équation III-33 dans III -30 , nous obtiendrons :

$$P_{dc_max} = K_{opt}'' . U_{dc_opt}^3 = U_{dc_opt} . I_{dc_opt} \quad \text{(III-35)}$$

D'où :

$$I_{dc_opt} = K_{opt}'' . U_{dc_opt}^2 \quad \text{(III-36)}$$

La Stratégie MPPT proposée se base sur deux modes de contrôle, à savoir un mode de dressage qui consiste à trouver la relation K_{opt}'' via l'algorithme P&O avancée, et un mode routine basé sur le contrôle par la relation optimal (ORB control) qui consiste à utiliser la relation K_{opt}'' dans la suite de la stratégie MPPT en utilisant un contrôle ORB.

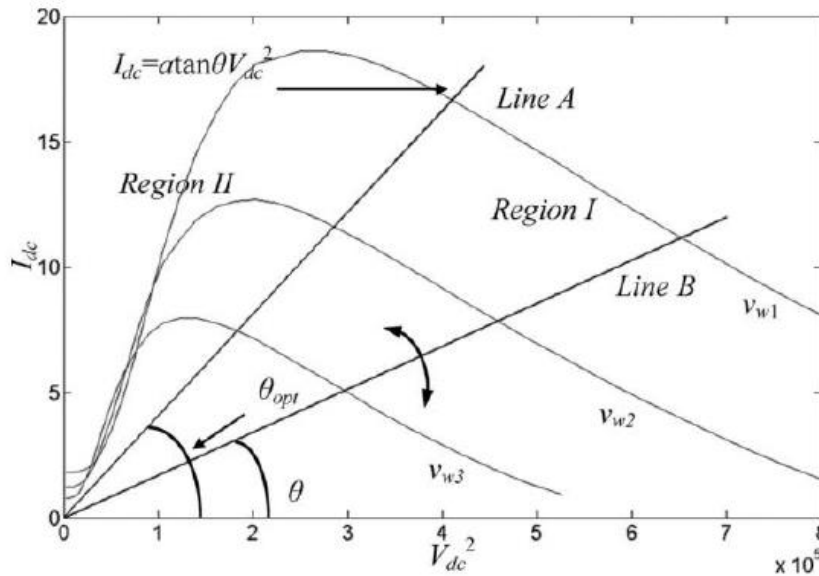


Figure III-31: Courbe Du Courant Optimal Et La Tension Optimale.

A cause du vieillissement de l'ensemble du système de conversion d'énergie éolienne, la relation optimale peut changer engendrant ainsi une réduction de l'efficacité du contrôle ORB. Pour pallier à ceci le mode dressage peut être ré-exécuter afin de mettre à jour le rapport K_{opt}'' .

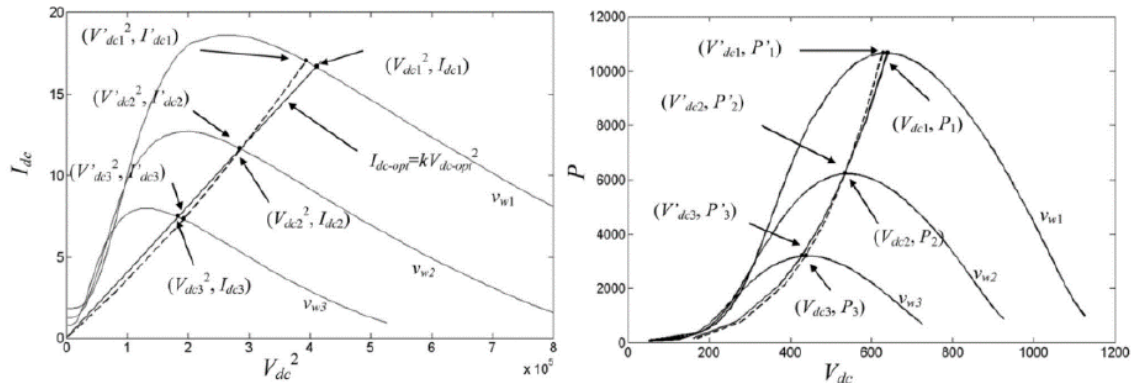


Figure III-32: Courbe Caractéristique Du Courant En Fonction du Carre de La Tension, et de La Puissance En Fonction de La Tension.

La Figure III-32 donne la courbe $I_{dc} = f(U_{dc}^2)$ pour différent vitesse de vent. La ligne sur la courbe à gauche représente la droite des paires $(I_{dc_opt}, U_{dc_opt}^2)$ pour lesquelles la puissance soutirée de l'éolienne est maximale. A partir de cette courbe on peut aussi exprimer la relation optimale en V_{dc} et I_{dc} de la manière suivante :

$$I_{dc_opt} = a \cdot \tan(\theta_{opt}) \cdot U_{dc_opt}^2 \tag{III-37}$$

Le coefficient a tiens compte de la différence d'ordre de grandeur du courant et de la tension, il peut être choisi de façon empirique, mais en pratique il faut le choisir selon les grandeurs nominales de la GSAP. L'angle θ est l'angle qui sera contrôlé par l'algorithme MPPT afin de trouver θ_{opt} .

Selon les deux courbes de la Figure III-32, nous pouvons voir que plus l'angle θ se rapproche de θ_{opt} , le plus la puissance est maximale, ça veut dire que la courbe de puissance en fonction de θ admet un seul extremum maximal.

III.8.2. Autres méthodes MPPT appliquées à un système éolien [88]:

III.8.2.1: Méthode de gradient :

Cette méthode nécessite la mesure de la puissance fournie et faire accès de contrôle sur la vitesse de rotation de la turbine ($\Omega_{turbine}$) et le rapport cyclique (D) qui est en relation directe avec le convertisseur DC/DC pour avoir un Voltage de sortie bien adapté à la charge. En pratique, à une vitesse du vent bien précise, le rotor tourne à une vitesse angulaire très proche de celle optimale, donc il suffit de (Figure III-33) :

- Si, $\Omega > \Omega_{opt} \Rightarrow$ Diminuer Ω , Augmenter le rapport D
- Si, $\Omega < \Omega_{opt} \Rightarrow$ Augmenter Ω , Diminuer le rapport D

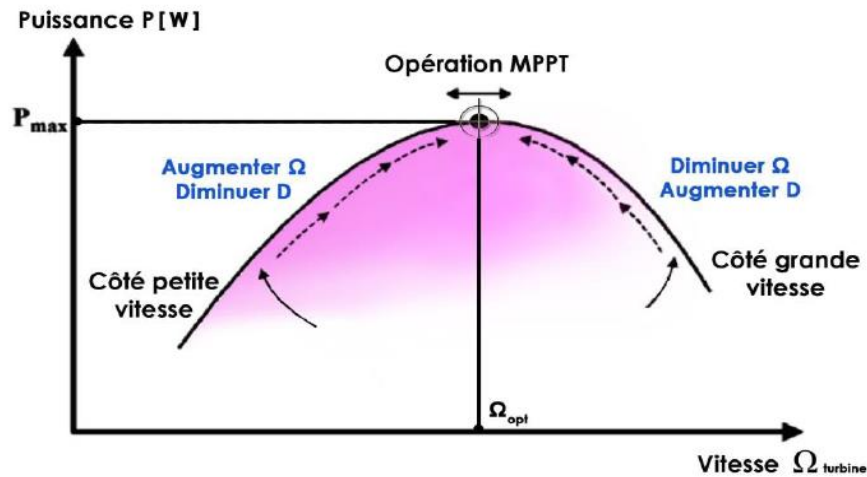


Figure III-33 : MPPT éolienne selon la puissance fournie.

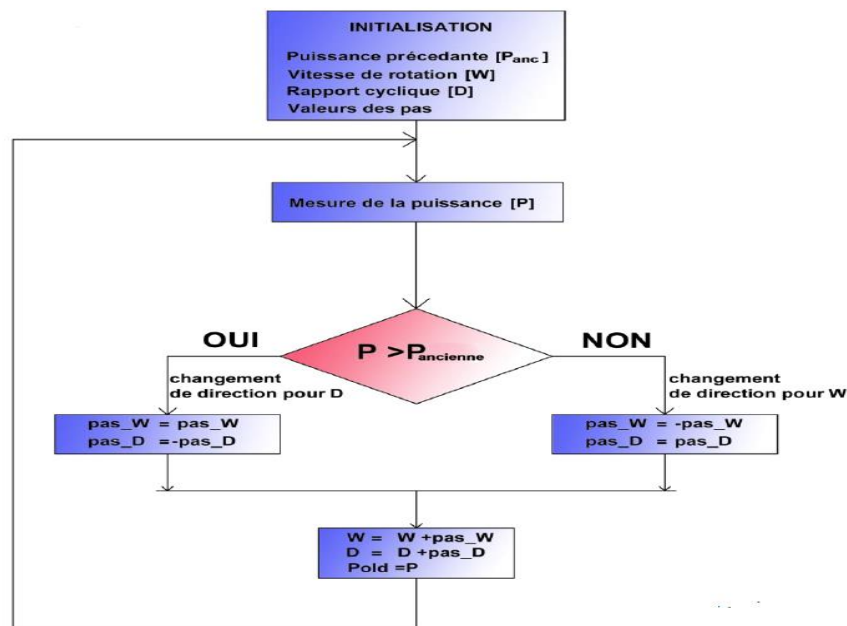


Figure III-34 Algorithme : MPPT gradient.

Le Control se fait en comparant la puissance optimale mesurée à celle du fonctionnement du générateur et de contrôler le rapport cyclique du convertisseur qui acte comme une loupe fermée variant la vitesse de rotation pour arriver au fonctionnement optimale.

III.8.2.2. Structure de base d'un contrôleur flou dédié à l'aérogénérateur :

Comme décrit auparavant, la conception d'un régulateur flou pour la commande des entrainements électriques exige les choix des paramètres suivants :

Choix des variables linguistiques ;

Choix des fonctions d'appartenance ;

Choix de la méthode d'inférence ;

Choix de la stratégie de défuzzification.

La Figure III-35 illustre la Structure du contrôleur flou pour MPPT éolienne

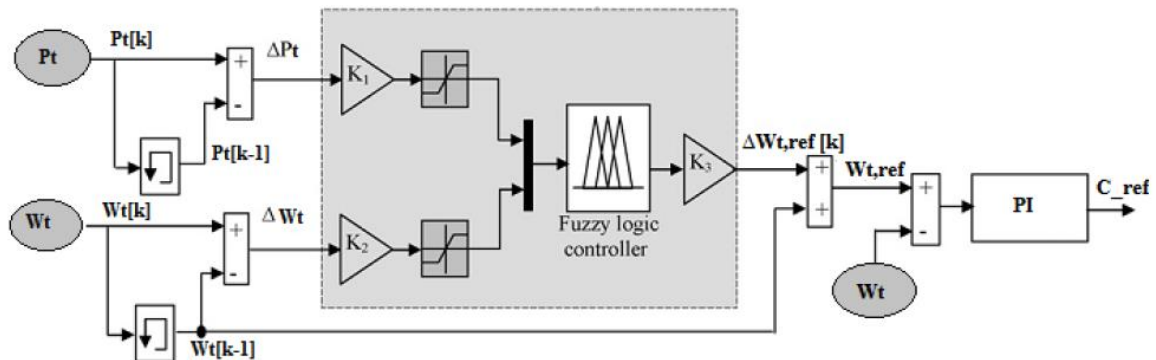


Figure III-35 : Structure du contrôleur flou pour MPPT éolienne.

III-9- Conclusion :

Dans le présent chapitre nous avons abordé les bases de poursuite de la puissance maximale. Après avoir donné un aperçu sur les différents modes de connexion du Générateur photovoltaïque (PV-Charge) et des systèmes éoliens, les types de commandes MPPT et la classification des différentes techniques de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) appliquées aux systèmes hybrides.

Des différentes méthodes MPPT appliquées aux systèmes hybrides Eolien-Photovoltaïque ont été détaillées dans ce chapitre.

Le prochain chapitre sera consacré à la présentation des résultats des simulations et leurs interprétations pour différentes configurations des systèmes hybrides.

CHAPITRE IV

Simulation et Optimisation D'un Système Hybride « Eolien-Photovoltaïque »

IV.1. Introduction :

Les systèmes hybrides utilisent différentes sources d'énergies comme l'éolien, le photovoltaïque et le générateur diesel. Ce type de système peut représenter une solution pour les régions éloignées d'un grand réseau interconnecté [106]. Cependant le dimensionnement et l'architecture de système de génération d'énergie est une étape primordiale dans la conception et la réalisation de même système, ce qui n'est pas bien traduit dans la littérature. Plusieurs études prennent le paramètre variable de la plupart des énergies renouvelables pour la réalisation d'un système de contrôle complexe [107]. La modélisation étant aussi un facteur majeur pour des études élaborées afin de simuler un bon fonctionnement de système. Plusieurs sont les logiciels qui nous permettent de la faire, à savoir le logiciel HOMER et l'environnement Matlab\Simulink.

Pour but d'améliorer la qualité de l'énergie produite par un système de production d'énergie électrique, un système hybride est proposée dans ce chapitre. Ensuite il est simulé sur le logiciel Matlab\Simulink en exploitant les différents outils existants, notamment la SimPowerSystems toolbox. Les résultats de simulations seront présentés pour confirmer le bon fonctionnement de système.

IV.2. Systèmes Hybrides (SEH) :

Un système hybride est réalisé à partir de multi-sources de production d'électricité. Il est capable d'un fonctionnement autonome qui est parfois associé à un système de stockage. La fonction d'un SEH de production d'électricité est de fournir de l'énergie à différentes charges, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie [108]. Le SEH souvent associé à la production d'électricité dans les régions isolées et se présente sous forme [108] :

- ✚ D'une seule source d'énergie renouvelable avec ou sans groupe électrogène. Dans ce cas, la présence d'un dispositif de stockage est indispensable afin de pouvoir satisfaire, à tout instant, la demande du consommateur ;
- ✚ De deux ou plus de deux sources à énergie renouvelables avec ou sans groupe fonctionnant avec un système de stockage ;

Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques et les générateurs diesels sont souvent utilisés dans le SEH. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique ou l'énergie contenue dans l'hydrogène (pile à combustible). Les convertisseurs, les charges, peuvent également faire partir d'un SEH. Généralement, ces variantes peuvent être connectées ou indépendants aux réseaux de distribution.

Les SEH de production d'énergie connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. Au fil du temps, ces systèmes réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Un système connecté à un réseau produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel il s'approvisionne au besoin, ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs.

IV.3. Architecture Des Systèmes Hybrides :

Les différents générateurs d'énergies qui construisent le système hybride peuvent se connecter en plusieurs configurations ce qui rend la topologie du système plus variée selon notre besoin. Trois types d'architectures peuvent exister le plus souvent, une à un bus CC et une autre à un bus mixte CA/CC et une autre à un bus CA.

IV.3. 1. Architecture à bus CC:

La majorité de ces systèmes de petite puissance présente une structure où le bus CC de la batterie est le point central de connexion. En général, les petites éoliennes produisent de l'électricité en courant alternatif à fréquence variable puis injectée dans le bus CC (au travers d'un convertisseur si nécessaire). Cette énergie est ensuite stockée ou reconvertie en courant alternatif (à amplitude et fréquence fixes) à travers un onduleur pour alimenter la charge. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnées pour alimenter des pics de charge. La puissance délivrée peut être contrôlée en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable (Figure VI.1). Les avantages et les inconvénients d'un tel système sont présentés ci-après.

+ Avantages :

- La connexion de toutes les sources sur un bus CC simplifie le système de commande.
- Les générateurs peuvent être dimensionnés de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant le processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75 à 85%.

+ Inconvénients :

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs.
- Les générateurs ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge.

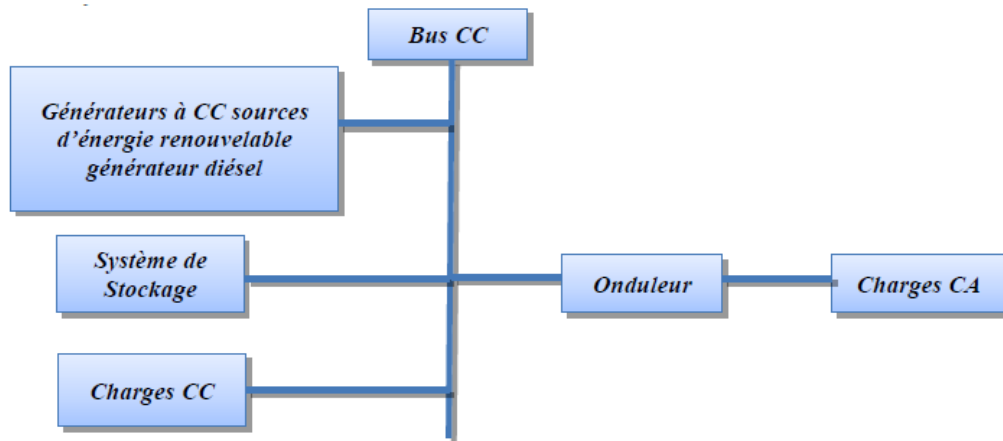


Figure VI-1 : Configuration d'un SH à bus à Courant Continu (CC)[108]

La commande de ces petits systèmes dépend de l'état de charge de la batterie.

Le générateur éolien doit limiter sa tension de sortie et délivrer la puissance produite lorsque la batterie est complètement chargée et ne peut donc plus stocker d'énergie. À l'opposé, l'onduleur et la charge doivent se déconnecter pour arrêter la décharge de la batterie quand la tension atteint un niveau limite inférieur prédéfini. Ces deux propriétés impliquent une conception adaptée du système, optimisant ainsi les ressources énergétiques et conduisant à une quantité minimale d'énergie non fournie.

IV.3. 2. Architecture mixte à bus CC / CA :

La configuration à deux bus est présentée dans la Figure VI.2. Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration avec un bus CC. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable peuvent alimenter une partie de la charge à

courant alternatif directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale de l'onduleur. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion courant continu/courant alternatif (fonctionnement onduleur). Quand il y a un surplus d'énergie, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). On peut aussi utiliser un convertisseur bidirectionnel mais la commande est alors différente et moins souple.

La faisabilité technique et économique de cette structure est liée aux progrès des convertisseurs statiques et de leur commande. L'avantage principal est la modularité qui permet la connexion et/ou le remplacement de modules de production en cas de besoin de plus d'énergie. L'installation des éléments sur tout le mini-réseau est possible, ce qu'on ne peut pas faire dans le cas d'un bus CC.

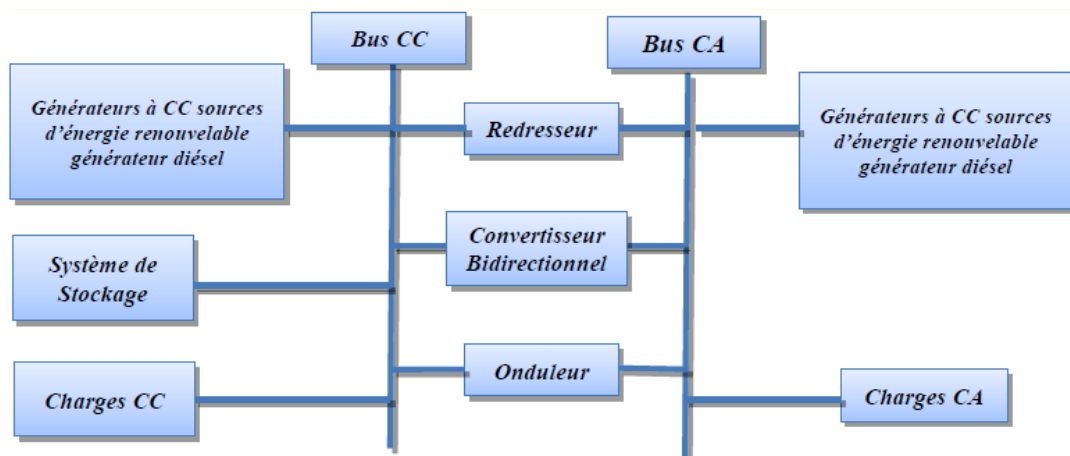


Figure VI-2 : Configuration du SH à deux bus à CC et à CA [108]

✚ Avantages :

- Le générateur et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge,
- La possibilité de réduire la puissance nominale du générateur et de l'onduleur sans affecter la capacité du système d'alimenter les pics de charge.

✚ Inconvénients :

- Besoin de technologies évoluées, donc chères et des applications difficiles dans des lieux isolés,

- dans les systèmes fonctionnant avec une forte capacité de stockage, cette topologie présente des niveaux de pertes supérieurs parce que l'énergie de stockage doit passer du point de génération vers le bus à courant alternatif et traverser le convertisseur bidirectionnel qui relie la batterie au système.

Dans le contexte d'un système autonome de petite puissance, on utilise l'architecture à bus à courant continu pour sa simplification et son faible coût.

IV.3. 3. Architecture à bus CA :

De nouvelles approches sont proposées pour améliorer la modularité par un couplage CA (toute l'énergie converge vers un même bus CA). Toutes les sources de productions sont reliées au bus CA via des convertisseurs sauf le générateur diesel qui peut fixer la fréquence de bus. Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateurs du côté CA (Figure. VI.3) permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires.

En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles. Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants.

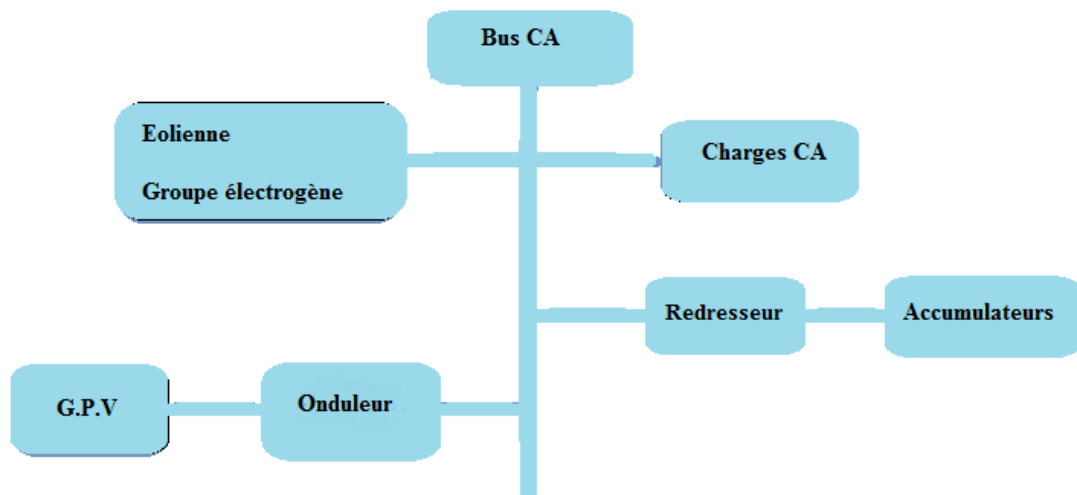


Figure VI-3 : Configuration du SH à bus CA.

L'utilisation du courant alternatif présente plusieurs avantages et inconvénients :

✚ Avantages :

- Un découplage des différentes sources de production, ce qui permet d'agir de façon assez indépendante les unes sur les autres ;

- Le générateur diesel peut fixer la tension et la fréquence du bus (CA) ;
- Capacité d'augmenter et de réduire la tension à l'aide d'un simple dispositif passif (transformateur) ;
- Appareillage de connexion bon marché et disponible facilement ;
- Les circuits triphasés produisent un champ magnétique rotatif permettant des moteurs compacts et efficaces ;
- La fréquence peut être utilisée comme moyen de contrôle.

✚ Inconvénients :

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs ;
- La connexion de toutes les sources sur un bus à CA complique le système de commande.

IV.4. Systèmes de stockage :

L'énergie électrique est une énergie qui ne peut être stockée qu'en quantité modérée pour un coût raisonnable. Dans les systèmes isolés, des batteries sont souvent utilisées pour garantir l'équilibre production/consommation et pour lisser les variations de puissance. Le stockage d'énergie le plus utilisé est la batterie. Toute batterie est un ensemble de cellules électrochimiques capables de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique, puis de la restituer partiellement par la suite, grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions au niveau des électrodes, le courant circulant sous forme d'ions dans l'électrolyte et sous forme d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie (Figure. VI.4). La capacité énergétique de la batterie (exprimée en wattheures, Wh) dépend des quantités et de la nature des éléments chimiques compris dans la cellule.

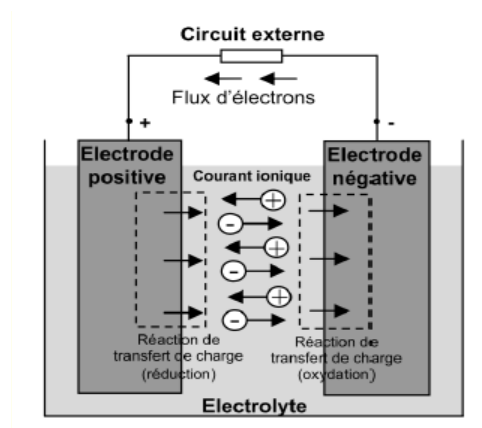


Figure VI-4 : Cellule électrochimique de base.

L'anode est l'électrode à laquelle l'oxydation (perte d'un ou plusieurs électrons) se produit et à partir de laquelle les électrons vont alimenter le circuit extérieur (la charge). La cathode est l'électrode à laquelle se produit la réduction (gain d'un ou plusieurs électrons) ; les électrons revenant de la charge arrivent sur cette électrode. En décharge, l'anode est la borne négative de la batterie et la cathode la borne positive. Par contre, en charge, l'électrode négative est la cathode et l'électrode positive est l'anode, les électrons circulant alors dans l'autre sens [109]. Les paramètres électriques suivants sont généralement employées pour caractériser une batterie :

- ✚ La capacité nominale q_{nom} est le nombre d'ampères-heures (Ah) qui peut être extrait de la batterie, dans des conditions de décharge prédéterminées.
- ✚ L'état de charge SOC (State-of-charge) est le rapport entre la capacité présente et la capacité nominale : $SOC = q/q_{nom}$ ($0 < SOC < 1$). Si $SOC = 1$, la batterie est totalement chargée si $SOC = 0$, la batterie est totalement déchargée.
- ✚ Le régime de charge (ou décharge) est le paramètre qui reflète le rapport entre la capacité nominale d'une batterie et le courant auquel celle-ci est chargée (ou déchargée). Il est exprimé en heures. Par exemple, pour une batterie de 150Ah déchargée à 5A, le régime de décharge est 30h.
- ✚ La durée de vie est le nombre de cycles charge/décharge que la batterie peut soutenir avant de perdre 20% de sa capacité nominale.

Malgré le problème de capacité et de durée de vie, la batterie plomb-acide est la solution la plus utilisée pour le système de stockage des sites isolés pour son prix très concurrentiel et sa robustesse. C'est pour ces raisons que nous avons choisi dans cette thèse d'utiliser des batteries plomb-acide pour le système de stockage, comme le prouve la figure VI-5.

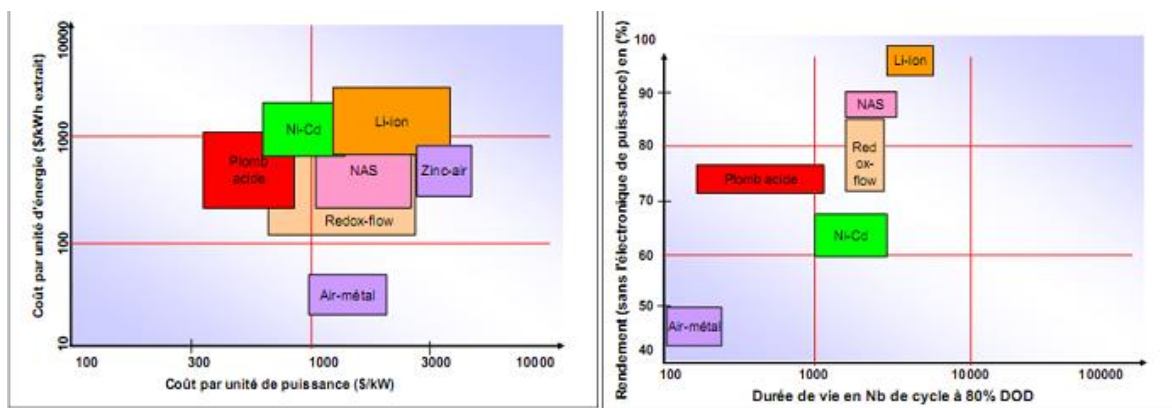


Figure VI-5 : Coûts ; durée de vie et rendement des différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques [109]

IV.5. L'environnement MATLAB/Simulink:

MATLAB/Simulink sont des produits de Math Works Inc., et sont utilisés pour le développement des techniques de calcul et de la conception basée sur les modèles. MATLAB est destiné essentiellement à réaliser des calculs mathématiques, la visualisation, l'analyse des résultats et l'édition de nouveaux programmes utilisateurs. Simulink est l'extension graphique de MATLAB et sert à la modélisation et la simulation des systèmes dynamiques. Cet environnement graphique est une plate forme de simulation multi domaines basée sur les flots de signaux d'entrée de sortie. Il contient un ensemble de libraires qui peuvent être adaptées et/ou enrichies aux besoins du concepteur.

Les modèles basés sur des diagrammes blocs se composent de blocs et de connexions (signaux). La relation entre les éléments du diagramme bloc et les signaux qui les connectent décrit le système dynamique. Cependant, dans la bibliothèque de Simulink on retrouve deux classes de blocs. La première classe représente les éléments constituant le système (blocs non virtuels) et la deuxième classe concerne les blocs qui n'ont pas de rôle dans le système (blocs virtuels : gain, multiplicateurs..etc.). Les blocs de Simulink sont constitués de : des générateurs de signaux, des observations des signaux, des systèmes continus et des éléments de gestion des signaux.

La Figure IV.6 présente la fenêtre de navigateurs des bibliothèques Simulink.

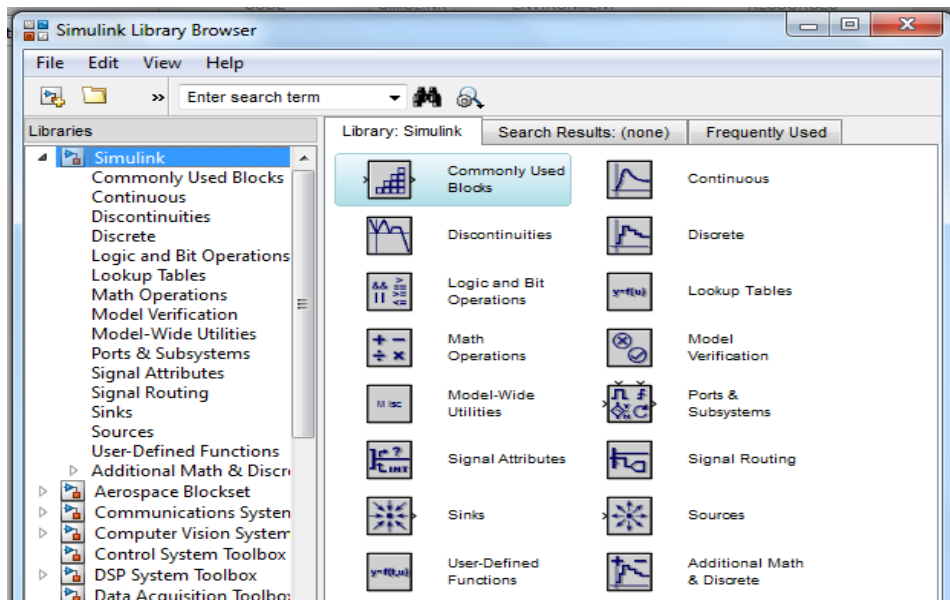


Figure IV-6- Navigateurs des bibliothèques Simulink.

IV.6. Processus de simulation sous MATLAB/Simulink :

La simulation des systèmes dynamiques sous Simulink (R2013a) consiste à calculer les états du système et les sorties pour une plage de temps. Simulink fait appel au compilateur qui convertit le modèle dans une fenêtre exécutable et procède comme suit :

- ✚ Evaluation des expressions des modèles des blocs pour déterminer leurs valeurs,
- ✚ Détermination des attributs des signaux (nom, type de données et dimension) qui ne sont pas explicitement spécifiés dans le modèle, et test si chaque bloc peut accepter les signaux qui lui sont connectés,
- ✚ Réalisation des optimisations spécifiées dans le panneau pour la configuration des paramètres,
- ✚ Mettre à plat le modèle hiérarchique en remplaçant les sous-systèmes virtuels qui les composent,
- ✚ Détermination de l'ordre d'exécution des méthodes des modèles des blocs (Outputs, Update, Dérivative),
- ✚ Détermination des temps d'échantillonnage qui ne sont spécifiés explicitement de tous les blocs dans le modèle,
- ✚ Après cette phase, Simulink alloue la mémoire nécessaire à l'exécution du modèle (signaux, les états et les paramètres d'exécution).

IV.7. Boîte à outils SimPowerSystems :

SimPowerSystems toolbox est un ensemble des composants électriques et mécaniques qui vient s'ajouter à la librairie de Simulink. Les composants ajoutés sont à la base des éléments destinés à des simulations de l'électronique de puissance. Il repose sur l'utilisation des ports électriques au lieu des signaux. Ces ports traitent des courants et des tensions, et le schéma obtenu est celui d'un circuit électrique. Le compilateur de SimPowerSystems génère le modèle de l'espace d'état du circuit pendant la phase d'initialisation[104].

IV.8. Optimisation de l'électrification d'un site isolé :

Dans les réseaux de petites puissances en site isolé, trois critères peuvent être pris en compte pour leur classement en fonction de la structure du système. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique ou conventionnelle qui peut être un générateur diesel, une micro-turbine à gaz... Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage permettant d'assurer une meilleure satisfaction des besoins du

consommateur pendant les périodes de chute et d'arrêt de production. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries, des réservoirs d'hydrogène ou des volants d'inertie... Le dernier critère de classification possible est celui relatif aux types de sources d'énergie renouvelable utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, une petite centrale hydroélectrique ou une combinaison de ces sources.

Les systèmes sans source conventionnelle fonctionnent surtout en mode autonome dans des sites où l'approvisionnement en carburant diesel ou le raccordement au réseau électrique est difficile, voire impossible. Notre système étudié en est un exemple, il n'est constitué que de deux sources d'énergie renouvelable : photovoltaïque et éolienne (Figure IV.7). La puissance délivrée peut être contrôlée en incorporant un régulateur de poursuite du point de puissance maximale pour ces deux sources d'énergie renouvelable [105].

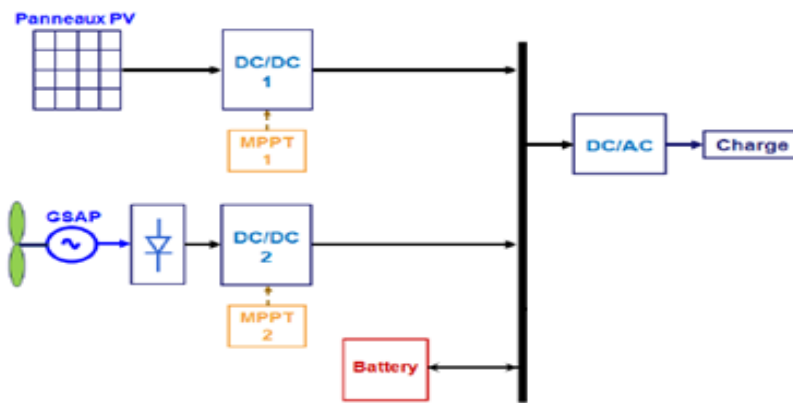


Figure IV-7- Structure d'un système isolé.

Cette configuration est simulée sous MATLAB/Simulink en utilisant le SimPowerSystems toolbox et le schéma bloqué est la suivante :

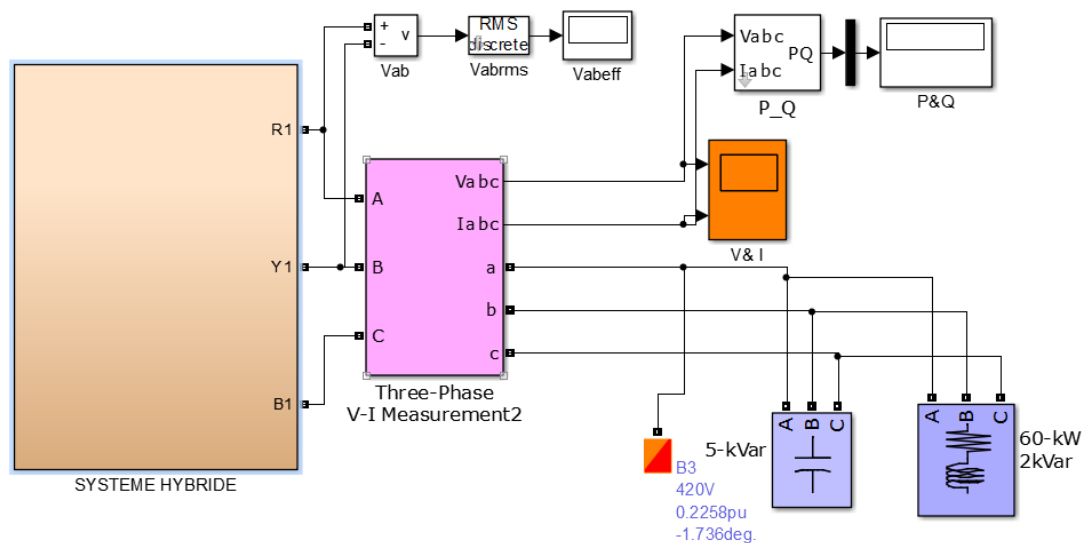


Figure IV-8- Schéma bloqué d'un système hybride alimentant un site isolé.

La puissance délivrée par les deux sources peut être contrôlée en incorporant un régulateur de poursuite du point de puissance maximale. Un dispositif de stockage (batteries) est ajouté au système permettant d'assurer une meilleure satisfaction des besoins du consommateur pendant les périodes de chute et d'arrêt de production.

Le couplage entre les deux sources est assurés par des bus continués, la tension obtenue est convertie en triphasés alternatifs par le biais d'un onduleur triphasé commandé par MLI. La tension alternative obtenue alimente une charge inductive isolé.

Le bloque Système hybride est constitué de deux sources d'énergie renouvelable : photovoltaïque et éolienne , il est détaillé à la (Figure IV.9).

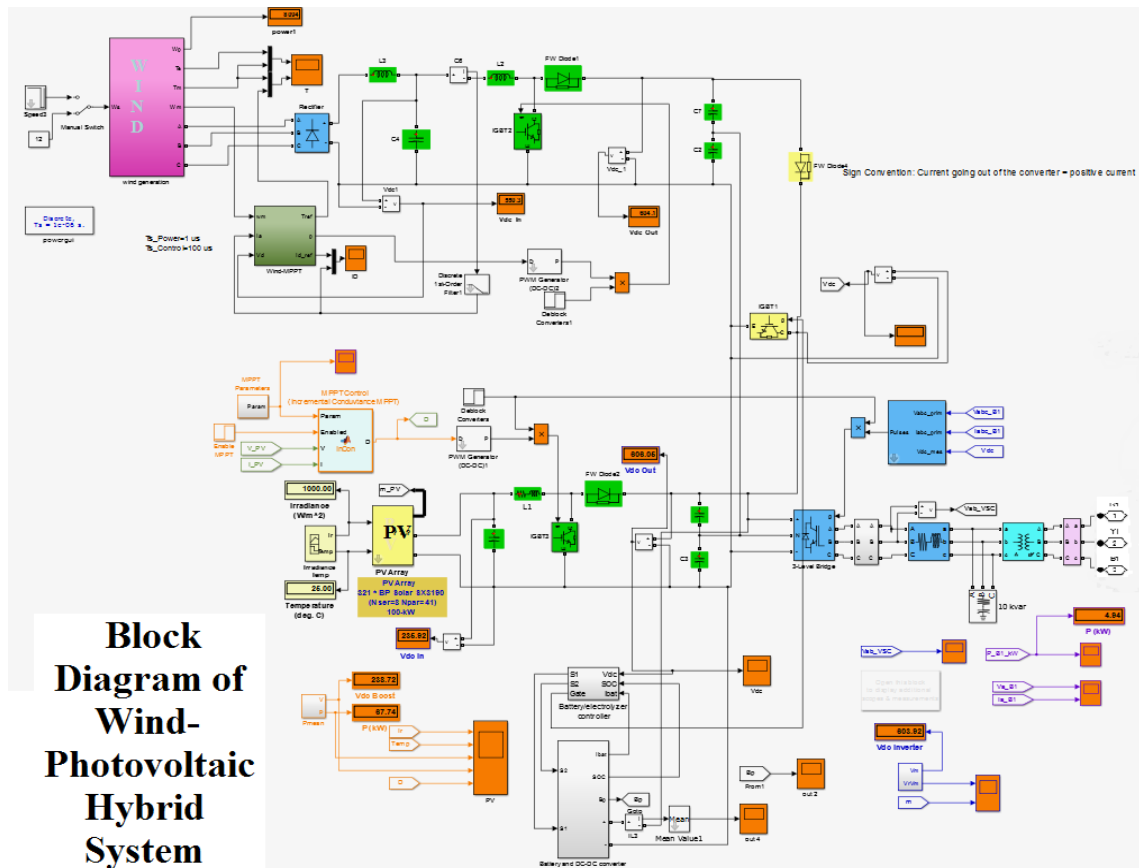


Figure IV-9- Schéma bloque détaillé du Système hybride .

IV.8.1 Caractéristique du système hybride simulé :

La configuration choisi pour notre simulation est celle à deux bus à CC et à CA. Ou le système de génération photovoltaïque est raccordé avec le système éolien et le système de stockage par le biais d'un bus à courant continu. Ensuite la charge est raccordé par le biais d'un bus à courant alternatif en introduisant un convertisseur (CC/CA).

IV.8.1.1 Système Photovoltaïque :

On a utilisé un générateur PV de type BP Solar SX3190 constitué de 328 modules 8 en série et 41 en parallèle ayant une puissance globale de 65 kW , voir (Tableau IV-1). Chaque module contient 50 cellules raccordé avec un hacheur boost caractérisé par : $C_1=100\mu\text{F}$, $r=0.005\Omega$, $L= 3\text{mH}$, $C_2= C_3=24000\mu\text{F}$, avec une commande MPPT de type perturbation et observation et un onduleur triphasé commandé par la commande MLI.

Caractéristiques électriques	$E=1000\text{W}/\text{m}^2$; $T=25\text{ C}^\circ$
Puissance maximale de module (P_{max})	190 W
Courant de court-circuit (I_{cc})	8.5 A
Tension de circuit ouvert (V_{oc})	30.6 V
Courant au point de MPPT (I_{m})	7.82 A
Tension au point de MPPT (V_{m})	24.3 V
Nombre de modules en série(N_s)	8
Nombre de modules en parallèle (N_p)	41
Nombre des cellules par module	50

Tableau IV-1- Caractéristiques électriques de Module PV BP SX 3190.

On gère cette configuration avec la variation de l'éclairement et la température (Figure VI.10)

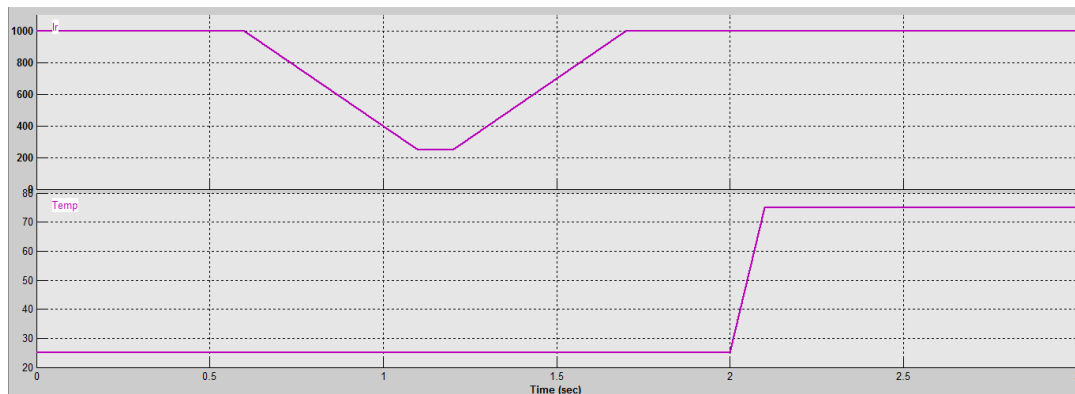


Figure IV-10- Variation de l'éclairement et la température du Panneau Photovoltaïque en fonction du temps .

IV.8.1.2 Système Eolien :

L'éolienne est constitué d'une génératrice synchrone à aimant permanent ayant les caractéristiques suivantes :

Caractéristiques de la turbine	
Puissance mécanique nominale	8500 W
Puissance électrique de base	9444.44 VA
Vitesse de base du vent	12 (m/s)
Caractéristiques du PMSG	
Tension composée	420 V
Resistance statorique par phase	0.425 Ω
Inductance de l'armature	0.000835 H

Tableau IV-2- Caractéristiques Techniques de l'éolienne.

Les tensions à la sortie de la génératrice sont alternatives de forme sinusoïdales, ils sont redressés par un redresseur triphasé. La tension continue obtenue alimente un hacheur boost caractérisé par : $C_4=1200\mu\text{F}$, $L_3= L_2= 2\text{mH}$, $C_2= C_7=2400\mu\text{F}$, avec obtention de la puissance maximale par la commande indirecte par le pilotage du courant. La tension continue obtenue est celle à la sortie du système PV, elle sont tous couplés avec une batterie. Puis cette tension est convertie en alternative via un onduleur triphasé commandé par la commande MLI.

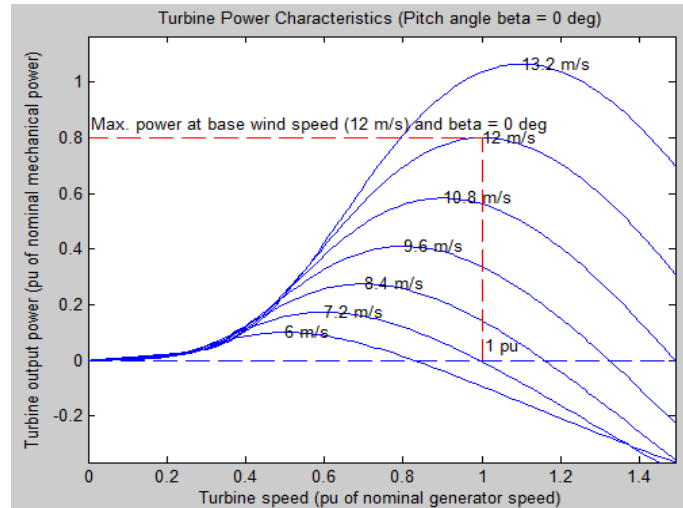


Figure IV-11- Caractéristique de la puissance générée par la turbine pour un angle d'attaque $\beta=0^\circ$.

IV.8.1.3 Système de stockage :

Le stockage d'énergie contribue à stabiliser l'offre et la demande, à améliorer les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'à accroître le rendement de certaines unités de production à puissance nominale, tout en réduisant les émissions polluantes. Dans notre étude les accumulateurs électrochimiques (batterie) utilisée est de type plomb-acide ayant les caractéristiques schématisées sur la figure suivante:

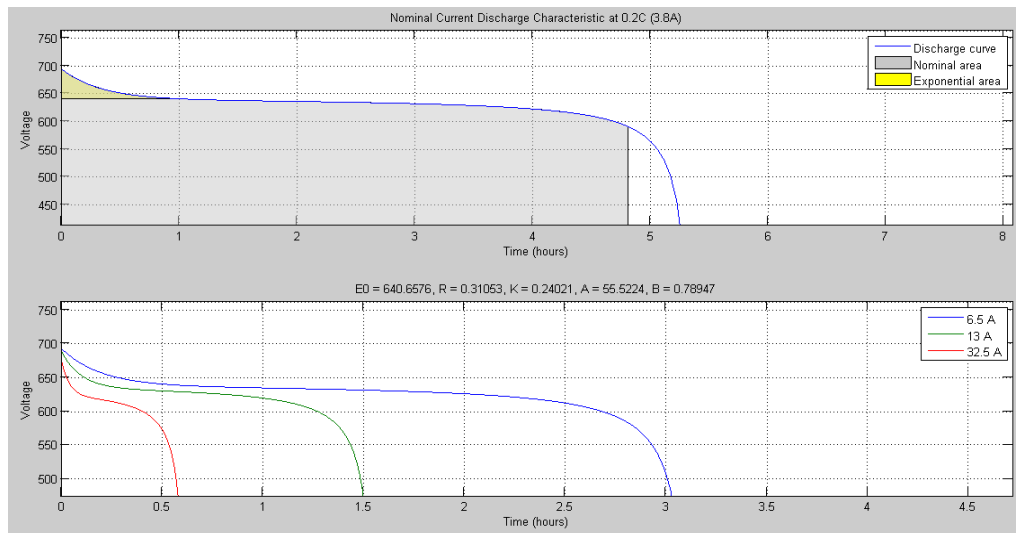


Figure IV-12- Caractéristique de décharge de la batterie pour différents valeurs du courant

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que :

- ✚ **Rapports de chargement et déchargement:** Si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.
- ✚ **Température:** Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.
- ✚ **Profondeur de décharge:** La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge.
- ✚ **La tension d'utilisation:** C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.
- ✚ **Le rendement:** C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.
- ✚ **Le taux d'autodécharge:** C'est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

IV.8.1.3.1. Contrôle de charge:

Ce contrôle peut être effectué par :

- ✚ **Les diodes anti retour :** Le courant circule naturellement du point de tension le plus fort vers le plus faible. Lorsque la batterie est en période de charge ou déjà chargée, la tension de la batterie a tendance à dépasser la tension délivrée par le système hybride . Le courant passerait

alors de la batterie vers le système hybride, si on ne mettait pas une diode qui bloque le passage du courant dans ce sens. Cela pourrait l'endommager. Cette diode au rôle d'une valve qui évite la décharge de la batterie dans le système hybride lorsque sa tension est basse.

✚ **Fonctions d'un régulateur de charge:** Son objectif est de protéger la batterie pour lui assurer une meilleure durée de vie.

Les résultats de simulation du système hybride alimentant un site isolé (charge RL-60kW ;2kVar), sont représentés sur la Figure IV.13. Cette figure illustre l'allure sinusoïdale de la tension et du courant générées par ce système. Ces résultats montrent que les hacheurs survolteur et les commandes MPPT du générateur PV et de l'éolienne effectuent correctement leurs rôles. Les hacheurs survolteurs fournissent une tension à leurs sorties supérieure à celle d'entrés.

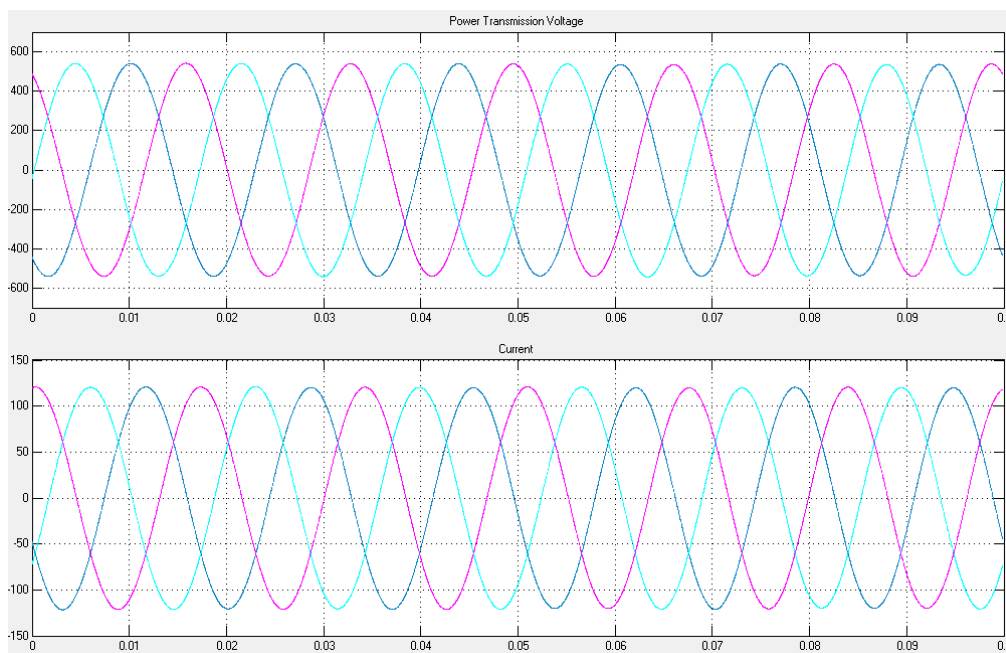


Figure IV-13- Tension au borne de la charge AC et courant absorbé.

IV.9. Simulation d'un Système Hybride raccordé au réseau basse tension:

Le même système hybride détaillé auparavant est raccordé au réseau basse tension (Figure IV.14).

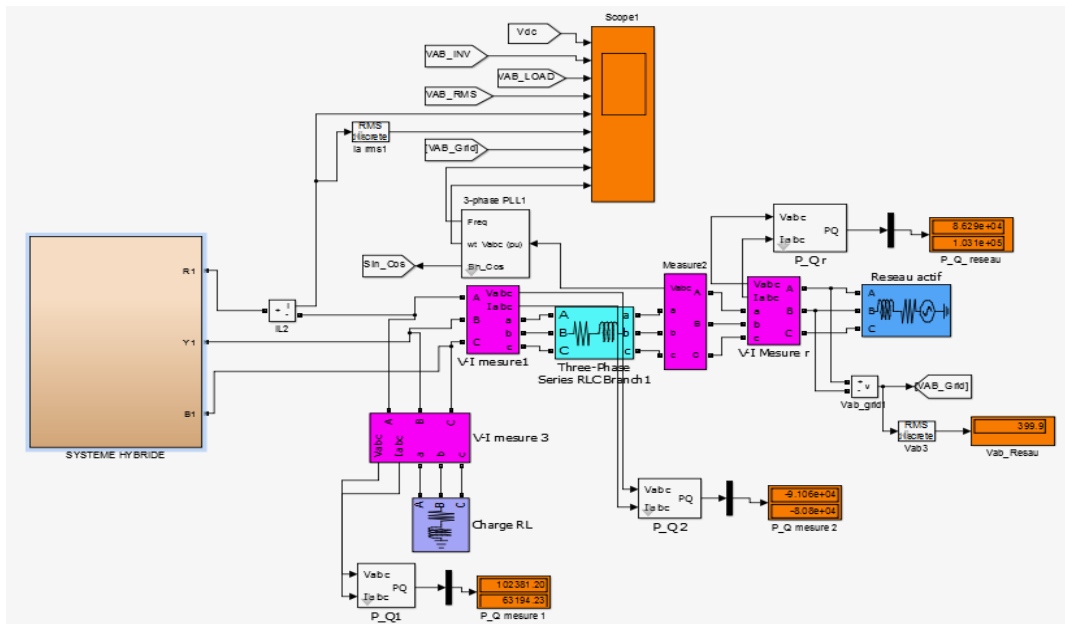


Figure IV-14- Schéma bloqué d'un système hybride raccordé au réseau basse tension.

La tension fournie constituant un système sinusoïdal triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants :

- ✚ La fréquence ;
- ✚ L'amplitude des trois tensions ;
- ✚ La forme d'onde qui doit être la plus proche que possible d'une sinusoïde ;
- ✚ La symétrie du système triphasé (égalité des modules des trois tensions, leur déphasage et l'ordre de succession des phases).

Ces quatre paramètres cités précédemment peuvent être affectés par l'un des perturbations suivantes : un creux ou une coupure de tension, une fluctuation de la tension, un déséquilibre du système triphasé de tension, une déviation de la fréquence, la présence d'harmoniques et/ou d'inter-harmoniques .

IV.9.1. Réseau électrique :

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions. Il est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau

électrique, ces frontières étant définies par les postes sources et les transformateurs (voir Figure IV.15).

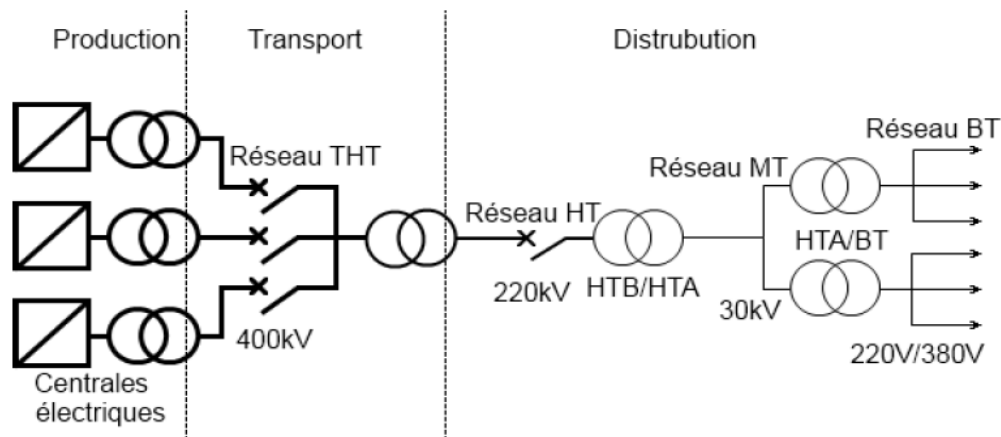


Figure IV-15-: Schéma générale de production, transport et distribution de l'énergie électrique

- ✚ Les réseaux de transport à très haute tension (HTB.400 kV). C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau international.
- ✚ Les réseaux de répartition à haute tension (HTA, de 60 kV à 220 kV) assurent, à l'échelle régionale, le transport de l'électricité vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.
- ✚ Les réseaux de distribution sont les réseaux qui assurent l'alimentation de l'ensemble de la clientèle. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension (MT, de 5,5 kV à 30 kV) et les réseaux à basse tension (BT, de 220V/380V). Les réseaux de distribution moyenne tension transportent l'énergie vers les réseaux à basse tension. Les réseaux basse tension sont destinés à alimenter des clients à faible demande d'énergie [107].

IV.9.2. Problème de connexion des systèmes hybrides au réseau :

Les problèmes rencontrés lors d'une connexion du système hybride Eolien-Photovoltaïque au réseau sont les suivants [108]:

- ✚ Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding) ;
- ✚ La protection contre la foudre ;
- ✚ La qualité de puissance fournie au réseau ;
- ✚ Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré ;
- ✚ Risques techniques et financiers.

IV.9.3. Modèle mathématique du réseau BT :

Le réseau électrique triphasé équilibré est caractérisé par trois grandeurs (tensions) sinusoïdales de même fréquence, déphasées entre elles de $2\pi/3$, et ayant une même valeur efficace, (Figure IV.16) [109].

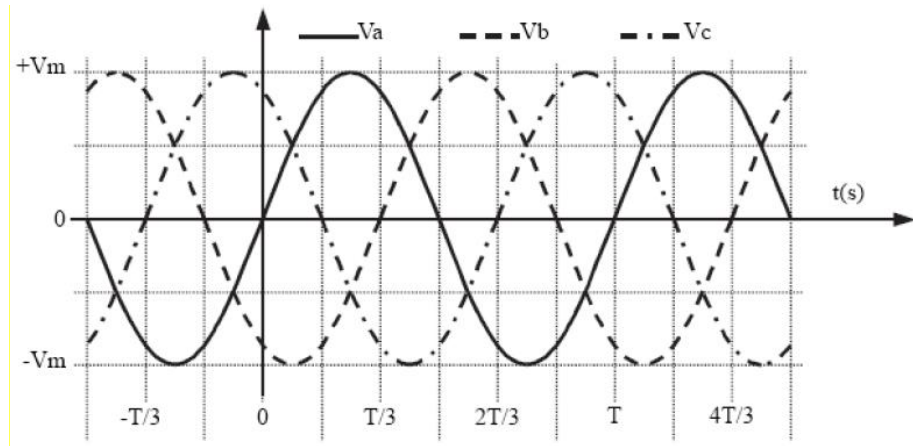


Figure IV-16-: Système de tensions triphasé équilibré

On peut écrire les équations d'un système de tensions simples triphasés équilibré comme suit:

$$\begin{cases} V_a = V_m \sin(\omega t) \\ V_b = V_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ V_c = V_m \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad \text{(IV -1)}$$

$$\text{Ou } \begin{cases} U_{ab} = V_a - V_b \\ U_{bc} = V_b - V_c \\ U_{ca} = V_c - V_a \end{cases} \quad \text{(IV -2)}$$

$$\text{avec } \begin{cases} V_m = \sqrt{2}V_{eff} \\ U_m = \sqrt{3}V_m \\ U_{eff} = \sqrt{3}V_{eff} \end{cases} \quad \text{(IV -3)}$$

Pour notre simulation le réseau actif Basse Tension (220V/380V) utilisé à une fréquence de 50 Hz , un niveau de court-circuit triphasé à la tension de base de (100 MVA).

Après exécution du modèle , on a remarqué que le courant absorbé par la charge est stable ayant une allure sinusoïdale stable et une valeur efficace de 114A, (Figure IV.17-18). Ce courant est imposé par une charge RL (85 kW, 2 kVar). Le système hybride débite son

maximum de puissance grâce aux commandes MPPT au niveau de systèmes éolien et photovoltaïque. Le reste de puissance est sollicité à partir du réseau actif basse tension.

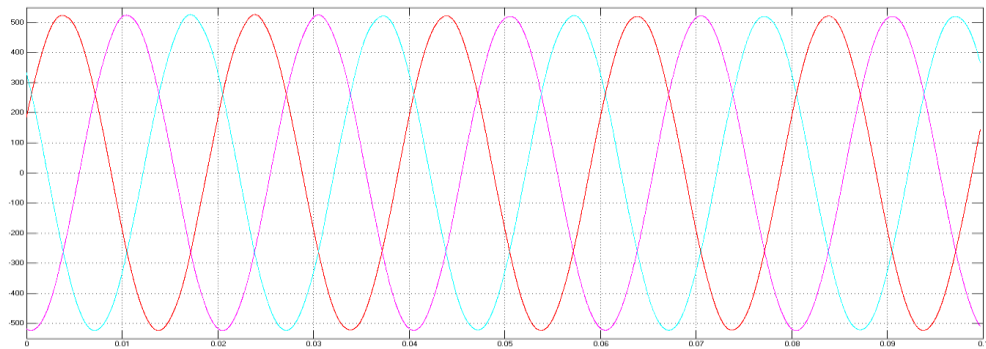


Figure IV-17- Tension au borne de la charge AC .

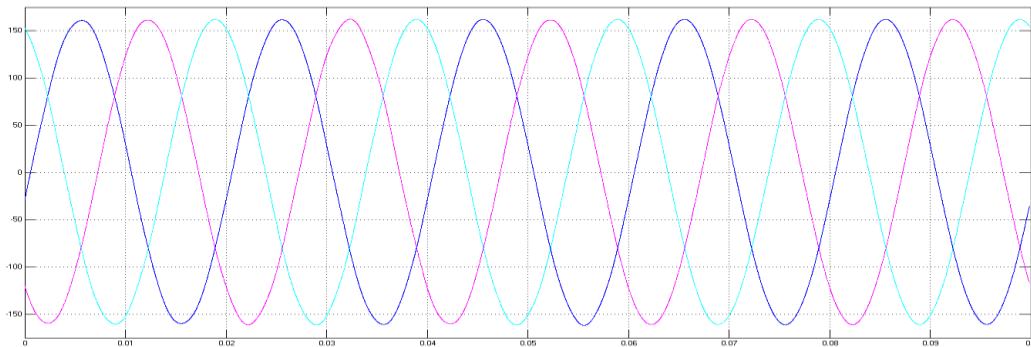


Figure IV-18- Courant absorbé parla charge AC .

On a remarqué aussi que les hacheurs fonctionnent en mode survolteur car la tension d'entrée de l'onduleur est supérieure à celle de Systèmes PV et éolienne.

La valeur maximale de la tension simple et composé à la sortie de l'onduleur est égale à celle du réseau basse tension (310V/537V).

D'après les résultats obtenus de la simulation, on remarque que les convertisseurs DC-DC et les commandes MPPT effectuent correctement leurs rôles pour extraire la puissance maximale du générateur PV et du système éolien. Les hacheurs boosts peuvent augmenter la tension à leurs sortie si le rapport cyclique est supérieur à 0.5. La commande MLI de l'onduleur a le but d'obtenir l'allure sinusoïdale au niveau de la sortie de l'onduleur.

IV.10. Simulation d'un Système Hybride raccordé au réseau du transport

(HTB 400 kV):

L'architecture mixte à bus CC/CA est la configuration choisie pour raccorder le système hybride au réseau du transport HTB 400kV, (Figure IV.19).

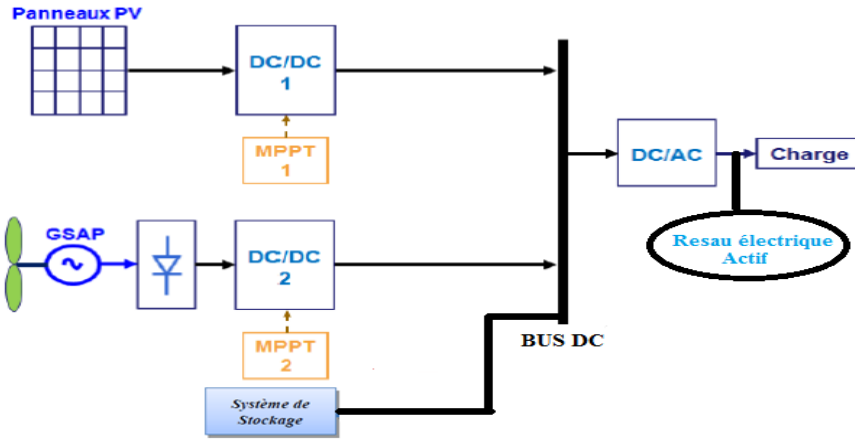


Figure IV-19- Structure du système hybride raccordé au réseau.

Le Schéma bloqué du système hybride raccordé au réseaux du transport HTB 400 kV est présenté à la Figure IV.20.

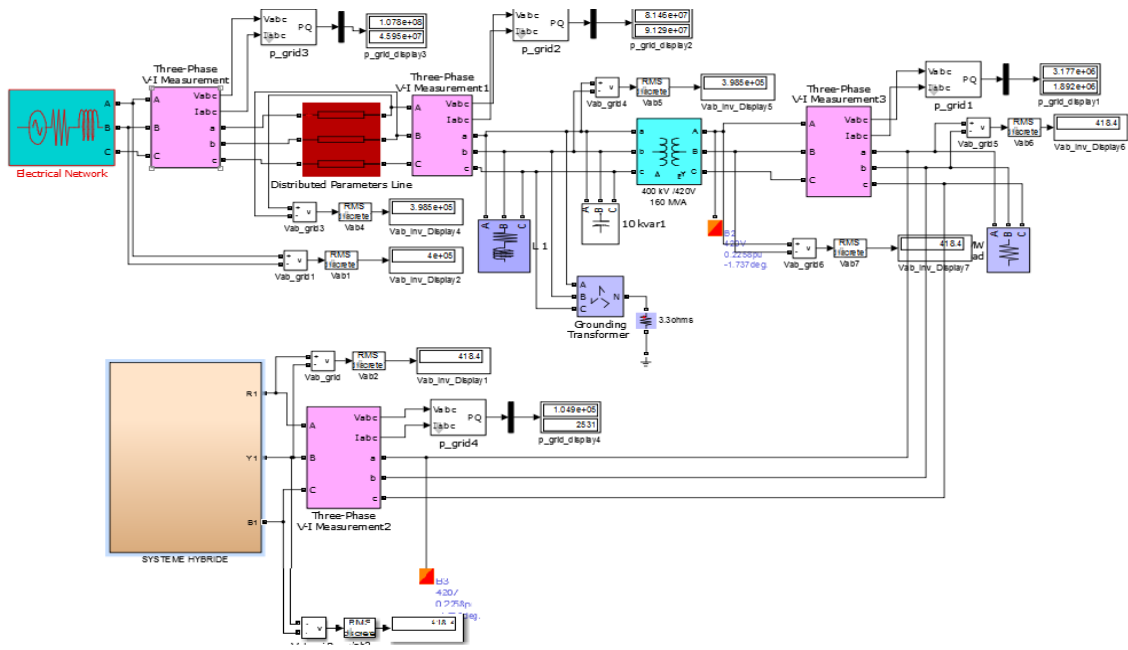


Figure IV-20- Schéma bloqué d'un système hybride raccordé au réseau haute tension.

IV.10.1. Résultats de la Simulation :

Les résultats de simulation du système hybride « Eolien-Photovoltaïque » adapté par la commande MPPT « perturbation et observation » raccordé au réseaux du transport HTB 400 kV, sont représentés par les figures ci-dessous, ou la Figure (IV.21) représente la variation de la tension et du courant en pu à la sortie du système hybride au niveau du réseau du transport HTB.

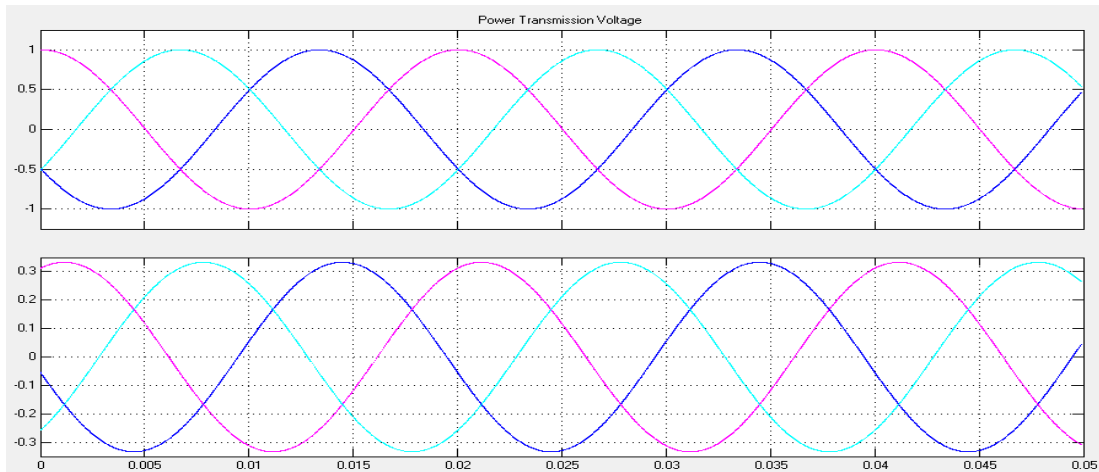


Figure IV-21- Forme d'onde en (pu) de la tension et du courant du système hybride wind/PV raccordé au réseau du transport HTB.

La Figure (IV.22) - ci-dessus montre l'allure sinusoïdale de la tension triphasé basse tension et du courant à la sortie du système hybride en pu .

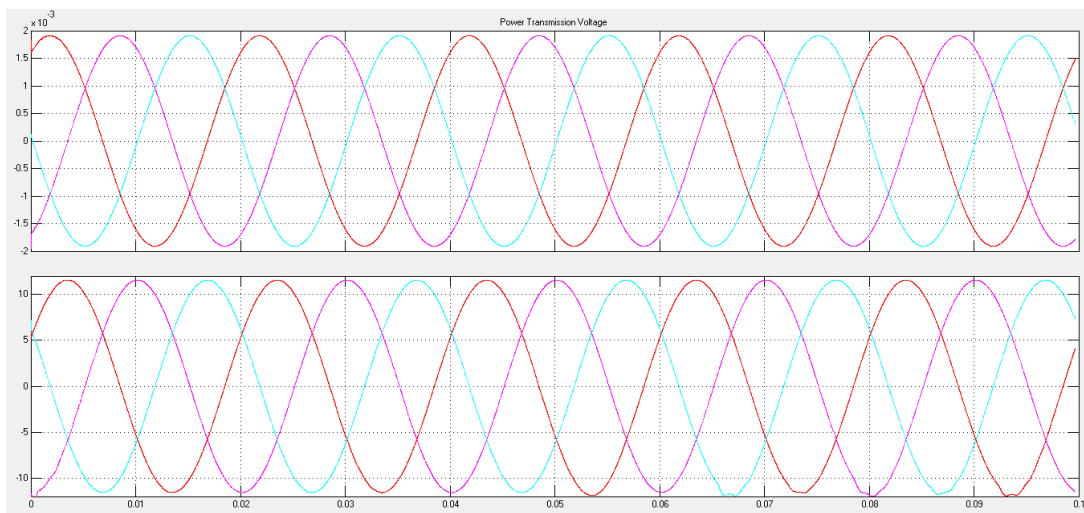


Figure IV-22- Forme d'onde basse tension triphasée et du courant à la sortie du système hybride Wind/PV en (pu).

Les changements dans le couple électrique, le couple mécanique sont indiqués sur la Figure (IV.23)

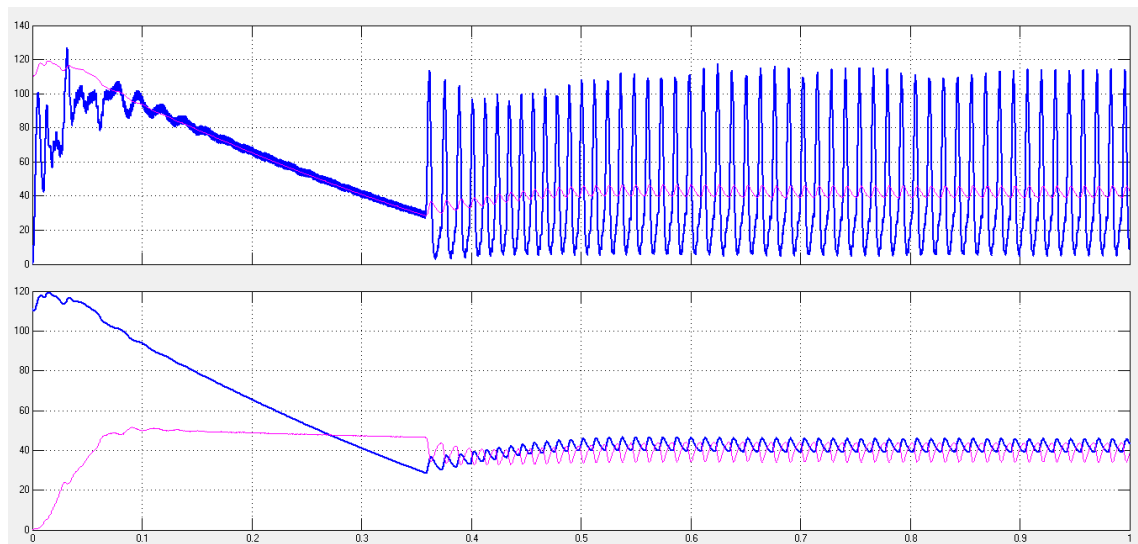


Figure IV-23- Variation dans le couple électrique et le couple mécanique pour le système éolien.

Dans la Figure (IV.24), il est bien montré que la tension continue à la sortie du système hybride suit une tension de référence (605 V), ce qui montre la stabilité électrique du système.

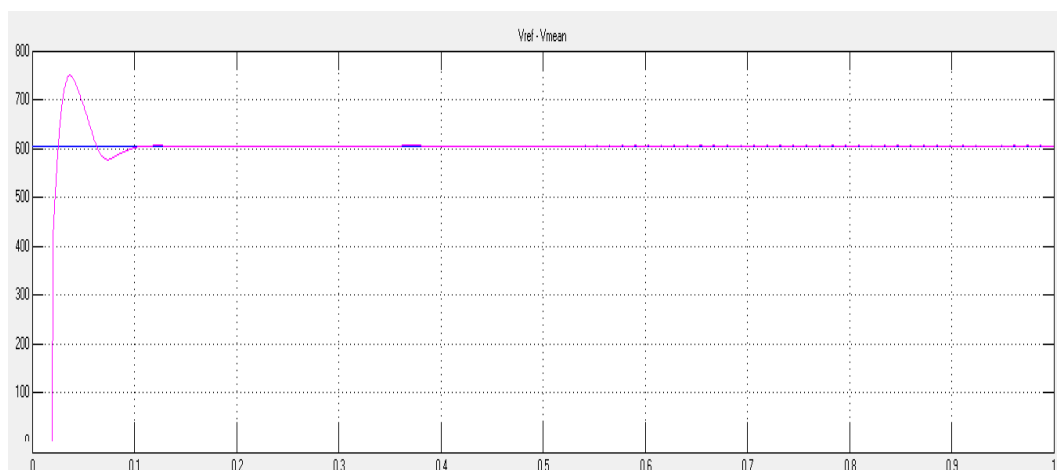


Figure IV-24- Variation de la tension continue à la sortie du système hybride

IV.11. Conclusion :

Dans ce chapitre une brève description des systèmes hybrides de génération de l'énergie électrique est réalisée, les principales notions liées au type d'architecture des ces systèmes ont été aussi présentés. Par la suite une simulation des systèmes hybrides éolien - photovoltaïque alimentant un site isolé , raccordé au réseau de distribution basse tension et raccordé au réseau du transport HTB ont été élaborée, sous l'interface Simulink du Matlab. D'après les résultats obtenus , on remarque que la combinaison des sources d'énergie renouvelables dans la présence d'un système d'accumulateurs électrochimiques à un avantage remarquable vu la diversité des ressources énergétiques que présente un système hybride ainsi que l'assurance de la continuité et la disponibilité de la production d'énergie électrique. Nous avons utilisé un bus continu qui reçoit l'énergie produite par les sources photovoltaïque et éolienne puis livrée au consommateur à l'aide d'un onduleur. Un des avantages de cette structure est l'utilisation des batteries nécessaires en cas de besoin pour compenser un éventuel manque de puissance. Pour avoir un comportement optimale de l'installation d'un point de vue de puissance, nous avons développé des superviseur (MPPT) ce qui permet une gestion efficace et rationnelle de l'énergie pour satisfaire les besoins du consommateur. Plusieurs résultats de simulation ont été présentés ont illustré les performances de notre installation en présence de changements climatiques et de variations de la consommation d'énergie.

Conclusion Générale

Le but du travail présenté dans ce mémoire, est la contribution à l'étude, la modélisation et la simulation de systèmes hybride de production d'électricité autonome, à partir de ressources renouvelables mixtes (photovoltaïque et éolienne), avec un système de stockage de batteries ainsi que le raccordement de ce système hybride au réseau du transport haute tension et au réseau de distribution basse tension. A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations climatique a été entreprise et ce concernant ces deux sources d'énergie.

Dans le début de cette thèse on a dressé un rappel sur les différents types des énergies renouvelables suivi par un état de l'art sur les systèmes hybrides de génération d'énergie électrique ainsi que les différents éléments qui les construisent.

La modélisation de la chaîne de conversion hybride (éolienne - photovoltaïque) à été effectuée en détaille dans le deuxième chapitre . Dans ce contexte, on a modélisé chaque bloc de la chaîne de conversion d'énergie du système ainsi que la commande de chaque convertisseur. Le problème qui se pose est généralement une exploitation non optimale du système. Alors une adaptation est nécessaire pour maximiser le rendement du système (MPPT). Pour parvenir à cet objectif, on a détaillé différentes techniques d'optimisation appliqué au système hybride dans le chapitre qui suit. Ou on a étudié l'optimisation conventionnelle de la puissance de chaque générateur qu'on a considéré comme référence. Une variation très sensible du rapport cyclique du hacheur coté générateur photovoltaïque (GPV) lorsque l'éclairement et la température varient est constatée. Cette sensibilité est dépendante du type de source et de la nature de la charge. De même pour le système éolienne. Afin de résoudre ce problème, on a présenté quelques algorithmes basés sur les techniques numériques et l'intelligence artificielle (floue et neuronale). Pour l'optimisation par l'algorithme « Perturber et Observer) (P&O) et par celle de l'incrémentation de conductance, les résultats de simulation ont montré que cette méthode est particulièrement appropriée pour le cas des variations de l'éclairement se produisant en raison des conditions climatiques, ainsi que pour le problème d'oscillations, surtout pour les faibles éclairagements. Mais il existe un inconvénient de cette technique qui correspond au cas de changement rapide des conditions atmosphériques (nuage mobile). Dans ce cas, cette méthode entraîne une divergence et une grande oscillation autour de point optimal à cause du pas d'incrémentation pour les faibles éclairagements.

Le contrôleur proposée pour la poursuite du point de puissance maximale du système éolien est indépendant de la courbe de puissance et des conditions météorologiques. Le capteur de

vitesse, est remplacé par un capteur de tension qui est moins cher et plus stable. Avec cette nouvelle structure de commande, l'éolienne produit la puissance maximale dans toutes les conditions climatiques et/ou d'exploitation avec précision et robustesse. Les résultats de simulation sont présentés pour illustrer l'efficacité de cette approche.

Dans un site isolée, le besoin de continuité du service en présence de la disponibilité intermittente des sources renouvelables entraîne l'utilisation indispensable d'un système de stockage. Dans ce contexte, la batterie plomb-acide est la solution la plus utilisée grâce au bon rapport prix/qualité. Pourtant, la mauvaise utilisation de la batterie peut entraîner sa défaillance, cela implique le besoin d'entretenir et remplacer souvent celle-ci. Le coût d'installation et de fonctionnement du système est donc augmentée. Alors, il faut non seulement avoir un schéma d'exploitation exigible des sources, mais aussi prendre en compte la durée de vie des composants, surtout de la batterie.

Le dernier chapitre récapitule la simulation des différentes configurations des systèmes hybride (éolien-photovoltaïque) raccordés au réseau basse tension de distribution et au réseau haute tension du transport (HTB) ainsi qu'un réseau isolé.

De cette étude ressort l'importance de la modélisation du raccordement du système hybride au réseau électrique. La commande de l'onduleur et les systèmes de productions déterminent le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension.

D'une manière générale le travail présenté dans ce mémoire nous a permis de montrer l'intérêt que suscitent les énergies renouvelables dans notre pays l'Algérie. Néanmoins, tous ces résultats n'excluent pas des améliorations qui peuvent être apportées dans le futur. Il s'agit en fait des points suivants :

- ✚ L'étude des commandes avancées pour l'implantation des systèmes hybrides afin d'améliorer la qualité d'énergie.
- ✚ Une intégration d'un système hybride éolien- photovoltaïque avec stockage dans notre ville d'El oued avec le suivi du point de puissance maximale (MPPT) pour faire face à la pointe estivale.
- ✚ L'introduction des onduleurs multi niveau et d'autres méthodes de commande comme la commande SVM pour assurer le raccordement au réseau.

ANNEXE

Annexe I : Caractéristique du Panneau Photovoltaïque



SX 3190W

190 Watt Photovoltaic Module

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride multicrystalline silicon cells.

Performance

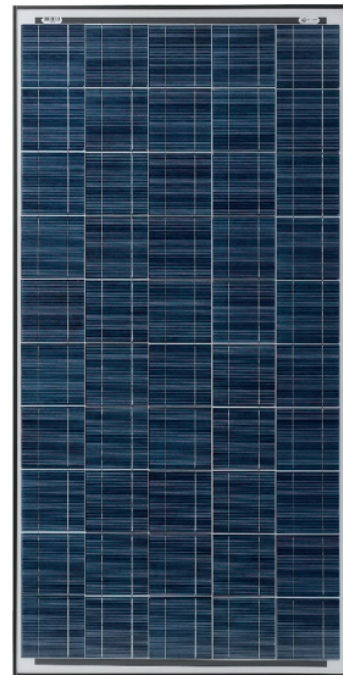
Rated power (P_{max})	190W
Nominal voltage	16V
Limited Warranty ¹	25 years

Configuration

SX3190W	Bronze frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
----------------	--

Electrical Characteristics²**SX3190**

Maximum power (P_{max}) ³	190W
Voltage at Pmax (V_{mp})	24.3V
Current at Pmax (I_{mp})	7.82A
Warranted minimum P_{max}	172.9W
Short-circuit current (I_{sc})	8.5A
Open-circuit voltage (V_{oc})	30.6V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/ °C
Temperature coefficient of V_{oc}	-(111±10)mV/°C
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/ °C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² ; wind 1m/s)	47±2°C
Maximum series fuse rating	15A
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC rating)

**Mechanical Characteristics**

Dimensions	Length: 1680 (66.14")	Width: 837mm (32.95")	Depth: 50mm (1.97")
Weight	15.9 kg (35.05 pounds)		
Solar Cells	50 cells (156mm x 156mm) in a 5x10 matrix connected in series		
Output Cables	RHW-2 AWG# 12 (4mm ²) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 1250mm (-) and 800mm (+)		
Diodes	IntegraBus™ technology includes Schottky by-pass diodes integrated into the printed circuit board bus		
Construction	Front: High-transmission and anti-reflective 3.2mm (1/8 th inch) tempered ARC glass; Back: White Polyester; Encapsulant: EVA		
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063T6 Universal frame; Color: bronze		

1. Module Warranty: 25-year limited warranty of 80% power output; 12-year limited warranty of 90% power output; 5-year limited warranty of materials and workmanship. See your local representative for full terms of these warranties.
2. This data represents the performance of typical SX 3190 products, and is based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (STC.)
3. During the stabilization process that occurs during the first few months of deployment, module power may decrease by up to 1% from typical P_{max} .

Références Bibliographiques

- [1]. M. Lopez, “ Contribution A L'optimisation D'un Système De Conversion Eolien Pour Une Unité De Production Isolée ”, Thèse De Doctorat, Université De Paris-Sud, 2008.
- [2]. O. Gergaud, “ Modélisation Energétique Et Optimisation Economique D'un Système De Production Eolien Et Photovoltaïque Couplé Au Réseau Et Associé A Un Accumulateur ”, Thèse De Doctorat, Ecole Normale Supérieure De Cachan, Décembre 2002.
- [3]. Soro, Sielle Martin, “ Étude, simulation et contrôle d'un système d'énergies renouvelables intégrant une éolienne, des panneaux solaires et une génératrice au biodiesel ”, Mémoire. Rimouski, Québec, Université du Québec 2017.
- [4]. M. Muralikrishnan And V. Lakshminarayana, “ Hybrid (Solar And Wind) Energy System For Rural Electrification ”, Arpn Journal Of Engineering And Applied Sciences, Vol. 3, No. 5, October 2008.
- [5]. P. Barred , “Energy Storage And Applications With Super Capacitors”, Laboratoire Electrotechnique Industrielle Leisti-Ise, Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne Epflch 1015 Switzerland.
- [6]. Vaughn Nelson, “Wind Energy, Renewable Energy And The Environment”, Crc Press 2009, Pp 45.
- [7]. M.A. El Hadidy, « Performance Evaluation Of Hybrid (Wind/Solar/Diesel) Power Systems », Renewable Energy, Vol. 26, Pp. 401 – 413, 2002.
- [8]. O. Deruelle, « Mise Au Point D'un Système De Spectroscopie Pour Mesurer Des Sections Efficaces Neutroniques Applicables A Un Possible Développement Du Nucléaire Comme Source D'énergie », Thèse De Doctorat En Sciences, Université De Paris Xi ; Pp.9-12, 2002.
- [9]. Eurobserv'er, « Seventh Inventory Of Worldwide Electricity Production From Renewable Energy Sources », 2005.
- [10]. L. Broman, J.A. Duffie, And E. Lindberg, « A Concentrated Course In Solar Thermal Process Engineering », 2^{ed}, Inc, ISES Solar World Congress, 1991.
- [11]. D. Bellala: « Contribution À L'optimisation Des Systèmes De Conversion D'énergie Application Aux Systèmes Photovoltaïques », Thèse De Doctorat Université De Batna 2010.
- [12]. Michel Capderou : « Atlas Solaire De L'Algérie », Tome 1, Volume 1,2, Opu, 1987.
- [13]. A. Labouret, M. Viloz, « Energie Solaire Photovoltaïque », Edition Dunod, Paris, 2006.
- [14]. S. Petibon, « Nouvelles Architectures Distribuées De Gestion Et De Conversion De L'énergie Pour Les Applications Photovoltaïques », Thèse De Doctorat, Université De Toulouse, 2009.

- [15]. C.P.De Brichaumbot Et C.Vauge, « Le Gisement Solaire », Edition Tech. & Doc, Paris, 1982.
- [16]. J. Bernard, « Energie Solaire Calculs Et Optimisation », Edition Ellipses, 2004.
- [17]. M. Geyer, And W.B.Stine, « Power From The Sun », Journées De Thermiques, Lyle Center, 2001.
- [18]. B.Fellah «Système Hybride Photovoltaïque-Eolien, De Production D'électricité. Application Aux Sites De Tlemcen Et De Bouzaréah». Thèse De Magister Université De Tlemcen2012.
- [19]. C. Zidani, F. Benyarou Et B. Benyoucef, « Simulations De La Position Apparente Du Soleil Et Estimation Des Energies Solaires Incidents Sur Un Capteur Plan Photovoltaïque Pour La Ville De Tlemcen (Algérie) », Revue Energies Renouvelables, Vol.6, Pp.69-76, 2003.
- [20]. F. Lasnier, T.G. Angel, « Photovoltaic Engineering Handbook », Iop Publishing Ltd. 1980. Isbn 0-85274-311-4.
- [21]. A. Ricaud, « Photopiles Solaires », Presses Polytechniques Et Universitaires Romandes, 1997.
- [22]. F.Z.Zerhouni, « Adaptation Optimale D'une Charge À Un Générateur Photovoltaïque », Mémoire De Magister, Institut D'électronique, Usto, 1996.
- [23]. Olivier Gergaud, « Modélisation Énergétique Et Optimisation Économique D'un Système De Production Éolien Et Photovoltaïque Couplé Au Réseau Et Associé À Un Accumulateur », Thèse De Doctorat En Électrotechnique, Ecole Normale Supérieure De Cachan, 2002.
- [24]. H.Belghitri «Modélisation, Simulation Et Optimisation D'un Système Hybride Eolien –Photovoltaïque », Thèse De Magister Université De Tlemcen2010.
- [25]. B. Sorensen, « Renewable Energy Its Physics, Engineering, Use, Environmental Impacts, Economy And Planning Aspects », Elsevier Academic Press, 2004.
- [26]. P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, « Éoliennes », Techniques De L'ingénieur, Bm 4 640-2005.
- [27]. J. M.Martin-Amouroux, « Perspectives Energétiques Mondiales », Techniques De L'ingénieur, Be 8 515 -2004.
- [28]. Arnaud Gaillard, « Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service », Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I 2018.
- [29]. B.Multon, " Le Génie Electrique dans le vent : état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne", JCGE'03, Saint-Nazaire, 5 et 6 juin 2003.
- [30]. B. Multon, « Etat De L'art Des Aérogénérateurs Electriques », Rapport Ecrin, Mai 2002.
- [31]. « Energie Eolienne, Théorie, Conception Et Calcul Pratique Des Installations, Désiré Le Gourières », Edition Eyrolles, 1980.

- [32]. C.Boris Et G. Christophe « Energie Eolienne, Fonctionnement, Contraintes Et Perspective Sue L'avenir [Http://Membres.Lycos.Fr/Tipemaster/Tipe/Eole.Html](http://Membres.Lycos.Fr/Tipemaster/Tipe/Eole.Html).
- [33]. C. Benoudjit « Etude Pour La Conception D'un Banc D'essais Pour Energie Eolienne » : Thèse De Magistère De L'université De Batna, Juin 2004.
- [34]. Frédéric Poitiers, « Etude Et Commande De Génératrices Asynchrone A Double Alimentation Reliée Au Réseau »Thèse De Doctorat De L'université De Nantes, 2003.
- [35]. L. Khttache «Etude Et Commande D'un Système Eolien A Base D'une Machine Electrique Double Alimentée »Thèse De Magister Université De Batna ,2007.
- [36]. O. Gergaud « Modélisation Energétique Et Optimisation Economique D'un Système De Production Eolien Et Photovoltaïque Couplé Au Réseau Et Associé A Un Accumulateur » Thèse De Doctorat De L'école Normale Supérieur De Cachan, 2002.
- [37]. L. Aiche-Hamae.A.Khellaf. « Evolution Mensuelle De La Ressource Eolienne A Travers L'algerie » Congrée Sur Le Photovoltaïque Et L'énergie Eolienne (Ipcwe) Tlemcen, Algérie (Novembre2003).
- [38]. A. Abdelli « Optimisation Multicritère D'une Chaîne Eolienne Passive » Thèse De Doctorat A L'institut National Polytechnique De Toulouse ,2007.
- [39]. L.Mred« Contribution A L'étude D'un Système D'aérogénérateur A Rendement Elevé, Application Au Site De Tlemcen » Thèse De Magister Université De Tlemcen ,2001.
- [40]. L. Stoyanov «Etude De Différentes Structures De Systèmes Hybrides A Sources D'énergie Renouvelables » Thèse De Doctorat En Energetique, Université Technique De Sofia 2011.
- [41]. T. L. Jensen, « Renewable Energy On Small Islands », Forum For Energy And Development (Fed), Second Edition Danemark August 2000.
- [42]. A. El Khadimi, « Modélisation De L'irradiation Solaire Globale D'un Plan Horizontal Et De La Vitesse Du Vent En Vue De Leur Utilisation Dans Le Dimensionnement D'un Système Hybride », Thèse De Doctorat De 3ème Cycle, Université Cadi Ayyad, Faculté Des Sciences Semlalia, Marrakech, 1998.
- [43]. A. Ould Mohamed Yahia Et Al « Etude Et Modalisation D'un Générateur Photovoltaïque » Revue Des Energie Renouvelables Vol.11 N° 3 2008 Pp 473-483, 2008.
- [44]. R. Khezzar Et Al. « Comparaison Entre Les Différents Modèles Electriques Et Détermination Des Paramètres De La Caractéristique I-V D'un Module Photovoltaïque ». Revue Des Energie Renouvelables Vol.13 N° 3, Pp 379-388, 2010.
- [45]. Y. Pankow, « Etude De L'intégration De La Production Décentralisée Dans Un Réseau Basse Tension. Application Au Générateur Photovoltaïque», Thèse De Doctorat, Ecole Doctorale De L'ensam Ed 432, Lille, 2004.
- [46]. B. Brousse, « Réalisation Et Caractérisation De Cellules Photovoltaïques Organiques Obtenues Par Dépôt Physique », Thèse Doctorat, Université De Limoges, 2004.

- [47]. S. Petibon, « Nouvelles Architectures Distribuées De Gestion Et De Conversion De L'énergie Pour Les Applications Photovoltaïques », Thèse De Doctorat, Université De Toulouse, France, 2009.
- [48]. Ministère De L'énergie Et Des Mines (Algérie), « Guide Des Energies Renouvelables », Edition 2002.
- [49]. F. Poitiers, « Etude Et Commande De Génératrices Asynchrones Pour L'utilisation De L'énergie Eolienne (Machine Asynchrone A Cage Autonome, Machine Asynchrone A Double Alimentation Reliée Aux Réseaux) », Thèse De Doctorat, Université De Nantes, France, 2003.
- [50]. V.Rogez, « Modélisation Simplifiée De Sources De Production Décentralisée Pour Des Etudes De Dynamique Des Réseaux. Application A L'intégration D'une Production Eolienne Dans Un Réseaux De Distribution Insulaire », Thèse De Doctorat, Université D'artois, France, 2004.
- [51]. S. El Aimani, « Modélisation De Différentes Technologies D'éoliennes Intégrées Dans Réseaux De Moyenne Tension », Thèse De Doctorat, Université Lille, France, 2004.
- [52]. M. R. Patel, « Wind And Solar Power Systems», U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York, 1999.
- [53]. S. Jean, « Electrotechnique Et Machines Electriques », Editions Eyrolles 61, Boulevard Saint-Germain, Paris, 1977.1976.
- [54]. S. Ameziane, « Implantation Expérimentale De L'mppt Pour Un Système De Génération Hybride Solaire Eolien », Mémoire De Magister En Electrotechnique, Université De Batna, Algérie, 2009.
- [55]. L.Merad, B.Benyoucef Et Jean Pierre Charles Etude Technico-Economique D'un Système Hybride (Aérogénérateur Et Moteur Diesel) Pour La Production D'électricité (18) Afrique Science 02(2) (2006) 187 – 197 Issn 1813-548x Mai 2006.
- [56]. R. Maouedj1, S. Bousalem2 Et B. Benyoucef2 : Optimisation D'un Système De Pompage Eolien Application Aux Sites Sahariens Revue Des Energies Renouvelables Vol. 11 N°2 (2008) P (239 – 250)
- [57]. L. Khettache «Etude Et Commande D'un Système Eolien A Base D'une Machine Electrique Double Alimentée » Thèse De Magister Université De Batna.
- [58]. Olivier Gergaud « Modélisation Energétique Et Optimisation Economique D'un Système De Production Eolien Et Photovoltaïque Couplé Au Réseau Et Associé A Un Accumulateur » Thèse De Doctorat De L'école Normale Supérieure De Cachan, 2002.
- [59]. I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L. M. Arribas, R. P. Fiffe, « Assessment Of Different Energy Storage Systems For Wind Energy Integration », European Wind Energy Conference, 2001.
- [60]. F. Faure, « Suspension Magnétique Pour Volant D'inertie », Thèse De Doctorat, Inpg, France, 2003.
- [61]. M. Adouane «Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique», Mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.

- [62]. A.TAMAARAT « Modélisation et commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA ». Thèse, Doctorat en sciences en Electrotechnique Université Mohamed KHIDER, BISKRA, Algérie 2015.
- [63]. R. Andoulsi "étude d'une classe de systèmes photovoltaïques par une approche bond graph modélisation, analyse et commande ", Thèse de doctorat université des sciences et technologies de Lille 2001.
- [64]. BELAIYAD. ABDELMOUMEN « Modélisation des panneaux photovoltaïque par les méthodes de soft computing » Mémoire de Magister université de Bejaia 2018.
- [65]. O. Gergoud " Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur ", Thèse de doctorat de l'école normale supérieure de Cachan 2001.
- [66]. D. Bellala " contribution à l'optimisation des systèmes de conversion d'énergie application aux systèmes photovoltaïques ", Thèse de doctorat université de Batna 2010.
- [67]. Michel Capderou " Atlas Solaire de l'Algérie ", Tome 1, volume 1,2, OPU, 1987
- [68]. Mida Dris, Ben Attous Djilani "Comparative Study Of Algorithms (Mppt) Applied To Photovoltaic Systems" Ijrer Vol 3, No 4 (2013).
- [69]. M. Djarallah « Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique », Thèse de Doctorat, Université de Batna, Algérie, 2008.
- [70]. N. Abouchabana « Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2009.
- [71]. B. Gori « modélisation et simulation d'un système PV adapté par une commande MPPT analogique », Mémoire d'Ingéniorat, université Ouargla, 2011.
- [72]. F. Chekired « Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA», mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [73]. A. Ould mohamed yahia et al « étude et modalisation d'un générateur photovoltaïque » revue des Energie Renouvelables Vol.11 N° 3 2008 pp 473-483, 2008.
- [74]. R. Khezzar et al. « Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque ». revue des Energie Renouvelables Vol.13 N° 3, pp 379-388, 2010.
- [75]. A. P. Hu "Evaluation of Micro Controller Based Maximum Power Point Tracking Methods Using dSPACE Platform", Australian University Power Engineering Conference 2006.
- [76]. K. Kassmi, M. Hamlaoui et F. Olivier " Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique", Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) 451 – 462.
- [77]. A.Ghamrawi « Contrôleur stabilisant incluant un nouvel algorithme MPPT pour un convertisseur DC-DC quadratique dédié aux systèmes solaires photovoltaïques ». Conference SGE (NANCY FRANCE) 2018.

- [78]. F. Valenciaga Et P. F. Puleston, « Supervisor Control For A Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind And Photovoltaic Energy ». Ieee Transactions On Energy Conversion, Vol. 20, N°. 2, 2005.
- [79]. S. Morimoto, « Sensorless Output Maximization Control For Variable-Speed Wind Generation System Using Ipmsg ». Ieee Transactions On Industry Applications, Vol. 41,2005.
- [80]. R.Chenni, L. Zarour, M. Amarouayache, A. Bouzid, « A New Design For Analogue Maximum Power Point Tracking ». International Review Of Electrical Engineering, 2008.
- [81]. N. Hamrouni, M. Jraidi, « Measurements And Simulation Of Pv Pumping Systems Parameters Using Mppt And Pwm Control Strategies » IEEE Melecon, Benalmádena (Málaga), 2006.
- [82]. L. Zarour, « Etude Technique D'un Système D'énergie Hybride Photovoltaïque Eolien Hors Réseau». Thèse Doctorat, Université De Batna, 2010.
- [83]. S. Lalouni, « Optimisation De La Qualité D'énergie Electrique Dans Le Cas D'un Chargeur De Batterie». Mémoire Magister, Université De Bejaia, 2005.
- [84]. S. Thangavel, M. Y. Sanavullah « Maximum Energy Extraction in Wind Solar Hybrid Energy Conversion System P. Aravindan» European Journal of Scientific Research ISSN 1450-216X Vol.63 No.1 (2011), pp. 90-98 .
- [85]. N. Abouchabana, « Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT », Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2009.
- [86]. S. M. Ait-Cheikh, «Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques», Thèse de Doctorat d'état, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2007.
- [87]. S. Issaadi, « Commande d'une poursuite du point de puissance maximum (MPPT) par les Réseaux de Neurones », Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2006.
- [88]. Philippe Barrade, "électronique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire", press polytechnique et universitaires, 1ère édition 2006.
- [89]. Wildi Théodore, Sybille Gilbert, " électrotechnique", de boeck, 4e édition, 2005.
- [90]. Touzani Youssef, " Commande aléatoire du convertisseur Buck-Boost triphasé à prélèvement sinusoïdal du courant", thèse de Doctorat, Université de Clermont-Ferrand, 10/07/2006.
- [91]. A.Aziz , K.Kassmi, F, Olivier, G.Sarrabayrouse, A.Martinez 'Analyse dans l'environnement Orcad-Pspice l'adaptation DC-DC des systemes PV par des convertisseurs Boost fonctionnant a haute fréquence' rapport LAAS /CNRS N ° 05267,19P Toulouse-France, Juin 2005.
- [92]. Bouhedda Ali : ' Contribution a l'étude de système de commande d'une éolienne' Thèse Magister, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, juillet 2011.
- [93]. Adam MIRECKI : ' Etude comparative de chaines de conversion d'énergie dédiées a une éolienne de petite puissance', Thèse doctorat, Laboratoire d'Electrotechnique et

- d'Electronique Industrielle de l'ENSEEIH, Unité Mixte de Recherche CNRS No 5828, avril 2005.
- [94]. Zarour Laid ' Etude Technique D'un Système D'énergie Hybride Photovoltaïque-Eolien Hors Réseau', Thèse Doctorat, Université Mentouri De Constantine, Juillet 2010.
- [95]. Martin AIME : ' Evaluation et optimisation de la bande passante des convertisseurs statiques Application aux nouvelles structures multicellulaires', Thèse Doctorat, Institut National Polytechnique De Toulouse, Novembre 2003.
- [96]. Abdelmalek Boulahia : ' Etude des Convertisseurs Statiques destines a la Qualité de l'Energie Electrique ', Thèse Magister, Université de Constantine, Avril 2009.
- [97]. Adam MIRECKI : ' Etude comparative de chaines de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance ', Thèse doctorat, Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle de l'ENSEEIH, Unité Mixte de Recherche CNRS No 5828, avril 2005.
- [98]. A. Davigny, " Participation Aux Services Système de Fermes d'Eoliennes à Vitesse Variable Intégrant du Stockage Inertiel d'Energie ", Thèse de Doctorat, Université de Lille, 2008.
- [99]. Adam MIRECKI, «Etude Comparative de Chaînes de Conversion d'énergie Dédiées à une Eolienne de Petite Puissance,» Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.
- [100]. J. C. Peña, « A Comparative Study Of MPPT Strategies And A Novel Single-Phase Integrated Buck-Boost Inverter For Small Wind Energy Conversion Systems,» Chez Power Electronics Conference (Cobep),, Brazilian, 2011.
- [101]. K. H. A. a. B. W. W. Yuanye Xia, «A New Maximum Power Point Tracking Technique for Permanent Magnet Synchronous Generator Based Wind Energy Conversion System,» IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 26, No. 12, , P. 3609, December 2011.
- [102]. M. Rezkallah, "Amélioration de la Qualité d'Energie fournie au Réseau Autonome Hybride Eolien- Diesel ", Mémoire présenté à l'École de Technologie Supérieur, Montréal 2010.
- [103]. S.S.Murthy, S. Mishra and G. Malleshm, " Voltage and Frequency Control of Wind Diesel Hybrid System With Variable Speed Wind Turbine ", Power Electronics, Drives and Energy Systems Conference, pp.1-6, India December 2010.
- [104]. H. Ibrahim, " Etude et Conception d'un Générateur Hybride d'Electricité de Type Eolien-Diesel avec Elément de Stockage d'Air Comprimé ", Thèse de Doctorat, Université de Québec, Juin 2010.
- [105]. Vechiu, I. (2005). Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome. PhD thesis.
- [106]. SimPowerSystems 4.0 Reference, " Improving simulation performance : How SimPowerSystems . works".
- [107]. Luque, A. and Hegedus, S. (2010). Handbook of photovol-taic science and engineering. Wiley.

- [108]. Thi Minh Chau LE, " Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations", thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 25/01/2012.
- [109]. Abbassen Lyes, "étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque", Mémoire de Magister, Université de Tizi Ouzou,05/05/2011.