

République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Mohamed Khider – Biskra

Faculté des Sciences et de la technologie

Département : Electrotechnique

Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم: الكترولقني
المرجع: 2011/

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
MASTER
Spécialité : **Énergies renouvelables**

**modélisation et simulation d'un système hybride éolien-
photovoltaïque**

Présentée par :
Maini Abdelhafid
Ghemima Ilyas

Soutenue publiquement le 30/09/2020
Devant le jury composé de :

CHARROUF Omar

MAA Président

université de Biskra

Mr. Tkouti Nacira

MCB Encadreur

université de Biskra

Ghamri Ahmed

MCA Examineur

université de Biskra

Remerciements

Tous d'abord,nous remercions Dieu Tout-puissant de nous avoir donne de courage . volonte et patience pour mener a bien ce travail en cours de la meilleur facon possible condition .

Tout d'abord,nous tenons a remercier notre superviseur , le professeur Nacira Tkouti, qui la précédée compétence , encouragement , critique constructive et soutien moral elle nous a informés nous a conseillé et nous a rendus plus indépendants pour enquêter ce travail .

Nous remercions egalement tous les professeurs du departement de genie electrique qui ont supervisé nos études dans notre parcours universitaire .

Dédicace

Je dédie ce modeste travail a

Mes chers parents qui peinent dans mon éducation , mes étude et a mon bien-être .

Que Dieu Allah les bénissent ,

A mes frères et sœurs ,

A mes collègues de l'université ,

Toute ma famille et mes amis ,

Et a tous ceux que j'aime dans ma vie .

Sommaire

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Sommaire	II
Liste des Tableaux	IX
Nomenclature :.....	IX
INTRODUCTION GENERALE.....	1

Chapitre I : Généralités Sur Les Energies Renouvelables : Solaire Et Eolienne	4
I-1Introduction.....	4
I.2 Le gisement solaire	4
I.2.1 Mouvements de la Terre.....	5
I.2.2 Mouvement apparent du Soleil	6
I.2.3 Repérage de la position du Soleil.....	7
I.3 Evaluation des énergies renouvelables en Algérie.....	8
I.4 L'installation photovoltaïque.....	9
I.4.1 Cellule photovoltaïque	10
I.4.2 Caractéristique électrique.....	13
I.4.3 Le module photovoltaïque	13
I.5Modules (ou Panneaux) PV	16
I.6 Types des syst PV	17
I.6.1.Installation PV autonome.....	17
I.6.2.Installation PV couplée au réseau	17
I.6.3 Systèmes hybrides.....	18
I.7.Système de conversion.....	19
I.7.1.Convertisseur continu-continu (DC-DC)	19
I.7.2Convertisseur continu-alternatif (DC-AC).....	19
I.7.3autres composants	20
I.8 Les différents types de systèmes photovoltaïques.....	20
I.9 Structure à convertisseur unique	20
I.9.1 Structure avec bus à basse tension alternative	21
I.9.2 modélisation du Générateur photovoltaïque GPV	23
I.10 Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque.....	26
I.10.1Avantages.....	27
I.10.2 Inconvénients	27
I.11. Energie éolienne.....	27
I.11.1. Introduction.....	27
I.11.2 Historique de l'éolien.....	29
I.11.3 Définition de l'énergie éolienne	30
I.12 Architecture d'une éolienne	31
I.12.1. Rotor	31
I.12.2 Nacelle	31
I.12.3 Tour.....	33

I.13	Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	33
I.13.	Caractéristiques des éoliennes.....	34
I.13.1.	Eolienne à axe horizontal.....	35
I.13.2	Eolienne à axe vertical.....	35
I.13.3	Comparaison.....	36
I-14.	Caractéristiques technologiques des éoliennes.....	37
I-14.1.	Le supportage.....	37
I-14.2.	Les pales [36].....	37
I-14.3.	Longueur.....	37
I-14.4	Largeur.....	38
I-14.5.	Le profil.....	38
I-14.6.	Les matériaux.....	38
I-15.	Régulation mécanique de la vitesse de l'éolienne.....	39
I-15.1.	Eoliennes à vitesse fixe et variable.....	40
I-16.	Critère de choix d'un potentiel éolien.....	41
I-16.1.	Le vent.....	41
I-16.2.	Gisement éolien en Algérie.....	41
I.17.	Avantages et inconvénients de l'énergie eolienne.....	42
I.17.1.	Avantages.....	42
I.17.2.	Inconvénients.....	42
I.18.	Systèmes hybrides.....	43
I.18.1.	Définition.....	43
I.18.2	Classification.....	43
I.19.	Systèmes de stockage.....	45
I.20	Charges.....	46
I.21	Point de puissance maximale (MPP).....	47
I.21.2	Premiers types de commande MPPT.....	48
I.21.3	Algorithme Hill Climbing.....	49
I.21.4	Algorithme d'incrément de la conductance.....	50
I.21.5	Commande MPPT par la logique floue.....	52
I.21.6.	Commande P&O améliorée.....	53
I.22.	Stratégie de la recherche de la puissance maximale pour une turbine éolienne.....	57
	Conclusion.....	62
	Chapitre II : Modélisation d'un système hybride Éolien- photovoltaïque.....	61
II.1	Introduction.....	61

II.2. Modélisation d'un système hybride éolien –photovoltaïque	61
II.2.1. Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque.....	62
II.3. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque.....	66
II.3.1 Courant de court –circuit I_{cc}	66
II.3.2.Tension en circuit ouvert V_{co}	66
II.3.3.Puissance optimale.....	67
II.4. Influence de la résistance série sur les caractéristiques I(V) et P(V).....	68
II.5. Influence de la résistance shunt sur les caractéristiques I(V) et P(V).....	69
II.6. Générateur éolien.....	71
II.6.1. Introduction.....	71
II.6.2. Types d'aérogénérateur dans les systèmes éoliens	71
II.7 Modélisation de la vitesse du vent	81
II.8. Modélisation du système de stockage[60]	81
II .8.1. Modèle de la charge de la batterie	82
II .8.2 Modèle de la décharge de la batterie	82
II .8.3 La tension de la batterie	83
Conclusion	83
CHAPITRE III : simulation de Systèmes hybrides Eolien- Photovoltaïque	84
III.1. Introduction	84
III.2. méthode P&O sur matlab Simulink.....	84
II.3 convertisseurs DC-DC (hacheurs)	84
III.4 Résultats de la simulation du systèmePV	87
III.4.1. Caractéristique I (V)	87
III.4.2 Caractéristique P(V)	88
III.4.3.Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V)	88
III.4.4. Influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V).....	90
III.4.5. tension de système PV sans MPPT	91
III.4.6. tension de système PV avec MPPT	92
III.5 Redresseur	93
III.6 convertisseurs DC-AC (onduleurs)	94
III.6.1 Modélisation du convertisseur DC-AC	94
III.7. Optimisation du rendement énergétique du système éolien [76].....	97
III.8 Simulation du système PV &éolien sous Matlab-simulink	97
III.9.Résultats de la simulation du système eolienne.....	97
III.9.1.Le coefficient de puissance (C_p)	98

III.10 Systèmes hybrides	103
Conclusion	104
Références bibliographiques :	105

Liste du figure

Figure I-1: Spectres solaires [19]	4
Figure I-2-a : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil	5
Figure I-2-b : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude.....	6
Figure I-3 : Composantes du rayonnement solaire au sol	7
Figure I-4: L'effet photovoltaïque dans une cellule solaire [15]	10
Figure I-5 : Différents types de cellules photovoltaïques [16].....	11
Figure I-6 : circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque [17]	12
Figure I-7: Caractéristique typique I – V d'une cellule photovoltaïque [18]	12
Figure I-8 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de Ns cellules en série [16].....	13
Figure I-9 Caractéristiques résultantes d'un groupement de Np cellules en parallèle [18]	13
Figure I-10 : (a) Architecture d'un panneau photovoltaïque avec diodes de protections. (b) ..	14
Figure I-11: Cellule, module et panneau photovoltaïques.	15
Figure I-12: Installation photovoltaïque autonome. [21]	16
Figure I-13: Installation photovoltaïque couplée au réseau. [21].....	17
Figure I-14: Installation de système hybrides PV éolien	17
Figure I -15: Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur.....	19
Figure I -16: Bus à basse tension alternative.....	Erreur ! Signet non défini.0
Figure I -17: Convertisseur de type forward alimentant le bus continu.....	21
Figure I -18 : Structure avec un convertisseur de type fly-back	Erreur ! Signet non défini.1
Figure I -19: Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé	Erreur ! Signet non défini.2
Figure I-20: Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2009–2019	Erreur ! Signet non défini.6
Figure I-21: Baisse des couts de production des aérogénérateurs terrestres, avec une	Erreur ! Signet non défini.7

vitesse moyenne des vents de 6 m/s et un amortissement sur 30 ans.....	Erreur ! Signet non défini.7
(taux d'intérêt : 5 %/an) (données Agence de l'Energie Danoise) [27,30]...	Erreur ! Signet non défini.7
Figure I-22 : Conversion de l'énergie cinétique du vent	Erreur ! Signet non défini.8
Figure I-23: Composants d'une éolienne. [28].....	Erreur ! Signet non défini.9
Figure I-24:Eléments d'une nacelle. [28].....	31
Figure I-25 : Principe de fonctionnement d'une éolienne. [32].....	32
Figure I-26:Eoliennes à axes horizontal. [30]	33
Figure I-27: Configuration à axe horizontal [34]	33
Figure I-28: Eoliennes à axes vertical. [30]	34
Figure I-29: Diagramme de la puissance sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.	37
Figure I-30: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol. [41]	40
Figure I-31. Classification des systèmes hybrides	42
Figure I-32 :Tension de « cut-off » d'une batterie [18]	43
Figure I-33 : Caractéristique de décharge d'une batterie au plomb [18]	44
Figure I-34 : le plus grand rectangle qui peut passer sous la courbe I-V	45
Figure I-35 :Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT.....	45
Figure I-36:Organigramme de la première commande MPPT.....	46
Figure I-37:Principe de la méthode HC	47
Figure I-38:Algorithme de la méthode HC	47
Figure I-39: Caractéristique de fonctionnement de la méthode IncCond	48
Figure I-40:Organigramme de la méthode IncCond	49
Figure I-41: Structure de base de la commande floue.....	50
Figure I-42: Divergence de P&O et IncCond classiques lors des changements brusques de l'éclairement.....	50
Figure I-43:Organigramme de P&O modifié	51
Figure I-44:Caractéristique Ppv(Vpv) d'un panneau solaire.....	52
Figure I-45: Organigramme de la méthode P&O.....	53
Figure I-46:Calcul de la vitesse de référence	55
Figure I.47: Poursuivre du point de puissance maximale [79].....	56
Figure I-48: Algorithme P&O.....	57
Figure I.49: Courbe Du Courant Optimal Et La Tension Optimale[81]	58
Figure I.50-: Courbe Caractéristique Du Courant En Fonction du Carre de.....	59
La Tension, et de La Puissance En Fonction de La Tension[81].	59
Figure II-1 : système hybride éolien –photovoltaïque.....	61

Figure II-2 Schéma équivalent du modèle à une seule diode.....	63
Figure II-3 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P	64
Figure II-4: Notion de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque. [52]	67
Figure II-5(a) :Influence de la résistance série (Rs) sur la caractéristique I(V).....	68
Figure II-5(b):Influence de la résistance série sur la caractéristique P(V).....	69
Figure II-6(a) :Influence de la résistance shunt (Rsh) sur la caractéristique I(V).....	69
Figure II-6(b) :Influence de la résistance shunt (Rsh) sur la caractéristique P(V).....	70
Figure II-7: Modèle équivalent d'un enroulement	73
Figure II-8:- la structure de machine synchrone en repère triphasé.	74
Figure II-9:la structure de machine synchrone en repère diphasé.....	76
Figure II-10 : Configuration d'une éolienne	78
Figure II-11 : Courbes du coefficient CP (λ, β)	79
Figure II-12 : Orientation des pales.....	80
Figure II-13: Modèle et commande du système de calage de pale	80
Figure II-14: Schéma électrique équivalent de nb élément de batterie en série.....	83
Figure III-1: Modèle de simulation pour l'algorithme (P&O).	84
Figure III-2: Schéma de principe d'un type d'alimentation à découpage.....	85
Figure III-3: Schéma d'un quadripôle électrique	85
Figure III-4: Périodes fermeture et ouverture d'un commutateur	86
Figure III- 5 :Schéma block global d'un panneau photovoltaïque sous matlab-simulink	86
Figure III-6:Caractéristique typique I-V d'un module solaire	87
Figure III-7:Caractéristique typique P-V d'un module solaire	88
Figure III-8(a)- Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V)	89
Figure III-8 (b:) Influence de l'éclairement sur la caractéristique P(V).....	89
Figure II-9 (a) :Influence de la température sur la caractéristique I(V)	90
Figure II-9(b):Influence de la température sur la caractéristique P(V)	91
Figure III-10 Puissance de Champ par rapport au temps sans MPPT (w)	91
Figure III-11 Puissance de Champ par rapport au temps Avec MPPT (w).....	92
Figure III-12 Puissance de Champ par rapport au temps avec variations dans l'éclairement ..	92
Figure III-13: Redresseur triphasé a pont de diodes.....	93
Figure III-14: Redresseur triphasé a pont de diodes sous matlab.....	93
Figure III-15: { Sch_ema de principe de la conversion Continu - Alternative (DC { AC)	94
Figure III-16: Représentation des composants bidirectionnels	94
Figure III-17: Modèle simulink de la commande de l'onduleur.....	95
Figure III-18: Principe de la stratégie triangulo-sinusoidale [75]	96
Figure III-19: Modulation de Largeur D'impulsion M.L.I. sou simulink	96

Figure III-20: La shema simulink de onduleur Trois phases	97
Figure III-21: Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.....	97
Figure III-22 coefficient de puissance par rapport vitesse de vent.....	99
Figure III-23: coefficient de puissance par rapport longueur de pale.....	99
Figure III-24 Variatin de C_p par rapport la variable lumda	100
Figure III-25 puissance en fonction de la vitesse de rotation du la turbine	101
Figure III-26: la variation de vitesse et couple de GSAP sous une variation de la vitesse du vent.....	102
Figure III-27: La tension redressée de GSAP	103
Figure III-28- Schéma bloque d'un système hybride raccordé au réseau haute tension.....	103
Figure III-29- Forme d'onde en (pu) du courant du système hybride wind/PV raccordé au réseau du transport HTB.	104
Figure III-30- Forme d'onde en (pu) du tendion du système hybride wind/PV raccordé au réseau du transport HTB	104

Liste des Tableaux

Tableau I-1 : Répartition de la puissance installée par application en Algérie. [11]	8
Tableau I-2. Rendement des modules en fonction des différentes technologies [14]	11
Tableau I.3 : Tension du champ en fonction de sa puissance crête [83].....	23
Tableau I.4: Comparaison Des Eoliennes à Axe Horizontal, Et à Axe Vertical.....	35
Tableau I.5: Comparaison des Eoliennes à Vitesse Fixe et à Vitesse Variable.	39
Tableau I-6 : Classification des S.E.H par gamme de puissance. [44].....	42
TableauI-7. Principe de l'algorithme P&O	52

Nomenclature :

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
 Et : Correction de l'équation du temps ;
 Djs : Durée d'ensoleillement
 HL : Le lever du soleil
 HC : Le coucher du soleil
 Eg : Energie de gap
 Ec : Energie de conduction
 Ev : Energie de valence
 Voc : Tension de circuit ouvert
 Icc : Courant de court-circuit
 ns : Nombre des cellules en série
 np : Nombre des cellules en parallèle
 Vopt : Tension optimale du panneau
 Iopt : Courant optimal du panneau
 PPV : Puissance disponible en sortie du générateur PV
 Pmax : Puissance maximale du générateur PV
 dr : Largeur de section de pale
 dF: Force résultante appliquée sur un élément de pale
 l (r) : longueur de la corde à la distance r de l'axe de rotation
 dL : La portance, normale à la direction du vent apparent
 dF : La pousse axiale, perpendiculaire au plan de rotation
 dD : La force, parallèle à la direction du vent
 dF: La pousse tangentielle, dans la direction de rotation t
 dD, dL : Les modules des forces
 CL : Coefficient de portance (sans dimension)
 CD : Coefficient de traînée (sans dimension)
 L : La force de portance
 D : La force de traînée Fa : La poussée axiale
 Ft : La poussée de rotation
 dA : surface du tronçon de pale
 Cz : Coefficient de portance suivant le plan de rotation
 Cx : 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
 Pdisp: Le potentiel éolien moyen disponible sur un site
 Préc : Puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée
 S : La surface des pales
 Pmt : La puissance totale théoriquement disponible
 Pm : La puissance extraite du vent
 Cp : Coefficient de puissance
 λ : la vitesse relative
 Ω : Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne
 T : Couple sur l'arbre CT : 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)
 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
 n : Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 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 : Résistance série
 R_{sh} : Résistance 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
 η_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 : Résistance statotique
 M : Flux mutuel
 Γ_m : Couple mecanique
 Γ_{em} : Couple électromagnétique
 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].

INTRODUCTION GENERALE

Face à l'explosion démographique planétaire et au développement industriel, les exigences en ressources énergétique s'en vont grandissantes. La consommation des ressources énergétiques fossiles, prépondérante dans la consommation énergétique mondiale, est en forte croissance. Elle a augmenté de 11 % entre les années 1970 et 2000, et l'on estime qu'elle va encore augmenter de 30 à 40% d'ici 2030.

L'électricité aujourd'hui est la forme d'énergie la plus facile à exploiter. Mais avant de sa consommation il aura fallu la produire, en général dans des unités de production de grande puissance, la transporter par un réseau de transport, puis la distribuer vers chaque consommateur.

Les sources d'énergie renouvelables font l'objet d'un regain d'intérêt ces dernières années. La cause principale de cet essor se cache derrière les pronostiques d'épuisement des ressources énergétiques conventionnelles de la Planète : fuel, gaz naturel, charbon et même uranium. Au contraire, les sources d'énergie renouvelables peuvent être considérées comme inépuisables à l'échelle humaine, puisqu'elles utilisent des flux énergétiques naturels issus du Soleil ou de la biomasse.[1][2],

D'autre part, les technologies de l'énergie renouvelable (ER) tels que : l'éolienne, le photovoltaïque ont enfin atteint la maturité et la promesse ultime de la compétitivité des coûts. Cependant, dépendantes de l'aspect météorologique de leur lieu d'implantation, elles souffrent d'un inconvénient majeur qui est leur intermittence. En cela, l'utilisation de systèmes hybrides combinant des sources multiples, tels que les systèmes d'énergie renouvelable (SER), le réseau de distribution national (réseau électrique historique) ou les sources d'énergie classique et les systèmes de stockage, est généralement considérée par tous comme solution d'avenir, à la fois efficiente et fiable. De nombreuses analyses (planification et dimensionnement) ont été réalisées sur les SER mono-sources, avec comme principal objectif de déterminer la meilleure configuration du système pour un fonctionnement efficace et sûr.[3],

Elles peuvent être développées d'une manière substantielle pour l'électrification urbaine ou des sites isolés (rurale). Quand le coût de l'extension du réseau pour l'électrification rurale est prohibitif en raison de l'isolement géographique, de la faible densité de population, ou encore des ressources financières limitées. Dans les deux cas de figures, la problématique de la gestion de l'énergie, notamment en termes de contrôle et d'efficacité des ressources devient essentielle. En cela, elle est devenue en l'espace de quelques années, un des sujets éminemment stratégique. Sa mise en œuvre est à la fois complexe et passionnant que les perspectives sont prometteuses, en particulier en relation avec les technologies de réseaux intelligents. La déréglementation du marché de l'électricité, le coût élevé du stockage, ainsi que les nouvelles lois sur la transition énergétique, incitent certains utilisateurs importants (collectivités, villes, villages, régions, etc.) de se constituer en producteurs locaux afin de gagner en autonomie et de réduire leurs factures d'énergie. Ainsi, ils peuvent avoir leurs propres sources (sources classique et / ou d'énergie renouvelables) pour satisfaire leurs besoins et de vendre leur production excédentaire au lieu de la stocker.

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 disponible 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 photovoltaïque 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[4][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 éolienne, 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 un autre extension pour notre pays pour se diversifier au point de production d'électricité d'origine renouvelables dans les décennie 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.

Notre étude s'est focalisée sur un système multi-sources photovoltaïque-éolien, secteur dans lequel la rentabilité est difficile d'être acquise et qui nécessite donc un fort degré d'optimisation de l'efficacité énergétique. Ceci impose une adaptation nécessaire pour maximiser le rendement du système hybride (la quantité d'électricité produite par jour) . Dans cette mémoire, notre démarche a été développée en trois étapes pour atteindre ces objectifs:

*Une étude sur les composant du système PV-éolien et leurs architectures.

*Modélisation des éléments du système PV-éolien

* maximiser l'énergie extraite des deux systèmes

Ce travail a été divisé en trois chapitres et ils sont divisés comme suit :

- Le premier chapitre a parlé sur généralités sur les energies renouvelables (PV et eolienne) les systèmes hybrides et le système de stokage , Ensuite, nous avons parlé des algorithmes utilisés afin de maximiser la puissance et les différences entre eux
- Chapitre deux, nous avons modélisé les composants de système PV,eolienne et le système de stokage
- Chapitre trois, nous avons simulé les deux systèmes PV eolienne sur matlab Simulink Nous avons extrait les résultats, les avons comparés et commentés. Nous avons également effectué plusieurs tests sur les deux systèmes dans des conditions météorologiques différentes pour connaître l'efficacité du système.

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

I-1 Introduction

-Le terme énergie renouvelable est employé pour désigner des énergies qui, à l'échelle humaine au moins, sont inépuisables et disponibles en grande quantité. Ainsi il existe cinq grands types d'énergies renouvelables : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie .

*Le solaire est une utilisation directe des rayons du soleil pour produire chaleur ou électricité.

*L'éolienne utilise l'énergie du vent de manière mécanique.

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 Le gisement solaire

L'énergie dégagée par le Soleil, distant de 150 millions de kilomètres de la Terre est évacuée dans l'espace par rayonnement électromagnétique. Les réactions thermonucléaires qui ont lieu dans le cœur du Soleil entretiennent et renouvellent en permanence cette source d'énergie. Une partie de cette énergie radiative atteint l'atmosphère terrestre. La surface du soleil se comporte comme un corps noir à la température d'environ 5800K° dont le spectre est donné par la figure I-8. Le spectre réel hors atmosphère est donné par la courbe b et le spectre au sol, modifié par l'atmosphère terrestre, est représenté par la courbe c pour un cas donné. Les longueurs d'onde du rayonnement solaire sont comprises entre 0,2 μ m (ultraviolet) et 4 μ m (infrarouge). 97,5% de l'énergie est comprise dans la zone des longueurs d'onde inférieures à 2,5 μ m, notamment dans la zone du rayonnement visible comprise entre 0,4 et 0,78 μ m [17].

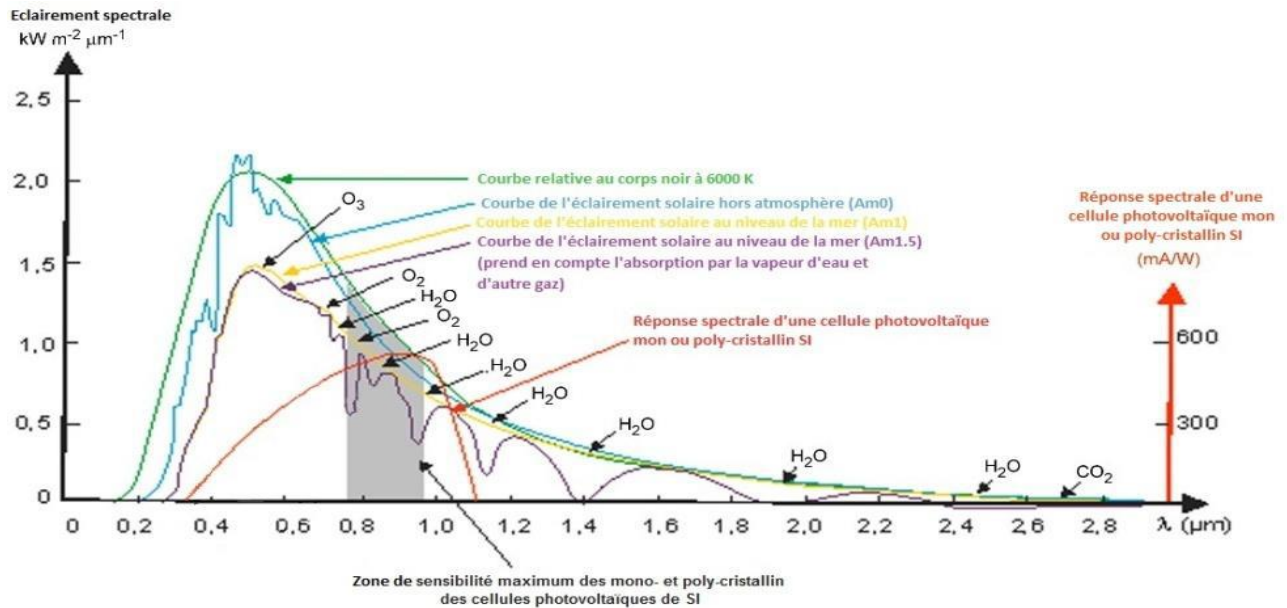


Figure I-1: Spectres solaires [19]

L'éclairement moyen reçu par une surface disposée perpendiculairement aux rayons solaires à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (masse d'air AM0) est égale à 1366 W/m-2 cet éclairement varie au cours de l'année au maximum de $\pm 7\%$. Une fraction modifiée du rayonnement solaire parvient à la surface terrestre car le rayon solaire est partiellement réfléchi, absorbé et diffusé par les différentes molécules de l'atmosphère. Le rayonnement arrivant dans l'atmosphère est d'abord diffusé par les molécules gazeuses (dioxyde de carbone CO2, vapeur d'eau, ozone), par les aérosols et les poussières ainsi que par les nuages. Une partie de l'ensemble de ces trois diffusions est renvoyée vers l'espace (34%). L'autre partie, renvoyée vers le sol, constitue le rayonnement diffus (18%). Le reste du rayonnement incident (48%) subit :

une absorption, par les molécules gazeuses, responsable de l'échauffement de l'atmosphère, ainsi que par les aérosols et les poussières (6%) ;

- une absorption par les nuages (12%) ;
- une transmission parvenant directement au sol (30%).

Le sol reçoit, en définitive, un rayonnement diffus (18%) et un rayonnement direct (30%). L'ensemble de ces deux rayonnements constituent le rayonnement global (48%) dont 90% sont absorbés par le sol et 10% rétrodiffusés vers l'espace [17].

1.2.1 Mouvements de la Terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse. Le plan de cette ellipse est appelé l'écliptique. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de $(149675 \times 10^6 \text{ km})$. La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles.

Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé inclinaison et qui vaut $23^{\circ}27'$. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés par la figure I.9.

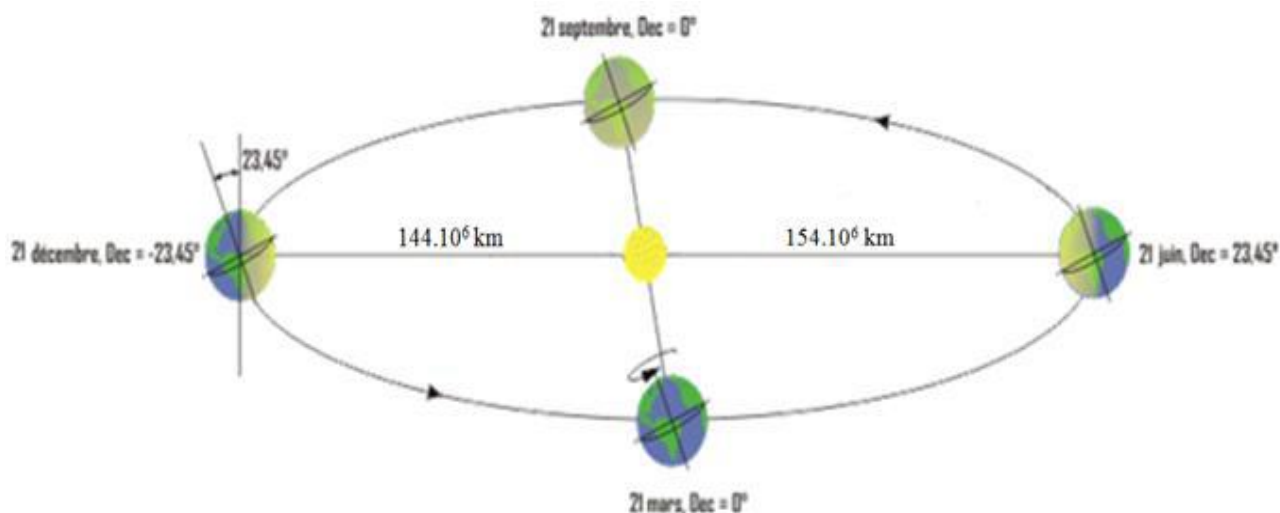


Figure I-2-a : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

On appelle déclinaison (w) l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $- 23,45^{\circ}$ et $+23,45^{\circ}$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation [14].

$$w=23,45^{\circ}.\sin[0,980^{\circ}.(j+284)] \quad (I.3)$$

Où j est le numéro du jour de l'année.

I.2.2 Mouvement apparent du Soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure I.10. Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L-\delta)$. La durée du jour est de 12h00 aux équinoxes, elle est inférieure à 12h00 entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h00 entre le 21 mars et le 21 septembre.

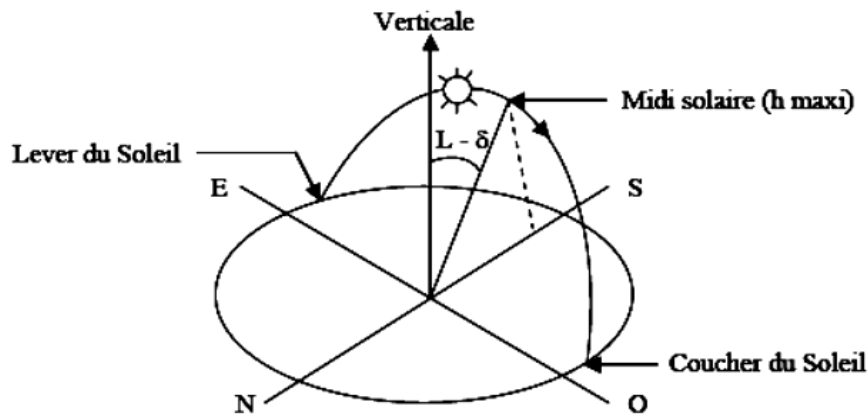


Figure I-2-b : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude

La latitude (L) et la date jours (j) servent à déterminer la trajectoire du Soleil dans le ciel et l'heure (TS) donne la position instantanée sur cette trajectoire.

On définit le jour comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et on a défini l'heure solaire (TS) en fixant ($TS = 12h00$) lorsque la hauteur du Soleil est maximale (le Soleil est à son « zénith »). On définit également l'angle horaire (δ) par [14]:

$$\delta = 15^\circ \cdot (TS - 12) \quad (I.4)$$

δ : est compté positivement l'après-midi.

La hauteur h du Soleil peut alors se déduire de la relation :

$$\sin(h) = \sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \quad (I.5)$$

Et l'azimut a par la relation :

$$\sin(a) = (\cos \delta \cdot \sin(w)) / \cos(h)$$

I.2.3 Repérage de la position du Soleil

La partie du rayonnement solaire qui parvient directement au sol est appelée rayonnement direct dont la composante verticale est désignée par la lettre S (Figure I-11). La partie qui parvient au sol, en provenance de l'atmosphère et des divers obstacles terrestres entourant le récepteur, est appelée rayonnement diffus D [18].

La somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus constitue le rayonnement global. Pour une surface plane d'inclinaison i et d'orientation γ par rapport à la direction du sud, l'éclairement global $G_{i,\gamma}$ est donc égale à :

$$G_{i,\gamma} = S_{i,\gamma} + D_{i,\gamma} \quad (I.7)$$

où $S_{i,\gamma}$ est la composante utile de l'éclairement direct

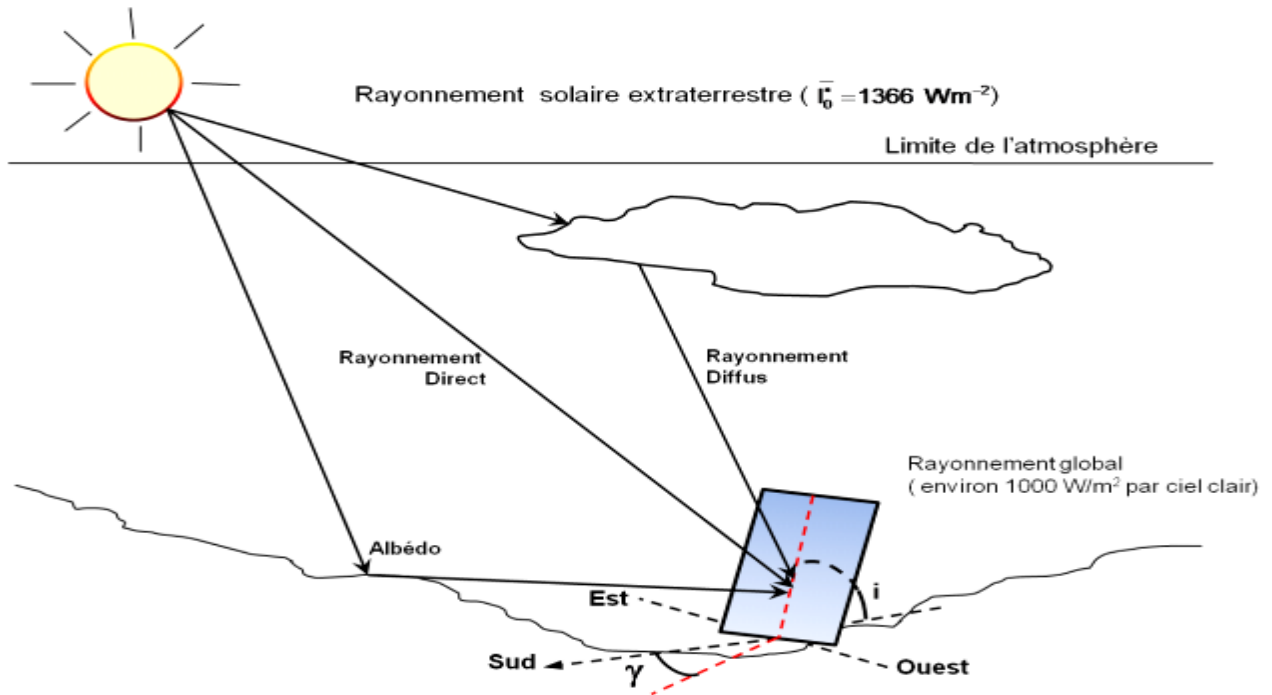


Figure I-3 : Composantes du rayonnement solaire au sol

$$I_{i,\gamma} = I_0 [\cos(h) \sin(i) \cos(a-\gamma) + \sin(h) \cos(i)] \quad (I.8)$$

Avec I_0 le rayonnement direct au sol :

$$I_0 = I_0 \exp[-m \tau / (0.9m + 9.4)] \quad (I.9)$$

D_i est le rayonnement diffus reçu par le plan d'inclinaison i :

$$D_i = \frac{1 + \cos i}{2} D_0 + \frac{1 - \cos i}{2} a I_0 \quad (I.10)$$

avec:

$a I$ est l'albédo qui correspond à la fraction de l'énergie du rayonnement solaire reçu par une surface en provenance de l'atmosphère qui est diffusée vers celle-ci ;

* D_0 est le rayonnement diffus atmosphérique sur un plan horizontal la relation suivante permet d'évaluer l'intensité du rayonnement diffusé par le ciel vers le sol, elle tient compte du facteur de trouble atmosphérique TL :

$$G_0 = (1270 - 56TL) (\sin h) / (1TL + 36/33) \quad (I.11)$$

G_0 est le rayonnement global sur un plan horizontal :

$$G_0 = I_0 / 25 (\sin h)^{0.5} [TL - 0.5 - (\sin h)^{0.5}] \quad (I.12)$$

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’undes axes de la politique énergétique et environnementale du pays. Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics, le marché local doit atteindre 600Mw en 2015, amenant la part del’électricité produite par les énergies renouvelables à 6% de l’électricité totale produite.[11]

Application	Puissance installée(Kw)	Pourcentage
Electrification	1353	58%
Télécommunication	498	21%
Pompage	288	12%
Eclairage public	48	2%
Autres	166	7%

Tableau I-1 : Répartition de la puissance installée par application en Algérie. [11]

. L'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs. D'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. Le potentiel en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire thermique et au solaire photovoltaïque, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en oeuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie. [12]

Le programme inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides. Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en trois étapes :

- 2011-2013, sera consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles;
- 2014 -2015, sera marquée par le début du déploiement du programme;
- 2016- 2020, sera celle du déploiement à grande échelle.

I.4 L'installation photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est la transformation directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique, sous forme de courant continu directement utilisable. D'un point de vue purement technique, on estime que les systèmes de conversion à énergie solaire sont

potentiellement capables de répondre à une grande partie de la demande énergétique mondiale. Un système photovoltaïque est constitué des éléments suivants:

- * Module photovoltaïque
- * Régulateur,
- * Convertisseur (onduleur).

Cette transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques (PV). Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans la cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques non linéaires dépendant de l'éclairement. [13]

I.4.1 Cellule photovoltaïque

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Une cellule photovoltaïque est constituée de deux couches minces semi-conductrices (par exemple le silicium). Sa réalisation est comparable à une diode classique (Figure I-1). La cellule est composée de deux différentes couches. La couche supérieure est dopée *N* et la couche inférieure est dopée *P* créant ainsi une jonction *PN*. Cette jonction *PN* crée une barrière de potentiel. Lorsque les grains de lumière (les photons) heurtent la surface de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux atomes de la matière. Ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, créant des trous et des électrons. Ceci engendre donc une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel crée un champ *E* qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions *P* et *N*. Il en résulte alors un courant électrique et une différence de potentiel dans la cellule PV. Le courant et la tension fournis par une cellule PV dépendent de différents paramètres que nous allons expliciter dans la suite de l'exposé. Les cellules les plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0.6 V) [14].

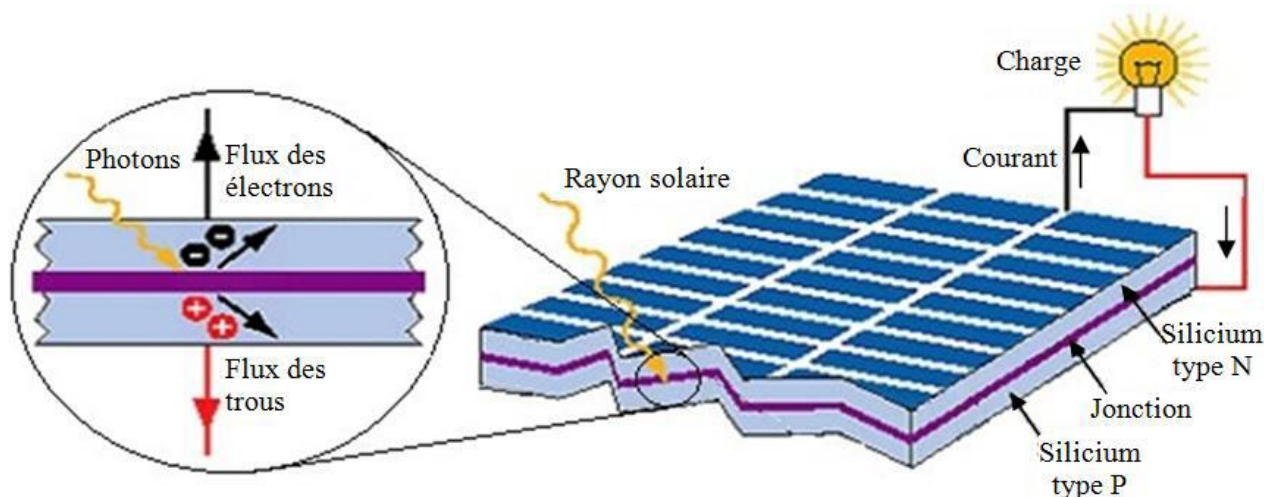


Figure I-4: L'effet photovoltaïque dans une cellule solaire [15]

Les cellules photovoltaïques sont classées en trois types. Actuellement il y a une concurrence entre ces trois technologies or la première technologie est la plus utilisée au marché de production soit 89,6% de la production.

Le premier type des cellules photovoltaïque c'est les cellules Monocristallin (Figure I-2) couvre une grande surface, haute qualité et une seule procédure de jonction. Elle produit une grande quantité d'énergie.

Le deuxième type c'est les cellules Polycristallin elles sont développées pour répondre au besoin de diminuer le coût de production des cellules photovoltaïque car les techniques industrielles utilisées nécessitent moins d'énergie.

Le troisième type c'est les cellules Amorphes pour but d'augmenter les performances du deuxième type (technologie du mince film) en gardant un coût très faible de production. Les recherches actuelles visent à avoir de 30-60% d'efficacité en gardant un coût bas de matériel et technique de fabrication [15].

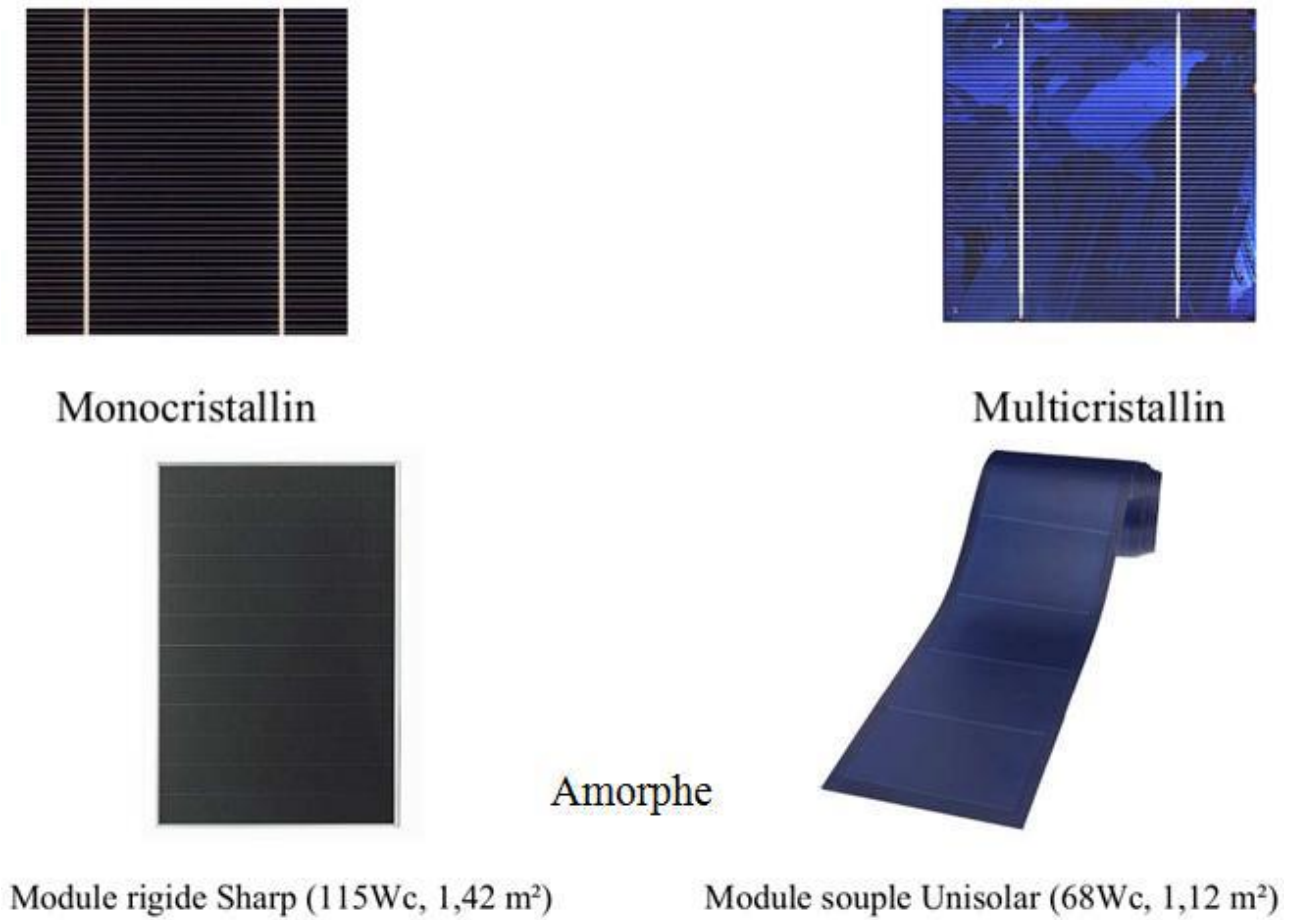


Figure I-5 : Différents types de cellules photovoltaïques [16]

-Le rendement des modules en fonction des différentes technologies fait apparaître des écarts importants qui sont décrits dans le tableau suivant :

Technologie	Rendement typique (%)	Rendement maximum obtenu au laboratoire (%)
Monocristallin	12-15	24
Multicristallin	11-14	18,6
Couche mince : Amorphe	6-7	12,7

Tableau I-2. Rendement des modules en fonction des différentes technologies

[14]

I.4.2 Caractéristique électrique

Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode (Figure I.3). Le modèle est complété par une résistance série R_s due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle ou shunt R_{sh} qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.

La tension en circuit ouvert (V_{co}) d'une cellule PV est comprise entre 0,3V et 0,7V selon le matériau utilisé, la température et son état de vieillissement. Son courant de court-circuit (I_{cc}) varie principalement selon le niveau d'éclairement et selon les technologies et les tailles de cellules (entre 5 et 8A pour le silicium cristallin) [17].

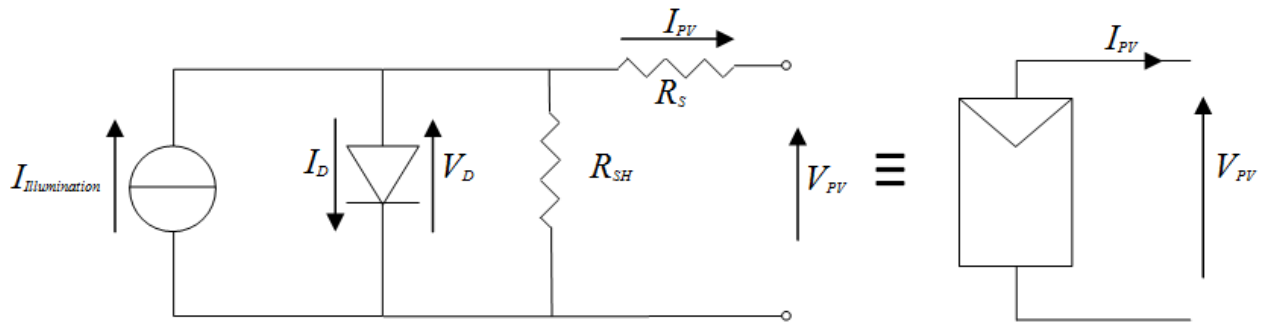


Figure I-6 : circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque [17]

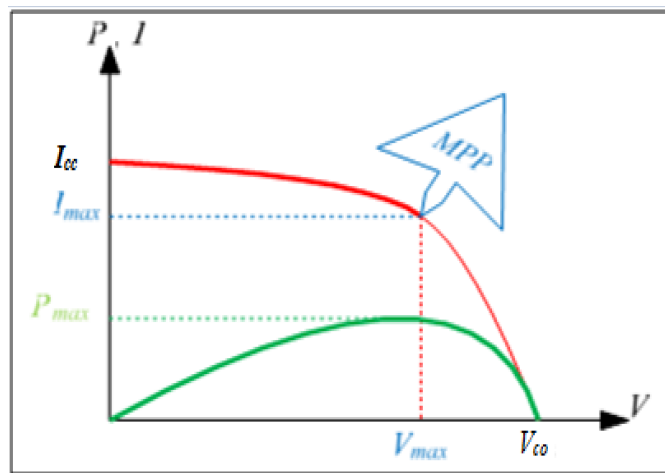


Figure I-7: Caractéristique typique $I - V$ d'une cellule photovoltaïque [18]

I.4.3 Le module photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque ou module est l'ensemble de cellules solaires interconnectées. Généralement il contient également des protections pour protéger les cellules PV d'un fonctionnement qui peut être destructif. Les connexions peuvent être réalisées en parallèle ou en série [16].

I.4.3.1 Regroupement des cellules en series

Dans des conditions d'ensoleillement standard ($1000\text{W}/\text{m}^2$; 25°C), la puissance maximale délivrée par une cellule en silicium de (150cm^2) est d'environ (2.3W crête) 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. 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 obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, un tel regroupement est représenté par la figure I-5. L'équation (I.1) résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules:

$$V_{coNs} = N_s \times V_{co}; I_{ccNs} = I_{cc} \quad (\text{I.1})$$

V_{coNs} : La somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série

I_{ccNs} : Courant de court-circuit de N_s cellules en série.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce [14].

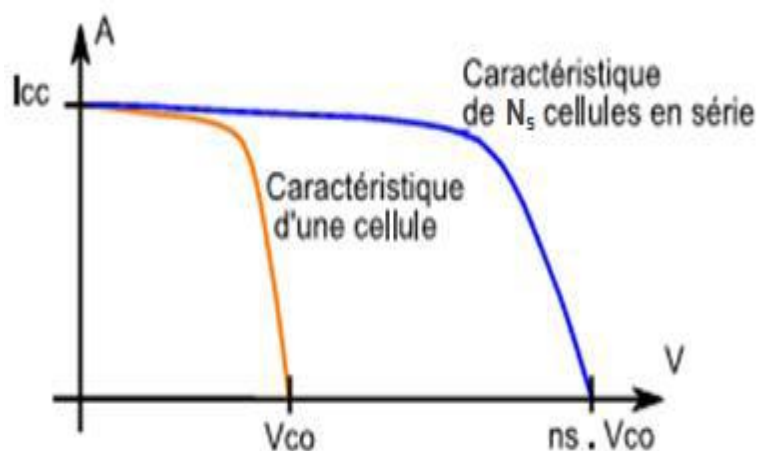
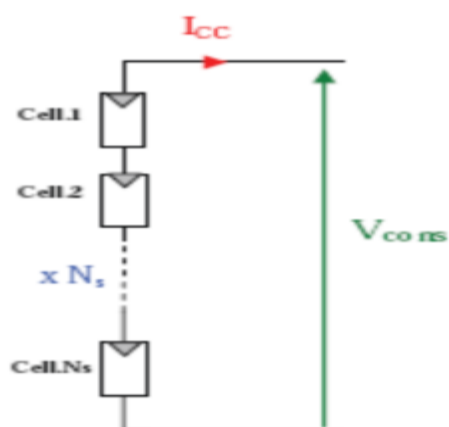


Figure I-8 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série [16]

I.4.3.2 Regroupement des cellules en parallèle

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. L'équation (I.2) et la Figure I-6 résument les caractéristiques électriques d'une association parallèle de (N_p) cellules [16] .

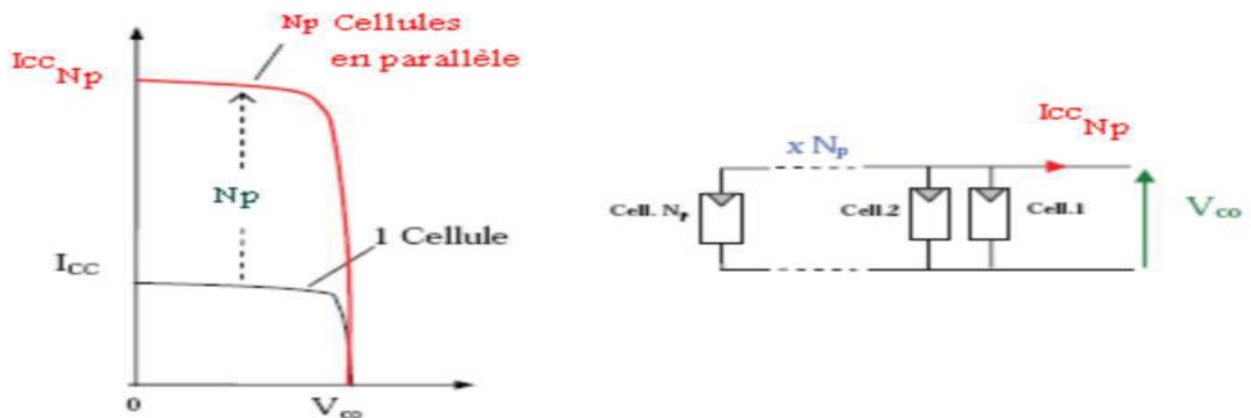


Figure I-9 Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_p cellules en parallèle [18]

$$I_{ccNp} = N_p \times I_{cc}; V_{coNp} = V_{co} \text{ (I.2)}$$

Avec :

I_{ccNp} : La somme des courants de court-circuit de (N_p) cellules en parallèle.

V_{coNp} : Tension du circuit ouvert de (N_p) cellules en parallèle.

I.4.3.3 Regroupement des cellules série et parallèle

La caractéristique ($I-V$) d'un générateur photovoltaïque peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de ($N_s \times N_p$) cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. Pour remédier le phénomène point chaud générer lors de la défektivité d'une des cellules ce qui provoquer une forte diminution du courant, on équipe les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives. Figure I-7.

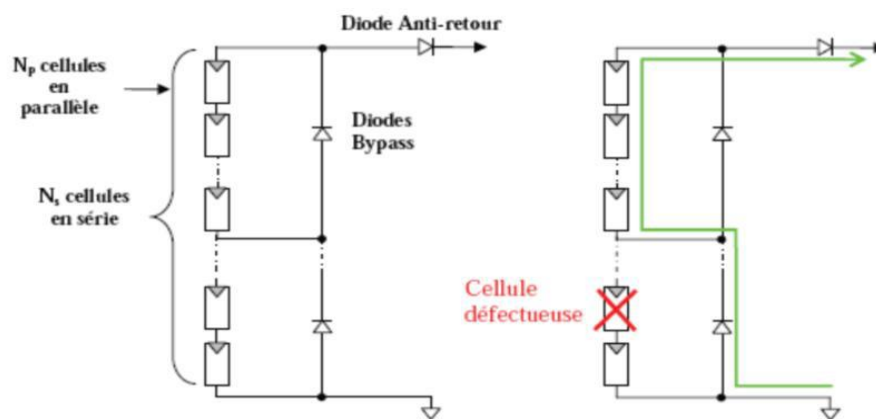


Figure I-10 : (a) Architecture d'un panneau photovoltaïque avec diodes de protections. (b)

défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode (by-pass) mise en évidence du courant de circulation I_{pv} [18]

I.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.12). [20].

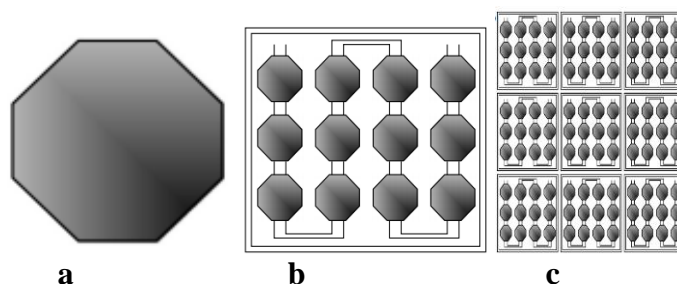


Figure I-11: Cellule, module et panneau photovoltaïques.

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 [21].

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 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 connexions 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 [21].

I.6 Types des syst PV

I.6.1. 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.13). Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou il est transformé en alternatif selon le besoin [22].

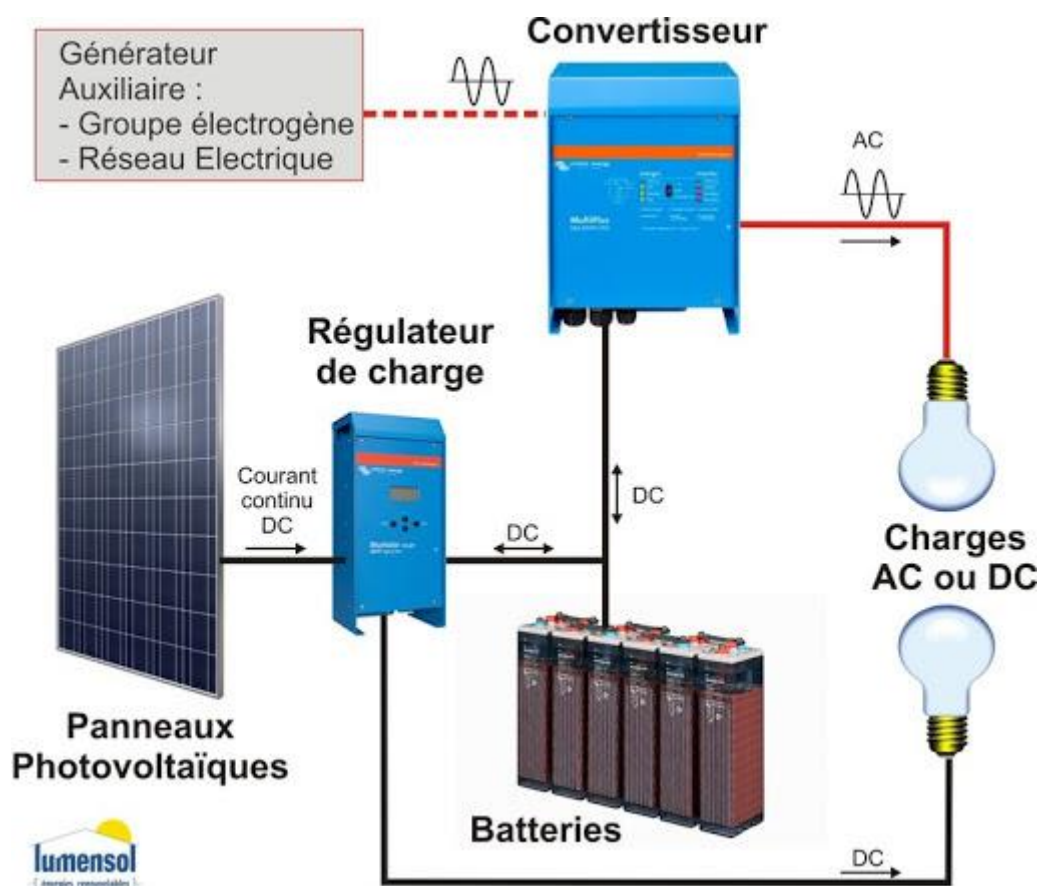


Figure I-12: Installation photovoltaïque autonome. [21]

I.6.2. 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.14). 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 [21].

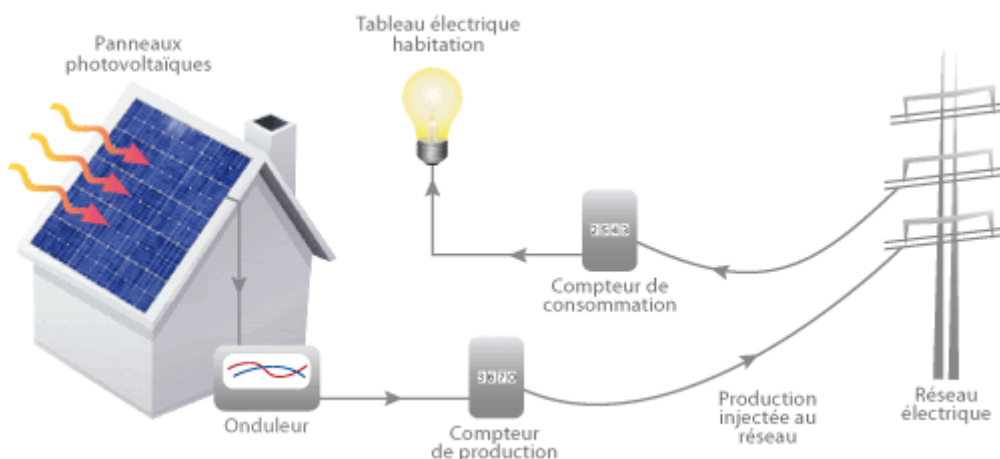


Figure I-13: Installation photovoltaïque couplée au réseau. [21]

I.6.3 Systèmes hybrides

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.[43]

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

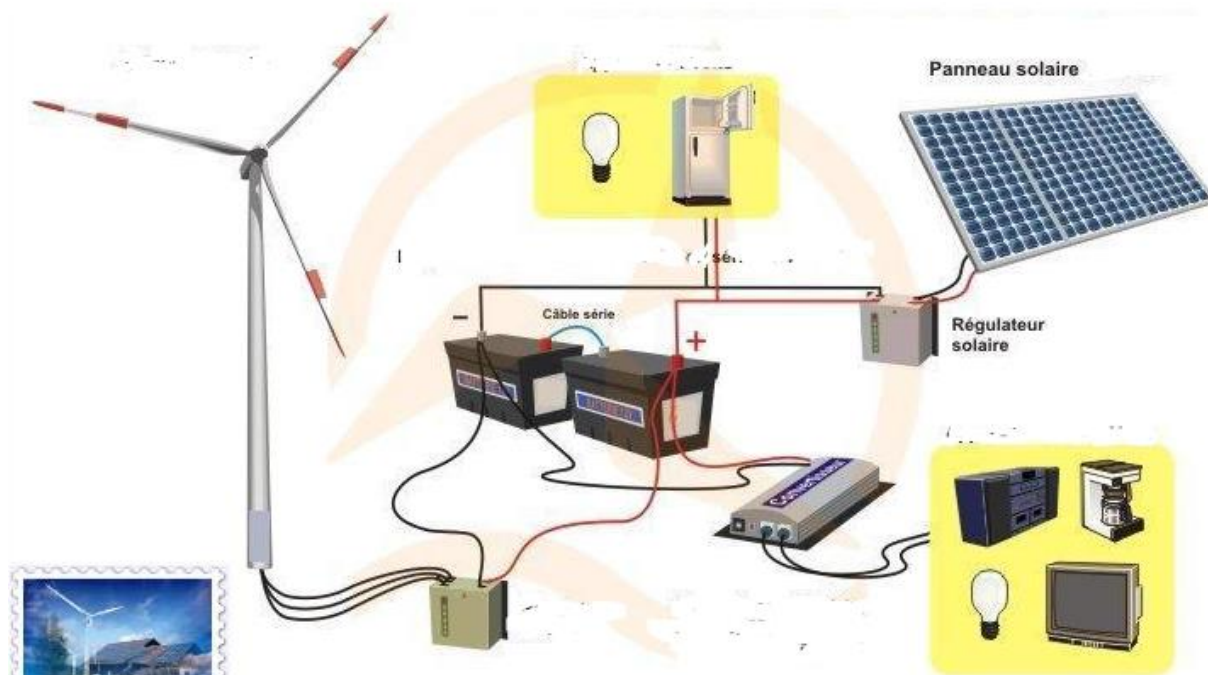


Figure I-14: Installation de système hybrides PV éolien

I.7.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). [21]

I.7.1.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 maximale. 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. [21]

I.7.2 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 : [23]

- 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). [23]

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.7.3 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 [24].

I.8 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 [24].

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 [25].

Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230V) [26] .

I.9 Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté à la Figure(I-15) 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.

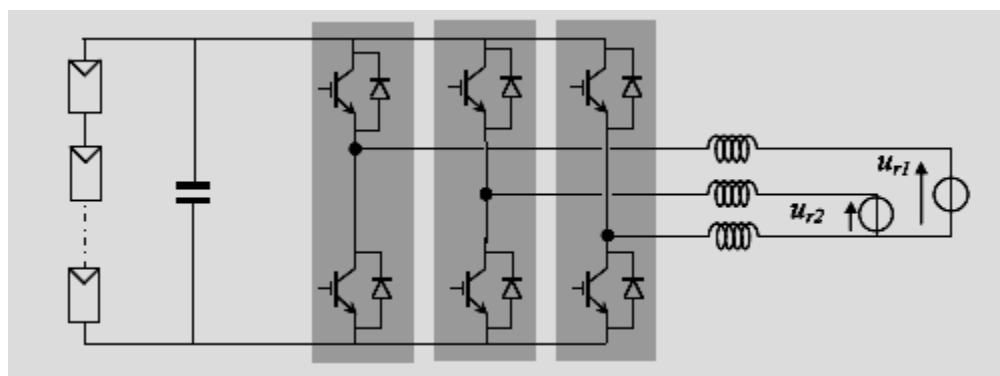


Figure I -15:Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur

I.9.1 Structure avec bus à basse tension alternative

La Figure (I-16) 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.

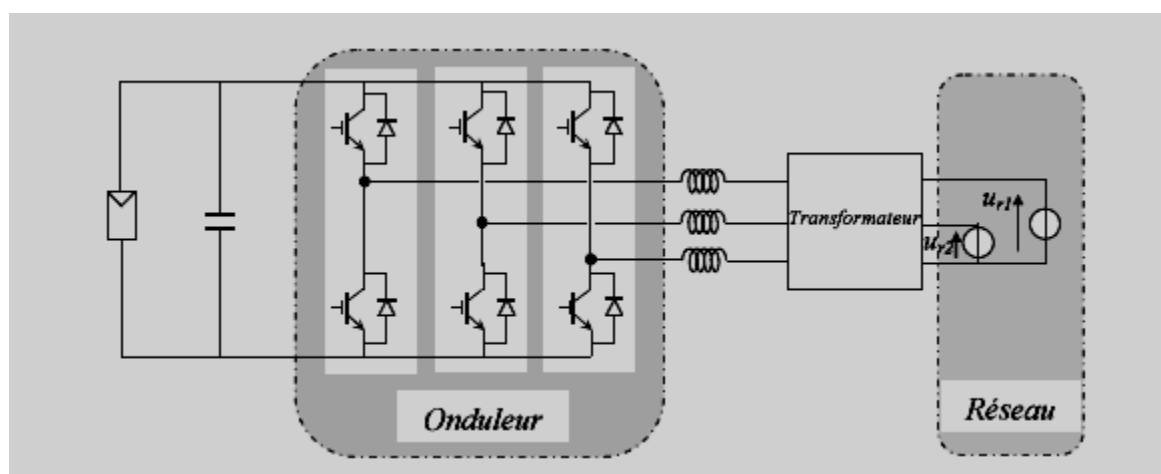


Figure I -16:Bus à basse tension alternative

I.9.1.1 Système à bus continu intermédiaire

I.9.1.1.1 Structure avec convertisseur forward

La Figure (I-17) 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.

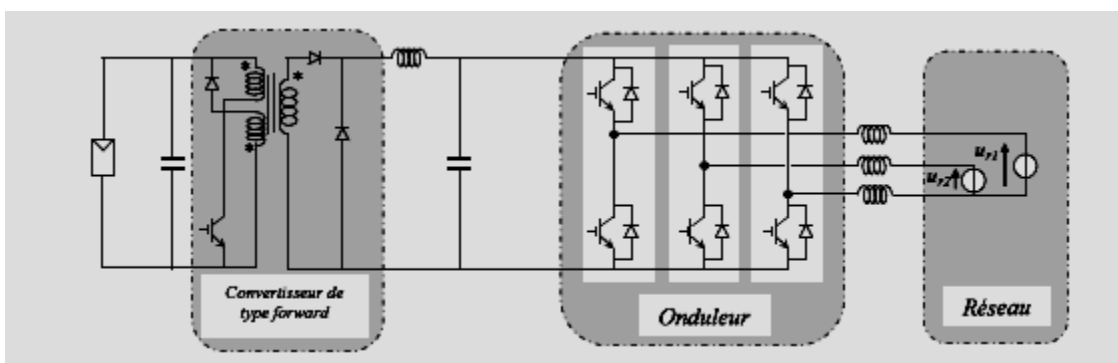


Figure I -17: Convertisseur de type forward alimentant le bus continu

I.9.1.1.2 Structure avec un convertisseur de type fly-back

La Figure (I.18) 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.

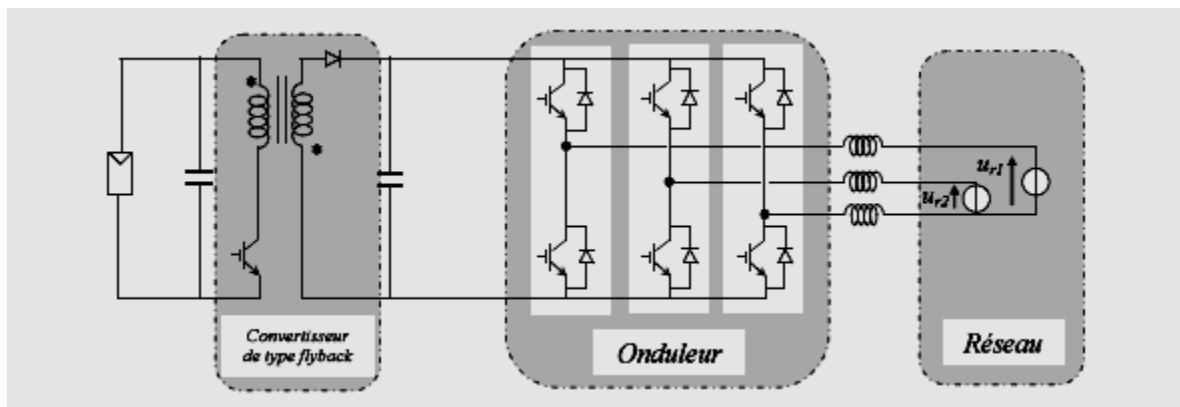


Figure I -18 : Structure avec un convertisseur de type fly-back

I.9.1.1.3 Structure avec hacheur et onduleur

La Figure (I-19) 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.

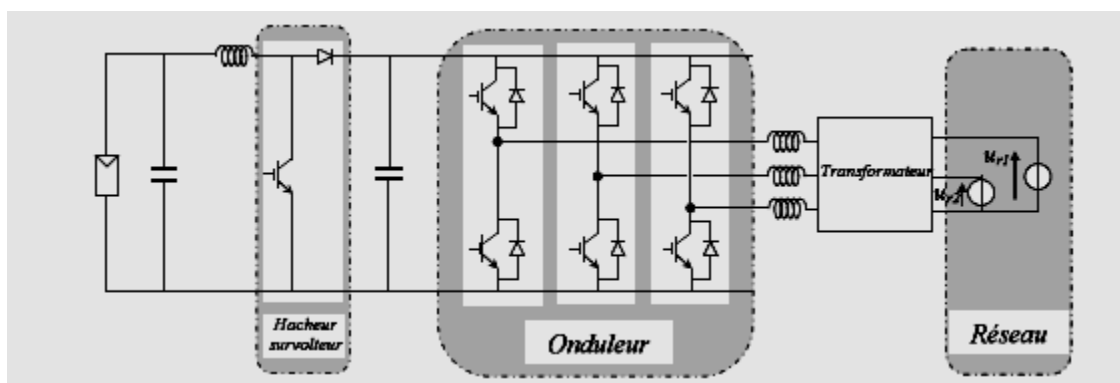


Figure I -19: Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé

I.9.2 modélisation du Générateur photovoltaïque GPV

I.9.2.1 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir les besoins en électricité.

I.9.2.2 Puissance crête d'un générateur photovoltaïque

La puissance crête des panneaux à installer dépend de l'irradiation du lieu d'installation. On la calcule en appliquant la formule suivante : [83]

$$P_{ch} = \frac{Ec}{K \cdot Ir} \quad (IV.3)$$

P_{ch} : Puissance crête de champs photovoltaïque en Watt crête (Wc)

Ec : Energie consommée par jour (Wh/jour)

Ir : Temps moyen d'ensoleillement journalier (h/jour)

En Algérie : $2 \geq Ir \leq 8$. On prend la moyenne de 5 h/Jour

K: Coefficient correcteur, ce coefficient tient compte :

- De l'incertitude météorologique.
- De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison.
- Du point de fonctionnement des modules.
- Du rendement moyen charge/décharge de la batterie (90%).
- Du rendement de régulateur (95%).
- Des pertes dans les câbles et connexions pour les systèmes avec batterie.

K est en générale compris entre 0,55 et 0,75. La valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est k=0,65. [84]

I.9.2.3 Tension de fonctionnement du champ photovoltaïque

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt. De façon générale : [83]

Puissance crête (Wc)	Moins de 500 Wc	De 501Wc a 2000 Wc	De 2001 Wc a 10000 Wc	Pluse de 10000 Wc
Tension de champ (v)	12	24	48	96

Tableau I.3 : Tension du champ en fonction de sa puissance crête [83]

I.9.2.4 Nombre de panneaux photovoltaïques à utiliser

A partir de la puissance crête des panneaux on peut déterminer le nombre de :
Panneaux solaire nécessaires à l'installation :

$$N_m = \frac{P_{ch}}{\text{Puissance crête unitaire panneau}} \quad (IV.4)$$

Le nombre de modules connectés en série sera égale à :

$$N_s = \frac{v_{ch}}{v_n} \quad (IV.5)$$

Vch : tension total du champ.

Vn : la tension délivrée par un seul panneau photovoltaïque.

Le nombre de modules connectés en parallèles s'exprime par :

$$N_p = \frac{Nm}{Vn} \quad (IV. 6)$$

Avec :

Nm : nombre total de panneaux photovoltaïques

Ns : nombre de panneaux connectés en série

I.9.2.5 Dimensionnement du parc de batteries

Pour réaliser le dimensionnement des batteries, on procède de la façon suivante :

- On calcule l'énergie consommée (Ec) par les différents récepteurs.
- On détermine le nombre de jours d'autonomie nécessaires.
- On détermine la profondeur de décharge acceptable pour le type de batterie utilisé.
- On calcule la capacité (C) de la batterie en appliquant la formule ci-dessous :

$$C_{ch} = \frac{Ec \times N}{D \times U} \quad (IV. 7)$$

Cch : capacité du champ de batterie en ampère. Heure (Ah)

Ec : énergie consommée par jour (Wh/j)

N : nombre de jour d'autonomie

D : décharge maximale admissible (0,8 pour les batteries au plomb)

U : tension de la batterie (V)

* Nombre de batteries en séries :

$$N_s = \frac{vch}{v \text{ batterie}}$$

Vch : tension du champ

Vbatterie : la tension de la batterie

Nombre de batterie en parallèles :

$$N_p = \frac{cch}{c \text{ batterie}}$$

Avec :

Cch : capacité totale du champ de batteries associées à toute l'installation photovoltaïque.

Cbatterie : capacité d'une batterie.

La durée de vie en d'une batterie décroît rapidement lorsque la profondeur de décharge augmente. En général, on essaie de limiter la profondeur de décharge à 50%, c'est-à-dire que l'on utilisera que la moitié de la capacité de batteries .

I.9.2.6. Dimensionnement du régulateur de charge

Le régulateur est dimensionné d'après les paramètres suivants : tension, courant d'entrée et courant de sortie.

Tension nominale : Elle doit être celle du champ photovoltaïque.

Courant d'entrée I_e : C'est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter. Il doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant maximal. [85]

Courant de sortie I_s : L'intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale que peuvent tirer les récepteurs simultanément. Elle peut être déterminée par la formule suivante : [83]

$$I_{\max} = P_{ch}/u$$

P_{ch} : la puissance crête du champ de photovoltaïque qui es calculé comme suit :

$$P_{ch} = P_c \times N_p \times N_s$$

I.9.2.7 Dimensionnement de l'onduleur

Le convertisseur de courant se dimensionne en fonction de plusieurs critères :

- La tension d'entrée : c'est la même que la tension des batteries ou du régulateur (12, 24 ou 48V DC).
- La tension de sortie : en Algérie nous utilisons du 220/230 V, 50Hz.
- La puissance nominale : c'est la puissance que les appareils consomment en électricité pour fonctionner de façon "normale". Pour connaître cette puissance nominale, il suffit de faire la somme des puissances des appareils électriques susceptible d'être utilisés en même temps Il faut toujours choisir un convertisseur dont la puissance est légèrement supérieure à celle des appareils.
- La puissance maximale : l'onduleur doit être capable de fournir une grande puissance (généralement 2 ou 3 fois la puissance nominale). Cette particularité est utile pour les appareils qui possèdent un moteur (réfrigérateur, micro-onde, lave-linge, ...), car leur Consommation augmente très fortement lors du démarrage. En général, si vous avez correctement dimensionné la puissance nominale, la puissance maximale est prévue par ces onduleurs est suffisante.

Le rendement : Une partie de l'électricité transformée est consommée par le convertisseur de courant (entre 80 et 95% de l'énergie est restituée). Il est important de contrôler ce rendement, sachant qu'un bon produit se situe autour de 90%. De plus, la plupart des convertisseurs consomment de l'énergie même lorsqu'ils ne fonctionnent pas (stand-by). Certains sont équipés d'un système de marche/arrêt qui permet de grandes économies dans les petites installations photovoltaïques.

I.10 Avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque

I.10.1 Avantages

- Haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du Milliwatt au Mégawatt.
- Coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant (électricité propre), silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.
- Fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales.
- Flexibilités et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité.
- Temps de réalisation d'une centrale PV minimum.
- Longue durée de vie.
- Elimination des frais des risques de transport associé des énergies fossiles.

I.10.2 Inconvénients

* Fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des Investissements d'un coût élevé.

- Rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%.
- Générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à 230V alternatif. Or, l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (< 30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.
- Stockage de l'énergie électrique dans des accumulateurs qui sont les plus souvent des batteries au Plomb. Sachant que les batteries ne doivent pas se décharger à plus de 60% (70% maximum) de leur capacité maximale. En outre, les batteries ont une faible durée de vie (3 à 5ans), ce qui entraîne un surcoût au fonctionnement.

I.11. Energie éolienne

I.11.1. 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 [27, 28]. Cette énergie est tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent (Voir Figure I.20). 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 [27, 29].

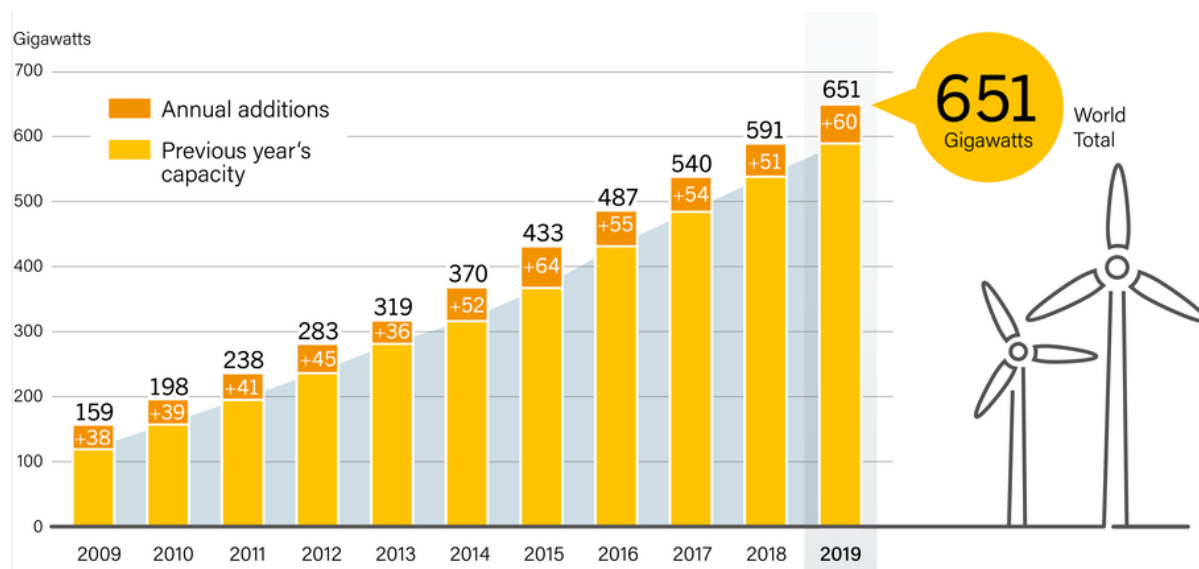


Figure I-20: Capacité et ajouts annuels mondiaux d'énergie éolienne, 2009–2019 .
 source: *Rapport Sur Le Statut Mondial Des Energies Renouvelables 2019*

Concernant le cout 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 présdestrois-quarts des investissements, alors que pour la production, le cout est bien entenduextrêmement sensible au régime des vents, il est compris dans une fourchette de 3 a 7ct€/kWh [26]. Une baisse des couts de prés de 35 % a été observée dans la décennie 90,essentiellement par effet de série, augmentation de la taille unitaire et du rendement(Figure I.21).

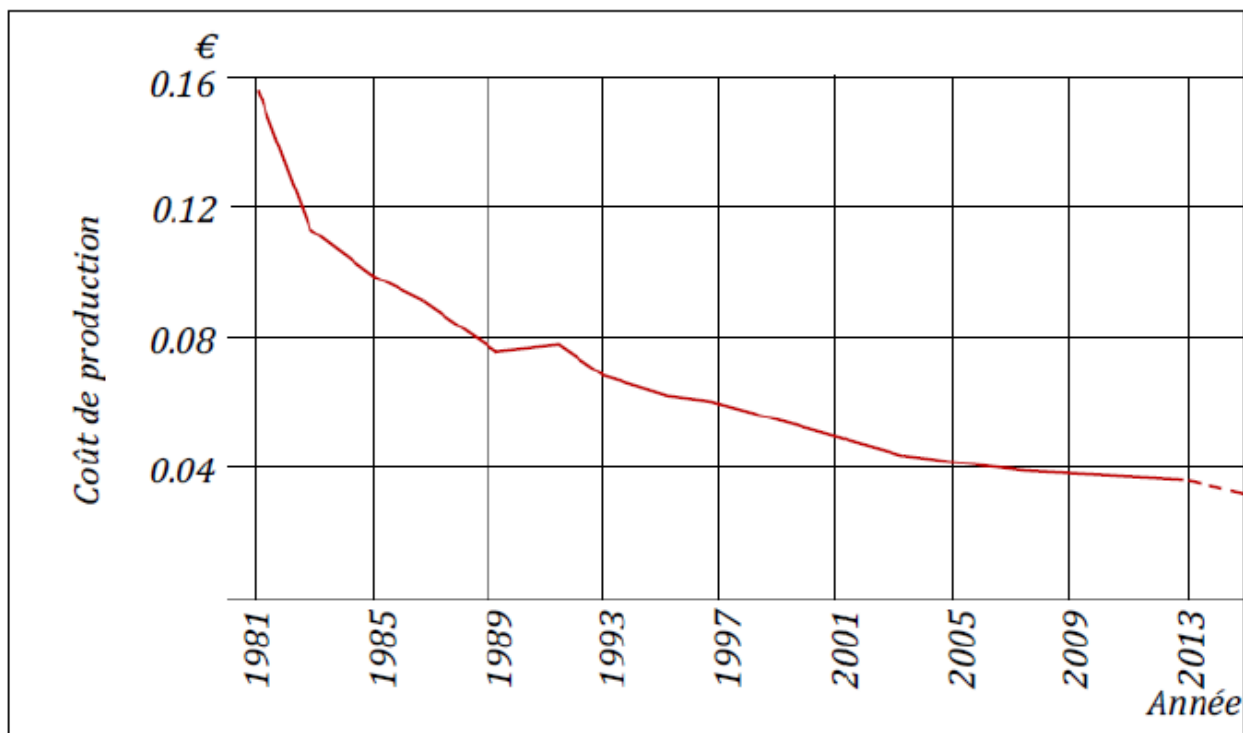


Figure I-21: Baisse des coûts de production des aérogénérateurs terrestres, avec une vitesse moyenne des vents de 6 m/s et un amortissement sur 30 ans (taux d'intérêt : 5 %/an) (données Agence de l'Energie Danoise) [27,30].

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 à 4 c€/kWh, donc par une simple comparaison, un bon dimensionnement sur de bons sites montre bien que l'énergie éolienne, hors coûts environnementaux, est déjà économiquement compétitive et, si l'on considère que les coûts d'investissement vont continuer à baisser avec les effets d'échelle, la compétitivité deviendra possible sur des sites de plus en plus nombreux.

I.11.2 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 [31].

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 VII^{ème} siècle que l'on voit apparaître les premiers moulins à vent. Utilisés tout d'abord pour mouliner le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés [31].

A l'arrivée de l'électricité donne l'idée au britannique Lord Kelvin en 1802 de songer 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 [29.31].

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 [31]. 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.11.3 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 [31] :

* 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 [29].

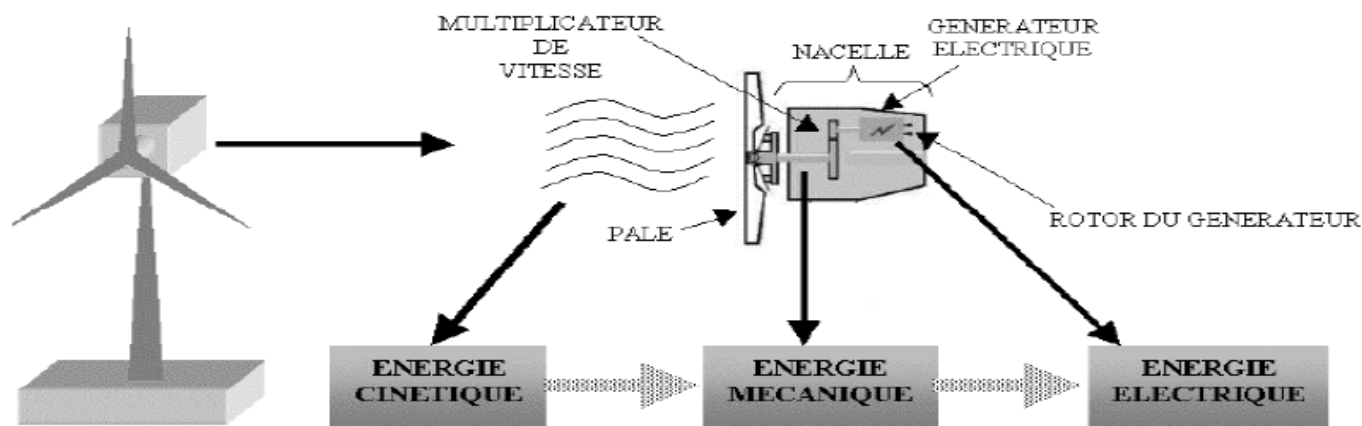


Figure I-22 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

I.12 Architecture d'une éolienne

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne, le rotor, la nacelle et la tour, (Voir Figure (I.23)) [28] :

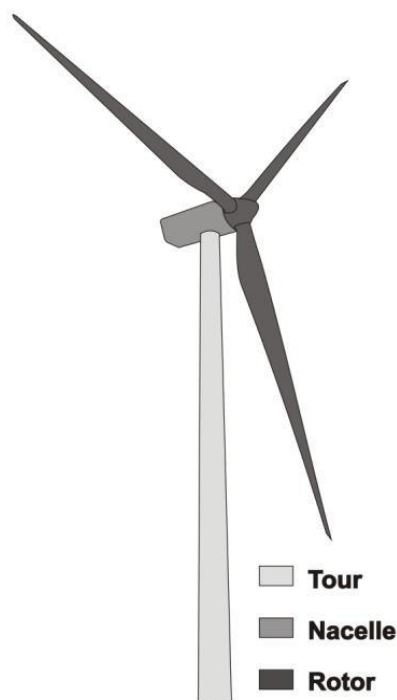


Figure I-23: Composants d'une éolienne. [28]

I.12.1. 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...) [31, 32].

I.12.2 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 (1.24) 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 [28, 32].

*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 stationnaires 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 [28].

*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 [28, 31].

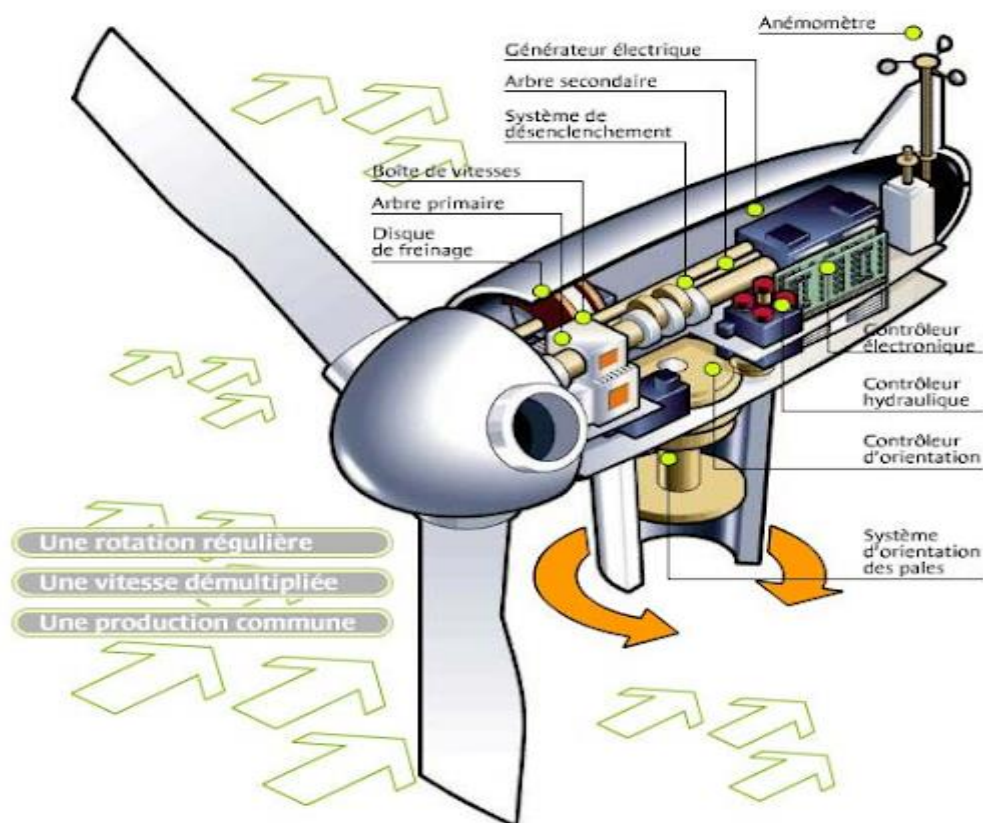
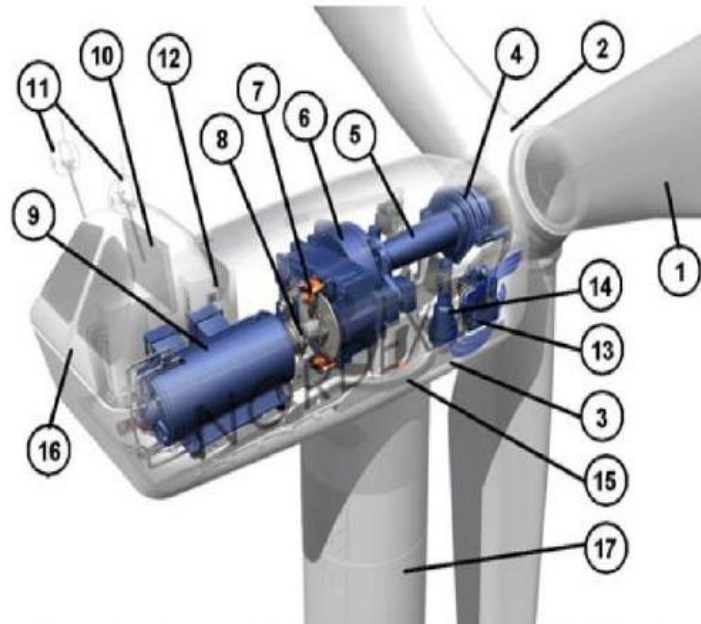


Figure I-24:Eléments d'une nacelle. [28]

I.12.3 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 [28].

I.13 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-25 : Principe de fonctionnement d'une éolienne. [32]

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 croit, la portance s'exerçant sur le rotor augmente et la puissance délivrée par la génératrice s'accroît [33]. 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 [32].

I.13. 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 [28] :

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

I.13.1. Eolienne à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent (Voir Figure I.26). 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 [30].

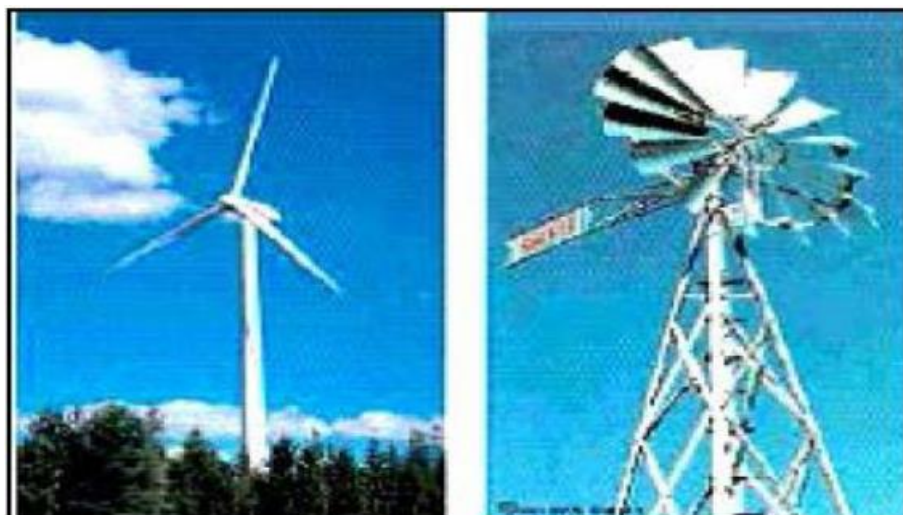


Figure I-26: Eoliennes à axes horizontal. [30]

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-27).

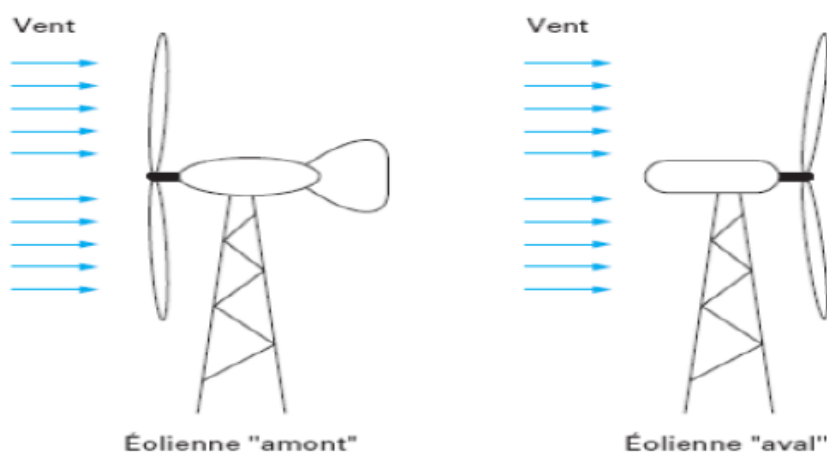


Figure I-27: Configuration à axe horizontal [34]

I.13.2 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 oeufs. 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-28: Eoliennes à axes vertical. [30]

I.13.3 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'au 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.4: Comparaison Des Eoliennes à Axe Horizontal, Et à Axe Vertical.

I-14. Caractéristiques technologiques des éoliennes

I-14.1. 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. [35]

I-14.2. Les pales [36]

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-14.3. 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-14.4 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-14.5. 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-14.6. 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 oeuvre 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-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 [38]. 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 d'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 laquelle 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 sûreté 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 : [39]

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 ;

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.

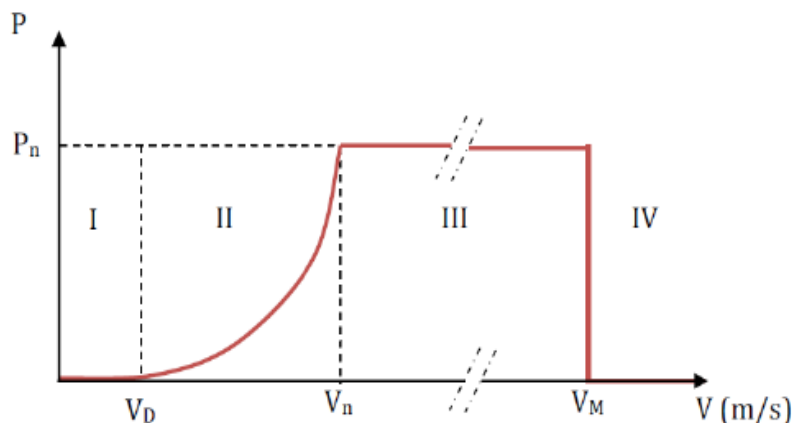


Figure I-29: Diagramme de la puissance sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.

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 : [37] 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.5: 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 pression 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 [40]

I-16.2. Gisement éolien en Algérie

La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en Figure I-30. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s. On remarque qu'à l'exception de la région côtière (moins Bejaia et Oran), du Tassili et de Béni Abbés, la vitesse de vent moyenne est supérieure à 3 m/s [17], montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement le Sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le Nord, il est à noter

que la vitesse moyenne est globalement peu élevée. Cependant, les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, et les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter ainsi que la région délimitée par Bejaia au Nord et Biskra au sud, sont prometteurs en terme de production si la hauteur des éoliennes choisies est élevée.

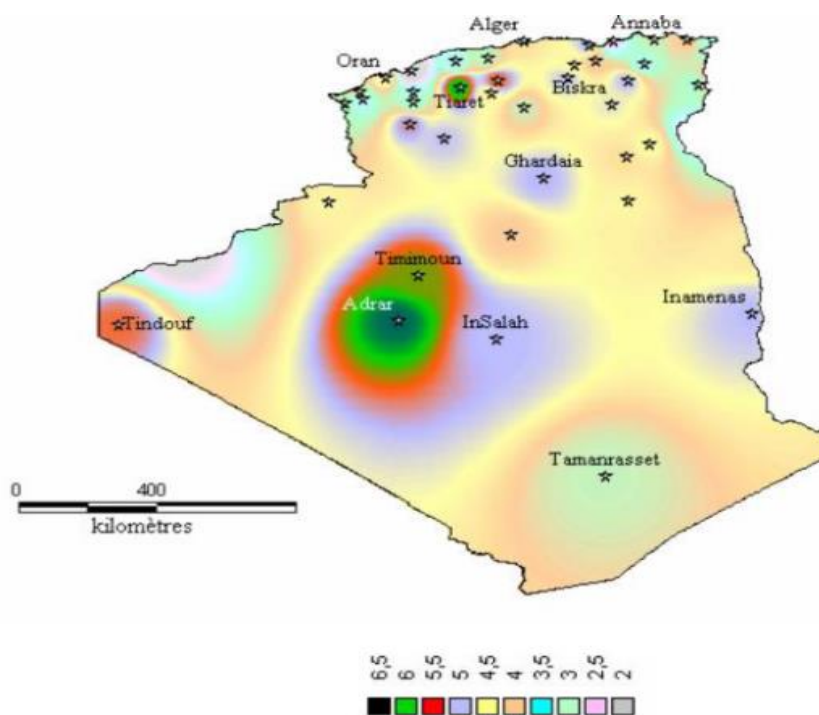


Figure I-30: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol. [41]

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 [21].

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[21].

I.18. Systèmes hybrides

I.18.1. 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.[43]

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

I.18.2 Classification

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

I.18.2.1. 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 connectés réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé 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.

I.18.2.2. 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 à 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.

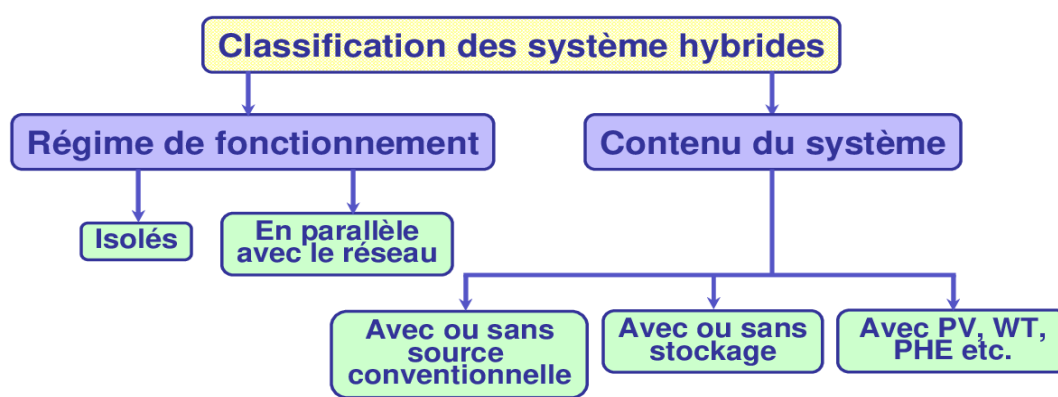


Figure I-31. Classification des systèmes hybrides

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 I-6: Classification des S.E.H par gamme de puissance. [44]

I.19. Systèmes de stockage

Il existe de nombreux moyens de stocker de l'électricité, qui passent quasiment tous par sa conversion en une autre forme d'énergie plus aisée à confiner, telle l'énergie chimique par exemple. Seuls le stockage électromagnétique et le stockage électrostatique stockent l'électricité sous forme de charges électriques.

Le stockage électrochimique est largement employé dans les applications stationnaires. Cette technologie possède un retour d'expérience de plus de cinquante ans, notamment grâce aux applications automobiles. Son faible coût et son excellent taux de recyclabilité en font un acteur incontournable du stockage dans les systèmes électriques. La technologie des accumulateurs est très diversifiée.

Les batteries sont, d'habitude, du type plomb – acide. Les batteries nickel – cadmium sont rarement utilisées. Ils sont normalement spécifiés par une capacité exprimée en ampères-heures(Ah). Cette valeur est définie comme l'énergie délivrée lorsque la batterie passe d'un état de charge à un état où la tension à ses bornes chute brutalement, tension dite de "cut-off " (Figure I-31). Notons que la valeur de la capacité dépend du courant délivré (Figure I-32). On peut remarquer sur cette figure que la capacité est plus faible si le courant de décharge est important.

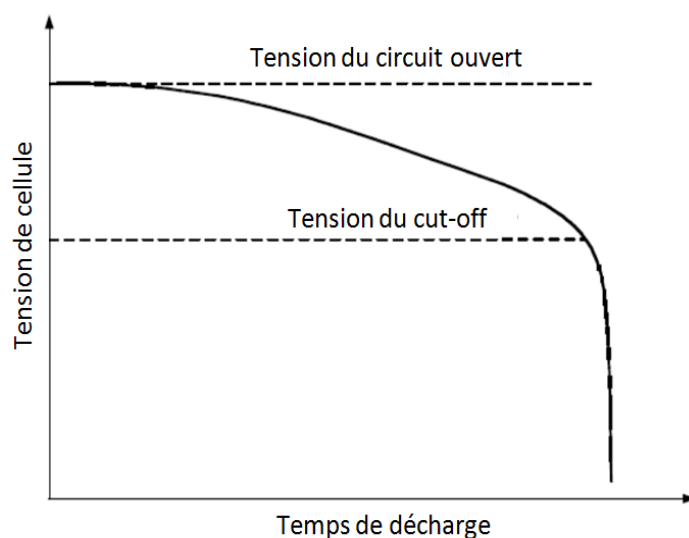


Figure I-32 :Tension de « cut-off » d'une batterie [18]

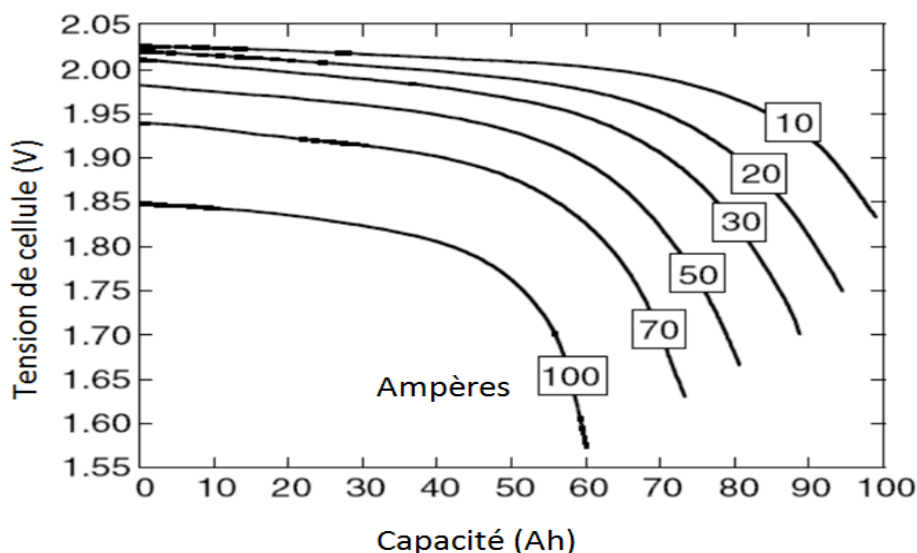


Figure I-33 : Caractéristique de décharge d'une batterie au plomb [18]

I.20 Convertisseurs

Dans un système de conversion des énergies renouvelables, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le courant continu en courant alternatif et inversement. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les énergies renouvelables: les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs. [42] Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC, Dans les systèmes multi-sources, 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 DC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à AC ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu' ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à AC 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.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour

adapter la tension entre deux sources.

I.20 Charges

Les charges électriques rendent utile une 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 de charge résistive et inductives. Ils sont les principaux consommateurs de puissance réactive.

Les charges à DC 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.

A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie.

I.21 Point de puissance maximale (MPP)

On peut localiser le point de puissance maximale MPP, grâce à plusieurs méthodes telles que la méthode des rectangles, qui consiste à trouver le plus grand rectangle qui peut passer sous la courbe I-V, comme le montre la Figure III-1. Les côtés du rectangle correspondent au courant et à la tension dont le produit représente la puissance $P=V \times I$.

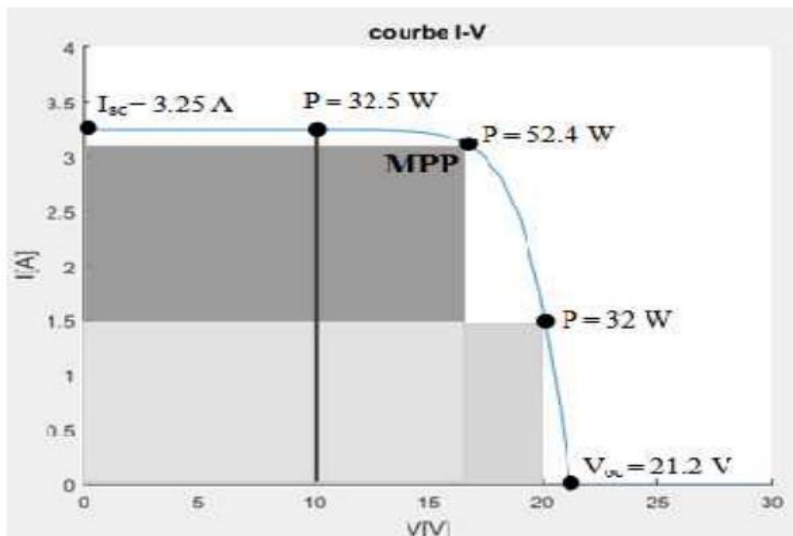


Figure I-34 : le plus grand rectangle qui peut passer sous la courbe I-V

I.21.1 Techniques de commande MPPT

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelles que soient les conditions météorologiques (température et éclairage), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{mpp} , I_{mpp}).

L'adaptation d'impédance est souvent sous forme d'un convertisseur DC – DC comme représenté sur la figure

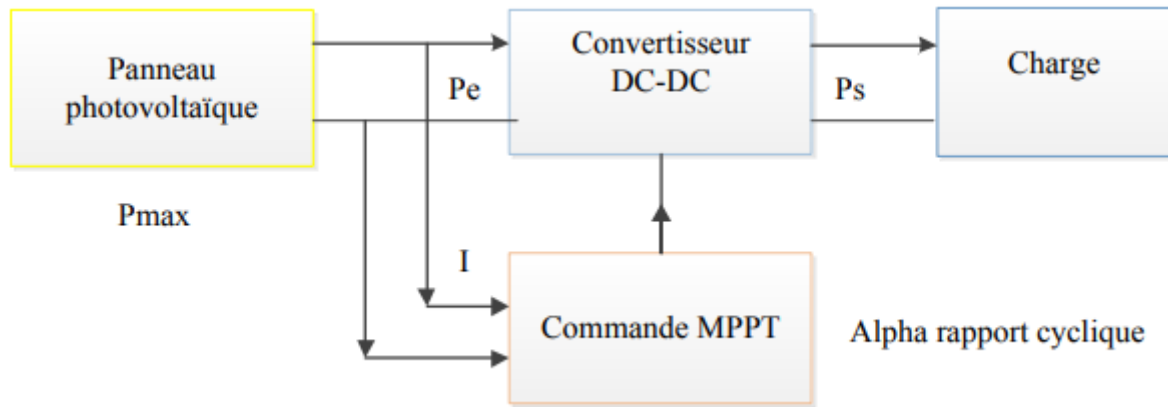


Figure I-35 :Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT

I.21.2 Premiers types de commande MPPT

BOEHRINGER a appliqué la première commande MPPT au PV en 1968 [65]. C'est un algorithme simple pouvant être implanté numériquement Figure III-3. Il est destiné aux applications spatiales qui avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres.

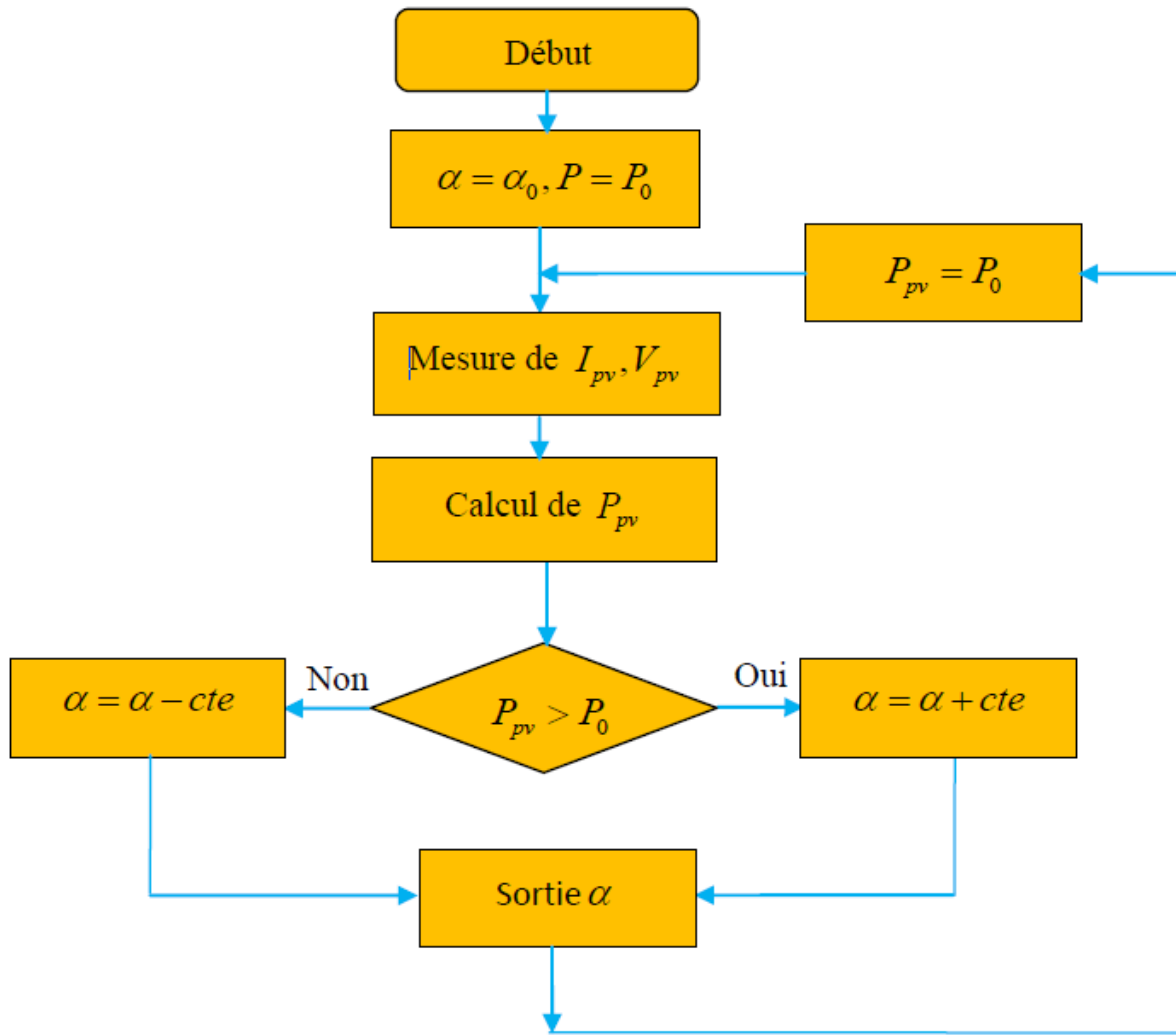


Figure I-36: Organigramme de la première commande MPPT

I.21.3 Algorithme Hill Climbing

La technique Hill Climbing (HC) [41, 42] est une méthode mathématique d'optimisation. Comme son nom l'indique, elle fait monter le point de fonctionnement le long d'une caractéristique pour atteindre le maximum de la fonction puissance du GPV contre le rapport cyclique du convertisseur α (figure III-4). La perturbation est appliquée pour plusieurs itérations sur le paramètre α en l'incrémentant ou en le décrémentant de $\Delta\alpha$ jusqu'à avoir la dérivée $dP/d\alpha$ nulle. La figure III-5 présente l'algorithme d'exécution de cette technique. La méthode HC est plus simple à mise en oeuvre car elle possède une seule boucle de régulation. Cependant, elle présente des oscillations et peut même diverger lors du changement rapide des conditions atmosphériques.

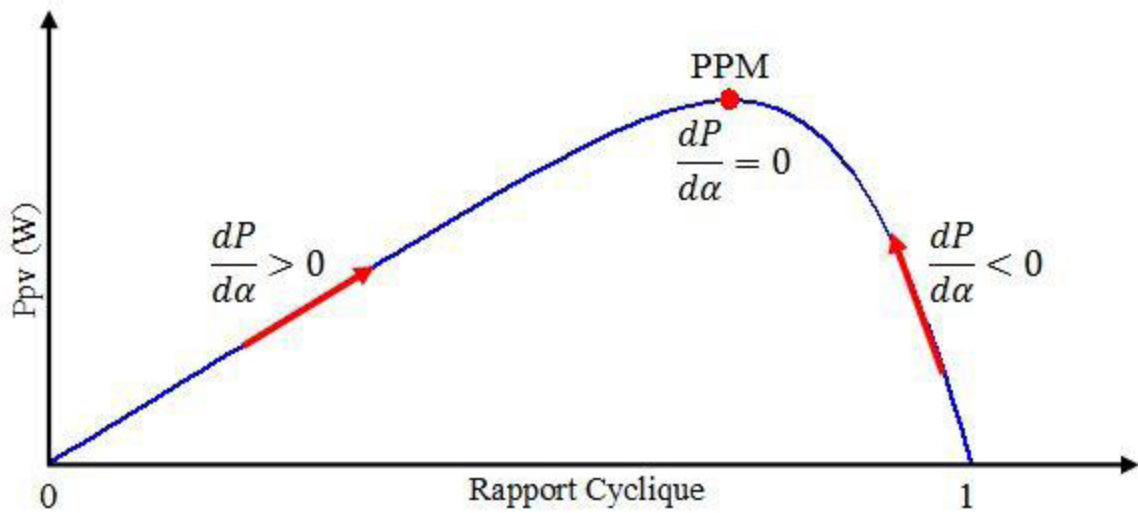


Figure I-37:Principe de la méthode HC

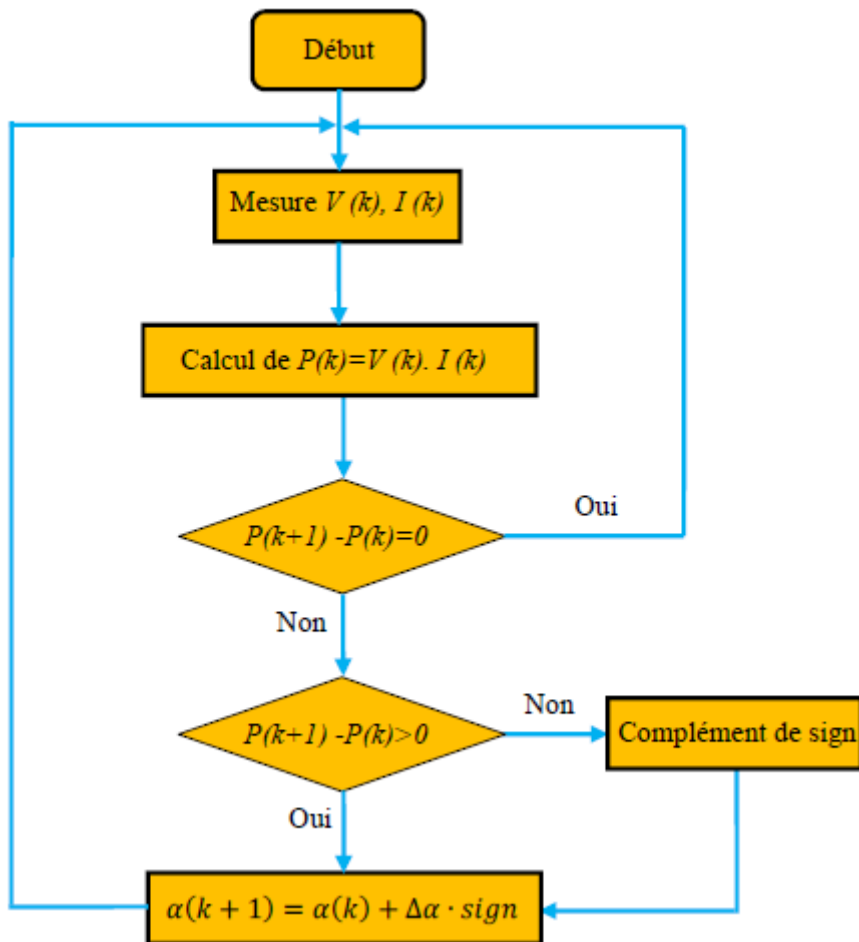


Figure I-38:Algorithme de la méthode HC

I.21.4 Algorithme d'incrément de la conductance

L'algorithme d'incrémentation de conductance (IncCond), appelée dans la littérature anglo-saxonne « Incremental Conductance », est aussi l'une des techniques de « HC » où la commande MPPT essaye de faire monter le point de fonctionnement (PF) du GPV le long de la caractéristique P-V jusqu'à atteindre le PPM. Elle permet la recherche du PPM en se basant sur l'égalité de la conductance ($G=I / V$) et de l'incrément de la conductance ($\Delta G = \Delta I / \Delta V$) (voir la figure III-6). Cet algorithme nécessite la connaissance de la valeur initiale du PF (V_{ref}) et le pas de mise à jour de la tension de référence (ΔV)

(Figure III-6).

La puissance maximale est obtenue lorsque la dérivée de la puissance du GPV par rapport à la tension s'annule :

$$\frac{dP}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I \approx V \frac{\Delta I}{\Delta V} + I \text{ (II-68)}$$

En comparant la conductance et l'incrément de la conductance, trois positions du PF peuvent être distinguées :

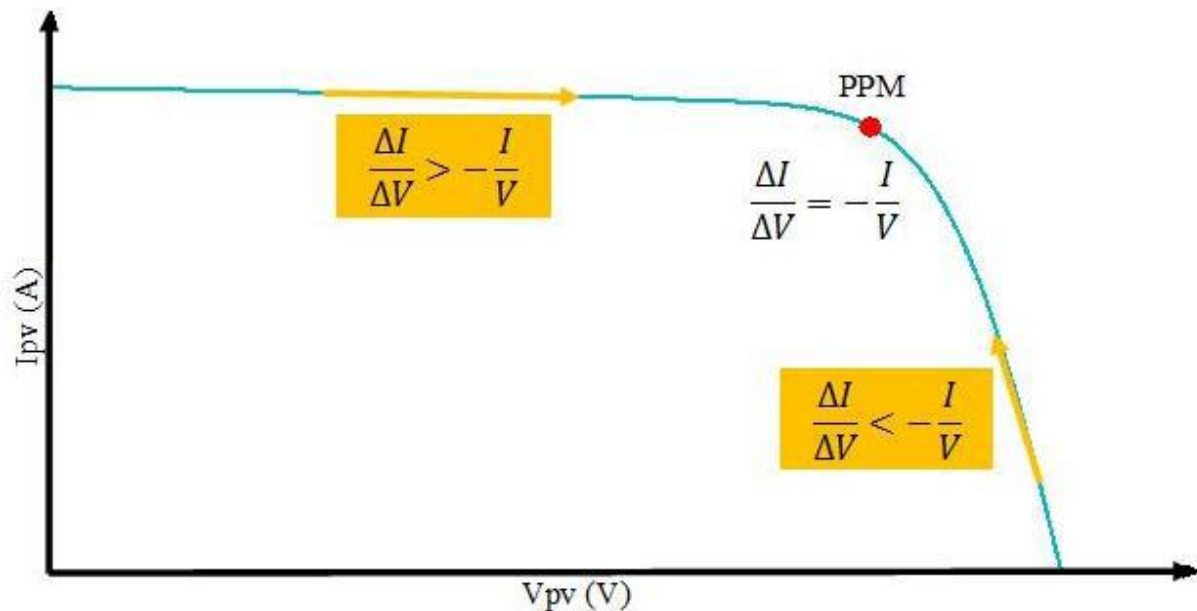


Figure I-39: Caractéristique de fonctionnement de la méthode IncCond

$$\begin{aligned} \text{Si } \frac{dP}{dV} = 0 &\Rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}, \text{ le PF est sur le PPM} \\ \text{Si } \frac{dP}{dV} > 0 &\Rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}, \text{ le PF est à gauche du PPM (II-69)} \\ \text{Si } \frac{dP}{dV} < 0 &\Rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}, \text{ le PF est à droite du PPM} \end{aligned}$$

L'avantage de cet algorithme est la précision et la vitesse de recherche du PPM quand les conditions atmosphériques changent rapidement. Ceci peut être un remède au problème de l'algorithme P&O [68]. Cet algorithme présente des difficultés de mise en oeuvre due à la complexité du circuit de commande et le calcul en temps réel de la dérivée nécessite un processeur de calcul rapide [68]. Autrement dit, l'exécution de la commande IncCond nécessite plus de temps par rapport P&O. Pratiquement, même IncCond présente des

oscillations autour du PPM. Une comparaison sur le rendement MPPT entre les deux techniques les plus utilisées P&O et IncCond est faite par la référence [69]. Le résultat trouvé est de 89,9% pour IncCond contre 81,5% pour P&O.

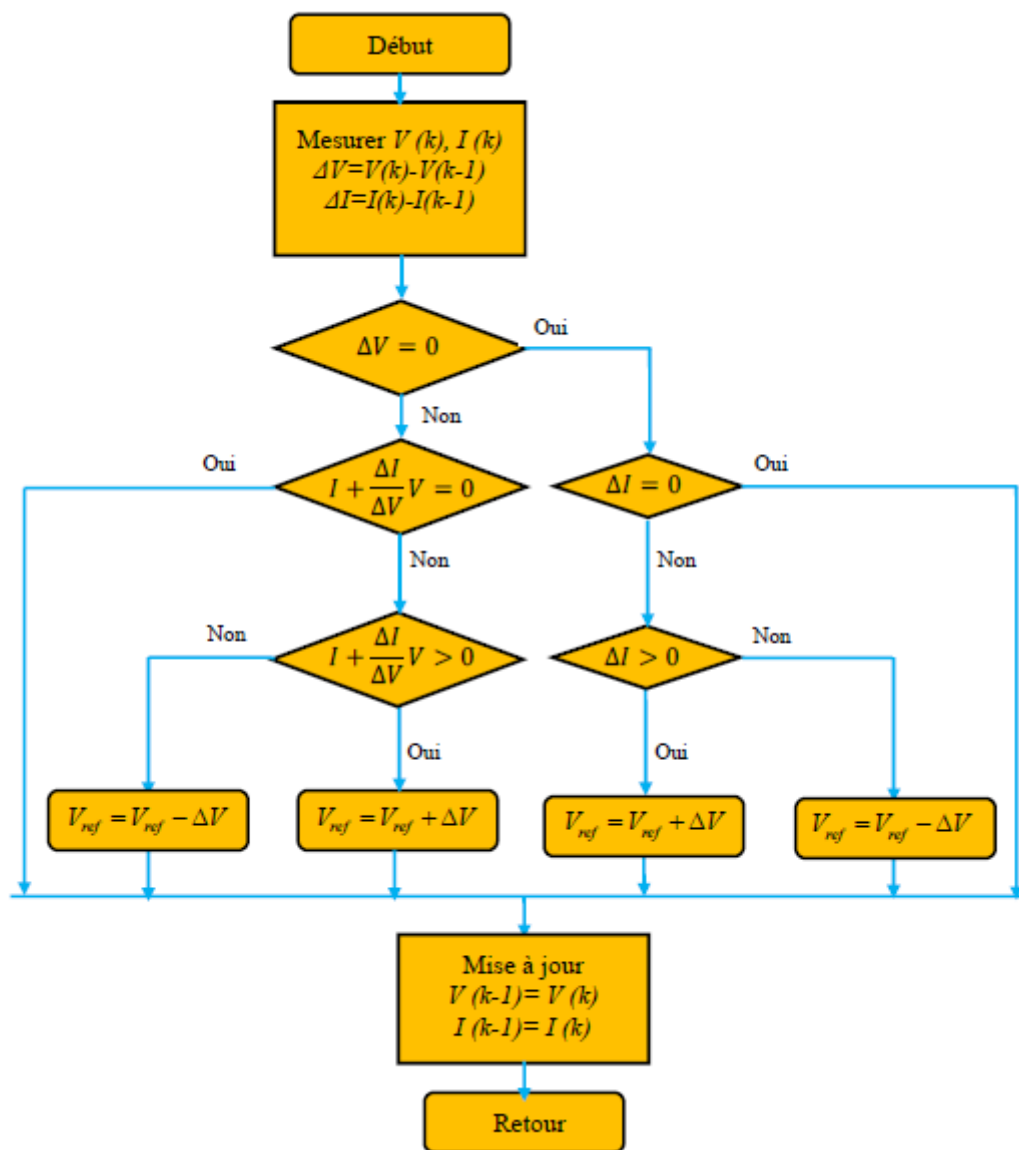


Figure I-40: Organigramme de la méthode IncCond

I.21.5 Commande MPPT par la logique floue

La mise en oeuvre de la commande logique floue (Fuzzy Logic Control) se fait en trois étapes: la fuzzification, la lecture de la table de vérité et la défuzzification. Les variables d'entrées sont généralement l'erreur E et le changement d'erreur ΔE et la variable de sortie est la variation du rapport cyclique Δα. En particulier, dans le cas de la poursuite du PPM, l'erreur E et le changement d'erreur ΔE sont calculés en fonction des valeurs instantanées de la puissance et de la tension comme suit [70] :

$$E(n) = \frac{P(n) - P(n - 1)}{V(n) - V(n - 1)} \text{ (II - 70)}$$

$$\Delta E(n) = E(n) - E(n - 1) \text{ (II - 71)}$$

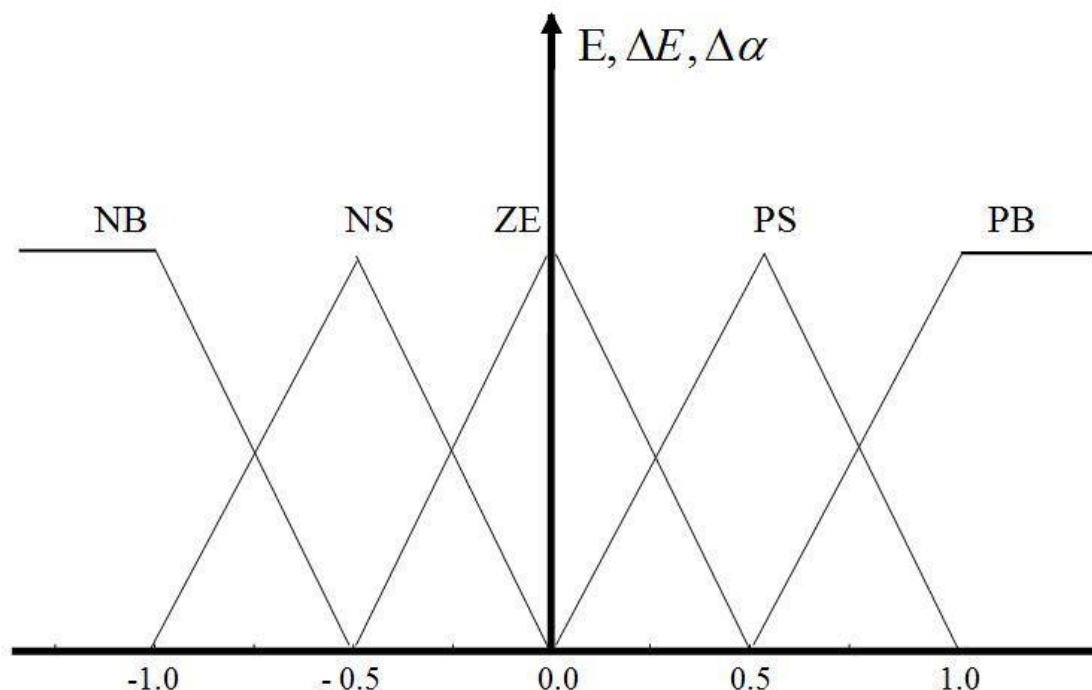


Figure I-41: Structure de base de la commande floue.

I.21.6. Commande P&O améliorée

La commande P&O classique recherche le PPM en faisant une perturbation sur la tension du GPV. Si la tension est perturbée dans une direction donnée, et cette perturbation engendre une augmentation de la puissance. Cela signifie que le PF est déplacé vers le PPM. Par conséquent, la tension de fonctionnement doit être encore perturbée dans la même direction. Sinon, si la puissance diminue, le PF s'éloigne du PPM ; et par conséquent, la direction de la perturbation doit être inversée. La procédure continue jusqu'à ce que le PPM soit atteinte et le PF reste oscillant autour de ce PPM.

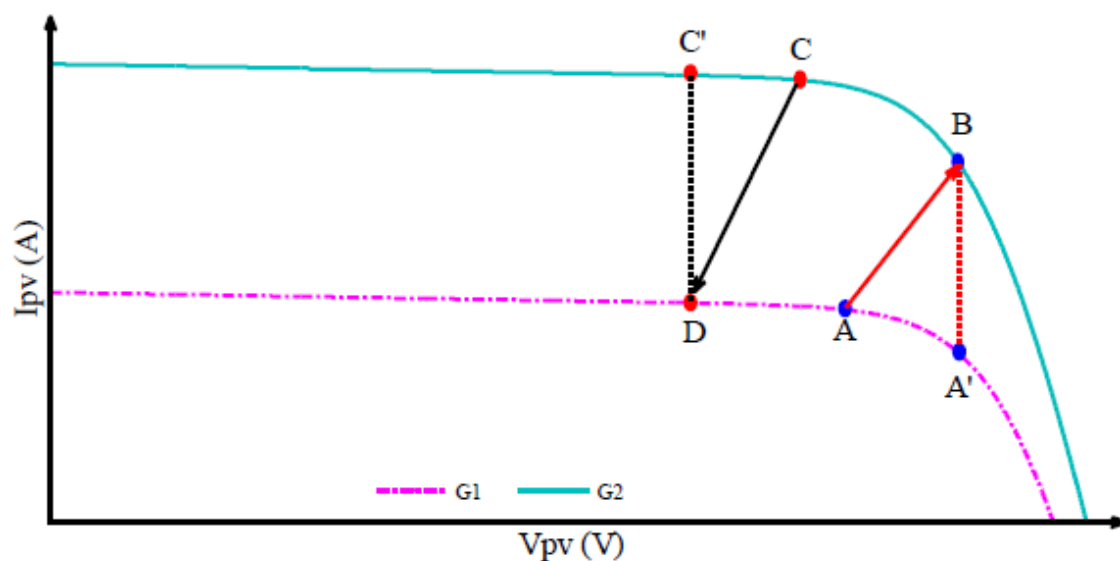


Figure I-42: Divergence de P&O et IncCond classiques lors des changements brusques de l'éclairement

La technique P&O améliorée utilise le principe de la caractéristique I-V du panneau solaire pour éviter la divergence dans le cas de changement brusque des conditions atmosphériques [71]. Pour des conditions de fonctionnement fixes d'éclairement et de température, une perturbation sur la tension engendre une perturbation de sens opposé sur le courant, comme le montre la figure III-9. Sinon, le système s'est déplacé en changement rapide des conditions climatiques. Par conséquent, il est obligatoire de changer la direction de perturbation pour éviter la divergence. Ce principe est expliqué dans la figure III-9, considérant deux niveaux d'ensoleillement $G_1 < G_2$. Si le PF se déplace de A vers A' ou de C vers C', le système est dans des conditions normales. Cependant, si le PF se déplace de A vers B ou de C vers D, le système est dans des conditions de changement brusque. Figure III-10 illustre l'organigramme de P&O modifié.

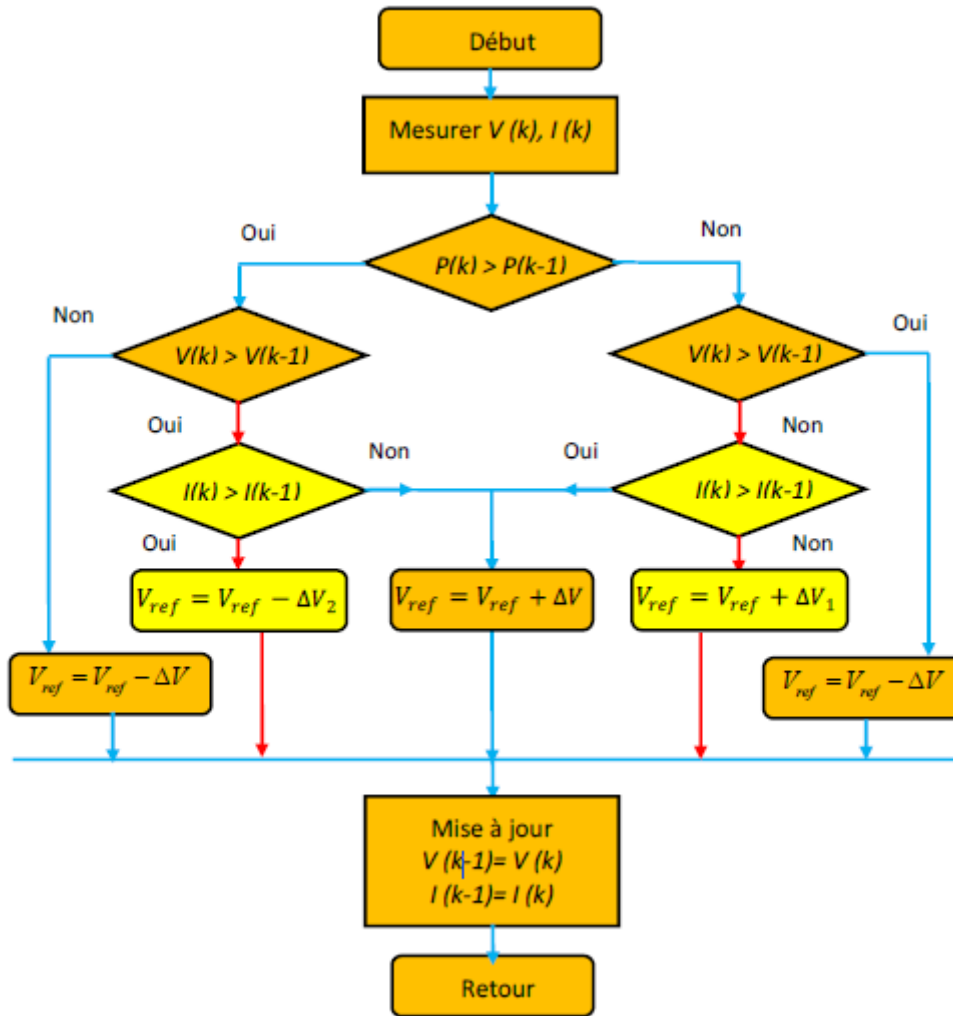


Figure I-43: Organigramme de P&O modifié

I.21.6.1 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 de déduire 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].

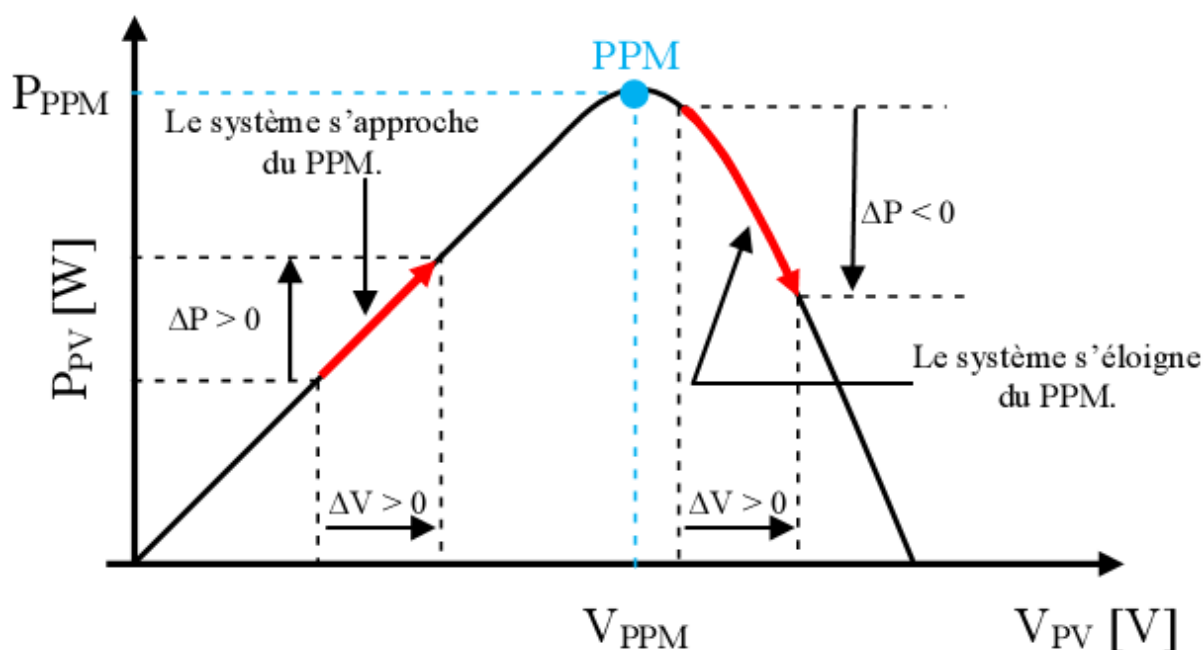


Figure I-44:Caractéristique Ppv(Vpv) d'un panneau solaire.

Cas n°	ΔV	ΔP	$\frac{\Delta P}{\Delta V}$	Sens de la poursuite	Action de contrôle
1	+	+	+	Bon	Incrémenter $V_{ref} = V_{ref} + \Delta V$
2	-	-	+	Mauvais	Incrémenter $V_{ref} = V_{ref} + \Delta V$
3	+	-	-	Mauvais	Décrémenter $V_{ref} = V_{ref} - \Delta V$
4	-	+	-	Bon	Décrémenter $V_{ref} = V_{ref} - \Delta V$

TableauI-7. Principe de l'algorithme P&O

L'algorithme P&O (Figure 2.15) a comme avantage la précision et la rapidité de réaction. Il permet de déterminer le point de puissance maximale pour un ensoleillement et une température ou un niveau de dégradation des caractéristiques. Le problème avec cet algorithme est:

- _ l'oscillation autour du PPM dans les conditions de fonctionnement normales.
- _ la mauvaise convergence de l'algorithme dans le cas des variations brusques de la température et/ou de l'ensoleillement.

Il faut noter que ces oscillations peuvent être réduites si on fixe un faible pas d'incrémentation mais au détriment du temps de convergence. Alors, un compromis doit être fait entre précision et rapidité lors du choix de ce pas de mise à jour.

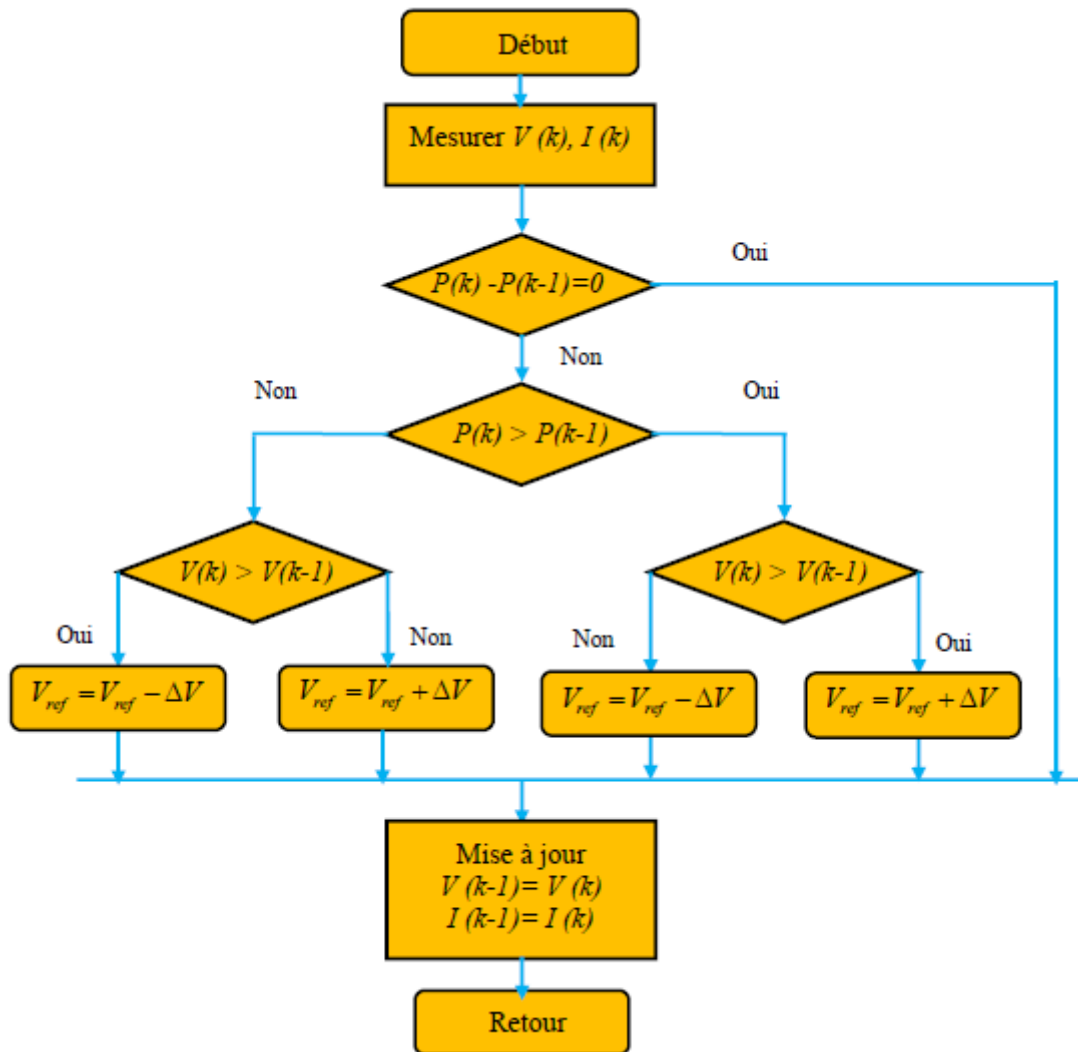


Figure I-45: Organigramme de la méthode P&O

I.22. 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 a sa valeur de référence quelle que soit la vitesse du vent considérée comme grandeur perturbatrice [77].

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 a 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 a pleine charge. Il faut limiter la puissance afin de ne pas abimer le système [77]. Donc c'est dans la zone II que la commande MPPT doit être utilisée. La stratégie de cette commande consiste a contrôler le couple électromagnétique afin de régler la vitesse mécanique de manière a maximiser la puissance électrique générée. Pour ce fait, deux approches sont possibles [78] :
 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 $CP(\lambda)$ est considérée n'est pas connue.

I.22.1. 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 ($CP = CP_{Max}$) nous pouvons écrire :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A \frac{R^3}{\lambda^3} C_p \Omega_t^3 \tag{III-04}$$

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 a partir de la formule (III.20) :

$$\Omega_{opt} = \sqrt[3]{P_{opt} \cdot K_{opt}} \tag{III - 05}$$

Avec

$$K_{opt} = \frac{2\lambda^3}{\rho A R^3 C_{pmax}} \tag{III - 06}$$

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 [79] :

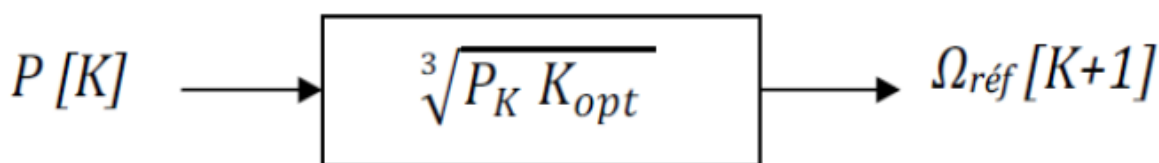


Figure I-46: Calcul de la vitesse de référence.

La Figure III-21 explique le fonctionnement de la MPPT. Initialement, pour une vitesse du vent supposée égale a 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_{t2}). De la même manière, après un cycle de calcul, le système continu 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_{t3}).

De cette façon, le système évolue toujours vers le point de puissance optimale (Ω_{opt} , P_{opt}) quelle que soit la vitesse du vent.

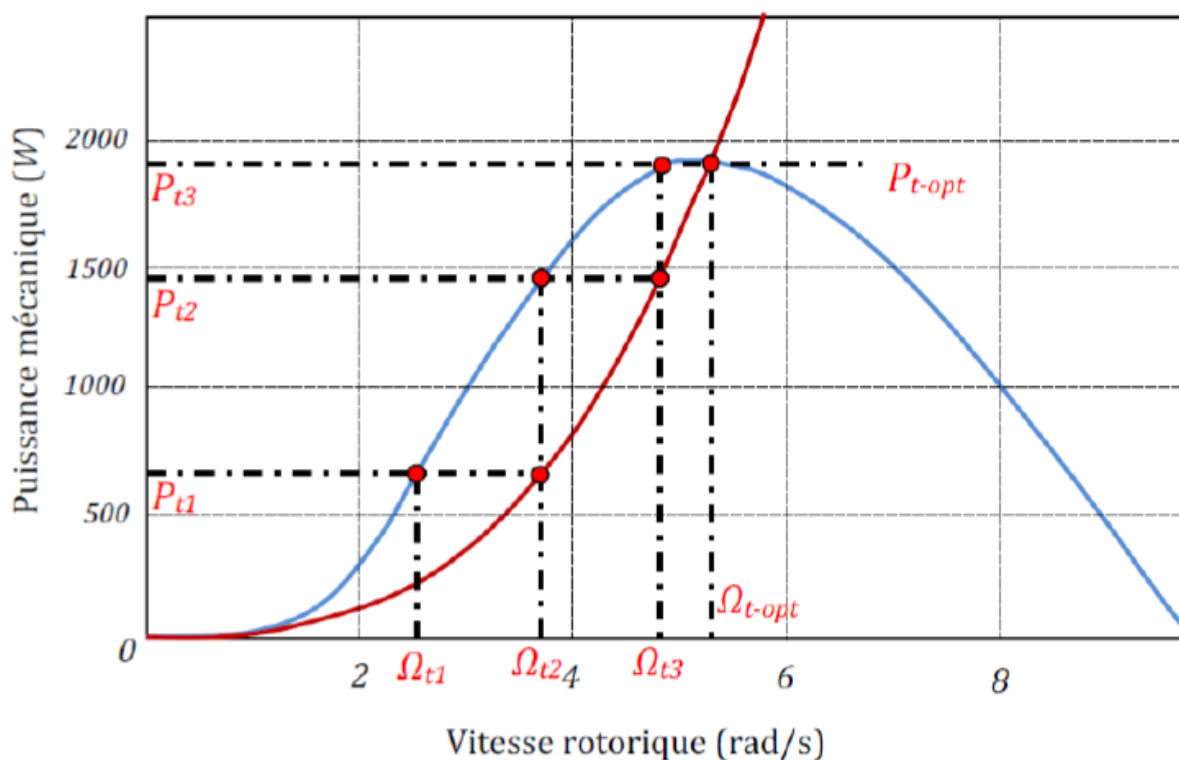


Figure I.47: Poursuivre du point de puissance maximale [79].

I.22.2 Stratégie P&O(Pertub 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 [80].

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 :

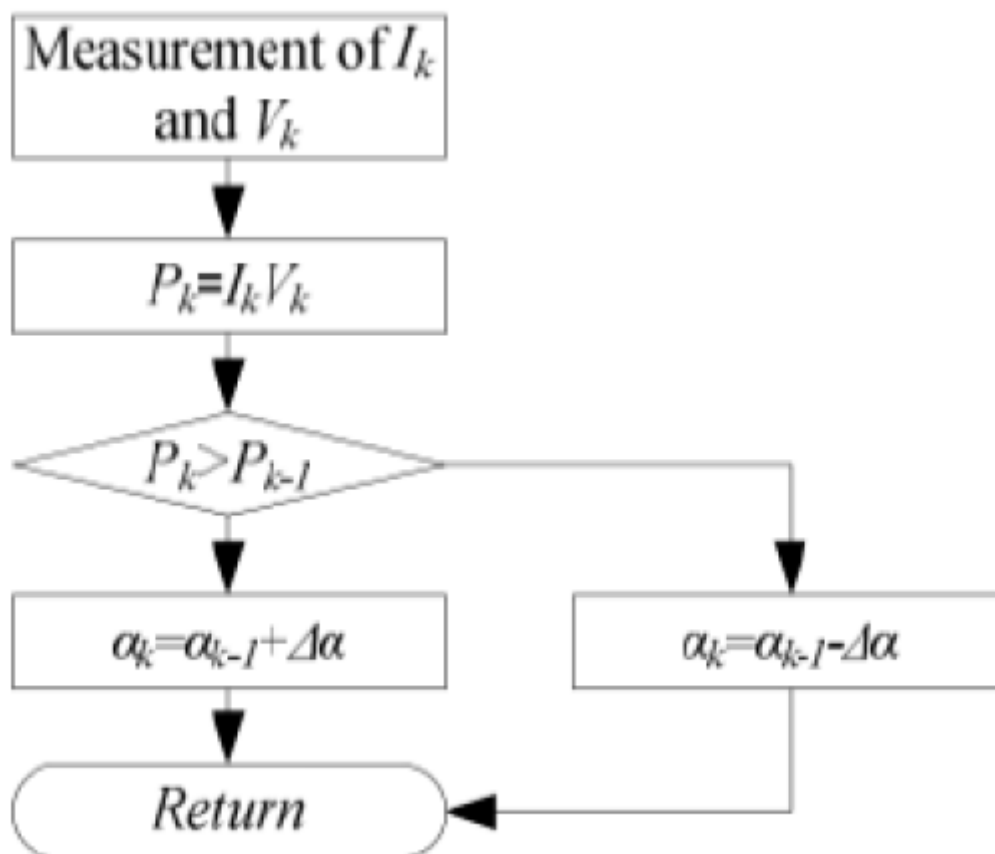


Figure I-48: Algorithme P&O.

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 [80],

- *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.

I.22.3 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 [81].

la puissance maximale à la sortie duredresseur à diodes est donnée par :

$$P_{dc_max} = K_{opi}'' \cdot U_{dc_opt}^3 = U_{dc_opt} \cdot I_{dc_opt}$$

D’où :

$$I_{dc_opt} = K_{opt}'' \cdot U_{dc_opt}^2$$

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.

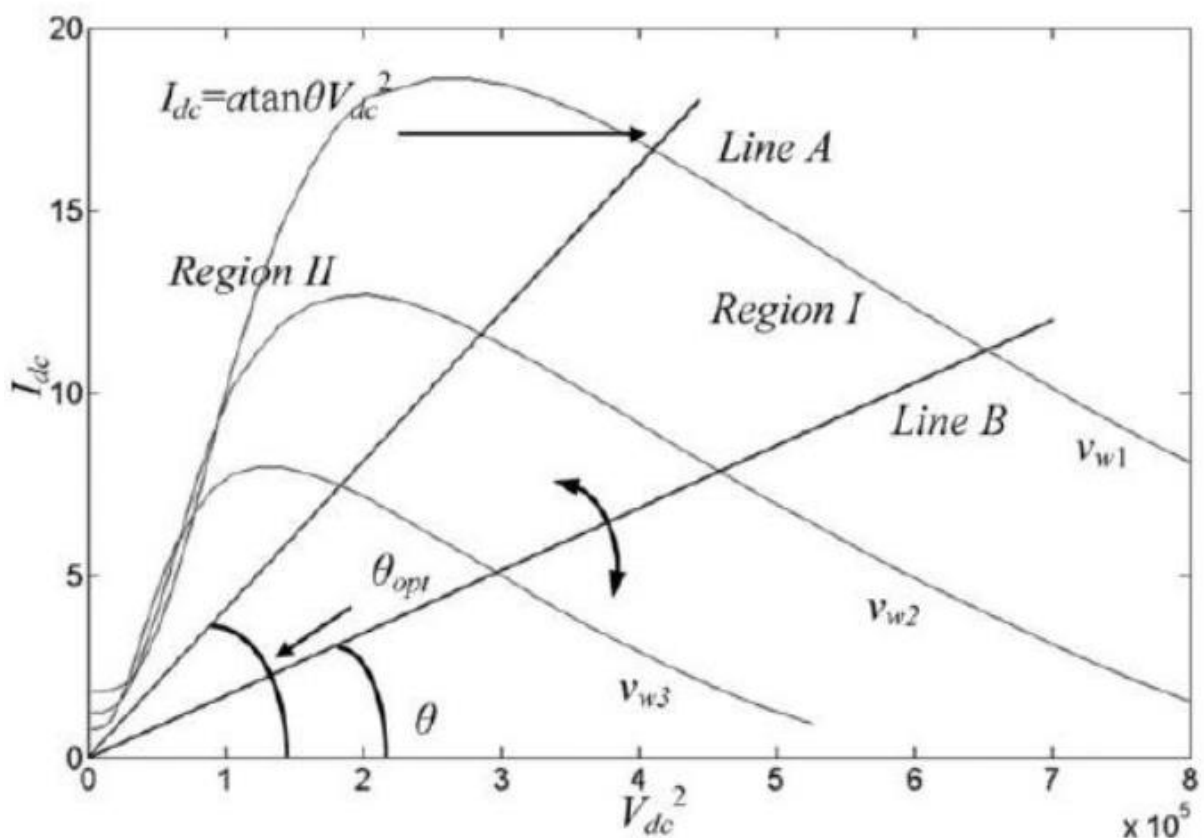


Figure I.49: Courbe Du Courant Optimal Et La Tension Optimale[81]

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}''

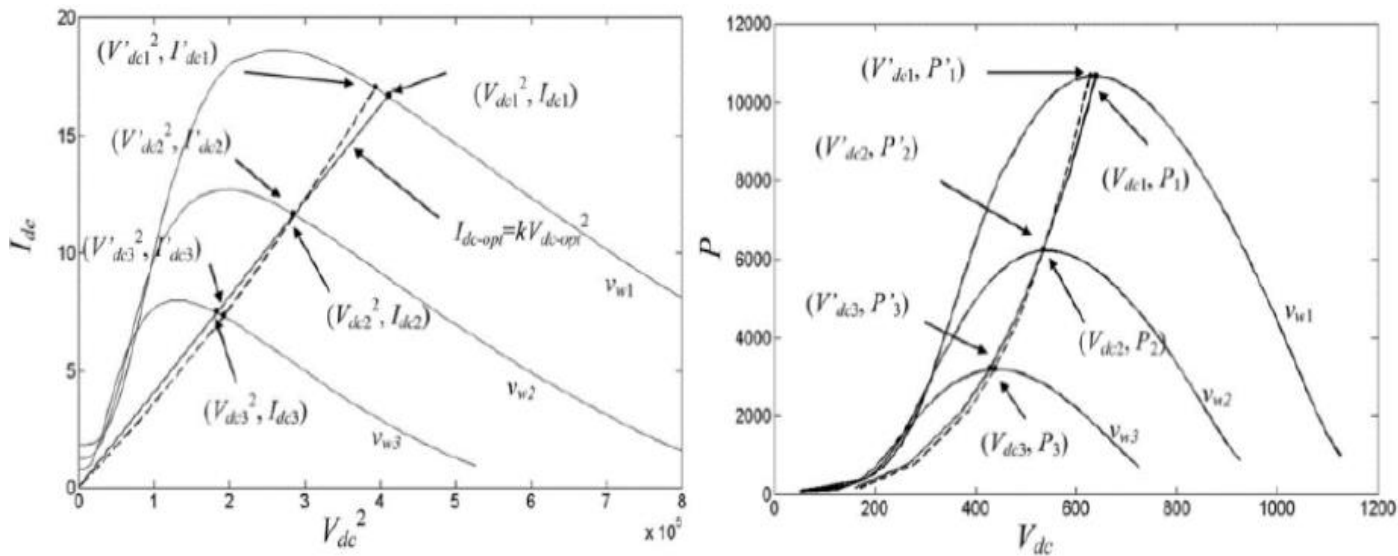


Figure I.50:- Courbe Caractéristique Du Courant En Fonction du Carre de La Tension, et de La Puissance En Fonction de La Tension[81].

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 Vdcet Idcde la manière suivante :

$$I_{dc-opt} = a \cdot \tan(\theta_{opt}) \cdot U_{dc-opt}^2$$

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.

Conclusion

Une brève description du système multi-sources (pv et eolienne) a été réalisée dans ce chapitre. Dans ce contexte, les principales notions liées à la technologie utilisée dans ce système ont été données. Ce travail portant sur un système (pv et eolienne) composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques et d'un et batteries de stockage. Les différents types d'architectures existants, et 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 multi-sources formé par ces deux systèmes au chapitre II.

Chapitre II : Modélisation d'un système hybride Éolien- photovoltaïque

II.1 Introduction

Après avoir étudié et cité les différents composants du système éolien-photovoltaïque, aussi que l'influence des paramètres de ses composants sur le système, nous procédons à la modélisation du système.

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié.

De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système.

Dans ce chapitre, nous représenterons le modèle des données : rayonnement solaire sur un plan incliné, de vitesse de vent et de température. Nous exposons des modèles de générateur photovoltaïque, de l'éolienne, d'éléments de conversion et du dispositif de stockage (batterie).

II.2. 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.

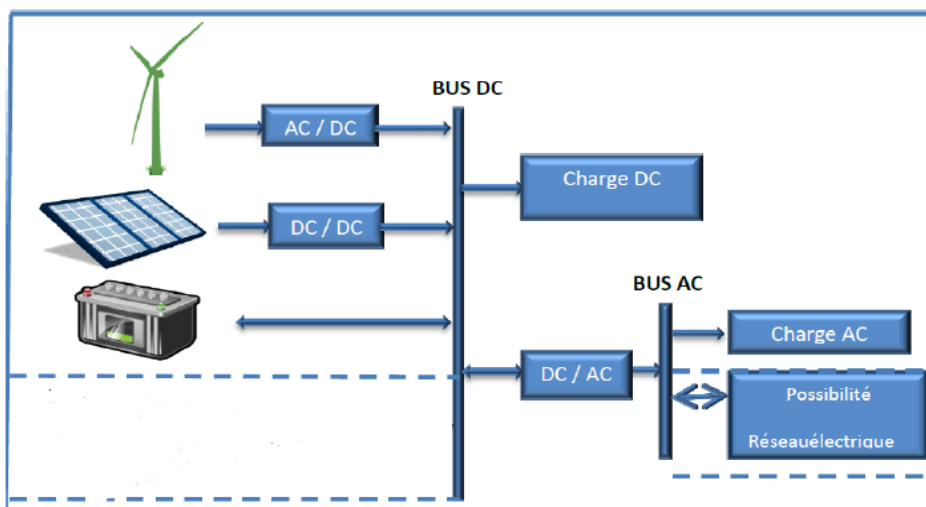


Figure II-1 : système hybride éolien –photovoltaïque

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 [45],
- 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.2.1. 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 [45] :

- 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.2.1.1 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 [46].

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).

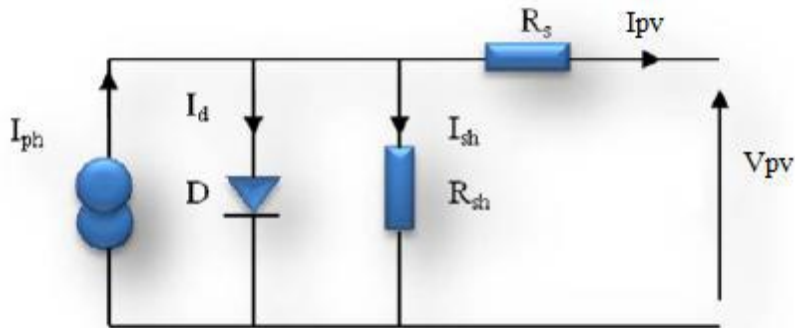


Figure II-2 Schéma équivalent du modèle à une seule diode

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.

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

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: 1.602.10⁻¹⁹C ;

I₀: Courant de saturation inverse de la diode en [A] ;

K: la constante de Boltzmann :1.38.10⁻²³J/K;

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

Ish: Le courant dans la résistance de shunt.

II.2.1.2 Modèle à deux diodes (2LM7P)

Il est connu aussi par le nom 2LM7P (Lumped, 2 Mechanism model with 7Paramètres) . 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 $n1$ et $n2$ et une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} , qui dépend de l'éclairement solaire.

La résistance série R_s prend 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 [45].

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.

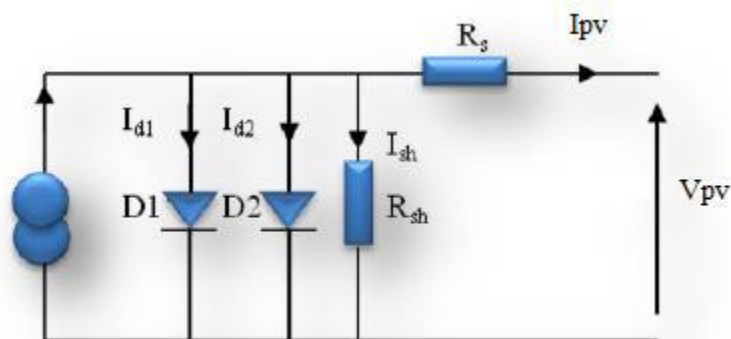


Figure II-3 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [46]:

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

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:

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

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

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

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 :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{k1} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t \cdot n_1} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t \cdot n_2} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \right) \text{(II-10)}$$

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:

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

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 [48]:

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

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

Les constantes C_{s1} et C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre (150 – 180) A.K³ et (1,3 - 1,7 x 10⁻²) A.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 [49].
- $n = 2$: 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.

Egap: Energie de gap (Silicium cristallin = 1,12 eV, Silicium amorphe = 1,7 eV, CIS = 1,03eV, CdTe = 1,5 eV).

II.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 [49, 50] :

II.3.1 Courant de court –circuit I_{cc}

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule est nulle [51]. 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 :

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

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 :

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

II.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) [51].

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

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

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

II.3.3.Puissance optimale

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

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

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 éclairement de 1000W/m² et à une température de 25°C .

II.3.3.1. Facteur de forme FF

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} (Voir

Figure II.6.), et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \cdot V_{co}$ (puissance optimale) [52]

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

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.

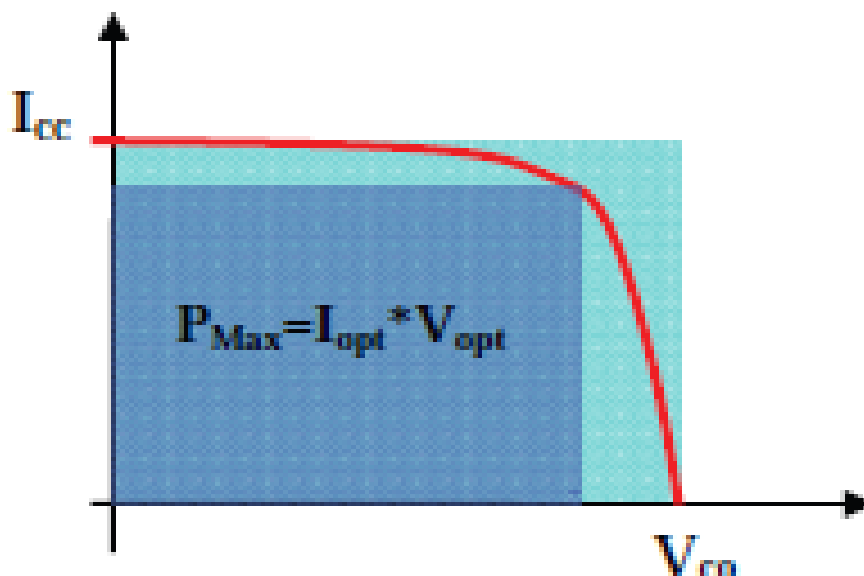


Figure II-4: Notion de facteur de forme FF pour une cellule photovoltaïque. [52]

II.3.3.2. 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)

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

S: Surface de la cellule solaire (m²);

* Flux incident (W/m²);

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 [53].

II.4. Influence de la résistance série sur les caractéristiques I(V) et P(V)

Les figures (II-5 (a)) , (II-5 (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.

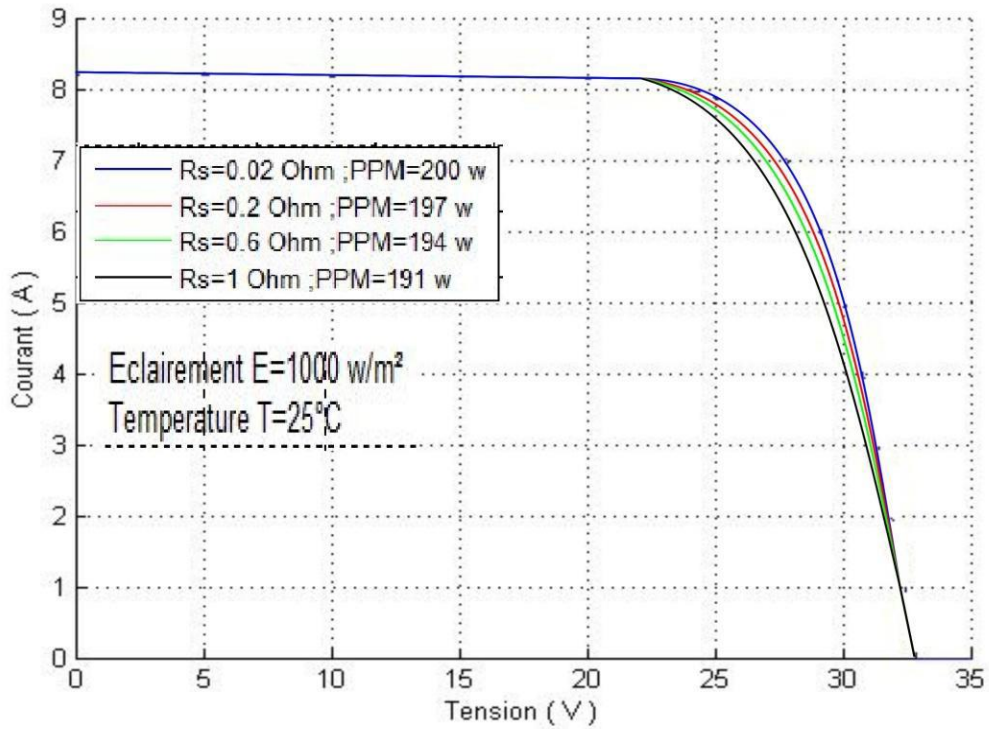


Figure II-5(a) :Influence de la résistance série (R_s) sur la caractéristique I(V)

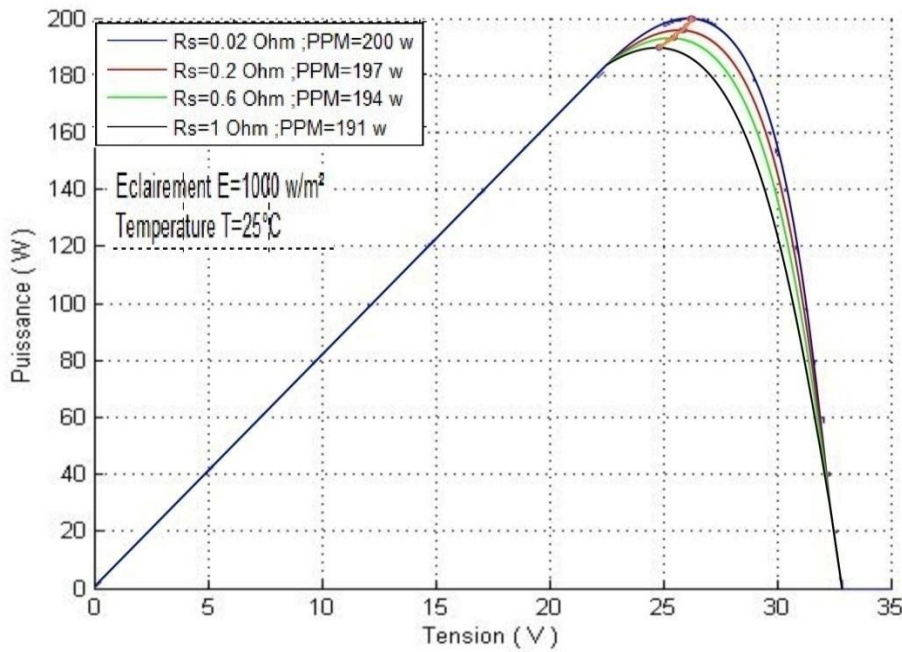


Figure II-5(b):Influence de la résistance série sur la caractéristique P(V)

II.5. 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

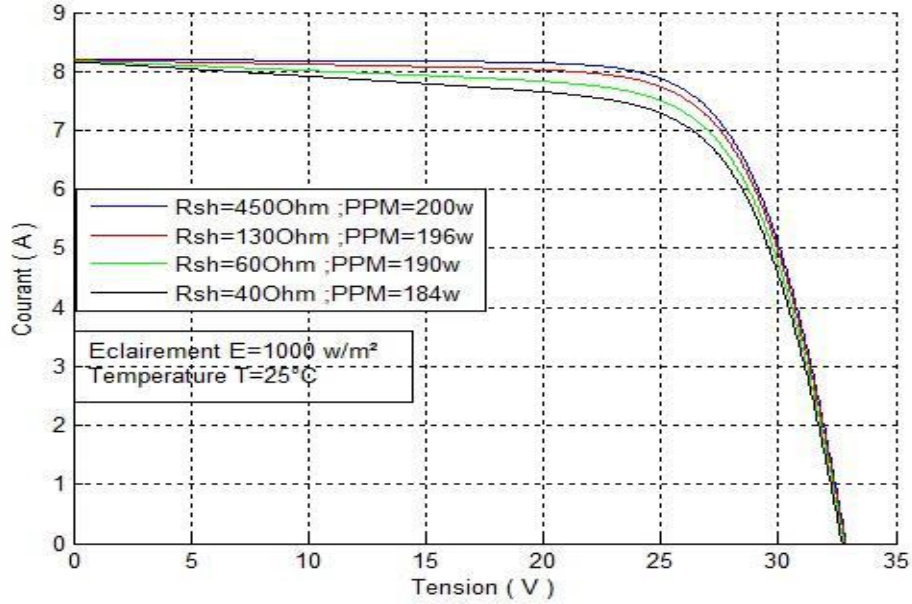


Figure II-6(a) :Influence de la résistance shunt (Rsh) sur la caractéristique I(V)

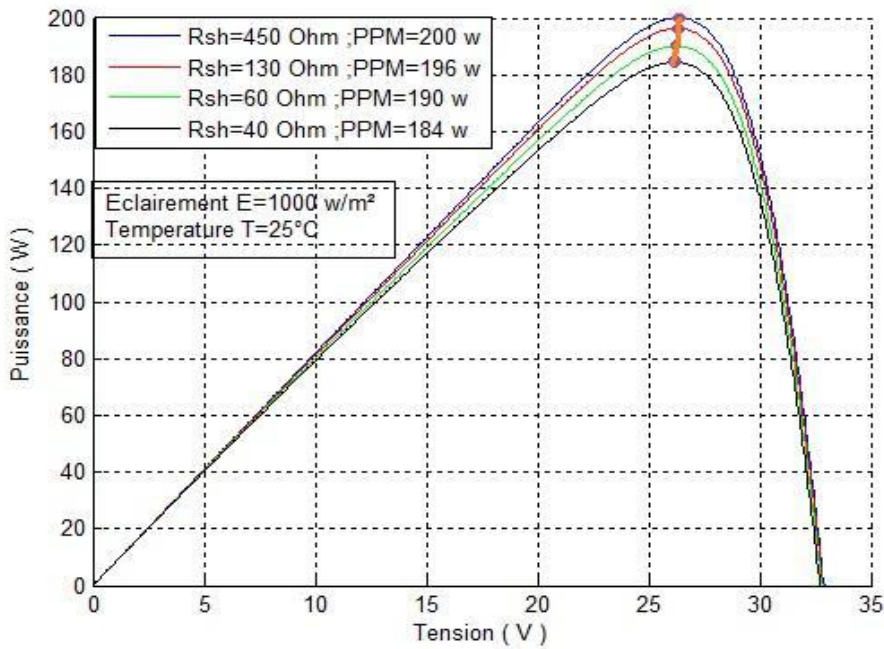


Figure II-6(b) :Influence de la résistance shunt (Rsh) sur la caractéristique P(V)

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.6. Générateur éolien

II.6.1. 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 [54]. 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 [55].

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 [56].

II.6.2. 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.6.2.1 Générateur asynchrone

C'est une machine asynchrone à induction qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique [57]. 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

dugénérateur en agissant sur le rotor par ces connexions « Machine Asynchrone DoubleAlimentée MADA ».

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

Les machines asynchrones à rotor bobiné permettent, par un réglage dynamique duglissement, de s'adapter aux variations de puissances fournies par la turbine. La partiemécanique peut généralement subir les variations brutales du régime de vent, ce type decontraintes devient inacceptable pour les fortes puissances. La variation de vitesse devientdonc 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 laforme générale suivante :

$$V_{ds} = R_s \times I_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \theta_s \times \phi_{qs} \quad (\text{II} - 21)$$

$$V_{qs} = R_s \times I_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} - \theta_s \times \phi_{ds} \quad (\text{II} - 22)$$

$$V_{qr} = R_r \times I_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} - \theta_r \times \phi_{dr} \quad (\text{II} - 23)$$

$$V_{dr} = R_r \times I_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - \theta_r \times \phi_{qr} \quad (\text{II} - 24)$$

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

$$\phi_{ds} = L_s \times I_{ds} + M \times I_{dr} \quad (\text{II} - 25)$$

$$\phi_{qs} = L_s \times I_{qs} + M \times I_{qr} \quad (\text{II} - 26)$$

$$\phi_{dr} = L_r \times I_{dr} + M \times I_{ds} \quad (\text{II} - 27)$$

$$\phi_{qr} = L_r \times I_{qr} + M \times I_{qs} \quad (\text{II} - 28)$$

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

$$\Gamma_{mec} = \Gamma_r + f \times \Omega + J \times \frac{d\Omega}{dt} \quad (\text{II} - 29)$$

$$\Gamma_{mec} = -P \times \frac{M}{L_s} (I_{dr} \times \Phi_{qs} - I_{qr} \times \Phi_{ds}) \quad (\text{II} - 30)$$

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.

$$\frac{dV_{ds}}{dt} = \frac{1}{C} \times i_{ds} \quad (\text{II} - 31)$$

$$\frac{dV_{qs}}{dt} = \frac{1}{C} \times i_{qs} \quad (\text{II} - 32)$$

II.6.2.2. 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.6.2.2.1 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 :

$$\Omega_s = \frac{\omega_g}{p} \quad (\text{II} - 33)$$

Avec $\omega_g = 2 \cdot \pi \cdot f$ 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 :

$$E = k \cdot N \cdot \phi \cdot f \quad (\text{II-34})$$

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.14 montre le modèle équivalent d'un enroulement de la génératrice synchrone

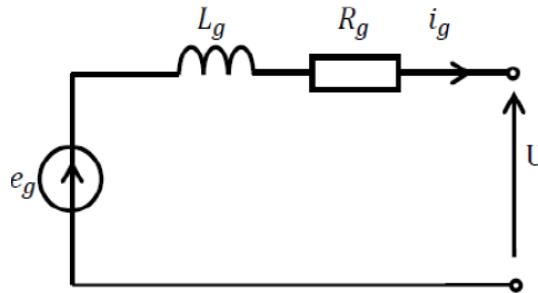


Figure II-7: Modèle équivalent d'un enroulement

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 :

$$e_g = U + L_g \cdot \frac{di_g}{dt} + R_g \cdot i_g \quad (\text{II} - 35)$$

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

$$J_{ds} \cdot \frac{d\Omega_s}{dt} = T_d - T_{em} \quad (\text{II} - 36)$$

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.6.2.2.2 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 créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis est négligé 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.

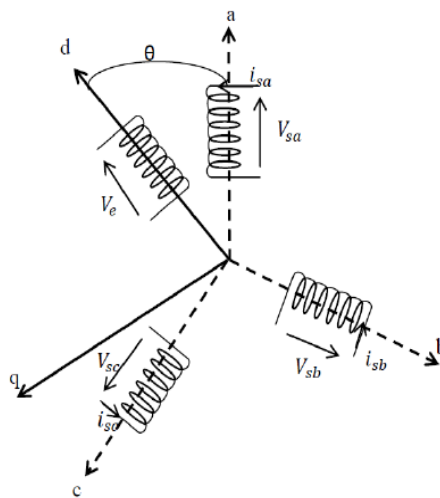


Figure II-8:- la structure de machine synchrone en repère triphasé.

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

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = R_s \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{II} - 37)$$

Avec :

$$[\phi_s] = \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \phi_{ra} \\ \phi_{rb} \\ \phi_{rc} \end{bmatrix} \quad (\text{II} - 38)$$

$$\frac{d}{dt} [\phi_s] = \frac{d}{dt} [L_s][I_s] + \frac{d}{dt} [\phi_r] = \frac{d}{dt} [L_s][I_s] + \omega \cdot \frac{d}{d\theta_e} \cdot [\phi_r] \quad (\text{II} - 39)$$

$$[V_s] = [R_s][I_s] + [L_s] \frac{d}{dt} \cdot [I_s] + \omega \cdot \frac{d[\phi_r]}{d\theta_e} \quad (\text{II} - 40)$$

Avec :

R_s : La résistance des phases statoriques.

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

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

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

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 de Park est donnée sous la forme suivante :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (\text{II-41})$$

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

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II-42})$$

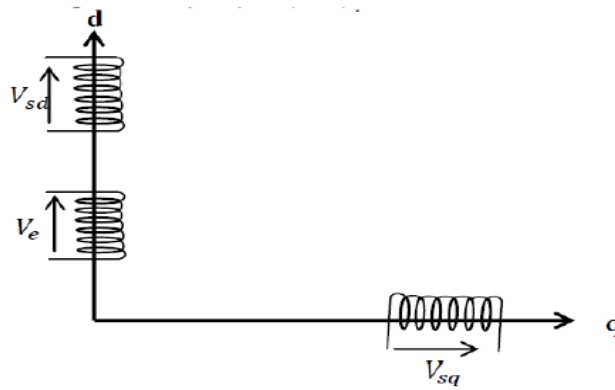


Figure II-9: la structure de machine synchrone en repère diphasé.

$$[V_{sdq}] = [P(\theta)][V_{sabc}] \quad (\text{II} - 43)$$

$$[I_{sdq}] = [P(\theta)][I_{sabc}] \quad (\text{II} - 44)$$

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

$$V_{sd} = R_s \cdot I_{sd} + \frac{d}{dt} \cdot \phi_{ds} - p \cdot \Omega \phi_{sq} \quad (\text{II} - 45)$$

$$V_{sq} = R_s \cdot I_{sq} + \frac{d}{dt} \cdot \phi_{qs} - p \cdot \Omega \phi_{sd} \quad (\text{II} - 46)$$

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

$$\phi_{sd} = L_{sd} \cdot I_{sd} + \phi_e \quad (\text{II} - 47)$$

$$\phi_{sq} = L_{sq} \cdot I_{sq} \quad (\text{II} - 48)$$

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 :

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} - L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sq} \quad (\text{II} - 49)$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} - L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sd} + \phi_e \cdot p \cdot \Omega \quad (\text{II} - 50)$$

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 (lescourants) en fonction de celles-ci. On obtient alors :

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \frac{1}{L_s} (V_{sd} - R_s \cdot i_{ds} + L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sq}) \quad (\text{II} - 51)$$

$$\frac{di_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_s} (V_{sq} - R_s \cdot i_{qs} - L_s \cdot p \cdot \Omega i_{sd} - \phi_e \cdot p \cdot \Omega) \quad (\text{II} - 52)$$

On les exprimant sous forme matricielle, on a :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} = \frac{1}{L_s} \left[\begin{pmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} R_s & -L_s \cdot p \cdot \Omega \\ L_s \cdot p \cdot \Omega & R_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 \\ \phi_e \cdot p \cdot \Omega \end{pmatrix} \right] \quad (\text{II} - 53)$$

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

$$C_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot [\phi_{id} \cdot I_{sq} - \phi_{tq} I_{td}] \quad (\text{II} - 54)$$

Avec :

$$L_{zd} = L_{zq} = L_z \quad (\text{II} - 55)$$

Le couple électromagnétique sera :

$$C_e = \frac{3}{2} p \cdot \phi_e I_{tq} \quad (\text{II} - 56)$$

II.6.2.2.3. Modèle de la turbine éolienne

Le schéma bloc qui représente la turbine éolienne est illustré sur la figure II- 19. La turbine éolienne est caractérisée par les courbes du coefficient de puissance CP qui est une fonction du rapport de vitesse $\lambda = \frac{R\Omega_t}{v}$ et de l'angle de calage des pales β (deg).

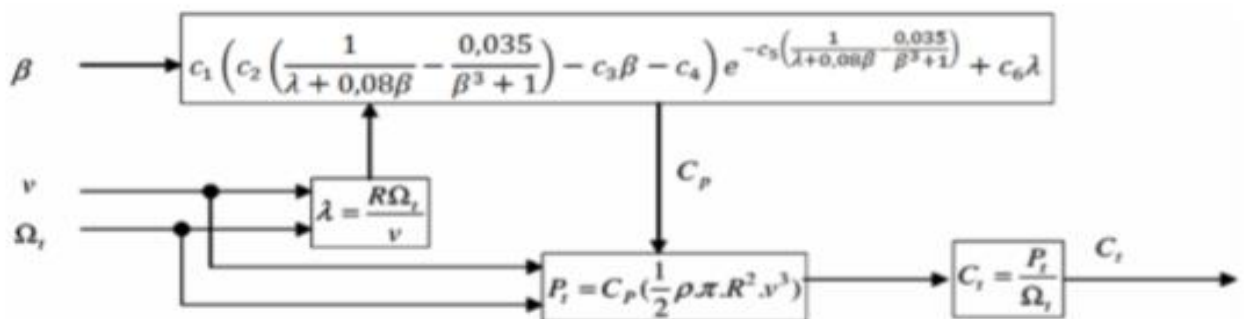


Figure II-10 : Configuration d'une éolienne

Où :

Ω_t = Vitesse angulaire mécanique (rad/s mécanique) de la turbine.

Vv = Vitesse du vent (m/s). ρ = Densité de l'air 1.22 (kg /m3) à la pression atmosphérique à 15°C.

R = Rayon de la turbine = longueur de pale en (m).

Pour notre exemple d'éolienne, le coefficient de puissance C_P est donné par la relation suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right)} + c_6\lambda \quad (\text{II.58})$$

$c_1=0.5109$ $c_2=116$ $c_3=0.4$ avec

$c_4=5$ $c_5=21$ $c_6=0.0068$

La figure II- 20 illustre les courbes de $C_P(\lambda)$ pour plusieurs valeurs de β (deg) obtenues par la relation (II.57).

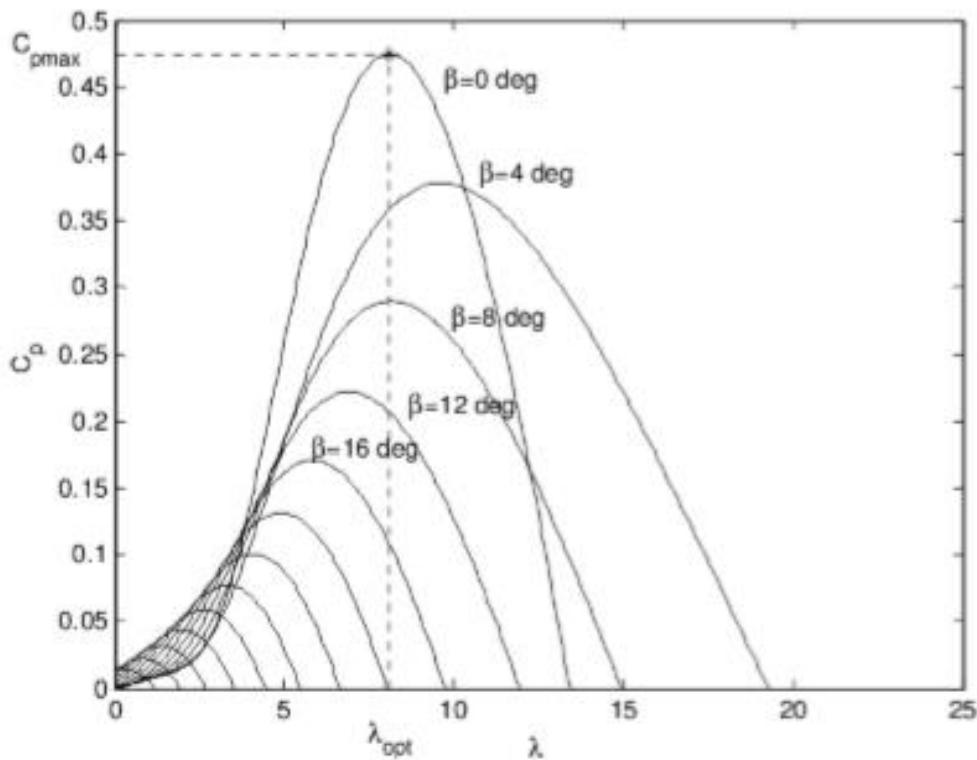


Figure II-11 : Courbes du coefficient $C_P(\lambda, \beta)$

Le couple mécanique sur l'axe de la turbine est donné par la relation suivante :

$$C_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{0,5 C_P \rho \pi R^2 v^3}{\Omega_t} \text{ en } (N \cdot m) \quad (\text{II.59})$$

II.6.2.2.4. Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur est la liaison entre la turbine et le générateur. Il est supposé rigide et modélisé par un simple gain. L'élasticité et le frottement du multiplicateur sont négligés. Les pertes énergétiques dans le multiplicateur sont considérées nulles. Le couple mécanique de la turbine éolienne est divisé par le rapport de multiplicateur pour obtenir le couple mécanique sur l'arbre du générateur.

$$C_{mec} = \frac{1}{G} C_t \text{ (II.60)}$$

Où :

C_{mec} : Couple mécanique sur l'axe du générateur en (N.m).

G : Rapport de multiplication (-).

Le multiplicateur adapte la vitesse de la turbine à celle du générateur comme suivant

$$\Omega_{mec} = G \cdot \Omega_t \text{ (II.61)}$$

Où :

Ω_{mec} : Vitesse du générateur (rad/s mécanique).

II.6.2.2.5 Modèle de l'arbre

L'arbre du générateur est modélisé par l'équation suivant :

$$J \frac{\Omega_{mec}}{dt} = C_t - f_v \Omega_{mec} \text{ (II.62)}$$

Où :

J : Inertie totale des parties tournantes (kg.m²).

$C_t = C_{mec} + C_{em}$: Couple total de l'éolienne.

f_v : Coefficient de frottements visqueux.

C_{em} : Couple électromagnétique du générateur en (N.m).

En fonctionnement générateur le couple électromagnétique C_{em} a un signe négatif [58].

L'inertie totale est la somme de l'inertie du générateur et de la turbine ramenée au côté générateur c'est-à-dire :

$$J = \frac{J_{Turbine}}{G^2} + J_{Générateur} \text{ (II.63)}$$

II.6.2.2.6 Modèle de l'actionneur des pales

Le système d'orientation des pales sert essentiellement à limiter la puissance générée. Avec un tel système les pales sont tournées par un dispositif de commande appelé (Pitch control). En réglant l'angle d'orientation des pales, on modifie les performances de la turbine et plus précisément le coefficient de puissance, voir la figure (II.22). Les pales sont face au vent en basse vitesse et pour les fortes vitesses elles s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance.

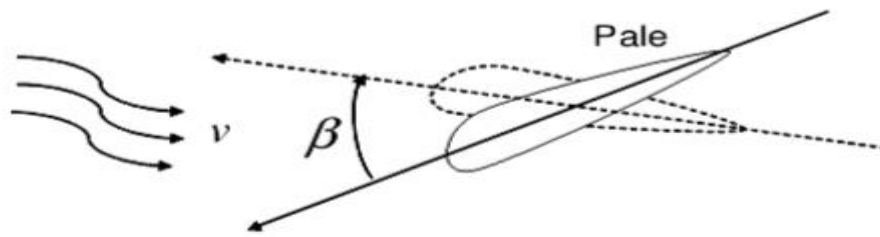


Figure II-12 : Orientation des pales

Le système d'orientation de l'angle des pales est approché par une fonction de transfert de 1er ordre. Cet actionneur est commandé en boucle fermée pour asservir l'angle de calage des pales β avec des contraintes sur β , voir la figure II-23. [59]

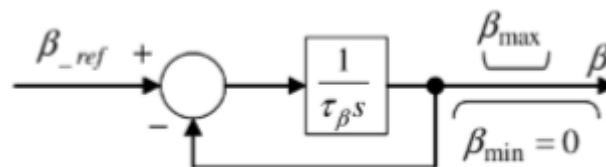


Figure II-13: Modèle et commande du système de calage de pale

Où :

$\tau\beta$: Constante de temps de l'actionneur (s).

β_{min}, β_{max} : Limites de l'angle de calage des pales dépendant de la conception physique.

s : Opérateur de Laplace.

β_{ref} : Référence d'angle reçue du processus de la commande de la puissance électrique.

II.7 Modélisation de la vitesse du vent

La ressource en vent, du point de vue de sa distribution statistique est primordiale dans un projet éolien et donc déterminante pour le calcul de production de l'électricité et de rentabilité. Pour effectuer les différentes simulations de notre système, nous avons besoin d'avoir un profil de vent reflétant au maximum la réalité de ce que l'on peut trouver sur un site éolien. La vitesse du vent sera modélisée, dans cette étude (Figure II- 18), sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques sous la forme :

$$V_v(t) = A + \sum_{n=1}^t (a_n \cdot \sin(b_n \cdot \omega_v \cdot t)) \quad (\text{II. 57})$$

II.8. Modélisation du système de stockage[60]

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 [61].

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 [62].

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 nanotubes 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 .8.1. Modèle de la charge de la batterie

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

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + \left(P_{pv}(t) - \frac{P_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \cdot \eta_{Bat} \quad (\text{II-64})$$

$C_{Bat}(t)$ 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 a été mis égal à 1.

II .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:

$$C_{Bat(t)} = C_{Bat(t)}(t - 1) \cdot (1 - \sigma) + \left(\frac{P_L(t)}{\eta_{inv}} - P_{pv}(t) \right) \quad (\text{II-65})$$

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

$$C_{Batmin} \leq C_{Bat}(t) \leq C_{Batmax} \quad (\text{II-66})$$

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

$$C_{Batmin} = DOD \cdot C_{Bat} \cdot N \quad (\text{II-67})$$

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 .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.26 .

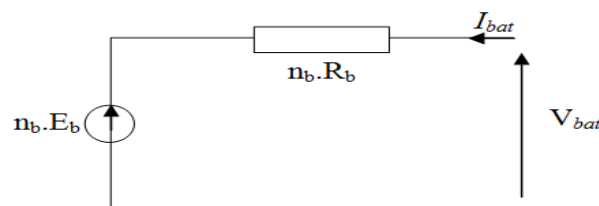


Figure II-14: Schéma électrique équivalent de n_b élément de batterie en série

Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur le 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 photovoltaïques et les systèmes éoliens.

Dans ce contexte, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les S.E.H ont été données.

Notre travail portant sur un S.E.H composé d'une éolienne, des panneaux photovoltaïques et de batteries de stockage, une attention particulière a été consacrée à ce type de sources et de stockage.

CHAPITRE III : simulation de 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 oeuvre (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.

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). [63] [64]

III.2. méthode P&O sur matlab Simulink

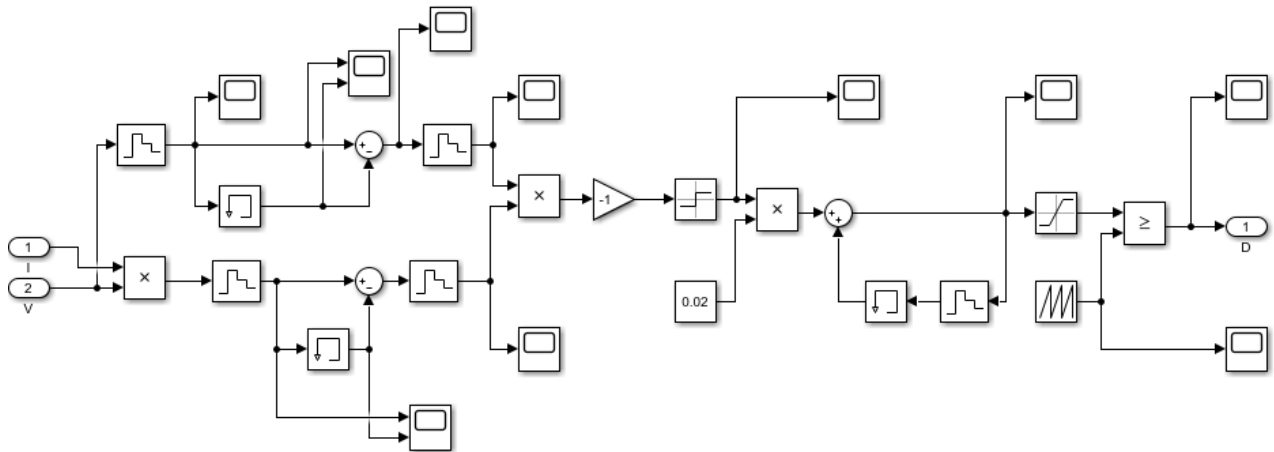


Figure III-1: Modèle de simulation pour l'algorithme (P&O).

II.3 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 [73]. 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 [73].

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 [73].

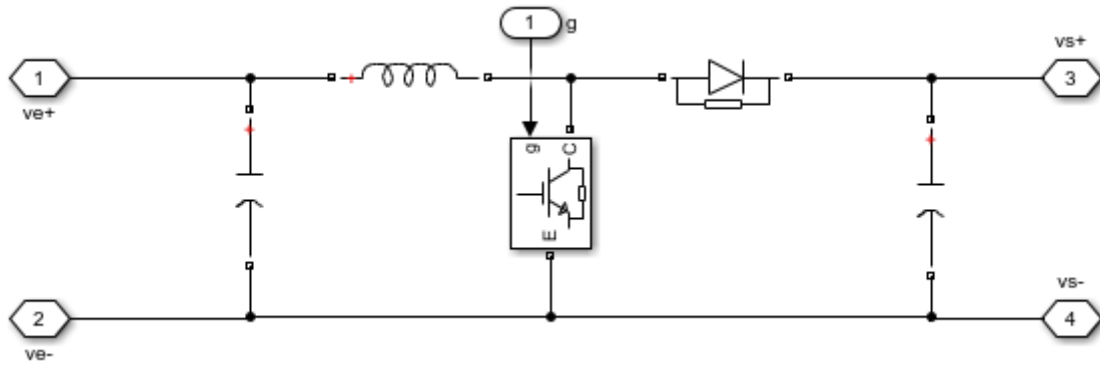


Figure III-2: Schéma de principe d'un type d'alimentation à découpage

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 [73].

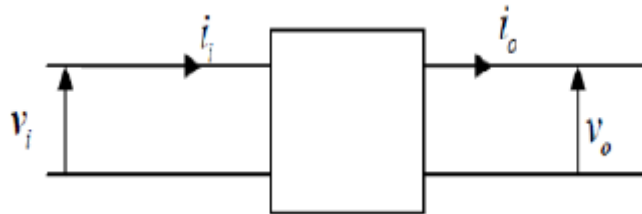


Figure III-3: Schéma d'un quadripôle électrique

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 [73].

Pendant le fonctionnement du hacheur, le transistor sera commuté à une fréquence constante fe avec un temps de fermeture = αT_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 ($\alpha \in [0, 1]$).

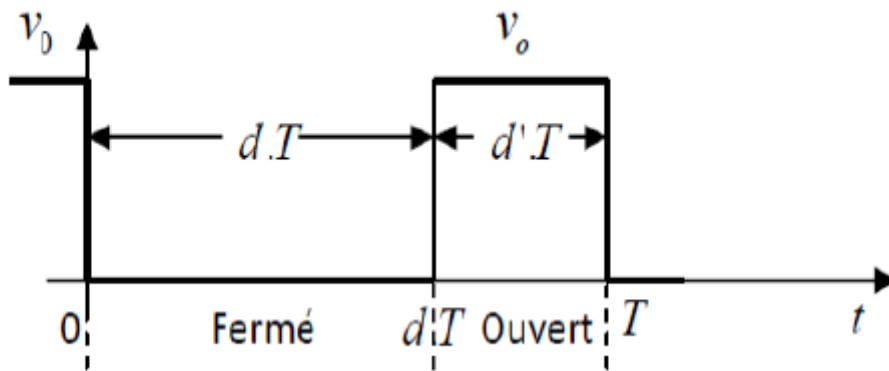


Figure III-4: Périodes fermeture et ouverture d'un commutateur

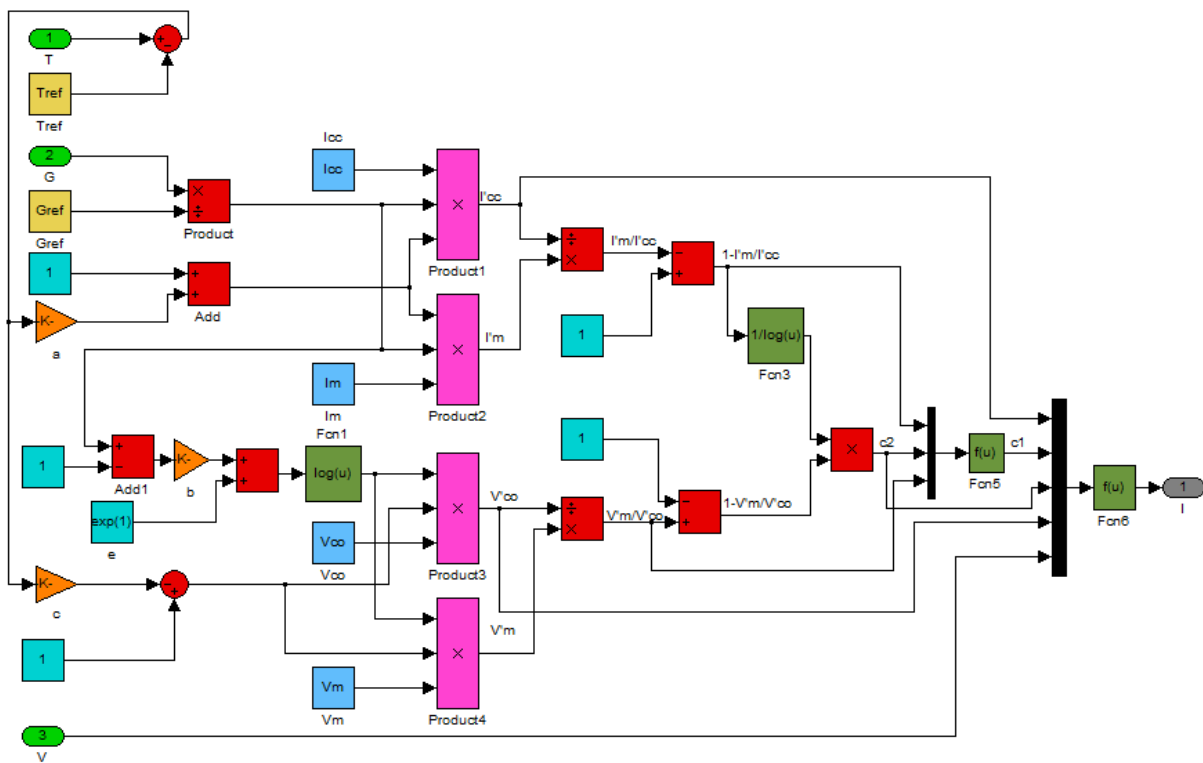


Figure III- 5 :Schéma block global d'un panneau photovoltaïque sous matlab-simulink

III.4 Résultats de la simulation du systèmePV

III.4.1. 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).

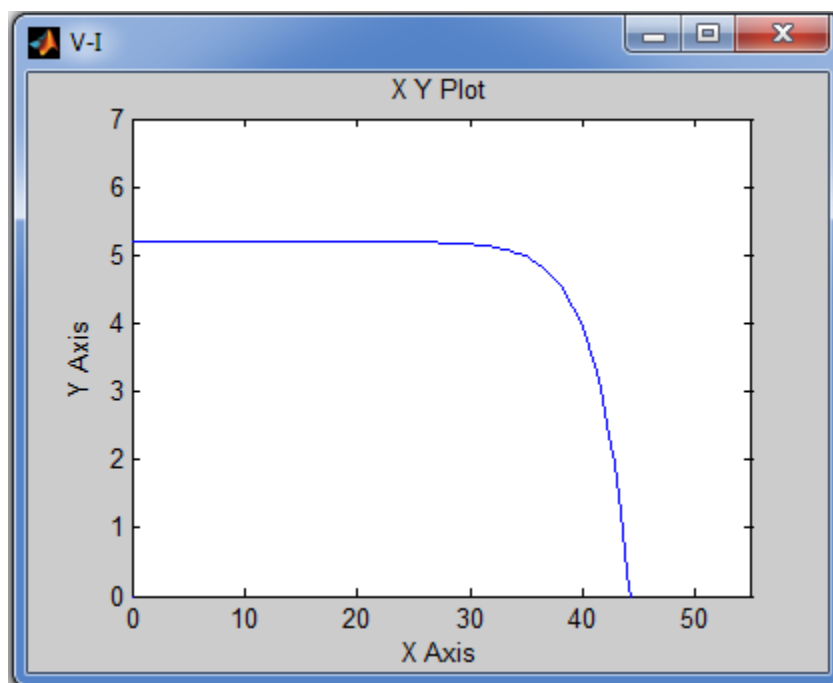


Figure III-6:Caractéristique typique I-V d'un module solaire

III.4.2 Caractéristique P(V)

La variation de puissance en fonction de tension représente la caractéristique P (V) elle est illustrée sur la figure (II-8)

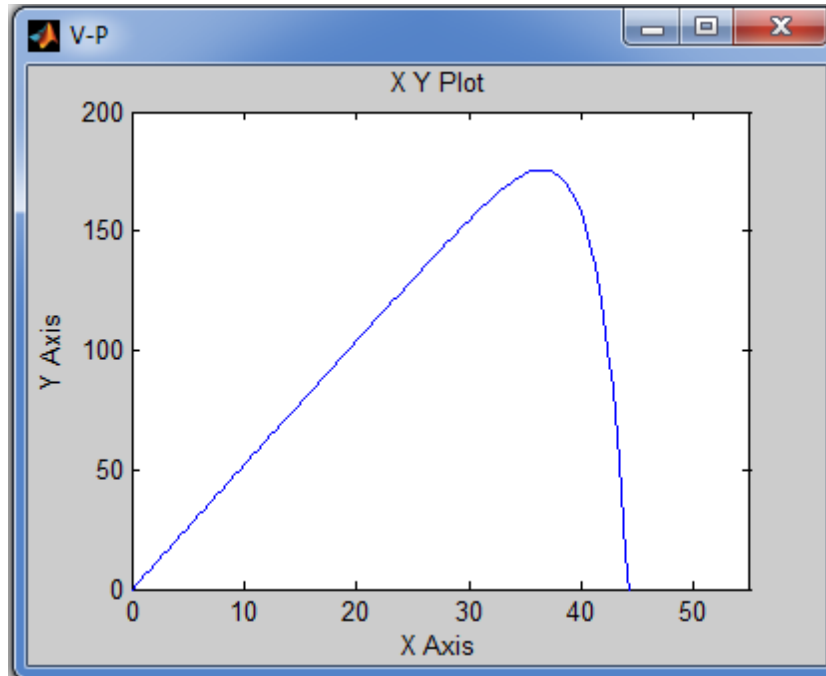


Figure III-7:Caractéristique typique P-V d'un module solaire

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 .

III.4.3.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 ($T=25^{\circ}\text{C}$) :

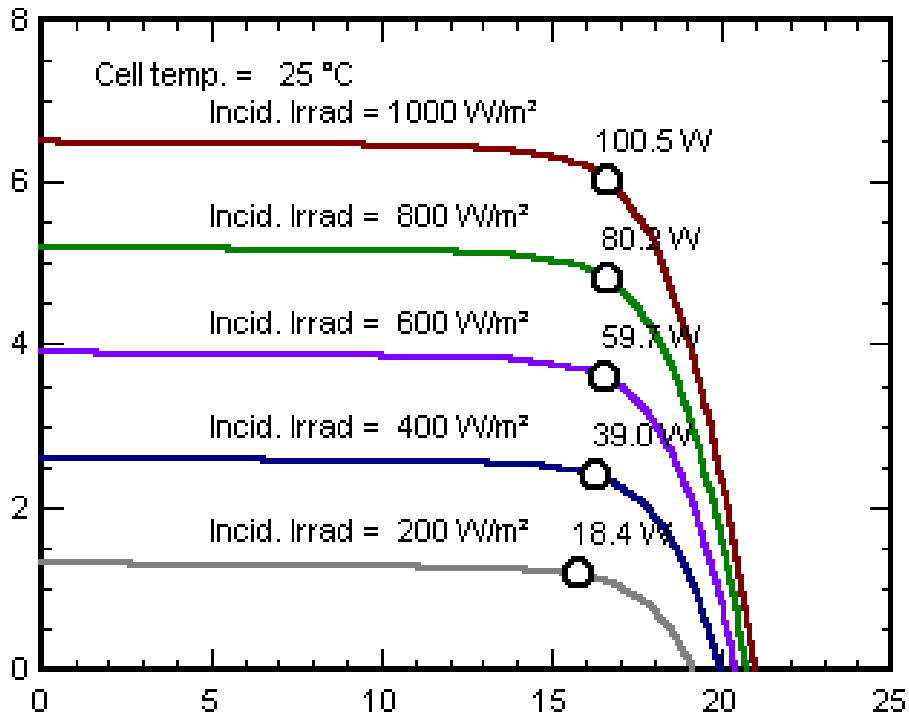


Figure III-8(a)- Influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V)

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

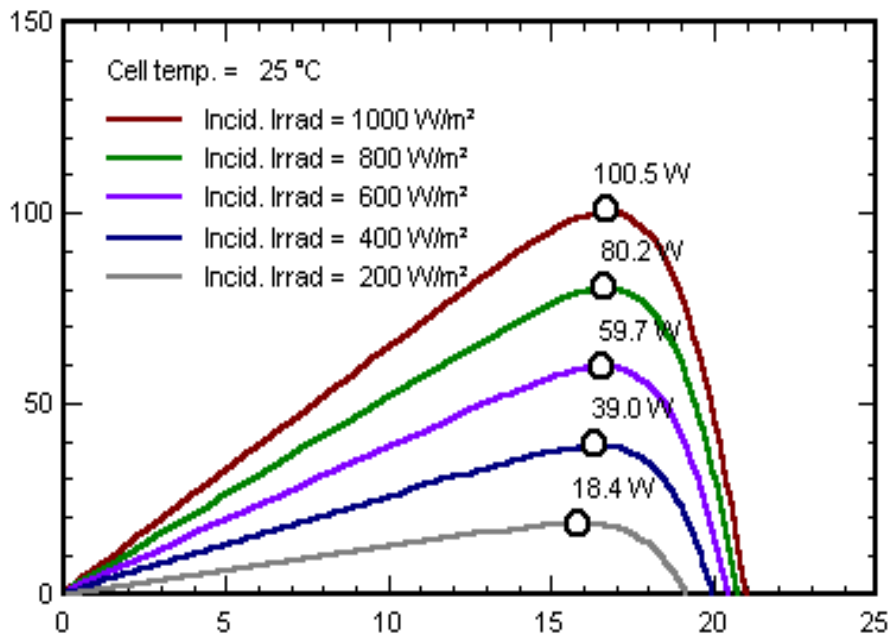


Figure III-8 (b): Influence de l'éclairement sur la caractéristique P(V)

III.4.4. Influence de la température sur les caractéristiques I(V) et P(V)

La figure (II-9 (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 a 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-9 (b)).

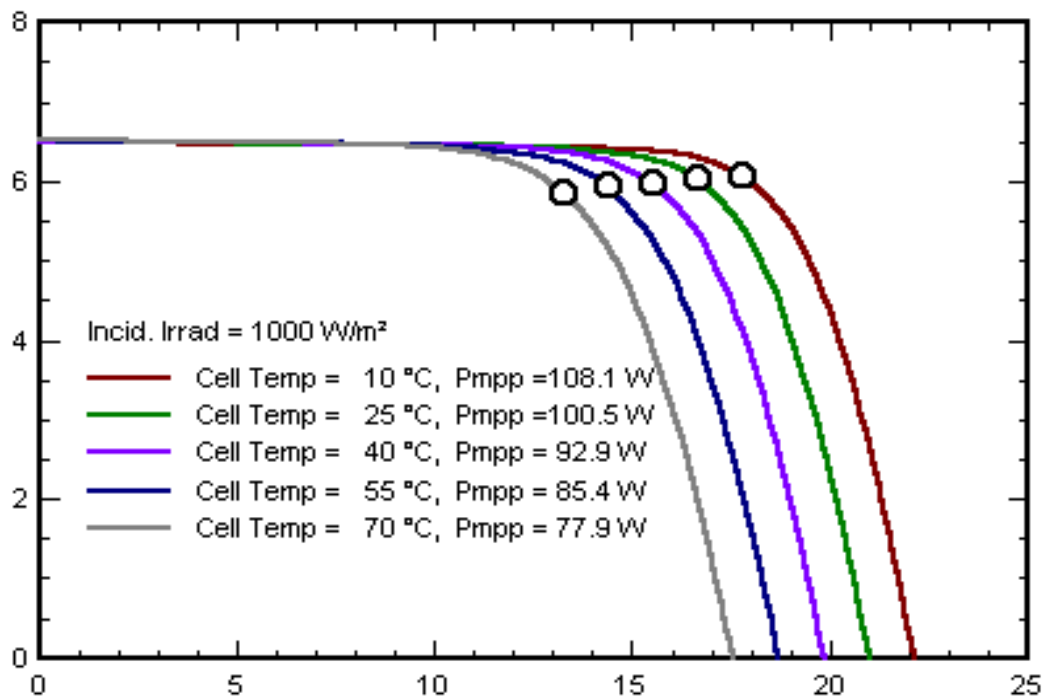


Figure II-9 (a) :Influence de la température sur la caractéristique I(V)

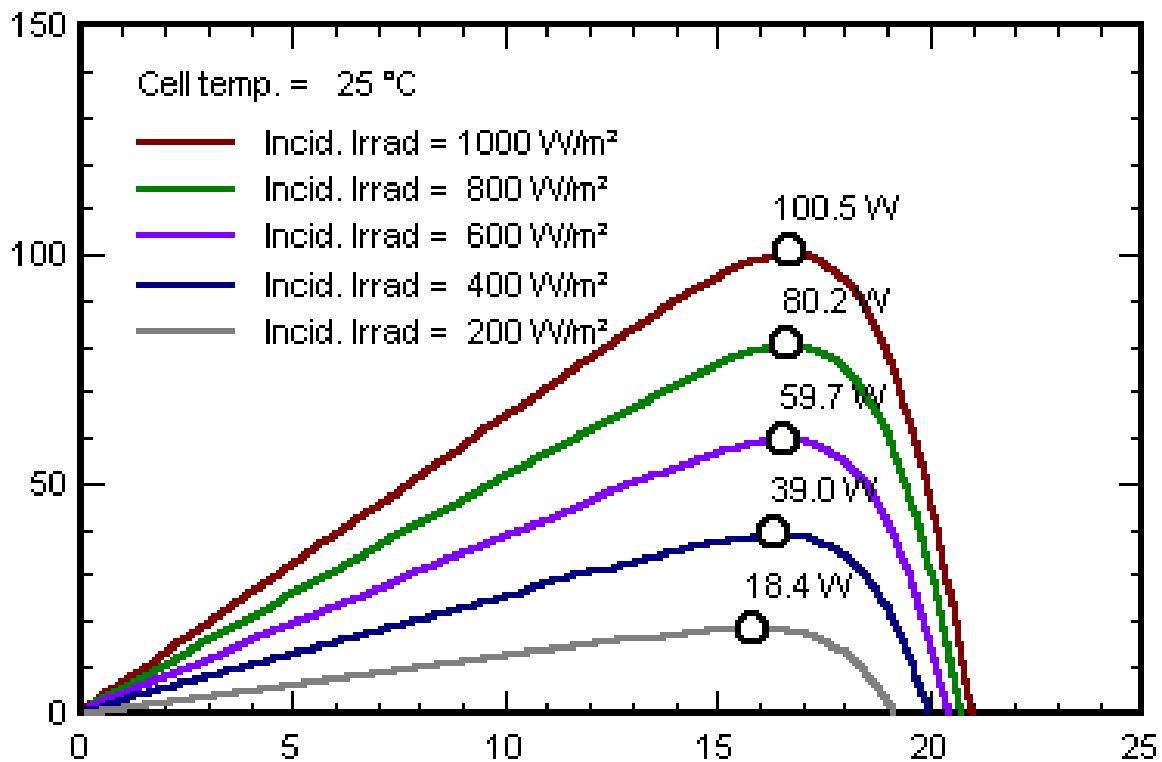


Figure II-9(b):Influence de la température sur la caractéristique P(V)

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

III.4.5. tension de système PV sans MPPT

Nous créons un champ de 10 Panneaux Series et 4 Parallel

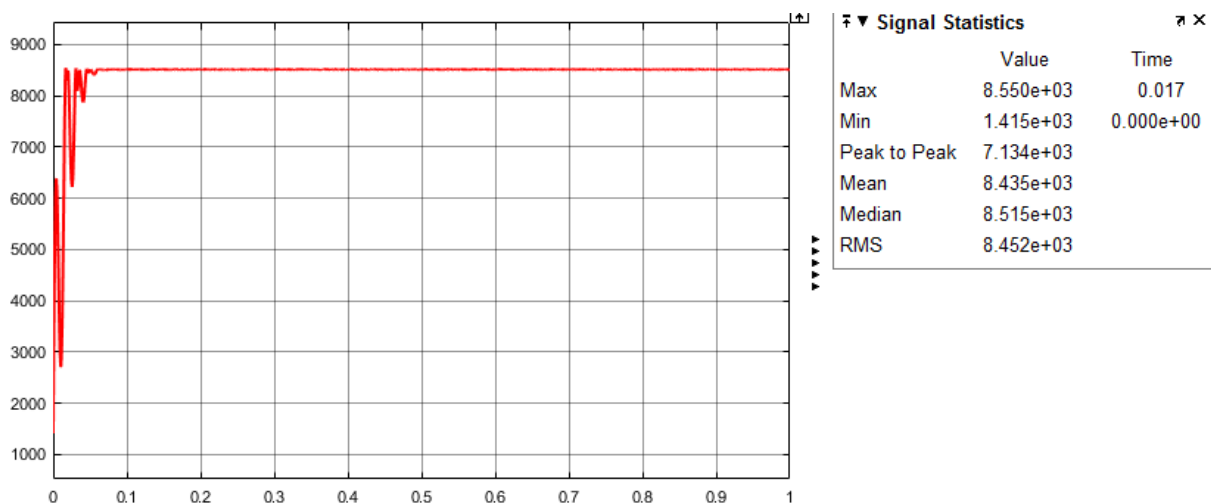


Figure III-10 Puissance de Champ par rapport au temps sans MPPT (w)

III.4.6. tension de système PV avec MPPT

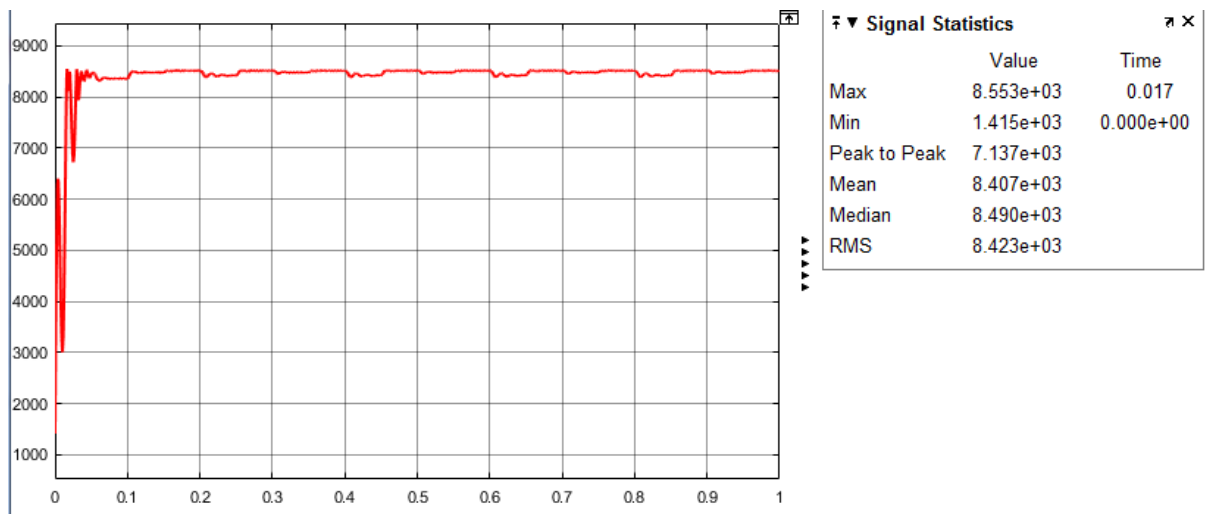


Figure III-11 Puissance de Champ par rapport au temps Avec MPPT (w)

Notez que lors de l'utilisation mppt la puissance de champ est grand mais en revanche, nous constatons une fluctuation dans la valeur réelle de MPP

Maintenant, nous faisons un changement dans l'éclairement avec la température fixée à 25°

Puis on remarque le changement de la courbe de puissance

Le vector de l'éclairement : [1000 800 600 400 200]. nous changeons chaque 0.3s

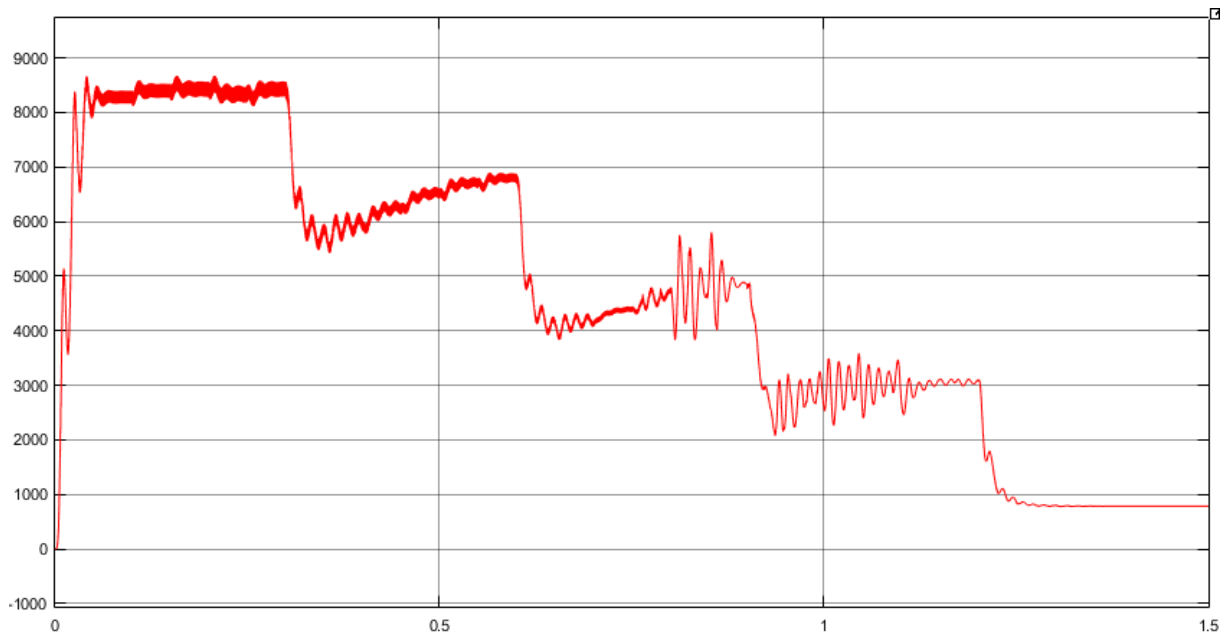


Figure III-12 Puissance de Champ par rapport au temps avec variations dans l'éclairement

Nous remarquons que lorsque nous avons changé dans l'éclairement la puissance diminue momentanément mais la technique de MPPT (P&O) recherche immédiate le point de puissance maximale, on remarque donc une fluctuation dans la courbe

III.5 Redresseur

Les redresseurs servent à convertir la tension triphasée sinusoïdale du bus AC en tension continue pour charger les batteries. Il existe deux types de redresseurs AC/DC redresseurs non commandés et commandés. Les redresseurs non commandés sont normalement appelés à diode (ou pont de diodes). La figure II-23 montre un redresseur un triphasé typique [74]. Dans le cadre de cette étude, on utilise un redresseur à diodes. Les diodes sont supposées idéales et, par conséquent, leur conduction correspond à un court-circuit et leur blocage correspond à un circuit ouvert. Lorsque D_1 conduit l'une des deux diodes D'_2 et D'_3 conduit également; il en vient que D_1 conduit lorsque V_1 est supérieur à V_2 et V_3 . [75]

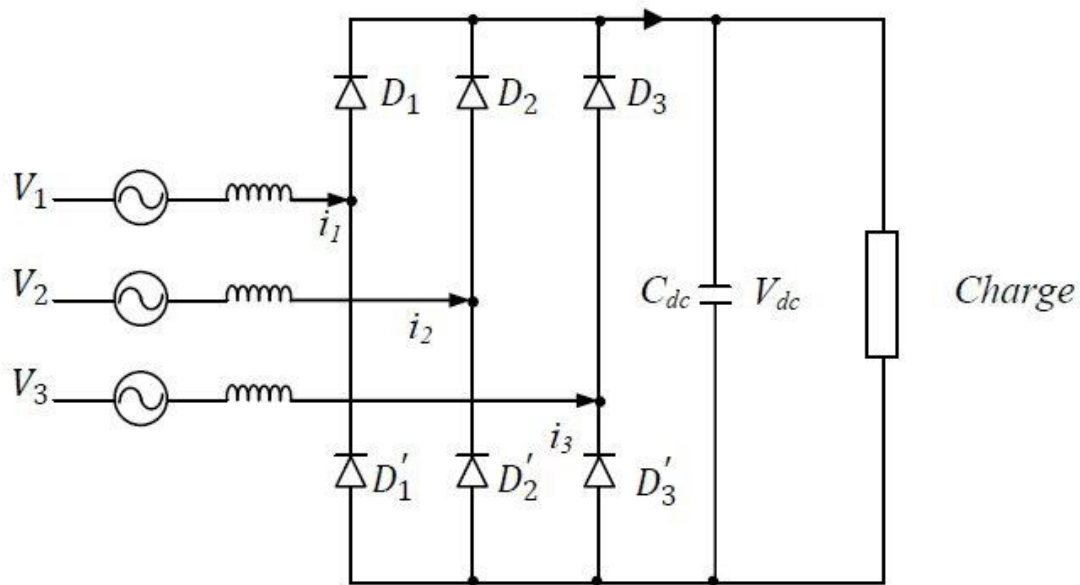


Figure III-13: Redresseur triphasé a pont de diodes

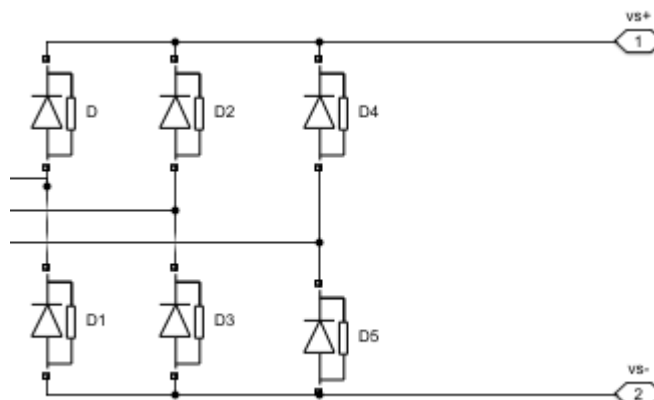


Figure III-14: Redresseur triphasé a pont de diodes sous matlab

III.6 convertisseurs DC-AC (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.

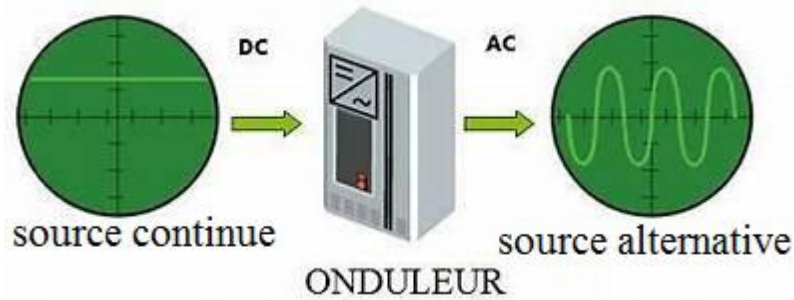


Figure III-15: { Sch_ema de principe de la conversion Continu - Alternative (DC { AC)

III.6.1 Modélisation du convertisseur DC-AC

III.6.1.1 Modélisation l'onduleur de tension

L'association d'un transistor T_i et d'une diode D_i donne un composant bidirectionnel K_i . Comme les commandes des deux transistors du même bras sont complémentaires, nous pouvons remplacer chaque bras de l'onduleur par un interrupteur à deux positions

Soit F_i l'état de l'interrupteur K_i , il est donné par :

$$F_i = \begin{cases} 0 & \text{si } T_i \text{ est fermé et } T'_i \text{ est ouvert} \\ 1 & \text{si } T_i \text{ est ouvert et } T'_i \text{ est ferme} \end{cases} \quad (\text{III-1})$$

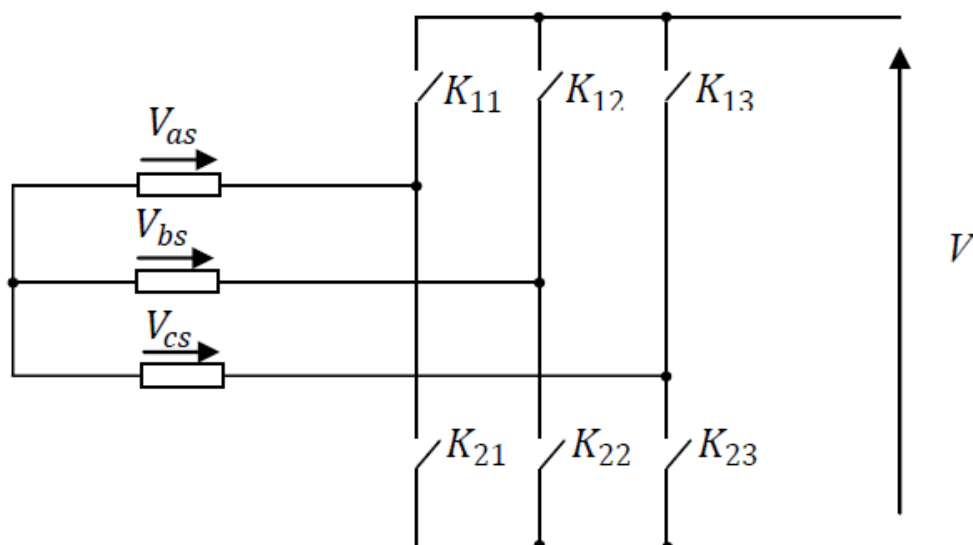


Figure III-16: Représentation des composants bidirectionnels

Les tensions composées à la sortie de l'onduleur sont données par :

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} F_1 & -F_2 \\ F_2 & -F_3 \\ F_3 & -F_1 \end{bmatrix}$$

Par conséquent, les tensions simples et le courant I_s à l'entrée de l'onduleur s'expriment en fonction des fonctions logiques comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} 2F_1 & -F_2 & -F_3 \\ -F_1 & 2F_2 & -F_3 \\ -F_1 & -F_2 & 2F_3 \end{bmatrix} \text{ (III - 02)}$$

$$I_s = F_1 \cdot I_{sa} + F_2 \cdot I_{sb} + F_3 \cdot I_{sc} \text{ (III - 03)}$$

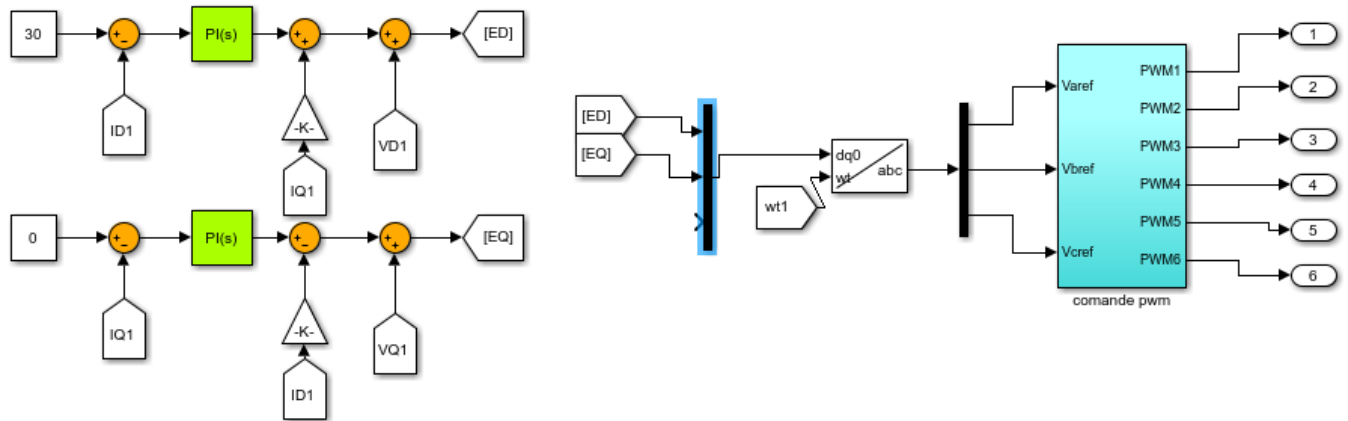


Figure III-17: Modèle simulink de la commande de l'onduleur

III.6.1.2 Modulation de Largeur D'impulsion M.L.I.

Le MLI permet de former chaque alternance de la tension de sortie de plusieurs créneaux. Pour obtenir cela, il faut adopter certaine technique de commande des interrupteurs de l'onduleur. La stratégie triangulo-sinusoïdale est l'une des techniques les plus simples. Elle consiste à comparer les trois tensions de référence (Va^*, Vb^*, Vc^*) à un signal (porteuse) triangulaire d'amplitude fixe et de pulsation nettement supérieur à celle des tensions de référence. ($F=10$ kHz).

La stratégie triangulo-sinusoïdale est caractérisée par deux paramètres qui sont l'indice de modulation m qui représente le rapport de la fréquence de la porteuse à la fréquence de référence et r le coefficient de réglage en tension qui représente le rapport de l'amplitude de l'onde de référence à la valeur de crête de la porteuse.

Les instants de commutation sont obtenus par comparaison de trois tensions de référence avec le signal triangulaire [75].

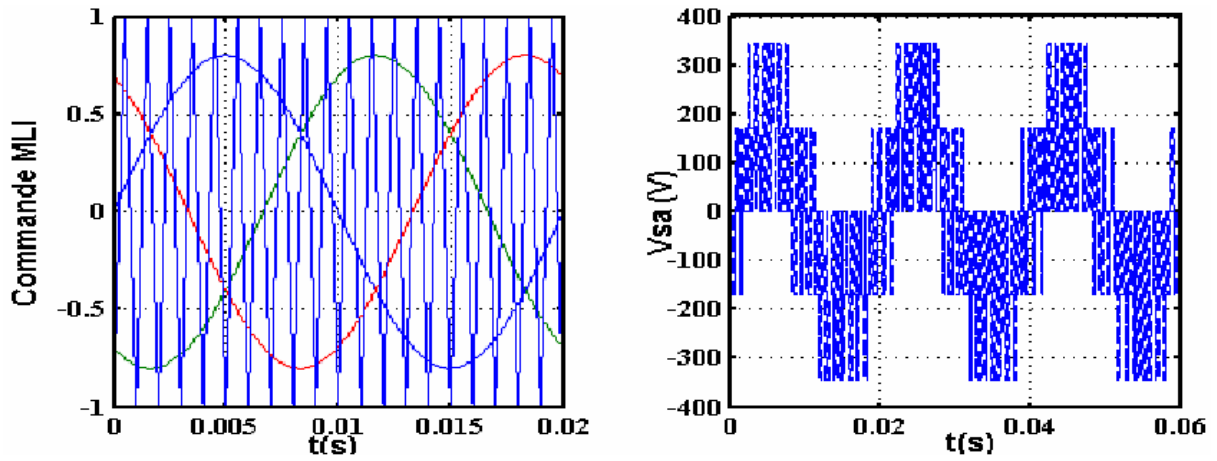


Figure III-18: Principe de la stratégie triangulo-sinusoidale [75]

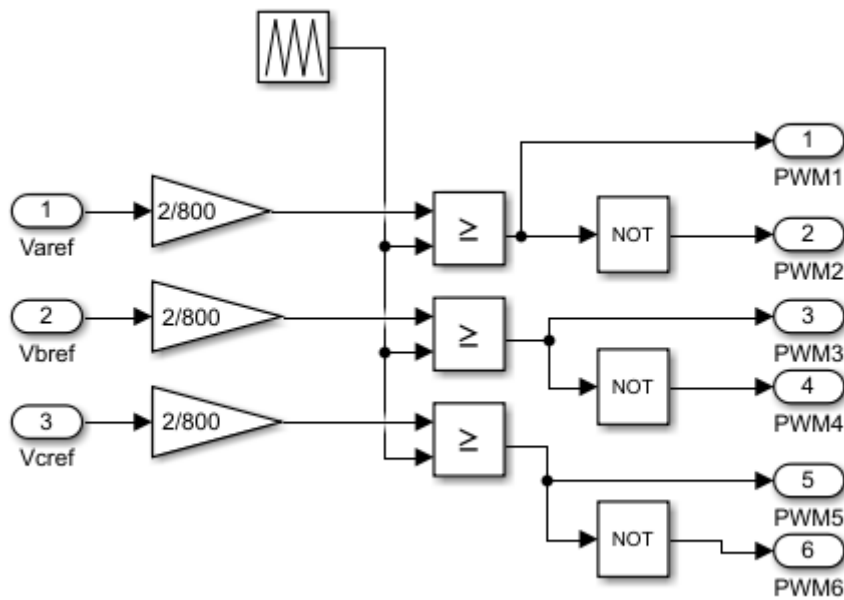


Figure III-19: Modulation de Largeur D'impulsion M.L.I. sou simulink

Lorsque nous générons ce signal, nous l'utilisons pour la commande du le onduleur

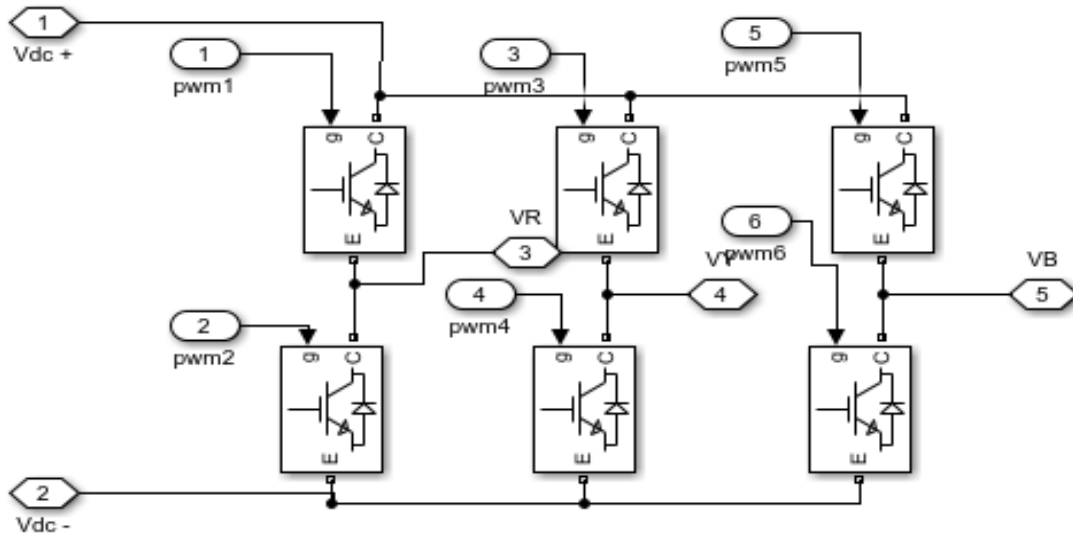


Figure III-20: La shema simulink de onduleur Trois phases

III.7. Optimisation du rendement énergétique du système éolien [76]

La chaîne de conversion éolienne figure (III-25), 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.

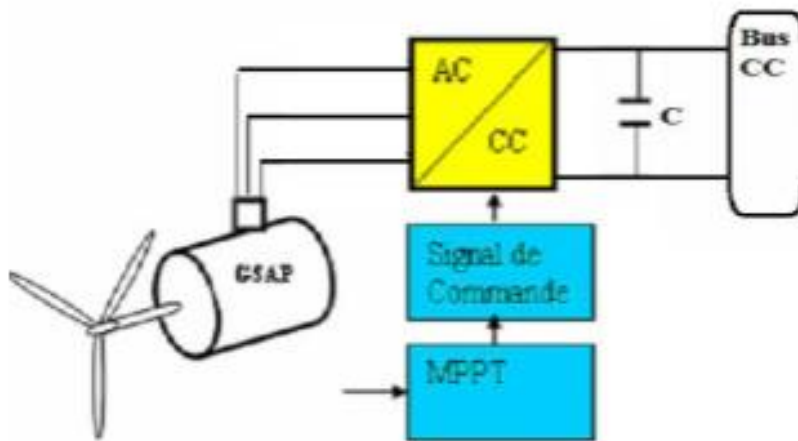


Figure III-21: Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.

III.8 Simulation du système PV & éolien sous Matlab-simulink

III.9. Résultats de la simulation du système eolienne

La simulation permet de passer de la conception théorique du système à la réalisation pratique avec plus d'assurance.

C'est ce qui est entendu de faire sous l'environnement Matlab/Simulink, pour chacun des systèmes production, photovoltaïque et éolien, sous de nombreuses variations des conditions atmosphériques. Les simulations font appel à des situations variées et représentatives de certaines difficultés potentielles rencontrées dans les systèmes multi-sources. Ainsi, l'attention est focalisée sur le comportement dynamique des systèmes multi-sources face aux variations climatiques (vent, éclairage et température), dans le but d'étudier l'efficacité des stratégies de commande permettant aux sources d'énergie renouvelable d'optimiser le rendement énergétique.

III.9.1. Le coefficient de puissance (C_p)

Le coefficient de puissance **ou** coefficient de performance indique l'efficacité avec laquelle l'éolienne convertit l'énergie mécanique du vent en électricité. Ce coefficient diffère suivant les turbines. On commence par prendre la courbe de puissance et on la divise par la surface balayée par le rotor afin d'obtenir la puissance de sortie par mètre carré de surface balayée. On divise ensuite ce résultat par la puissance du vent par mètre carré pour chaque vitesse de vent. Le graphe ci-contre représente la courbe du coefficient de puissance pour une éolienne, bien que l'efficacité moyenne d'une telle éolienne soit normalement supérieure à 20 %, celle-ci varie considérablement en fonction de la vitesse du vent.

Le coefficient de puissance tient compte de la limite de Betz c'est pour cela qu'il sera toujours inférieur à cette limite, il est de l'ordre de 35 % pour une éolienne à axe horizontal il ne dépasse pas 10 % pour une éolienne axe vertical

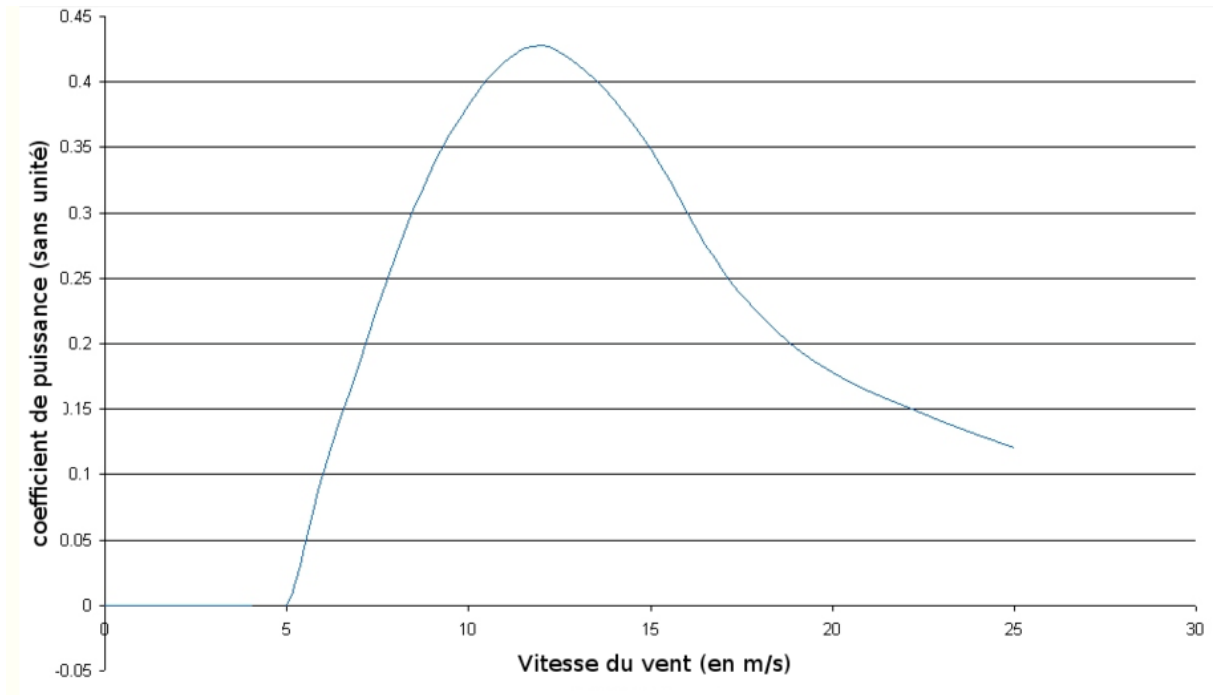


Figure III-22 coefficient de puissance par rapport vitesse de vent

III.9.2 Variatin de Cp par rapport la longueur de pale

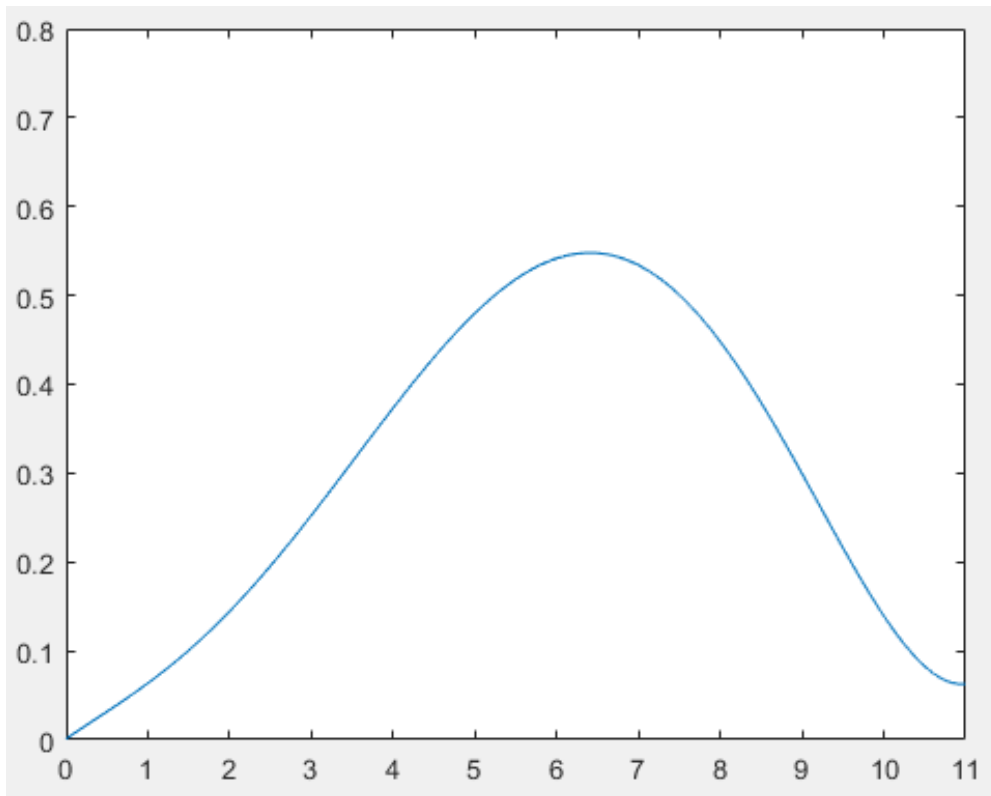


Figure III-23: coefficient de puissance par rapport longueur de pale

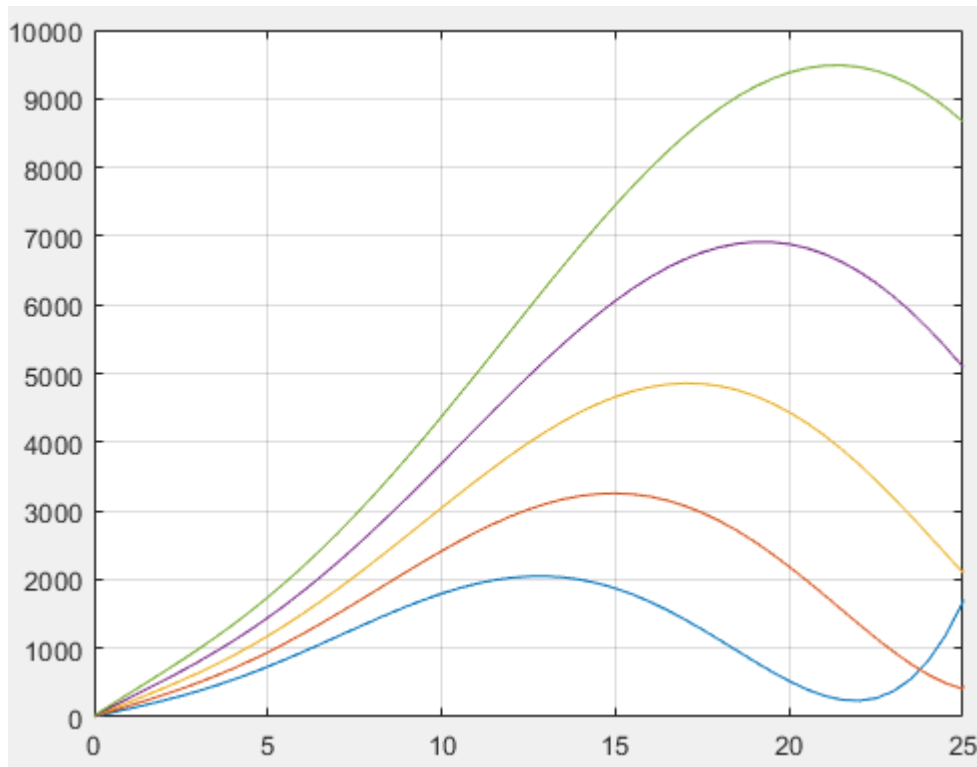


Figure III-25 puissance en fonction de la vitesse de rotation de la turbine

On note qu'à mesure que la vitesse de rotation de la turbine augmente, la puissance augmente avec elle directement jusqu'à ce qu'elle atteigne une certaine valeur, donc la puissance diminue. La vitesse de rotation de la turbine est liée à la vitesse du vent. Lorsque la vitesse du vent augmente, la vitesse de rotation de la turbine augmente avec elle.

Le système testé est composé d'une éolienne couplée directement à un GSAP. Un pont de diodes est utilisé pour redresser la tension de sortie du GSAP. Le système de l'éolienne a sous une variation de la vitesse du vent.

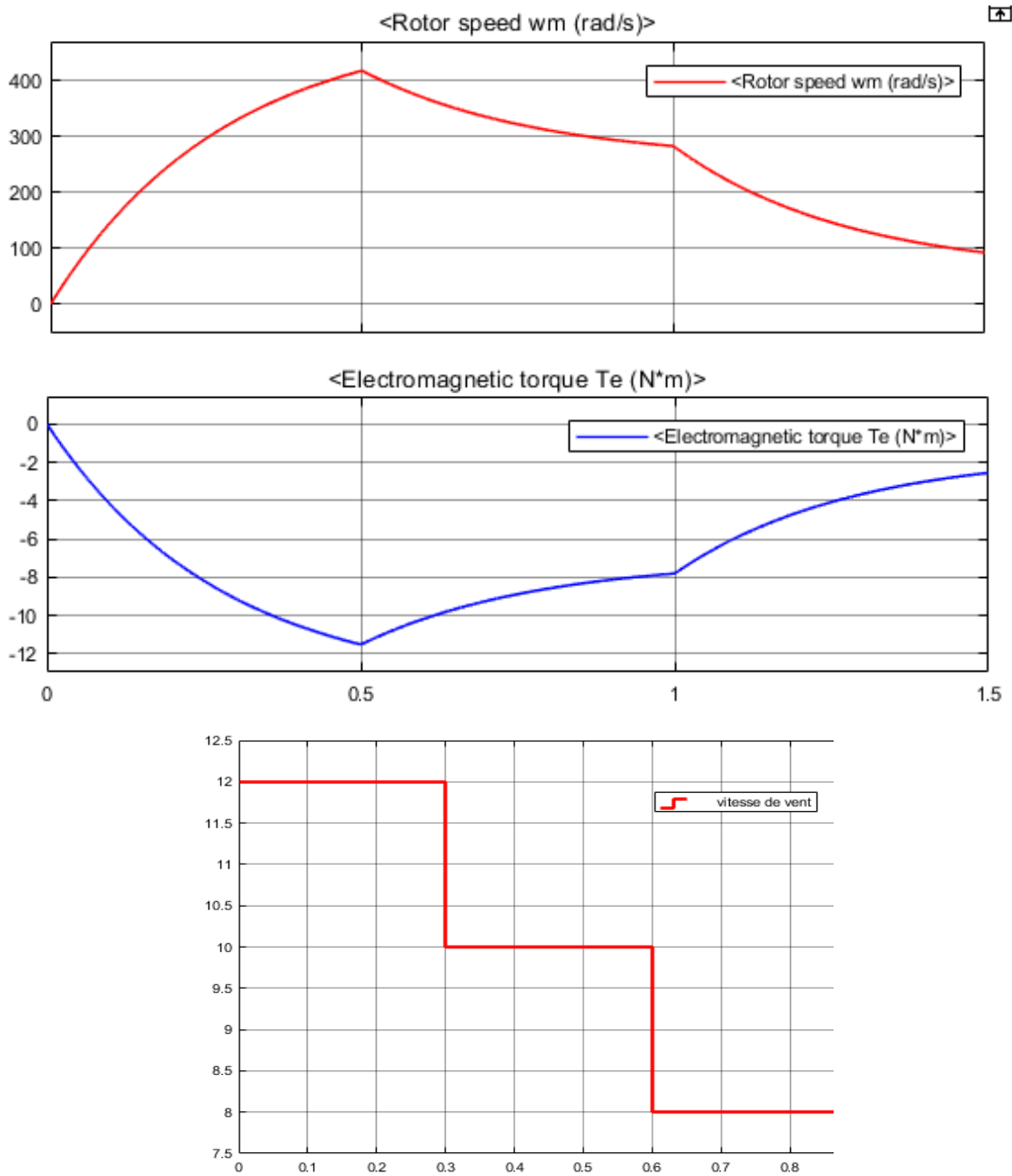


Figure III-26: la variation de vitesse et couple de GSAP sous une variation de la vitesse du vent

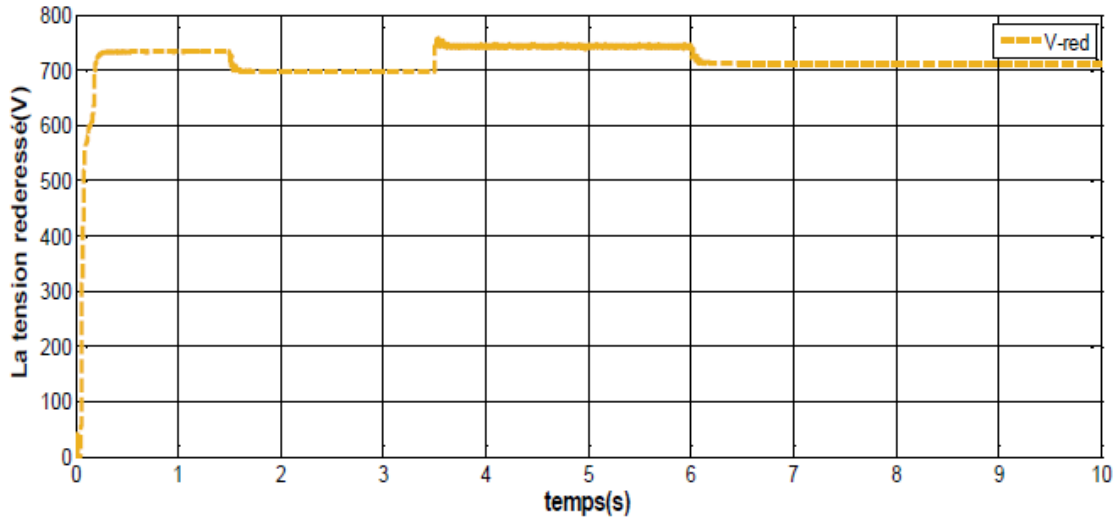


Figure III-27: La tension redressée de GSAP

Les résultats présentés ci-dessus prouvent que l’algorithme utilisé pour le PPM a fonctionné parfaitement malgré les variations de la vitesse du vent. Comme montré sur les figures. III-27, la vitesse de GSAP, de la vitesse suivent leurs références optimales respectivement après un temps de réponse acceptable d’environ 0.25 seconds.

III.10 Systèmes hybrides

Le problème avec les systèmes hybrides est qu’ils ne sont pas stables et liés au changement climatique, ils ne peuvent donc pas être invoqués seuls. Le consommateur a besoin d’une énergie constante tout au long de la journée et c’est ce qui ne peut pas être économisé des énergies renouvelables, nous avons donc eu recours à une solution, qui consiste à connecter ces énergies renouvelables au réseau local d’énergie électrique

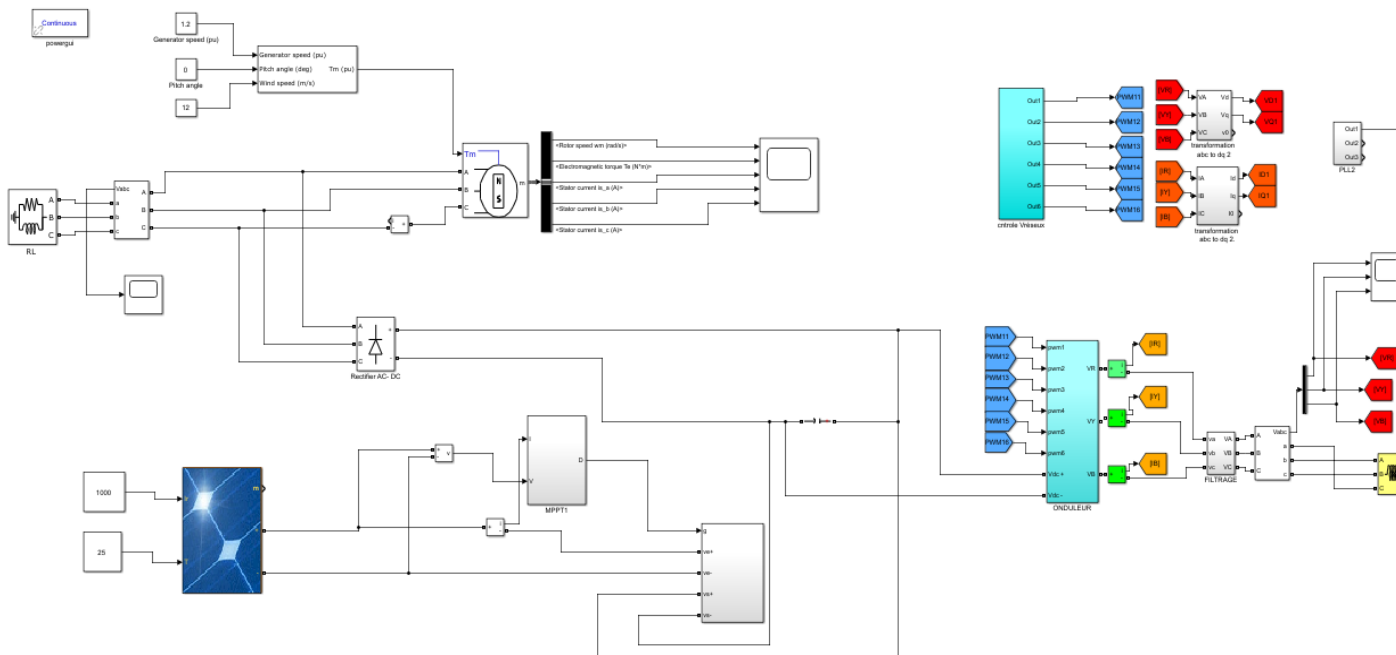


Figure III-28: Schéma bloque d’un système hybride raccordé au réseau haute tension.

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 (III.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.

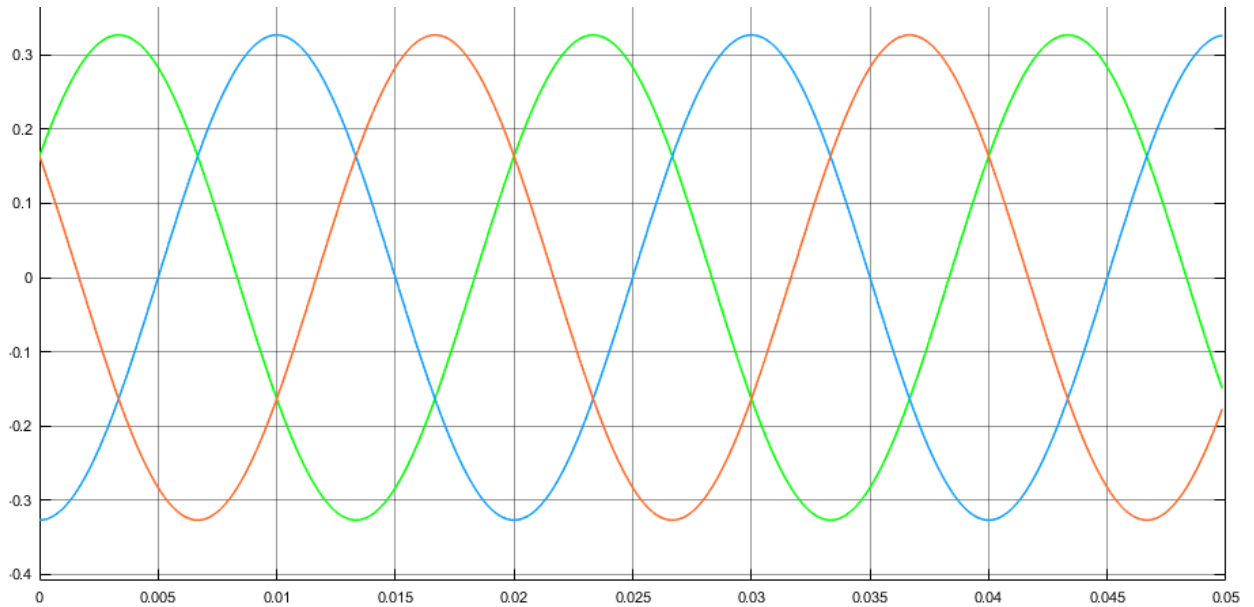


Figure III-29- Forme d’onde en (pu) du courant du système hybride wind/PV raccordé au réseau du transport HTB.

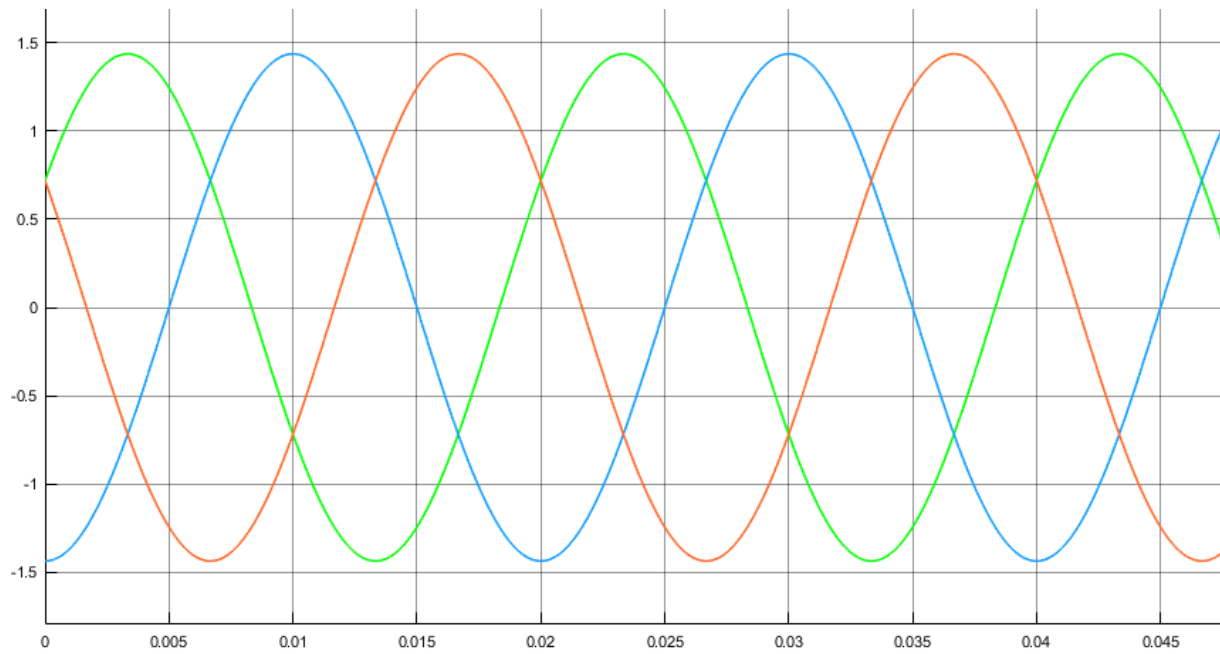


Figure III-30- Forme d’onde en (pu) du tendion du système hybride wind/PV raccordé au réseau du transport HTB.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné différents types d'algorithmes MPPT et des méthodes de maximisation de l'énergie dans un système photovoltaïque. Et nous l'avons détaillé dans un algorithme P&O, nous avons également étudié la maximisation d'énergie pour l'énergie éolienne et les différents mécanismes possibles, puis nous avons parlé de convertisseur AC DC, DC DC et DC AC et des moyens de les contrôler

L'algorithme MBTP est l'un des algorithmes les plus populaires de par sa simplicité et sa facilité d'utilisation, ainsi que ses résultats satisfaisants. Il nous donne toujours la plus grande puissance du système, quelles que soient les circonstances

Conclusion Générale

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent, d'une façon générale, la modélisation et la simulation d'un système de production d'électricité multi-sources (photovoltaïque et éolienne) ainsi que le raccordement de ce système hybride au réseau du transport haute tension et au réseau de distribution basse tension, à cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations climatiques a été entreprise et ce concernant ces deux sources d'énergie.

L'objectif dans ce contexte est de maximiser l'énergie extraite des deux systèmes dans toutes les conditions climatiques

Notre étude s'est focalisée sur un système multi-sources photovoltaïque-éolien, secteur dans lequel la rentabilité est difficile d'être acquise et qui nécessite donc un fort degré d'optimisation de l'efficacité énergétique. Ceci impose une adaptation nécessaire pour maximiser le rendement du système hybride (la quantité d'électricité produite par jour).

Dans cette mémoire, notre démarche a été développée en trois étapes pour atteindre ces objectifs:

- *Une étude sur les composants du système PV-éolien et leurs architectures.

- *Modélisation des éléments du système PV-éolien

- * maximiser l'énergie extraite des deux systèmes

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. 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 appliquées 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 côté 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 éolien. 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)

L'algorithme MPPT nous a permis de trouver l'énergie maximale pour les deux systèmes, et c'est ce que nous avons incarné au chapitre trois. En PV, nous avons utilisé un algorithme de p&O, l'avons étudié en détail et appris ses avantages et ses inconvénients, et nous avons également noté son efficacité dans la recherche d'énergie maximale de champ, en ce qui concerne l'énergie éolienne, nous avons vu les différentes manières de maximiser l'énergie, leurs algorithmes et méthodes de travail, 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.

Références bibliographiques :

- [1]. LAROUÏ Rachid «Modélisation et simulation d'un système multi-sources Photovoltaïque-éolien-diesel dans la région d'Adrar ;Mémoire de Magister, Université Ahmed Draya Adrar, 2015
- [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]. Ludmil Stoyanov. Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. Energie électrique. Université Pascal Paoli, 2011. Français.
- [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 », 2ed, Inc, Ises Solar World Congress, 1991.
- [11] [www.neal - dz.net](http://www.neal-dz.net) : New Energy Algeria , 2009 .
- [12] Ministère de l'énergie et des mines, « Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique », SATINFO, Algérie."
- [13] A. OULD MAHMOUD, « Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charge mixte » thèse de doctorat de Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2008.
- [14] L. ABBASSEN, « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Mémoire de magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2011.
- [15] D. LU, « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré », Thèse de doctorat, l'Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [16] S. VIGHETTI, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de doctorat, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [17] M. A. CAMARA, « Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs » Thèse de doctorat, Université Paris Est Créteil, 2011.
- [18] S. BELAKEHAL, « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédié aux Energies Renouvelables » Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [19] <http://lprl.org/cascade-light-technologies.php>
- [20]. H. Belghitri «Modélisation, Simulation Et Optimisation D'un Système Hybride Eolien – Photovoltaïque », Thèse De Magister Université De Tlemcen 2010.
- [21]. 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.

- [22]. J. M.Martin-Amouroux, « Perspectives Energétiques Mondiales », Techniques De L'ingénieur, Be 8 515 -2004.
- [23]. F. Lasnier, T.G. Angel, « Photovoltaic Engineering Handbook », Iop Publishing Ltd. 1980. Isbn 0-85274-311-4.
- [24]. A. Ricaud, « Photopiles Solaires », Presses Polytechniques Et Universitaires Romandes,
- [25]. J. Bernard, « Energie Solaire Calculs Et Optimisation », Edition Ellipses, 2001997.
- [26].M. Geyer, And W.B.Stine, « Power From The Sun », Journées De Thermiques, Lyle Center, 2001.
- [27]. P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, « Éoliennes », Techniques De L'ingénieur, Bm 4 640-2005.
- [28]. J. M.Martin-Amouroux, « Perspectives Energétiques Mondiales », Techniques De L'ingénieur, Be 8 515 -2004.
- [29]. 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.
- [30]. « Energie Eolienne, Théorie, Conception Et Calcul Pratique Des Installations, Désiré Le Gourières », Edition Eyrolles, 1980.
- [31].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.
- [32]. B. Multon, « Etat De L'art Des Aérogénérateurs Electriques », Rapport Ecrin, Mai 2002.
- [33]. L. Khtache «Etude Et Commande D'un Système Eolien A Base D'une Machine Electrique Double Alimentée »Thèse De Magister Université De Batna ,2007.
- [34].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).
- [35]. C. Benoudjit « Etude Pour La Conception D'un Banc D'essais Pour Energie Eolienne » : Thèse De Magistère De L'université De Batna, Juin 2004.
- [36]. Frédéric Poitiers, « Etude Et Commande De Génératrices Asynchrone A Double Alimentation Reliée Au Réseau »Thèse De Doctorat De L'université De Nantes, 2003.
- [37]. 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.
- [38]. 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).
- [39]. A. Abdelli « Optimisation Multicritère D'une Chaîne Eolienne Passive » Thèse De Doctorat A L'institut National Polytechnique De Toulouse ,2007.
- [40]. B. Sorensen, « Renewable Energy Its Physics, Engineering, Use, Environmental Impacts, Economy And Planning Aspects », Elsevier Academic Press, 2004.
- [41] N. KASBADJI MERZOUK, « Evaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie », Thèse de doctorat, Université Abou BekrBelkaid de Tlemcen, 2006.
- [42] G. SIGUIER, «L'électronique de puissance », Edition DUNOD 1990 .
- [43]. 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.

- [44]. 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.
- [45]. B. Brousse, « Réalisation Et Caractérisation De Cellules Photovoltaïques Organiques Obtenues Par Dépôt Physique », Thèse Doctorat, Université De Limoges, 2004.
- [46]. 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.
- [47]. S. Jean, « Electrotechnique Et Machines Electriques », Editions Eyrolles 61, Boulevard Saint-Germain, Paris, 1977.1976.
- [48]. P. Barred, "Energy Storage And Applications With Super Capacitors", Laboratoire Electrotechnique Industrielle Leisti-Ise, Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne Epflch 1015 Switzerland.
- [49]. 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.
- [50]. Ministère De L'énergie Et Des Mines (Algérie), « Guide Des Energies Renouvelables », Edition 2002.
- [51]. 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.
- [52]. 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.
- [53]. S. El Aimani, « Modélisation De Différentes Technologies D'éoliennes Intégrées Dans Réseaux De Moyenne Tension », Thèse De Doctorat, Université Lille, France, 2004.
- [54]. M. R. Patel, « Wind And Solar Power Systems », U.S. Merchant Marine Academy Kings Point, New York, 1999.
- [55]. S. Jean, « Electrotechnique Et Machines Electriques », Editions Eyrolles 61, Boulevard Saint-Germain, Paris, 1977.1976.
- [56]. S. Ameziane, « Implantation Expérimentale De L'mpvt Pour Un Système De Génération Hybride Solaire Eolien », Mémoire De Magister En Electrotechnique, Université De Batna, Algérie, 2009.
- [57]. 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.
- [58]. N. ABU-TABAK, « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat, l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2005.

- [59] N. KHEZAMI, « Commande multi-modèle optimale des éoliennes : Application à la participation des éoliennes au réglage de la fréquence », Thèse de doctorat, l'Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [60].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.
- [61]. 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.
- [62]. BELAIYAD. ABDELMOUMEN « Modélisation des panneaux photovoltaïque par les méthodes de soft computing » Mémoire de Magister université de Bejaia 2018.
- [63]. 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.
- [64]. D. Bellala “ contribution à l'optimisation des systèmes de conversion d'énergie application aux systèmes photovoltaïques ”, Thèse de doctorat université de Batna 2010.
- [65] A. F. Boehinger, “Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply”, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 1968, pp. 102-111.
- [66] H. Al-Atrash, I. Batarseh, K. Rustom, “Statistical modeling of DSP-based hill-climbing MPPT algorithms in noisy environments”, *Conference and Exposition in Twentieth Annual IEEE Conference in Applied Power Electronics, APEC 2005*, vol. 3, pp. 1773–1777.
- [67] W. Xiao, W. Dunford, “A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems”, *IEEE 35th annual Conference in Power electronics specialists, PESC 04*. 2004, vol. 3, pp. 1957–1963.
- [68] T. Tafticht, "Analyse Et Commande D'un SystèmeHybridePhotovoltaïqueEolien", Thèse de Doctorat de L'université Du Québec A Trois-Rivières (Canada), décembre 2006.
- [69] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hshino, and M. Osakada, “Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions”, *Proc. Inst. Elect. Eng.* vol. 142, n°.1, Jan. 1995, pp. 59-64.
- [70]Algazar Mohamed M, AL-monierHamdy, EL-halimHamdy Abd, Salem Mohamed Ezzat El Kotb, “Maximum power point tracking using fuzzy logic control”, *Electr Power Energy Syst*, vol. 39, 2012, pp. 21–28.
- [71] A.A. Ghassami, S.M. Sadeghzadeh, A. Soleimani, “A high performance maximum power point tracker for PV Systems”, *Electr. Power Energy Syst.* 53 (2013), pp. 237-243.
- [72]. F. Chekired « Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA», mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008
- [73]. Wildi Théodore, Sybille Gilbert, " électrotechnique", de boeck, 4e édition, 2005.
- [74] C. WANG, «Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems» thèse de doctorat de Montana State University, 2006.
- [75] L. ZAROUR, « Etude technique d'un système d'énergiehybridephotovoltaïque-éolien hors réseau », Thèse de doctorat, UniversitéMentouri de Constantine, 2010.
- [76]. N. Hamrouni, M. Jraidi, « Measurements And Simulation Of Pv Pumping Systems Parameters Using Mppt And Pwm Control Strategies » IEEE Melecon, Benalmádena
- [77]. 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.
- [78]. Abdelmalek Boulahia : ‘ Etude des Convertisseurs Statiques destinés à la Qualité de l'Energie Electrique ’, Thèse Magister, Université de Constantine, Avril 2009.

- [79]. 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.
- [80]. H. Ibrahim, “ Etude et Conception d'un GénérateurHybridé d'Electricité de Type Eolien-Diesel avec Elément de Stockage d'Air Comprimé”, Thèse de Doctorat, Université de Québec, Juin 2010.
- [81]. 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.
- [82]. Vechiu, I. (2005). Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome. PhD thesis.
- [83] A. Labouret, M. Viloz, « Energie solaire photovoltaïque », 3 eme édition, Edition Dunod 2005.
- [84] A. Ricaud, « Modules et systèmes photovoltaïques », Septembre 2008.
- [85] M. J. T. Nkouimi, « Outil d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques domestiques », Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique de Yaoundé, © Mémoire Online 2000-2010.