

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ DES FRÈRES MENTOURI CONSTANTINE 1
FACULTÉ DES SCIENCES DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

N° Ordre :228/DS/2018
Série :13/Elech/2018

THÈSE

Présentée pour obtenir le diplôme de
**DOCTORAT EN SCIENCES
EN ÉLECTROTECHNIQUE**

PERFORMANCES DES RÉSEAUX HYBRIDES SOLAIRES APPLIQUÉS À L'ÉLECTRIFICATION RURALE

Option : **ÉLECTROTECHNIQUE**

Par :

M. MEHIMMEDETSI BOUDJEMAA

Date de Soutenance : 25 / 11 /2018

Devant le jury :

Président	LABED Djamel	Professeur	Université Mentouri-Constantine 1
Rapporteur	CHENNI Rachid	Professeur	Université Mentouri-Constantine 1
Examineur	RADJELI Hamoud	Professeur	Université Ferhat Abbas Sétif
Examineur	MORDJAOUI Mourad	Professeur	Université 20 Aout 1955, Skikda

Année 2018

Dédicaces

اشكر الله الذي وفقني لإنجاز هذا العمل المتواضع

راجيا من الله ان ينفع من يطلع عليه

Remerciements

Ce travail que nous présentons, a été effectué au laboratoire du département d'électrotechnique faculté des sciences de l'ingénieur, université Mentouri de Constantine.

Je tiens à remercier mon encadreur, Professeur Chenni Rachid de l'université des frères Mentouri Constantine 1, pour avoir accepté de diriger cette thèse, par ces conseils, ses encouragements continuels.

Mes vives reconnaissances au Professeur Labed Djamel de département d'électrotechnique, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Je remercie tous les membres de mon jury de thèse, de me faire l'honneur d'assister à ma soutenance.

Table des Matières

DEDICACES	I
REMERCIEMENTS	II
TABLE DES MATIERES	III
LISTE DES FIGURES	VIII
LISTE DES TABLEAUX	XVI
LISTE DES ABREVIATIONS	XVII
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
CHAPITRE 1	6
1. DESCRIPTION DES SYSTÈMES D'ÉNERGIES HYBRIDES	6
1.1. INTRODUCTION	6
1.2. SITUATION MONDIALE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	8
1.2.1. <i>Le Développement De L'utilisation De L'énergie Solaire Pour La Production D'électricité</i>	9
1.2.2. <i>Développement De L'énergie Éolienne</i>	10
1.2.3. <i>L'énergie Renouvelable En Algérie</i>	10
1.3. LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES	12
1.3.1. <i>Les Systèmes Hybrides</i>	14
1.3.2. <i>Les Configurations Des Systèmes Hybrides</i>	17
1.3.2.1. Système d'alimentation hybride série	17
1.3.2.2. Systèmes d'énergie hybride commuté	18
1.3.2.3. Le système hybride parallèle	19
1.3.3. <i>Exemple de Combinaisons Possibles De Système Hybride</i>	20
1.3.3.1. Systèmes Hybride (Photovoltaïque/Groupe électrogène)	20
1.3.3.2. Systèmes Hybride (Éolien/Groupe Électrogène)	22
1.3.3.3. Systèmes Hybride (Éolien/Photovoltaïque/Groupe Électrogène)	22
1.3.3.4. Système Hybride (Eolien+ Photovoltaïque)	22
1.3.3.5. Système Autonome (Photovoltaïque/Batterie)	23
1.3.3.6. Système hybride photovoltaïque - pile combustible	24
1.3.3.7. Système hybride photovoltaïque – Super capacité - Batterie	24
1.4. STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE	26
1.4.1. <i>La Batterie</i>	27

1.4.2.	<i>Les Piles À Combustible</i>	29
1.5.	SYSTÈME DE SUPERVISION	29
1.6.	AVANTAGE DE L'UTILISATION DES SYSTEMES HYBRIDES	30
1.7.	CONCLUSION	31
CHAPITRE 2		33
2.	LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	33
2.1.	INTRODUCTION	33
2.2.	PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE	33
2.2.1.	<i>Rayonnement Solaire En Algérie</i>	35
2.2.2.	<i>Rayonnement solaire Extraterritorial et au sol</i>	38
2.2.3.	<i>Performance des cellules solaires</i>	41
2.3.	MODÉLISATION DU GÉNÉRATEUR PV	43
2.3.1.	<i>Modèle Général</i>	43
2.3.2.	<i>Modèle approprié</i>	46
2.3.3.	<i>Modèle simplifié dit idéale</i>	47
2.3.4.	<i>Modèle complet à deux diodes</i>	47
2.4.	AUTRES PARAMETRES D'UNE CELLULE	48
2.4.1.	<i>FACTEUR DE FORME OU DE REMPLISSAGE (FILL FACTOR)</i>	48
2.4.2.	<i>LA TENSION VOC</i>	48
2.4.3.	<i>COURANT ISC</i>	48
2.5.	CONCEPTION D'UN MODULE PV ET D'UN GÉNÉRATEUR PV	48
2.5.1.	<i>La puissance de sortie du générateur photovoltaïque</i>	49
2.6.	IMPLANTATION DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE SOUS MATLAB/SIMULINK	50
2.6.1.	<i>Modèle utilisant SimPowerSystems/Simulink</i>	50
2.6.2.	<i>Modèle utilisant Simscape</i>	51
2.6.3.	<i>Modèle utilisant block fonction dans l'environnement SimPowerSystems/Simulink</i>	52
2.7.	LA CARACTÉRISTIQUE DE SORTIE DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	54
2.7.1.	<i>Caractéristique Courant-Tension, Courant –Puissance</i>	54
2.7.1.1.	<i>Influence de l'irradiance</i>	55
2.7.1.2.	<i>Influence de la température</i>	55
2.7.1.3.	<i>Exemple de Conception d'un générateur photovoltaïque</i>	56
2.8.	L'OMBRAJE PARTIEL OU TOTALE	57
2.9.	LES MÉTHODES DE COMMANDES MPPT	58
2.9.1.	<i>Commande Perturbe et Observe (P&O)</i>	60
2.9.2.	<i>Commande Incrément de conductance (Inc - Con)</i>	61
2.10.	CONVERSION DE L'ÉNERGIE ET DE L'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE	63
2.10.1.	<i>Introduction</i>	63

2.10.2.	<i>Convertisseur DC/DC</i>	63
2.10.2.1.	Convertisseur DC/DC élévateur (Boost)	64
2.10.2.2.	Convertisseur DC/DC abaisseur (Buck)	66
2.10.2.3.	Convertisseur Buck Boost	68
2.10.2.4.	Convertisseur Buck-Boost Bidirectionnel	68
2.10.3.	<i>Différentes configurations photovoltaïques</i>	70
2.10.3.1.	Configuration à onduleur central	71
2.10.3.2.	L'architecture en chaînes (String)	73
2.10.3.3.	Architecture multi-chaînes (multi- string)	73
2.10.3.4.	L'architecture micro-onduleur solaire (onduleur intégré au PV)	74
2.10.3.5.	Architecture Modulaire	74
2.11.	SYSTÈME DE CONVERSION PV CONNECTÉ AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE MONOPHASÉ ET TRIPHASÉ	75
2.11.1.	<i>Introduction</i>	75
2.11.2.	<i>Système photovoltaïque monophasé avec transformateur (coté faible fréquence) et convertisseur DC/DC</i>	76
2.11.3.	<i>Système photovoltaïque avec transformateur (côté grande fréquence)</i>	77
2.11.4.	<i>Système photovoltaïque avec convertisseur et sans transformateur</i>	77
2.11.4.1.	Configuration en onduleur H sans transformateur	78
2.11.4.2.	Configuration avec Onduleur en H en cascade multiniveaux	80
2.11.4.3.	Configurations Onduleur H5	81
2.11.4.4.	Configurations Onduleur HERIC	81
2.11.5.	<i>Système PV à Onduleur triphasé</i>	82
2.11.5.1.	Onduleur en H triphasée	82
2.11.5.2.	L'onduleur triphasé à deux étages avec convertisseur Boost	83
2.11.5.3.	L'onduleur Z-source (ZSI)	83
2.11.5.4.	Configuration de l'onduleur NPC triphasé	84
2.11.6.	<i>Commande MLI d'un Onduleur triphasé</i>	84
2.11.7.	<i>Rendement de l'onduleur</i>	86
2.12.	LES FILTRES	87
2.13.	CONCLUSION	88
	CHAPITRE 3	89
	3. CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	89
3.1.	INTRODUCTION	89
3.2.	PRINCIPE DE CONVERSION	90
3.2.1.	<i>La puissance en fonction de la vitesse du vent</i>	91
3.2.2.	<i>La Loi de Betz</i>	92
3.2.3.	<i>Conversion aérodynamique de la turbine éolienne</i>	94
3.2.4.	<i>L'impact de la hauteur de la tour sur l'énergie éolienne</i>	97

3.2.5.	<i>L'influence de la densité d'air sur l'énergie éolienne</i>	98
3.2.6.	<i>La puissance moyenne fournie par une éolienne -courbe de puissance</i>	99
3.2.7.	<i>Distribution de Weibull</i>	100
3.2.8.	<i>Rendement total</i>	101
3.3.	CLASSIFICATION DES ÉOLIENNES	103
3.3.1.	<i>Les éoliennes à axe vertical</i>	103
3.3.2.	<i>Éoliennes à axe horizontal</i>	104
3.4.	TOPOLOGIE DES ÉOLIENNES	106
3.4.1.	<i>Vitesse fixe avec générateur asynchrone à cage</i>	107
3.4.2.	<i>Vitesse variable limitée</i>	108
3.4.3.	<i>Turbines éoliennes à vitesse variable</i>	108
3.4.3.1.	<i>Génératrice à induction à double alimentation (DFIG)</i>	109
3.4.3.2.	<i>Vitesse variable basée sur un générateur synchrone</i>	111
3.5.	CONFIGURATION DE BASE UTILISANT LE GÉNÉRATEUR À AIMANT PERMANENT	111
3.5.1.	<i>Configuration avec redresseur à diode et convertisseurs DC / DC</i>	111
3.5.2.	<i>Configuration avec convertisseur MLI à grande échelle</i>	113
3.5.3.	<i>Structure d'une éolienne de petite puissance pour les sites isolés</i>	114
3.6.	CONCLUSION	114
CHAPITRE 4		116
4. APPLICATIONS : MODÉLISATION ET SIMULATION DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES ET ÉOLIENS		116
4.1.	SYSTÈME PV ISOLÉ	116
4.1.1.	<i>Introduction</i>	116
4.1.2.	<i>Résultat de simulation</i>	118
4.1.3.	<i>Conclusion</i>	120
4.2.	MODÉLISATION DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES EN MONOPHASÉ	121
4.2.1.	<i>Introduction</i>	121
4.2.2.	<i>Commande de l'onduleur</i>	123
4.2.3.	<i>Conclusion</i>	125
4.3.	MODÉLISATION DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES EN TRIPHASÉS	126
4.3.1.	<i>Introduction</i>	126
4.3.2.	<i>Modélisation de l'onduleur connecté au réseau</i>	127
4.3.3.	<i>Schéma de contrôle proposé</i>	128
4.3.4.	<i>Résultats de simulation</i>	128
4.3.5.	<i>Conclusion</i>	129
4.4.	SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES	130
4.4.1.	<i>Introduction</i>	130

4.4.2.	<i>Profil de Charge</i>	131
4.4.3.	<i>Dimensionnement du système photovoltaïque autonome</i>	132
4.4.3.1.	<i>Ech est la consommation d'énergie de la charge quotidienne [Wh]</i>	132
4.4.4.	<i>La Batterie</i>	133
4.4.5.	<i>Simulation et résultat</i>	134
4.4.6.	<i>Conclusion</i>	135
4.5.	SYSTÈME ÉOLIEN POUR UN SYSTÈME ISOLÉ	135
4.5.1.	<i>Introduction</i>	135
4.5.2.	<i>Description Du Système Éolien-Batterie</i>	136
4.5.3.	<i>Modèle de la turbine</i>	137
4.5.4.	<i>Modélisation du générateur synchrone à aimants permanents</i>	138
4.5.5.	<i>Équation de la puissance</i>	140
4.5.6.	<i>Redresseur à diodes côté générateur</i>	141
4.5.7.	<i>Simulation du système</i>	143
4.5.8.	<i>Conclusion</i>	146
4.6.	SYSTÈME HYBRIDE PV-ÉOLIEN-BATTERIE	147
4.6.1.	<i>Introduction</i>	147
4.6.2.	<i>Description du système</i>	147
4.6.3.	<i>Données météorologiques du site choisi</i>	149
4.6.4.	<i>Générateur photovoltaïque</i>	150
4.6.5.	<i>Modèle de la batterie</i>	151
4.6.5.1.	<i>Commande de la batterie</i>	151
4.6.6.	<i>Commande de l'onduleur</i>	152
4.6.7.	<i>Simulation et Résultats</i>	154
4.6.7.1.	<i>Système hybride photovoltaïque- éolien sans batterie</i>	154
4.6.7.2.	<i>Système hybride photovoltaïque- éolien avec batterie</i>	158
4.6.8.	<i>Conclusion</i>	160
	CONCLUSION GÉNÉRALE	161
	RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	163

Liste des Figures

Figure (a)	Classification des énergies renouvelables	4
Figure 1. 1	Structure d'un système électrique moderne	7
Figure 1. 2	Parts de l'énergie renouvelable dans la consommation énergétique mondiale	8
Figure 1. 3	Capacité mondiale d'énergie solaire photovoltaïque	9
Figure 1. 4	Électricités produites à la base d'énergie renouvelable	10
Figure 1. 5	Capacité mondiale d'énergie éolienne	10
Figure 1. 6	Pourcentages de Production d'électricité en Algérie-2012	11
Figure 1.7	Pourcentages de Production d'électricité renouvelables en Algérie 2012	11
Figure 1. 8	Différents types de systèmes Photovoltaïques	14
Figure 1. 9	Les principaux composants du système HES	15
Figure 1.10	Système de génération hybride couplé au bus à courant continu (série)	18
Figure 1.11	Système d'énergie hybride commuté	19
Figure 1.12	Configuration de système hybride parallèle avec un bus AC	20
Figure 1.13	Configuration de système hybride Photovoltaïque/Groupe électrogène avec batterie.	21
Figure 1.14	Configuration d'un système autonome GPV avec Batterie, a-Batterie côté Bus DC, b- Batterie côté Bus AC	23-24
Figure 1.15	Configuration d'un système hybride photovoltaïque – Super capacité – Batterie	25
Figure 1.16	Batteries au plomb acide	28
Figure 1.17	Pile à combustible alimentant une charge DC	29
Figure 1.18	Fonctions de Supervision (Surveillance et Contrôle)	30

Figure 2.1	Section transversale d'une cellule PV	34
Figure 2.2	Mini-centrale solaire de puissance 1.1 MW (6.000 panneaux photovoltaïques) ville de Ghardaïa	35
Figure 2.3	Exemple de rayonnement solaire journalier horizontale de quatre wilaya d'Algérie (année 2005)	36
Figure 2.4	Exemple de température de quatre wilayas d'Algérie (année 2005)	36
Figure 2.5	Exemple de vitesse du vent de quatre wilayas d'Algérie (année 2005)	37
Figure 2.6	Carte de rayonnement solaire– Algérie	37
Figure 2.7	Carte solaire du monde	38
Figure 2.8	Importants angles solaires	39
Figure 2.9	Irradiance H_G arrivant à un angle d'incidence par rapport à un plan horizontal composé de radiation direct, radiation diffuse et radiation diffuse réfléchi	41
Figure 2.10	a - Déclinaison en degré, b - Rayonnement extraterrestre pour $36^{\circ} 16'$ Nord, $6^{\circ} 37'$ Est	41
Figure 2.11	Rendement théorique de quelques matériaux en fonction de l'énergie de gap	42
Figure 2.12	Performance de quelque cellule solaire testée au labo NREL	42
Figure 2.13	Modèle général d'une cellule solaire à une seule diode avec pertes ohmiques	43
Figure 2.14	Détermination de R_S et R_{sh} à partir de la courbe caractéristique des cellules solaires	45
Figure 2.15	Modèle Approprié d'une cellule solaire à une seule diode	46
Figure 2.16	Symbole et schéma du circuit équivalent de la cellule solaire idéale simplifié	47
Figure 2.17	Circuit équivalent de la cellule solaire à deux diodes	47
Figure 2.18	Circuit équivalent d'un générateur photovoltaïque en fonction de N_s et N_p	51
Figure 2.19	Modèle d'un GPV sous l'environnement Simulink / SimPowerSystems	51

Figure.2.20	Modélisation du GPV sous l'environnement Simscape /SimElectronics avec le block Solar	52
Figure.2.21	Implémentation du GPV sous SimPowerSystems/Simulink	53
Figure.2.22	Bloc masqué du panneaux PV	53
Figure.2.23	Bloc de calcul du courant et de température (Tc) du générateur photovoltaïque	53
Figure.2.24	Calcul de courant de saturation de la diode Id	54
Figure 2.25	Caractéristiques I(U) et I(P) du générateur photovoltaïque SunPower SPR-305-WHT	55
Figure 2.26	Caractéristiques de sortie du module PV sous différents irradiance: courbes I(U), courbes P(U) , SunPower SPR 305 E-WHT-D	55
Figure 2.27	Caractéristiques de sortie du module PV sous différents température SunPower SPR 305 E-WHT-D	56
Figure 2.28	Conception d'un générateur photovoltaïque de plusieurs modules (5 * 66)	57
Figure 2.29	Structure d'un module PV en série parallèle avec une diode bypass et diode de blockage	58
Figure 2.30	Ombre partiel de 3 panneaux photovoltaïques pour différents éclairagements	58
Figure 2.31	Structure de contrôle MPPT à base de boucle de retour	59
Figure 2.32	Structure de contrôle MPPT à contrôle direct	60
Figure 2.33	Algorithme de la méthode P&O.	61
Figure 2.34	Algorithme MPPT basé sur la méthode Incrément de Conductance	62
Figure 2.35	Emplacement de la puissance maximale (MPP)	62
Figure 2.36	Configuration d'un Convertisseur Boost. a - Mode 1 (S : On) b -Mode 2 (S :Off)	64
Figure 2.37	Configuration d'un Convertisseur Buck Mode 1 (S : on) Mode 1 (S : off)	66
Figure 2.38	Configuration d'un Convertisseur Boost Buck	68

Figure 2.39	Modes de fonctionnement du convertisseur bidirectionnel. (a) Mode 1; (b) Mode 2; (c) Mode 3; (d) Mode 3.	69
Figure.2.40	Classification des différentes configurations de système PV	71
Figure. 2.41	Configuration d'une installation photovoltaïque avec un onduleur centralisé	71
Figure. 2.42	Configuration d'une installation photovoltaïque à grande échelle avec des onduleurs en parallèle centraux	72
Figure.2.43	Configuration d'une installation photovoltaïque string	73
Figure.2.44	Configuration d'une installation photovoltaïque multi-string	73
Figure.2.45	Configuration d'une installation photovoltaïque micro-onduleur	74
Figure.2.46	Configuration d'une installation photovoltaïque modulaire	75
Figure. 2.47	Configuration d'un système photovoltaïque relié au réseau ou à une charge AC en 2 étages avec un transformateur à fréquence faible	76
Figure. 2.48	Configuration d'un système photovoltaïque relié au réseau ou à une charge AC, en 3 étages avec un transformateur à fréquence élevé	77
Figure. 2.49	Système photovoltaïque sans transformateur en deux étages	78
Figure. 2.50	Système photovoltaïque monophasé à pont complet et filtre L	79
Figure. 2.51	Un système photovoltaïque monophasé a Onduleur en pont H en cascade	80
Figure. 2.52	Système photovoltaïque monophasé à Onduleur H5	81
Figure. 2.53	Système photovoltaïque monophasé avec Onduleur Heric	82
Figure. 2.54	Circuit de Configuration de l'onduleur triphasé en H avec un seul étage	82
Figure. 2.55	Circuit de Configuration de l'onduleur triphasé à deux étages avec convertisseur Boost	83
Figure. 2.56	Configuration du circuit Z-source triphasée	84
Figure. 2.57	Configuration du circuit NPC triphasé	84
Figure. 2.58	Représentation d'un onduleur de tension avec les bras de commutations	85

Figure. 2.59	Différents types de filtre triphasé a) filtre R-L, b) filtre R-L-C c) filtre RL-C-RL	88
Figure. 2.60	Différents types de filtre monophasé a) filtre L, b) filtre LC, c) filtre LCL, d) filtre LLCL	88
Figure 3.1	Classification des générateurs électriques généralement utilisés dans les éoliennes	92
Figure 3.2	Débit d'air de la turbine	93
Figure 3.3	Coefficient de Betz théorique en fonction du rapport de vitesse	95
Figure 3.4	Coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ pour différents types d'éoliennes	95
Figure 3.5	Caractéristique $C_p(\lambda, \beta)$ pour différent valeur d'angle de pitch	97
Figure 3.6	Caractéristique, $C_q(\lambda, \beta)$ pour différent valeur d'angle de pitch	98
Figure.3.7	Vitesse du vent en fonction de la hauteur pour différentes valeurs de cisaillement, la vitesse moyenne du vent est de 5m/s à 10 m.	99
Figure 3.8	Puissance moyenne Fournit par l'éolienne en fonction de la Vitesse	101
Figure 3.9	Distribution de Weibull en fonction de k (c=6)	102
Figure 3.10	Fonction de distributions Cumulative (constant c=6)	102
Figure 3.11	Schéma fonctionnel d'un générateur de turbine éolienne.	103
Figure 3.12	Puissance d'une éolienne de 60 KW pour différent approche, le rendement estimé de 70%.	103
Figure 3.13	Différents types d'éoliennes à axe vertical : (a) Darrius; (b) Savonius ; (c) hybride	105
Figure 3.14	Description des différents organes d'une éolienne	106
Figure 3.15	Évolution et prévision de la taille de l'éolienne entre 1980 à 2018	107
Figure 3.16	Structure générale d'une éolienne à vitesse fixe	109
Figure 3.17	Turbines éoliennes à vitesse variable limité	109
Figure 3.18	Configuration de base d'un générateur de double alimentation	111
Figure.3.19	Générateur synchrone à aimant permanent avec redresseur à diode et onduleur cote réseau triphasé	113

Figure 3.20	Générateur synchrone à aimant permanent avec redresseur à diode et un convertisseur Boost intermédiaire et un onduleur coté réseau triphasé	113
Figure 3.21	Convertisseur complet avec deux onduleurs pour l'éolienne à générateur à aimant permanent	114
Figure 3.22	Caractéristique de l'éolienne pour différentes vitesses du vent et courbe de la puissance maximale extraite par l'éolienne	114
Figure 3.23	Structure de conversion de 50 W à 15 kW, commandée en MPPT par hystérésis de tension du bus continu et de la batterie	115
Figure 4.1.1	Système photovoltaïque alimentant une charge résistive	118
Figure 4.1.2	Model Simulink d'un Système PV isolé	119
Figure 4.1.3	Variation du rayonnement utilisé pendant la simulation	119
Figure 4.1.4	Variation de la température utilisée dans la simulation	120
Figure 4.1.5	Puissance aux bornes du GPV et la Charge	120
Figure 4.1.6	Tension aux bornes du GPV et de la Charge	120
Figure 4.1.7	Courant débité par le GPV et de la Charge	121
Figure 4.1.8	Rapport cyclique	121
Figure 4.2.1	Système photovoltaïque alimentant un onduleur HERIC	122
Figure 4.2.2	Caractéristique du GPV SunPower SPR-200 WHT-U	123
Figure 4.2.3	Principe de commande	124
Figure 4.2.4	Génération des signaux MLI sinusoïdale de l'onduleur HERIC	124
Figure 4.2.5	Les différents paramètres du générateur photovoltaïque pour un rayonnement variable	125
Figure 4.2.6	Tension, Courant, Puissance de la charge alternative obtenue	126
Figure 4. 3.1	Système de génération PV connecté au réseau de distribution	127
Figure 4. 3.2	Caractéristique du GPV SunPower SPR-200 WHT-U. 8 modules en séries ; 4 branches parallèles	128
Figure 4. 3.3	Contrôle de l'onduleur par tension orienté	129

Figure 4. 3.4	Les différents paramètres du générateur photovoltaïque pour un rayonnement variable	129
Figure 4. 3.5	Tension au niveau du bus DC	129
Figure 4. 3.6	Tension et Courant d'une phase du réseau électrique	129
Figure 4.4.1	Système photovoltaïque autonome pour la production de l'électricité	131
Figure 4.4.2	Profil de la consommation journalière d'une maison	133
Figure 4.4.3	Rendement de l'onduleur en fonction de la puissance AC	134
Figure 4.4.4	Bilan d'énergies : Générateur PV, Charge, Batterie	136
Figure 4.5.1	Système basé sur le générateur éolien à aimant permanent à vitesse variable d'un site isolé avec batterie alimentant une charge triphasée via un convertisseur de puissance.	137
Figure 4. 5.2	Système basé sur le générateur éolien à aimant permanent à vitesse variable d'un site isolé avec batterie alimentant une charge dc	137
Figure 4. 5.3	Schéma fonctionnel du modèle de la turbine éolienne	139
Figure 4. 5.4	Représentation de Park axe dq vers axe $\alpha\beta$	139
Figure 4. 5.5	Circuit équivalent PMSG d-q	141
Figure 4.5.6	Implantation du générateur à aimant permanent en Matlab/Simulink	142
Figure 4.5.7	Schéma simplifié du générateur synchrone à aimant permanent triphasé relié à un redresseur à diodes	143
Figure 4.5.8	Système éolien à aimant permanent avec régulateur de contrôle	144
Figure 4.5.9	Vitesse du Vent	145
Figure 4. 5.10	Puissance délivrée par l'éolienne	145
Figure 4. 5.11	Vitesse angulaire	145
Figure 4. 5.12	Couple électromagnétique	146
Figure 4. 5.13	Tension Triphasé d'entrée du redresseur	146
Figure 4. 5.14	Courants triphasés dans les 3 diodes du convertisseur	146

Figure 4. 5.15	Tension aux bornes du bus DC de sortie du convertisseur	147
Figure 4.6.1	Système hybride d'énergie renouvelable	149
Figure 4.6.2	Paramètre météorologique du site	151
Figure 4.6.3	Caractéristique U(I) et P(I)	152
Figure 4.6.4	Bloc de commande du convertisseur DC/DC branché entre la batterie et le bus DC	153
Figure 4.6.5	Schéma fonctionnel de commande vectoriel de l'onduleur côté réseau	154
Figure 4.6.6	Schéma fonctionnel du régulateurs PI de courant	155
Figure 4.6.7	Bilan de puissances du système hybride : photovoltaïque, éolien, photovoltaïque + éolien, onduleur	156
Figure 4.6.8	Courant du générateur photovoltaïque –Courant DC de l'éolienne –La tension du bus DC	157
Figure 4.6.9	Paramètres de l'éolienne : le vent, la vitesse angulaire, la puissance mécanique et électrique	157
Figure 4.6.10	Paramètres de l'éolienne : Couple mécanique et Couple électrique	157
Figure 4.6.11	Caractéristique du générateur photovoltaïque : Rayonnement, Tension Courant, Puissance	158
Figure 4.6.12	Bilan de puissances du système hybride : photovoltaïque, éolien, Batterie, photovoltaïque + éolien + Batterie, Onduleur	159
Figure 4.6.13	Tension aux bornes du bus DC	159
Figure 4.6.14	Différents paramètres de la batterie	160
Figure 4.6.15	Tension et Courant à la sortie de l'onduleur d'une journée	160
Figure 4.6.16	<i>Agrandissement de la Tension et du courant à la sortie de l'onduleur</i>	161

Liste des Tableaux

Tableau 1.1	Production d'électricité par l'énergie Solaire et éolien: projet existant et en réalisation en MW	11
Tableau 1.2	Projet en perspective en Algérie	12
Tableau 1.3	Exemple de combinaisons possibles de système Hybride	25-26
Tableau 1.4	Différente méthode de stockage d'énergie électrique	26
Tableau 1.5	Exemple de Projet Basé Sur Les Systèmes Hybrides	31
Tableau 2. 1	Caractéristiques électriques typiques de quelque module photovoltaïque	49
Tableau 2.2	Équation d'état du convertisseur élévateur	65
Tableau 2.3	Équation d'état du convertisseur abaisseur	67
Tableau 2.4	Calculs des paramètres des différents convertisseurs	70
Tableau 2.5	État de commutation du convertisseur en H	79
Tableau 2. 6	Commutation Du Convertisseur En H En Cascade	80
Tableau 3.1	Coefficients approximatifs de la puissance d'une éolienne	97
Tableau 3.2	Coefficient de rugosité en fonction de types de terrain	99
Tableau 4.2.1	Caractéristiques du générateur photovoltaïque choisi. (SunPower SPR-200 WHT-U)	123
Tableau 4.4.1	Consommation moyenne d'électricité d'une maison	132
Tableau 4.6.1	Spécification des composants du système hybride	150

Liste des Abréviations

HES	Systemes hybrides
HT	Haute tension
THT	Très haute tension
GES	Gaz à effet de serre
AC	Courant alternative
DC	Courant continu
HES	Systeme hybride
SAPS ou RAPS	Source d'alimentation électrique dans les habitations des zones reculées (Remote Area Power Supply)
PV	Systeme photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque
D	Rapport cyclique.
q	Charge de l'électron , $1.602 \cdot 10^{-19}$ C
K	Constante de Boltzmann, $1.38 \cdot 10^{-23}$, J/K
G, E	Rayonnement, W/m^2 .
Inc.Con	Incrémental Conductance.
P&O	Perturbe et Observe
I_{sc}	Le courant de court-circuit de générateur photovoltaïque
I_{on}	Courant nominal d'un générateur ou d'une cellule PV, A.
I_{pv}	Courant donné par le générateur PV, A.
I_o	Le courant de saturation inverse.
n	Facteur de non-idéalité de la jonction PN.

P_{max}	Puissance Maximale du générateur PV, W
PPM, MPPT	Point de Puissance Maximale.
P_{pv}	Puissance donnée par le générateur PV [W].
R_{sh}	Résistance parallèle du générateur PV [Ω].
R_s	Résistance Série du générateur PV [Ω].
T	Température réelle des cellules o C
T_{ref}	Température de référence ambiante (25o C)
V_{th}	La tension thermique.
V_{pv}	La tension aux bornes du générateur PV, [V]
V_{oc}	Tension de circuit ouvert, [V]
SCIG	Générateur à induction (ou à cage d'écureuil)
PMSG	Générateur synchrone à aimant permanent
DFIG	Générateur doublement alimenté
PI	proportionnel et intégral
PLL	Boucle à verrouillage de phase
SMES	Stockage d'énergie magnétique supraconductrice

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La demande énergétique mondiale venant des énergies fossiles habituelles comme le charbon, le pétrole et le gaz naturel, le pétrole et l'uranium, ne cessent d'augmenter dépassant les prévisions en raison de la forte croissance démographique et de l'économie dans les pays en développement et sous-développé, en plus l'accroissement de notre niveau de vie, la sécurité énergétique mondiale est exposée à un grand défi car les prévisions de ces énergies fossiles s'épuisent rapidement que prévu et leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine et les conséquences négatives des gaz à effet de serre sur l'environnement et au changement climatique [1].

Le déséquilibre du marché énergétique mondial influe sur les prix du carburant et la disponibilité, les récentes préoccupations concernant l'offre limitée de combustibles fossiles et les émissions de CO₂ libérés par le dioxyde de carbone d'origine fossiles ont incité à fournir plus d'efforts afin d'utiliser les ressources renouvelables telles que le vent, la lumière du soleil, la biomasse et la chaleur géothermique la pile à combustible, l'hydrogène, l'énergie géothermique, biomasse, hydroélectrique, l'énergie marémotrice, afin de satisfaire la demande d'énergie. A nos jours, les sources d'énergies renouvelables, ont un énorme potentiel pour réduire les problèmes négatifs liés à la consommation d'énergie et d'augmenter les ressources nationales.

L'électricité produite à partir des sources renouvelables offre un grand moyen de production d'énergie électrique, le défi mondial actuel est la mutation à une économie basée sur les énergies renouvelables pour l'approvisionnement en énergie sûre et de qualité qu'elle soit injecté dans le réseau électrique globale ou complètement isolée ou par création des mini-réseaux locales.

L'énergie renouvelable dérivent directement du soleil ou de la chaleur générée à l'intérieur de la terre. En 2012, environ 20.8% de la consommation mondiale d'énergie finale provenait des énergies renouvelables +4.7 % par ans sur 10 ans, avec 16.2% provenant de l'hydroélectricité, 4.6% de l'électricité mondiale provenant des nouvelles énergies [2].

L'utilisation de l'électricité renouvelable offre des avantages sûrs par rapport à l'utilisation de l'électricité d'origine fossile. De nombreux types de technologies de production d'électricité renouvelable ont été développés et construits plus rapidement que

les systèmes de production fossilifères ou nucléaires, permettant ainsi la rentrée rapide des investissements en capital, à titre d'exemple en 2013 le total des nouveaux investissements dans l'énergie renouvelable a atteint au moins 249,4 milliards de dollars américains[3]. La production d'électricité à partir des ressources renouvelables réduit également la fragilité à l'augmentation du coût des carburants, la production décentralisée d'électricité renouvelable située auprès du point d'utilisation de l'énergie, comme les systèmes solaires photovoltaïques ou aérogénérateurs installés sur les sites résidentiels, commerciaux ou industriels, peuvent offrir des avantages opérationnels et économiques, tout en augmentant la robustesse du réseau électrique dans son ensemble[4].

D'autre part, l'énergie conventionnelle n'est pas innocente sur l'impact environnemental. Pour les hydrocarbures et le charbon par exemple, d'importantes émissions de gaz à effet de serre sont générées quotidiennement causant un rôle négatif sur le dérèglement climatique et de l'augmentation de la pollution. Ce constat pousse à rechercher de plus en plus des solutions immédiates pour remédier au manque d'énergie et limiter l'impact négatif sur l'environnement. Ainsi, le développement des sources à base d'énergie renouvelable non polluantes est de plus en plus sollicité à la fois par les producteurs d'énergie et les pouvoirs publics.

Les ressources renouvelables solaires et éoliennes produisent de l'énergie et de l'électricité en quantités importantes dépassant d'autres ressources renouvelables, la ressource solaire terrestre fournit une moyenne annuelle de plus de (3 400 000 10^{18} J) distribué irrégulièrement sur la surface de la terre, l'énergie solaire est capable de fournir théoriquement d'énormes quantités d'électricité[5]. La ressource éolienne terrestre est capable de fournir dans certaines régions des pourcentages élevés qui peuvent dépasser la demande actuelle d'énergie électrique.

Les énergies renouvelables éolienne et solaire en raison de leur effet de nature instable les combinées seraient une bonne solution, dans ces conditions les systèmes hybrides d'énergie photovoltaïque et éolienne sont conçus pour être une alternative viable et économique pour répondre aux besoins énergétiques de nombreux consommateurs isolés dans le monde entier.

De nombreuses collectivités rurales ou éloignées à travers le monde ne sont pas connectées au réseau électrique. L'alimentation en électricité dans ces zones est fournie généralement par des petits générateurs diesel isolés. Les coûts d'exploitation associés à

ces générateurs diesel sont très élevés en raison de coûts de combustibles fossiles ainsi que des difficultés de livraison de carburant et l'entretien de ces générateurs. Dans de telles situations, les sources d'énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire photovoltaïque (PV) et l'aérogénérateur fournit une alternative concrète par rapport aux générateurs diesel dans les zones hors réseau. Les systèmes d'énergie hybrides peuvent considérablement fournir un approvisionnement fiable en électricité en utilisant une combinaison de sources d'énergie, en plus les systèmes hybrides contribuent à décentraliser la production d'énergie électrique qui vont donner un impact positif sur le développement des régions éloignées. De nombreux systèmes hybrides ont été installés à travers le monde.

On dit que les sources d'énergie sont renouvelables dans le sens où elles ne sont jamais épuisées. En revanche, les autres ressources énergétiques, telles que les combustibles fossiles (charbon, gaz naturel, pétrole) et les combustibles nucléaires (uranium, thorium), ne sont pas renouvelables et donc limitées.

Parmi les sources d'énergie fondamentales, l'énergie solaire est la seule sur terre qui se manifeste sous plusieurs formes directes et indirectes. Les formes indirectes de l'énergie solaire ont également la propriété d'être renouvelable ; Ils sont le vent, les vagues, l'énergie hydroélectrique, L'énergie thermique de l'océan et la biomasse.

La figure (a) montre les différents types d'énergies renouvelables, notant que toutes les énergies renouvelables ont les caractéristiques : intermittents, fluctuant en intensité, et régionalement ou globalement disponible [6] .

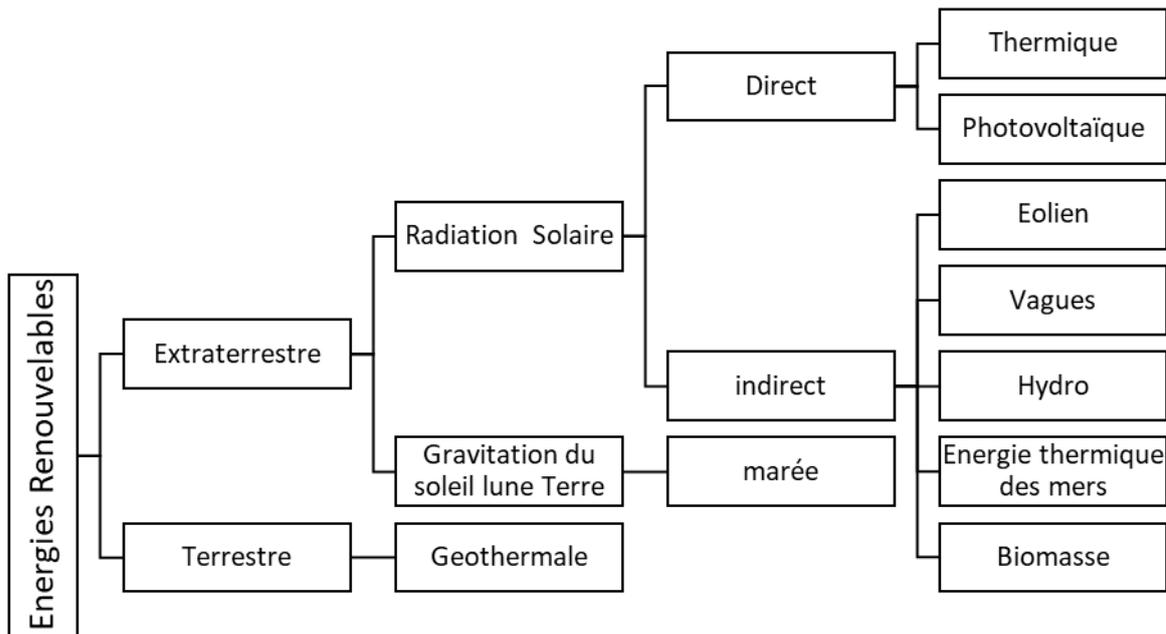


Figure (a) Classification des énergies renouvelables

L'objectif de cette thèse porte plus spécifiquement sur le concept de la configuration d'un système hybride comprenant des sources d'énergies renouvelables, la modélisation, les techniques d'optimisations de ce système hybride et les stratégies de contrôle, Une étude des différentes combinaisons hybrides et autonomes, pour zone rurale et éloignée sont discutées.

Les systèmes photovoltaïques hybrides contenant générateurs photovoltaïque-éolienne-batterie sont modélisés et simulés en détail afin de trouver la solution la plus optimale.

La thèse s'articule autour de quatre chapitres :

Le premier chapitre, présente un aperçu de la situation des énergies renouvelables mondiales et en Algérie, la description des systèmes photovoltaïques et les différentes combinaisons d'un système hybride sont discutées. Les méthodes de stockage d'énergie sont aussi discutées dans ce chapitre.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons les différents modèles de générateur photovoltaïque avec sa simulation sous environnement Matlab/Simulink, nous avons discuté les méthodes MPPT afin de maximiser l'énergie solaire, certaines topologies typiques pour les systèmes photovoltaïques avec différentes configurations de

convertisseur DC/DC et onduleur sont discutées, dans ce chapitre les convertisseurs DC/DC et l'onduleur DC/AC sont modélisés.

Dans le troisième chapitre, nous nous sommes intéressés, à la conversion éolienne et aux lois aérodynamiques et du vent, l'état de l'art des différentes configurations possibles : turbine éolienne-générateur électrique-onduleur.

Dans le quatrième chapitre, nous avons modélisé et simulé plusieurs applications d'énergie renouvelable telles qu'un système photovoltaïque isolé alimentant une charge DC, un système photovoltaïque alimentant une charge monophasée via l'onduleur Heric, un système photovoltaïque alimentant une charge triphasée via l'onduleur triphasé, un système photovoltaïque autonome avec batterie alimentant une charge réelle, un système hybride d'énergie renouvelable contenant le générateur photovoltaïque, turbine éolienne et batterie. Les résultats obtenus sont présentés et discutés.

Notre travail est achevé par une conclusion générale qui résume l'importance de l'utilisation des énergies renouvelables particulièrement solaire et éolienne dans la production d'énergie électrique propre et fiable si les conditions météorologiques sont favorables.

CHAPITRE 1

1. DESCRIPTION DES SYSTÈMES D'ÉNERGIES HYBRIDES

1.1. INTRODUCTION

La hausse de coût des carburants et la faible rentabilité de fonctionner le générateur diesel pendant de longues périodes à faibles charges et les problèmes environnementaux ont conduit à introduire des sources d'énergies renouvelables, avec ou sans les batteries, en se basant sur l'électronique de puissance et des méthodes de gestion de l'énergie.

Les systèmes hybrides d'énergies renouvelables avec système de stockage pour les utilisateurs isolés du réseau électrique sont la meilleure solution pour couvrir au manque de réseau électrique. Cette technique peut être très utile dans les pays nécessiteux qui ont des problèmes d'approvisionnement en énergie dans les hôpitaux, les écoles, pompage de l'eau potable et également dans l'agriculture et dans les régions désertes. Les applications les plus prometteuses sont celles qui demandent une puissance totale de 100 kW à 20 MW [7].

L'électrification des zones rurales par les systèmes hybrides HES qui peuvent être isolés ou raccordés au réseau s'ils sont raccordés ils travaillent en permutation avec le réseau électrique local dans ce cas ils portent le nom de mini-réseau (mini-grid). En particulier, pendant les rayonnements forts du jour, l'utilisateur consomme l'électricité produite par son système HES, et quand il n'y a pas de rayonnement (ou vent) ou il ne suffit pas, ou si l'utilisateur a besoin de plus d'énergie que le système HES peut fournir, le réseau électrique permettra d'assurer la fourniture de l'électricité nécessaire. Par contre, dans le cas, où le système hybrides HES produit plus d'énergie que nécessaire pour le consommateur, dans ce cas l'énergie surplus peut être injectée dans le réseau, et une part stocker dans les batteries. Les installations hybrides HES raccordées au réseau de ce fait représentent une source d'appoint, car ils fournissent un apport d'énergie au réseau électrique public global. Ce qui réduit les coûts de carburant et d'entretien et fournissent une alimentation en énergie 24/24 heures.

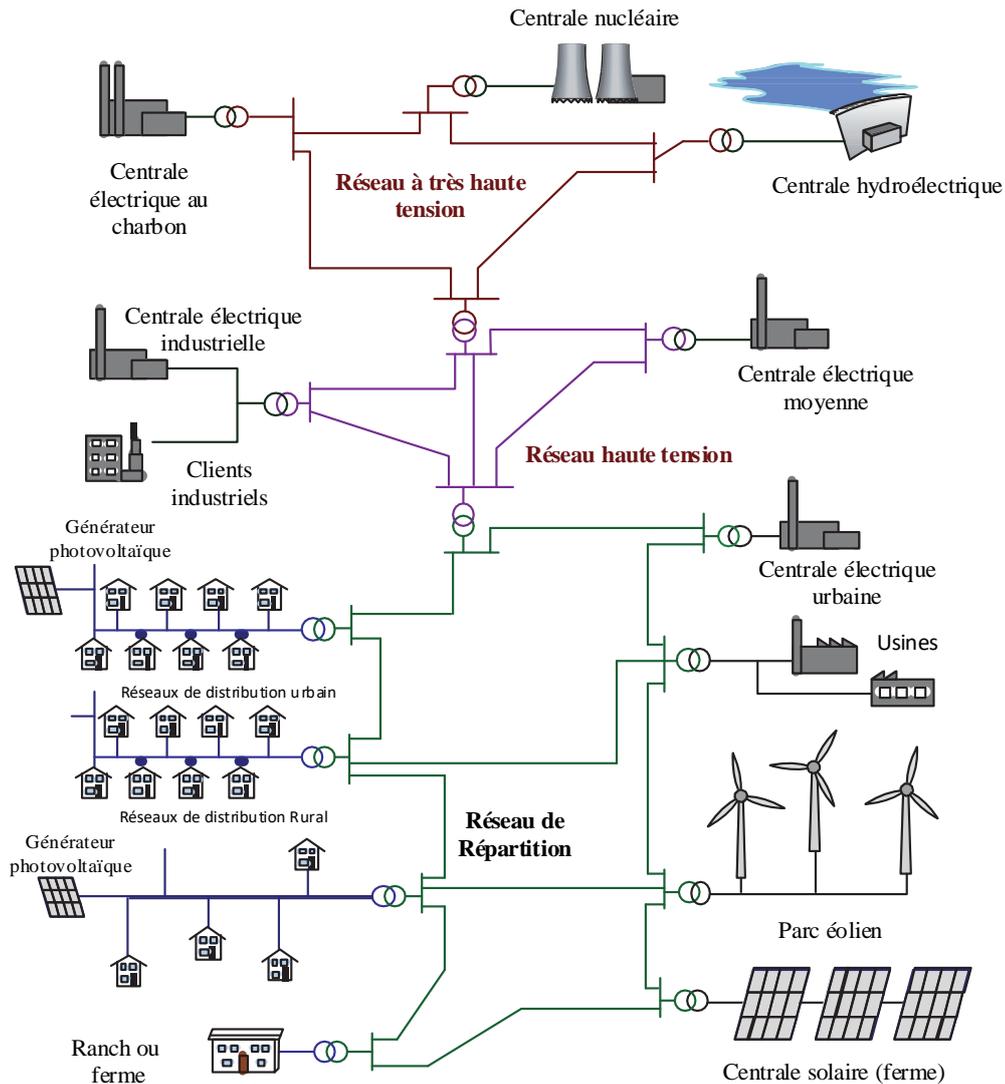


Figure 1. 1. Structure d'un système électrique moderne[8].

Les générateurs diesel ou essence peuvent encore être utilisés comme un système de sauvegarde pour répondre à la charge directement ou pour charger les batteries quand il n'y a pas suffisamment de soleil ou le vent. Le niveau d'utilisation du générateur dépendra de la taille, de la demande de charge et les ressources énergétiques renouvelables disponibles.

La figure 1.1 illustre la structure du système électrique moderne et montre les différentes méthodes de production d'énergie électrique ainsi que la distribution de l'énergie jusqu'à l'utilisateur.

Le système de transmission contient trois réseaux en boucle : réseau de THT et réseau à HT, réseau de lignes de sous transmission, le système de distribution moyenne

tension, qui fournit l'électricité aux clients résidentiels et industriels sont des réseaux radiaux, les sources d'énergie conventionnelles et sources d'énergie renouvelable sont combinées pour apporter l'électricité aux villes et autres charges sont intégrées dans le réseau électrique national [8].

1.2. SITUATION MONDIALE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

L'année 2015 a marqué une grande augmentation de la capacité de production d'énergie renouvelable dépassant les prévisions, beaucoup de projet sont installés et les chiffres d'investissement se développer à grande vitesse [9].

Au cours des dernières années, les énergies renouvelables ont connu l'un des plus grands pourcentages de croissance de plus de 30% par an, par rapport à la croissance du charbon et de l'énergie fossile conventionnelle.

Le besoin en énergie électrique ne cesse de s'accroître des pays émergents et les préoccupations environnementales ont suscité les pays à chercher d'autre type d'énergie telle que l'énergie à la base du soleil et du vent, ainsi depuis 5 ans (2010-2015), le solaire photovoltaïque connaît un taux de croissance annuel moyen de 69% et l'éolien de 21%. la contribution d'énergie renouvelable en 2014 a franchi 20% comme moyen de production de l'électricité[10].

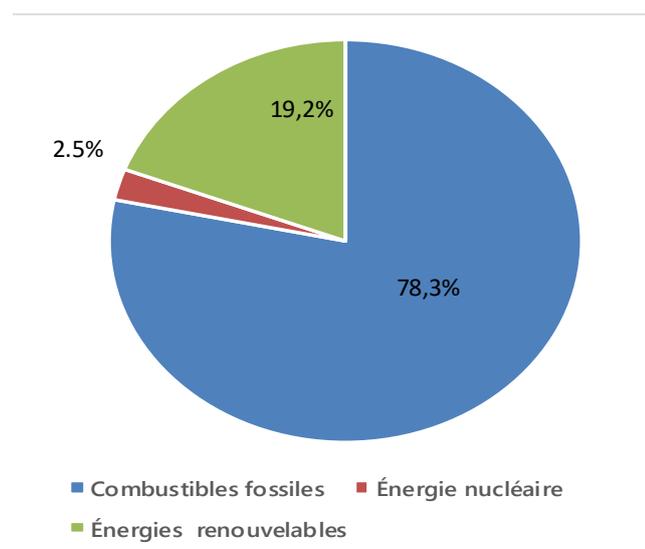


Figure 1. 2 Parts de l'énergie renouvelable dans la consommation énergétique mondiale

1.2.1. Le Développement De L'utilisation De L'énergie Solaire Pour La Production D'électricité

La figure 1.3 montre les variations de l'installation annuelle de l'énergie photovoltaïque (PV) dans le monde entre l'année 2005 et 2015. La puissance PV installé dans le monde qui a augmenté de plus de 44 fois représente la 4^{ème} plus grande source d'énergie renouvelable en matière de capacité après l'hydroélectricité et l'énergie éolienne est la Biomasse [9].

Cette croissance exponentielle est causée par la chute de coût des panneaux solaires à titre d'exemple le prix en France est de 2€/Wc à 4€/Wc en Algérie le prix à considérablement chuter par la fabrication des panneaux solaires ; ou le panneau solaire de 100 W monocristallins se vend à 11115 DA soit (111.15 DA/Wc-0,78€/Wc).

L'objectif visé est que le coût de l'électricité photovoltaïque devient compatible avec le coût d'énergie conventionnelle.

Les nouvelles technologies, y compris la technologie à film mince et la nouvelle approche du concentrateur etc., vont surélever le rendement de production en réduisant la consommation d'électricité par panneau pendant sa fabrication.

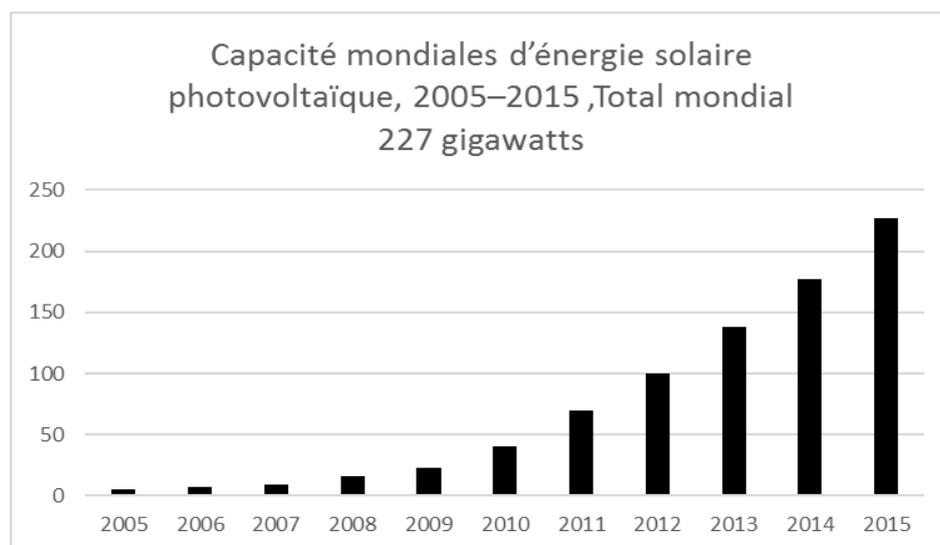


Figure 1. 3 Capacité mondiale d'énergie solaire photovoltaïque

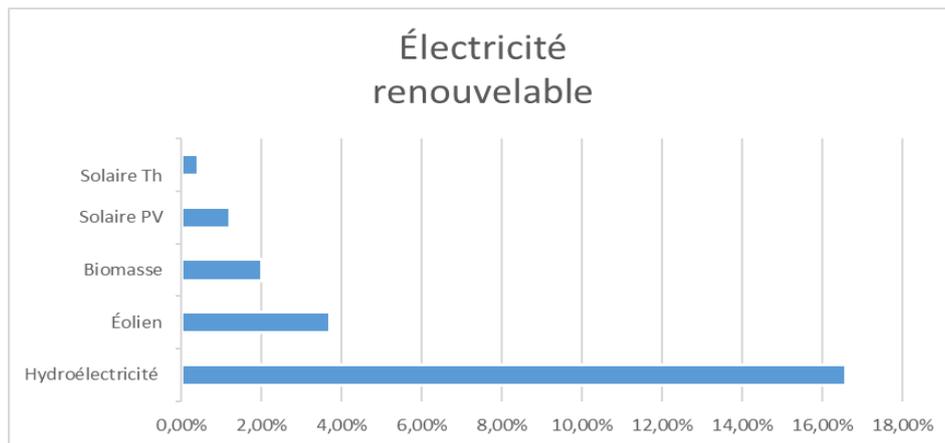


Figure 1. 4 électricités produites à la base d'énergie renouvelable

1.2.2. Développement De L'énergie Éolienne

Les systèmes éoliens connectés ou hors réseau sont développés très rapidement et la pénétration de l'énergie éolienne est en augmentation et n'est plus un secondaire, mais un système important pour la production de l'électricité.

Les statistiques de 2015 prouvent que l'éolien a dépassé pour la 1^{ère} fois l'uranium, la pénétration de l'énergie éolienne (%) est défini comme la quantité totale d'énergie éolienne produite par an (TWh) divisée par la demande d'électricité annuelle brute (TWh) [9].

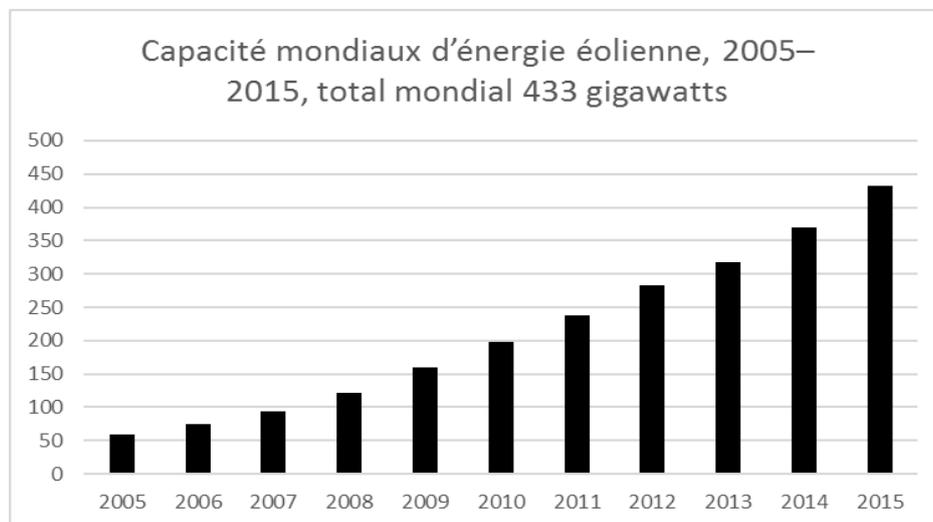


Figure 1. 5 Capacité mondiale d'énergie éolienne

1.2.3. L'énergie Renouvelable En Algérie

L'Algérie utilise généralement les combustibles fossiles (99,2 %) pour produire de l'électricité nécessaire au pays. À nos jours la part de l'énergie renouvelable est très faible (0,8%). Et la production est répartie entre la filière hydraulique qui a produit en 2014 à peu

près 389 GWh, soit 0,7 % du total, et les filières solaires photovoltaïques (11 GWh) et thermodynamiques (58 GWh) qui représentent 0,1 % du bilan[11].

La production fossile a augmenté en moyenne de 6,7 % par an sur la période 2002-2012.

L'Algérie a toutes sortes de sources d'énergies renouvelables, et la majorité des régions possèdent au moins deux sources renouvelables, le potentiel économique pour toutes les sources d'énergies renouvelables à savoir la géothermie, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, reste faible, mais il y a une politique visant à développer ce secteur[12]. Le tableau 1.1 montre la production d'électricité par type d'énergie renouvelable en Algérie.

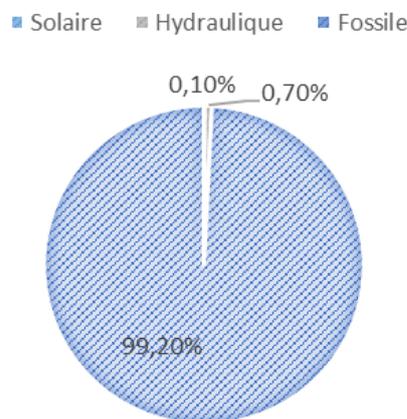


Figure 1. 6. Pourcentages de Production d'électricité en Algérie-2012

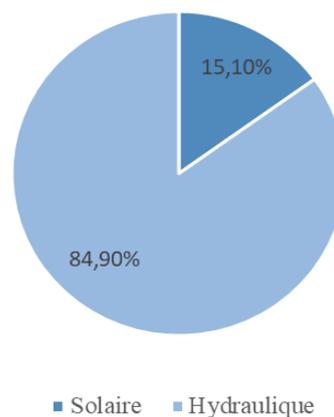


Figure 1.7. Pourcentages de Production d'électricité renouvelables en Algérie-2012

Tableau 1.1 Production d'électricité par l'énergie renouvelable, projet existant et en réalisation en MW

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energies solaire concentrée		30	30	100	100	100	100	170	170
Éolien			10	10	20	20	40	60	80
Cogénération		50	100	100	150	200	250	300	450
Photovoltaïque	0.51	1.23	1.65	2.21	2.85	3.21	3.8	4.22	5.22
Totale	0.51	81.23	141.6	212.2	272.8	323.21	393.8	543.2	705.22

En perspective le tableau 1.2 montre un grand projet d'énergie renouvelable adaptée est lancé par le programme national de développement des énergies renouvelables pour les besoins du marché énergétique national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020 [13, 14] .

La répartition de ce programme par source nouvelle, se présente comme suit

Tableau 1.2. Projet en perspective en Algérie [15]

Solaire Photovoltaïque	Eolien	Solaire thermique	Biomasse	Cogénération	Géothermie
13 575 MW	5010 MW	2000 MW	1 000 MW	400 MW	15 MW

1.3. LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

L'énergie photovoltaïque, et d'autres types d'énergie renouvelable, peuvent contribuer de manière significative au développement économique et social. À ce jour, environ 1,5 milliard de personnes dans le monde, vivent dans des zones isolées, ne disposent de ce fait pas d'électricité et d'eau potable, pas de soins de santé primaires, l'éducation et d'autres services de base, alors que notre vie dépend de l'accès à l'électricité [16].

Il existe un nombre considérable de systèmes photovoltaïques (PV) et qui peuvent être divisés en catégories suivantes (figure. 1.8).

- Les systèmes photovoltaïques simples ou autonomes hors réseau électrique.
- Les systèmes photovoltaïques avec stockage par batterie.
- Les systèmes PV avec un générateur d'alimentation de secours
- Les systèmes PV connectés aux réseaux électriques public local
- La production d'énergie PV à grande échelle (centrale solaire)
- Les systèmes hybrides

Dans les systèmes simples et autonomes, sont isolés du réseau de distribution électrique en effet le rendement de l'énergie solaire dépend de la demande d'énergie. Vu que le rendement de l'énergie solaire souvent ne coïncide pas dans le temps avec la demande d'énergie à partir des charges connectées, des systèmes de stockage supplémentaires (batteries, pile combustible...) sont généralement utilisés. Si le système PV est pris en charge par une source d'énergie supplémentaire par exemple le vent ou générateur diesel - ceci alors dit, système photovoltaïque hybride.

La majorité des systèmes connectés au réseau public d'électricité comprend un système de stockage d'énergie. Les petites sources d'alimentation individuelle appelée systèmes solaires domestiques peuvent fournir de l'énergie pour l'éclairage, la radio, la télévision, ou un réfrigérateur, pour le pompage solaire etc...

De plus en plus, des villages éloignés des villes produisent leurs propres énergies électriques en courant alternatif.

Les meilleures applications photovoltaïques installées dans le monde et qui ont prouvé leurs rentabilités sont des systèmes autonomes. Partout dans le monde où il n'a pas été possible de faire une extension du réseau public, ou si un système photovoltaïque de production électrique n'est pas rentable, vu son coût élevé, les systèmes autonomes pourraient être installés. Il y a un grand potentiel pour utiliser les systèmes autonomes dans des pays en voie de développement où des zones énormes ne sont pas toujours connectées au réseau électrique.

Les innovations technologiques récentes et de nouvelles méthodes de production ainsi que la diminution au plus bas des prix, vont stimuler l'application des systèmes photovoltaïques partout dans le monde.

Le système photovoltaïque raccordé au réseau est une installation électrique décentralisée, indépendante qui est constituée d'un système de production d'électricité photovoltaïque et un réseau de distribution, ça capacité est déterminée par les sources d'énergies renouvelables.

Le système est utilisé pour satisfaire la demande locale et le surplus peut être alimenté au réseau ou produire de l'énergie relativement à grande échelle est l'injecté directement au réseau en améliorant ainsi la rentabilité économique énergétique. L'électricité produite par le système PV peut toujours être stockée, et l'électricité produite supplémentaire ne doit pas être jeté [17].

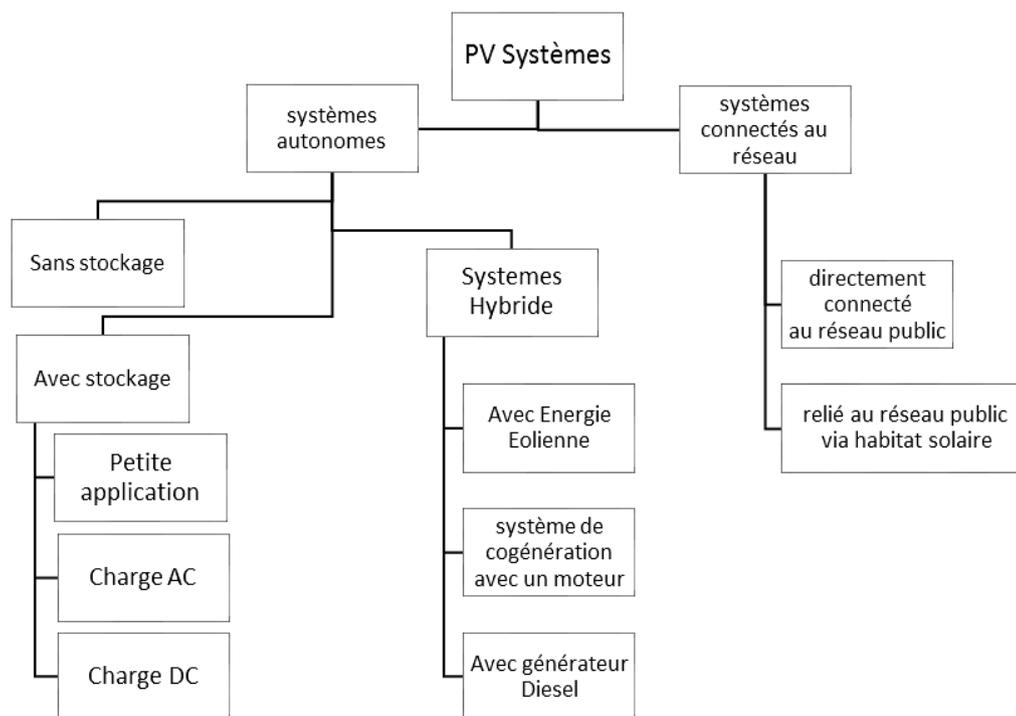


Figure 1. 8 Différents types de systèmes Photovoltaïques

1.3.1. Les Systèmes Hybrides

Un système d'alimentation hybride HES ou SAPS ou RAPS (Remote Area Power Supply) est un système d'électricité décentralisé non raccordé au réseau électrique global conçu pour les emplacements de zone éloignées qui ne sont pas équipés d'un système de

distribution d'électricité. Comprennent généralement deux ou plusieurs sources de production d'électricité, le stockage d'énergie et la régulation.

La combinaison des sources d'énergies renouvelables, telles que les générateurs photovoltaïques et/ou éoliennes, avec des générateurs diesel et des batteries de stockage ou éventuellement une pile à combustible est largement considérée comme une alternative viable pour l'alimentation en tension électrique pour les régions éloignées. Ces systèmes hybrides sont généralement connectés via des techniques appropriées de conversion d'énergie et cela afin de réaliser des économies de carburant accrues, l'augmentation de l'efficacité globale du système et la réalisation d'un meilleur équilibre entre l'offre et la demande d'énergie [18].

La figure 1. 9 illustre les principaux composants du système HES qui peuvent être regroupés en 3 catégories : les composants de source d'énergie (des équipements de production), les composants qui convertissent la puissance dans un système (conditionnement et contrôle de puissance). Et les composants qui stockent l'énergie pour une utilisation ultérieure (équipement de stockage d'énergie)

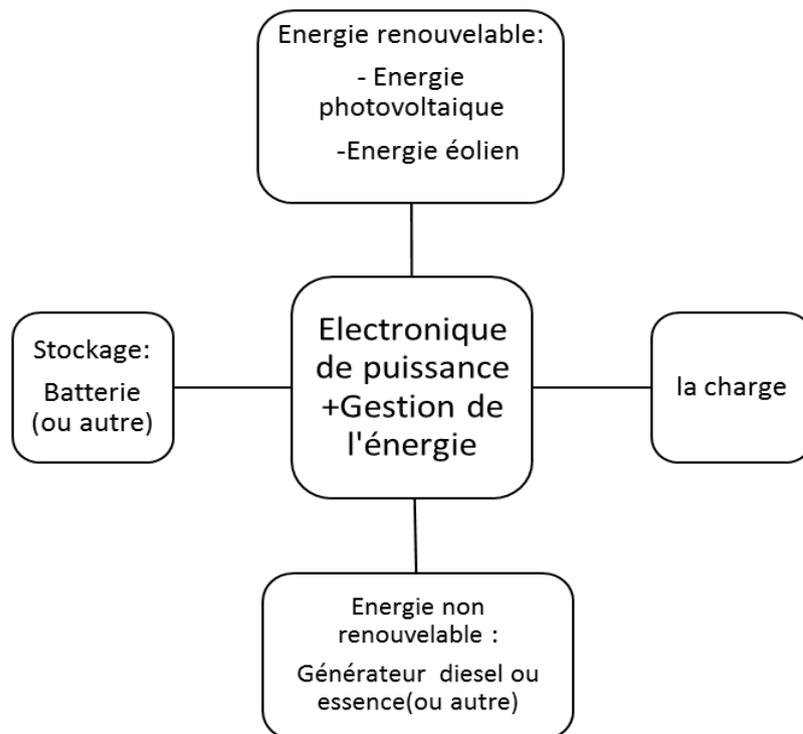


Figure 1.9 Les principaux composants du système HES

L'électricité est générée dans un système hybride HES par une ou plusieurs méthodes suivantes : système photovoltaïque utilisant des panneaux solaires, éolienne,

géothermique, production combinée de chaleur et d'électricité ou micro-cogénération, microcentrale hydroélectrique, diesel ou générateur à carburants.

Donc les systèmes photovoltaïques hybrides sont souvent indépendants du réseau électrique et peuvent utiliser des panneaux solaires unique ou peuvent être utilisés en conjonction avec un générateur diesel, une éolienne et des batteries [19].

Les systèmes hybrides photovoltaïques offrent l'avantage de ne pas avoir à surdimensionné le générateur solaire, pour des périodes de faible ensoleillement. Ceci permet d'éviter des coûts importants. Le système donne toujours la priorité à l'énergie fournie par le GPV. En combinaison avec une seconde source contrôlable, l'alimentation en énergie reste fiable et disponible 24 heures par jour pendant toute l'année.

Les systèmes hybrides HES sont utilisés de plus en plus pour l'électrification dans les zones reculées où le coût de l'extension du réseau électrique est excessif et le prix du carburant augmente considérablement avec l'éloignement de l'endroit.

Pour de nombreuses applications, la combinaison des énergies renouvelables et sources conventionnelles se compare favorablement avec les systèmes à base de combustibles fossiles, à la fois en ce qui concerne à leur coût et de performance technique. Étant donné que ces systèmes utilisent deux ou plusieurs différentes sources d'énergie, ils bénéficient d'un très haut degré de fiabilité par rapport aux systèmes mono-source comme un générateur diesel autonome ou un système photovoltaïque seul ou une éolienne autonome.

Les applications des systèmes d'énergie hybrides sont très diversifiées, on peut alimenter des foyers éloignés et isolés, dans l'agriculture, pompage de l'eau, la fourniture d'électricité pour l'éclairage et d'autres appareils électriques essentiels, à l'électrification des villages pour les collectivités éloignées [20].

Les systèmes hybrides génèrent de l'électricité AC ou DC par des sources d'énergie renouvelable selon le type de configuration utilisée. Des progrès importants sont réalisés dans la conception, l'analyse, et la mise en œuvre de tels systèmes dans les pays développés ou sous-développés [21].

1.3.2. Les Configurations Des Systèmes Hybrides

On trouve dans la littérature plusieurs architectures d'un système hybride, mais il faut noter que toutes les configurations comprennent un bus de puissance, qui lie parallèlement les sources, l'onduleur et le système de stockage d'énergie.

Préserver l'équilibre énergétique sur le bus de puissance du système hybride est la condition essentielle pour maintenir la stabilité du système. Ils existent de nombreuses configurations d'installation différentes, qui peuvent être classées par la nature des sources renouvelables, selon le type de système de stockage et par le type de convertisseurs utilisés, et suivant que le système soit connecté ou hors réseau. De ce fait, pour choisir la configuration du bus du système hybride plusieurs points doivent être considérés. Nous pouvons les diviser en trois différentes configurations [20, 22].

- Système d'énergie hybride série
- Système d'énergie hybride commuté.
- Système d'énergie hybride parallèle

1.3.2.1. Système d'alimentation hybride série

Dans une configuration du système hybride série, comme représenté sur la figure 1.10, la puissance produite par le générateur diesel, générateur éolien et générateur photovoltaïque, bancs de batterie (ou d'autres techniques de stockage d'énergie) sont unis sur un bus continu, les sources qui génèrent le courant alternatif ont besoin d'un convertisseur AC/DC. La batterie est contrôlée et protégée contre la charge et la décharge profonde par un régulateur de charge, puis elle fournit la puissance aux charges en réponse à la demande. Les charges à CA nécessitent des onduleurs DC /AC, avec ou sans transformateur élévateur pour équilibrer la tension avec le réseau de distribution. L'onduleur et le banc de batterie doivent être dimensionnés correctement pour répondre à la demande de pointe de charge.

L'un des défauts de cette configuration est que la puissance du PV générateur et le générateur diesel doivent passer par la batterie avant de fournir le courant à la charge. Pour cette raison, la batterie se charge et se décharge fréquemment, cela entraîne une plus courte durée de vie de la batterie [18].

Mais cette configuration possède certains avantages tels que la réduction des pertes de conversion, moins nombre d'étage de conversion, faible coût et taille réduits du système.

L'absence de puissance réactive dans le bus DC lui donne une stabilité énergétique

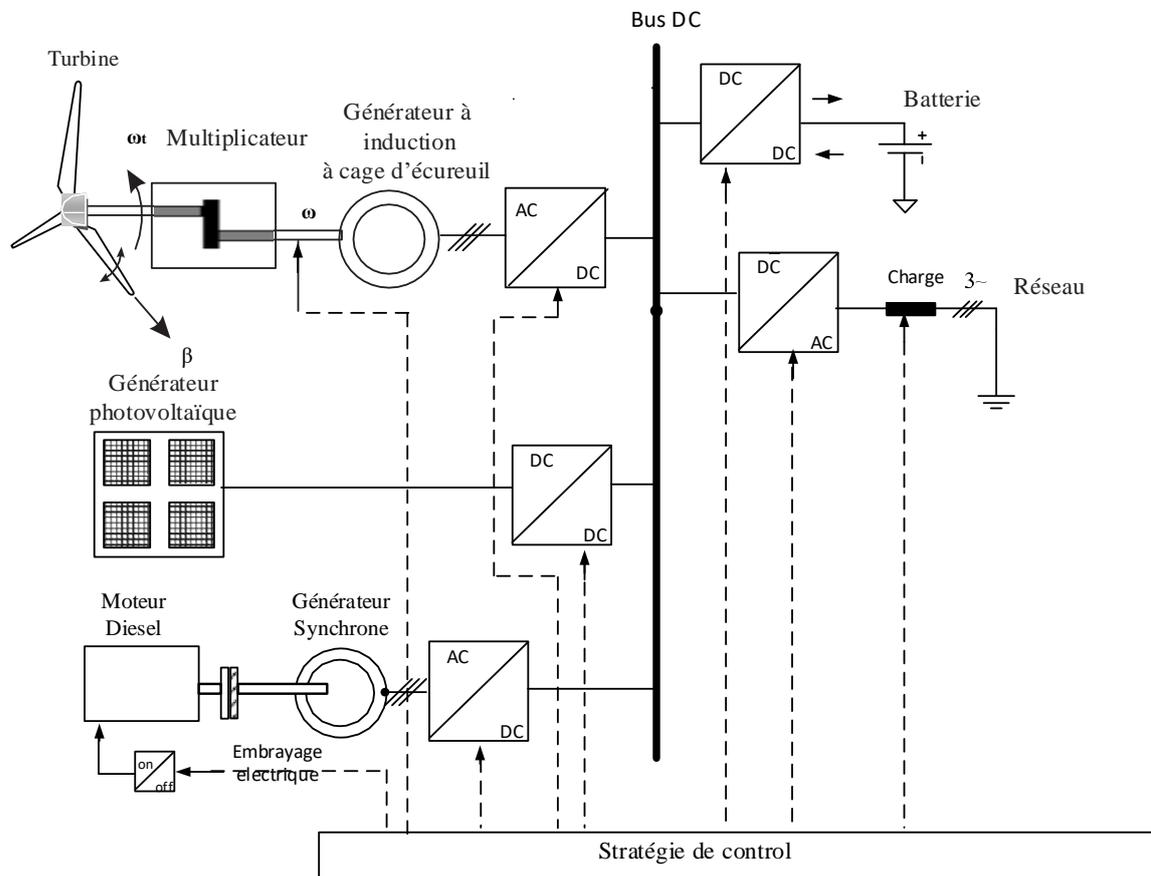


Figure 1.10. Système de génération hybride couplé au bus à courant continu (série)

1.3.2.2. Systèmes d'énergie hybride commuté

Les sources d'énergie renouvelable (PV et /ou éolien) sont liées à un bus DC. Le générateur diesel est connecté au bus à courant continu à travers un onduleur avec contrôleur de charge de la batterie. Notant que Le générateur diesel alimente la charge à travers deux convertisseurs le premier est un redresseur AC/DC et le deuxième est un onduleur DC/AC, l'excès d'énergie dans les deux modes est utilisé pour recharger la batterie .Pendant les périodes de faible demande d'électricité le générateur diesel est coupé , la puissance est fournie par le générateur photovoltaïque et/ou éolien et le surplus d'énergie est stockée par les batteries [20, 21].

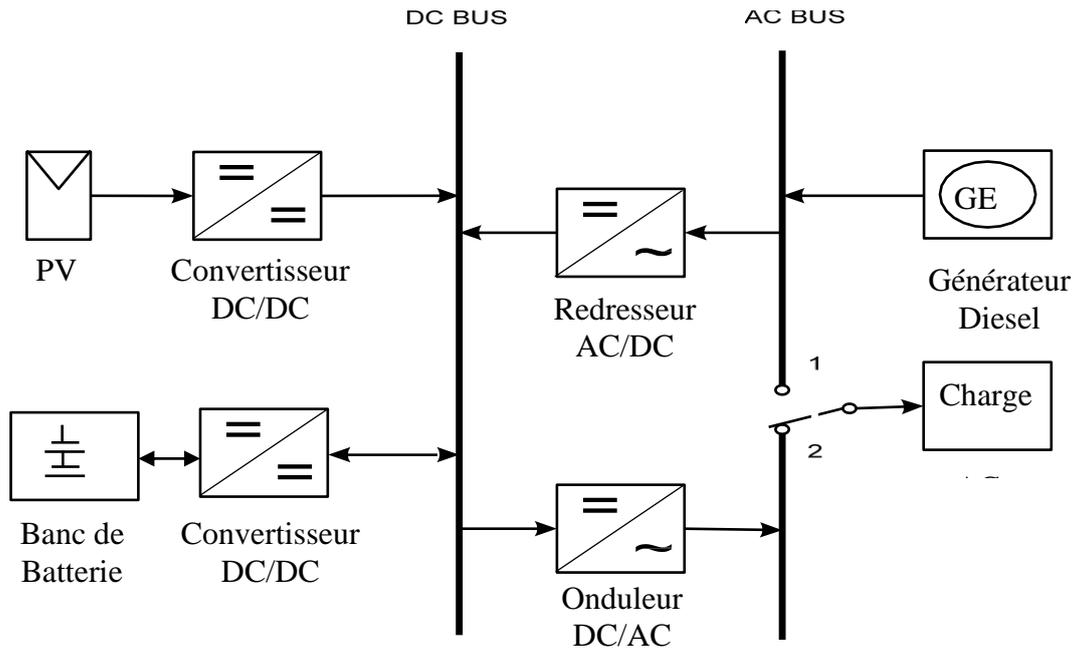


Figure 1.11 Système d'énergie hybride commuté

1.3.2.3. Le système hybride parallèle

Dans une configuration du système hybride parallèle, comme représenté sur la figure.1.12, le générateur diesel et le générateur d'énergie renouvelable photovoltaïque et/ou éolien fournissent une partie de puissance à la charge directement. Ce système utilise un onduleur bidirectionnel qui est commandé en parallèle avec le générateur diesel et peut agir comme un onduleur et un redresseur en cas de charge de la batterie.

La structure présente deux types de stockage de l'énergie. La première, Stockage de l'énergie électrochimique, par la batterie d'accumulateurs. La deuxième optionnelle, stocke l'énergie à l'aide d'une pile à combustible. Ces deux éléments de stockage acceptent l'écoulement de puissance bidirectionnel.

Le système fonctionne par l'utilisation de l'énergie renouvelable (photovoltaïque + éolienne) lorsque le vent est faible ou éventuellement le rayonnement, le générateur éolien ou le générateur photovoltaïque génère moins d'énergie que la charge et le moteur diesel est activé, compensant l'insuffisance de puissance active, lorsque la vitesse du vent est suffisamment élevée ou éventuellement le rayonnement, le moteur diesel est arrêté.

La conception de principe de ces systèmes est relativement compliquée, mais il l'emporte sur la configuration en série.

Cette configuration présente l'avantage que l'intégralité des sources d'énergie renouvelable ou/et conventionnelle sont connectées au bus AC, ce qui facilite l'observabilité et la contrôlabilité du système, dans ce cas la charge du système peut être la plus optimale, et l'efficacité du générateur diesel peut être maximisée [22-24].

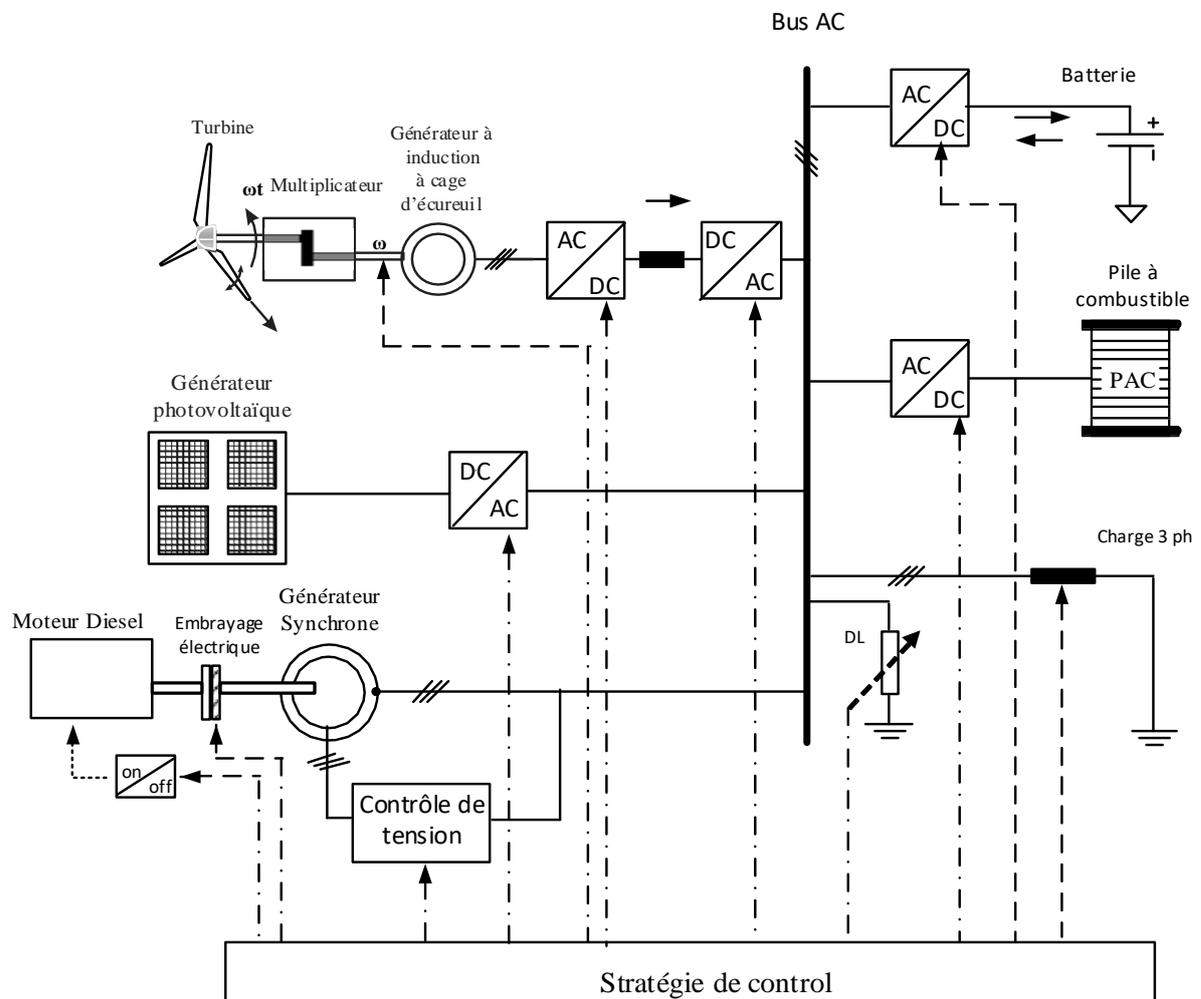


Figure 1.12 Configuration de système hybride parallèle avec un bus AC

1.3.3. Exemple de Combinaisons Possibles De Système Hybride

Plusieurs configurations de système hybride sont possibles (tableau.1.3) dont le principe est de combiné une ou plusieurs sources renouvelables avec une source conventionnelle et éventuellement un élément de stockage de l'énergie.

1.3.3.1. Systèmes Hybride (Photovoltaïque/Groupe électrogène)

Le système hybride se compose d'un système photovoltaïque, générateur diesel. Ces deux technologies assurent une production de l'énergie fiable et de haute qualité pour répondre aux exigences nécessaires, le système consomme le maximum de l'énergie solaire qui peut produire et s'il y a une déficience le générateur diesel fournit le manque pour assurer la stabilité et la continuité de l'énergie.

L'onduleur qui est bidirectionnel détermine la conversion de l'alimentation AC en courant continu par rapport à un fonctionnement optimal du générateur diesel suivant le profil de la charge. L'introduction de l'énergie solaire dans le système a pour avantage de réduire l'utilisation de diesel de la sorte le coût de maintenance et d'entretien et la consommation de carburant est minimisée. Pour ce faire, le générateur diesel ne fonctionne qu'en cas de nécessité pour recharger la batterie et de fournir l'excès à la charge [25].

Une étude expérimentale du comportement dynamique d'un système hybride PV/diesel sans stockage prouve que pour les zones d'ensoleillement élevé on peut s'en passer de la batterie [26-28].

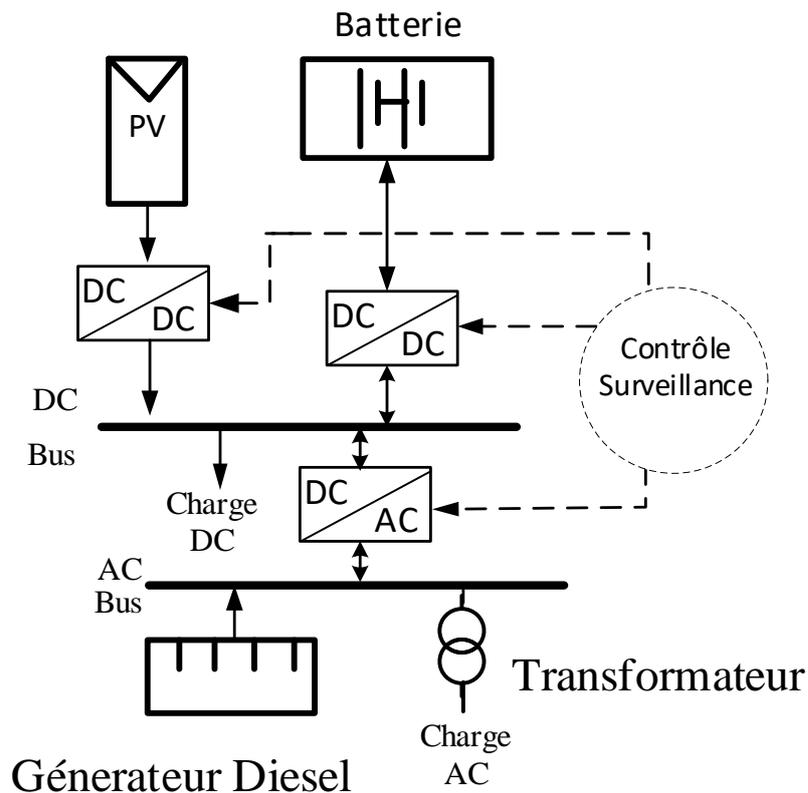


Figure 1.13 Configuration de système hybride Photovoltaïque/Groupe électrogène avec batterie.

1.3.3.2. Systèmes Hybride (Éolien/Groupe Électrogène)

Ce sont des systèmes hybrides utilisés généralement pour les grandes puissances, supérieures à 1000 kW/jour, ils sont généralement connectés par un bus AC avec la charge. L'énergie éolienne est utilisée pour réduire la consommation de carburant tout en maintenant la qualité de puissance acceptable.

L'intégration des éoliennes à pour impact de diminuer la puissance du générateur diesel et le banc de batterie, cela entrainera la réduction des effets environnementaux et la dépendance au carburant. Vu que le vent est variable et la complexité de la configuration choisie, le système doit être bien conçu pour avoir une énergie de qualité (tension et fréquence constante) [29].

1.3.3.3. Systèmes Hybride (Éolien/Photovoltaïque/Groupe Électrogène)

Les sources d'énergie renouvelable, source conventionnelle et les batteries de stockage sont connectées au bus AC.

Ce système est implanté dans plusieurs endroits du monde et bien adapté à une production décentralisée, l'ajout du générateur diesel rend le système fiable et diminuer le nombre de batterie dans le système, ce qui entrainera la réduction du cout de l'électricité produite [30, 31].

1.3.3.4. Système Hybride (Eolien+ Photovoltaïque)

Si les conditions de rayonnement et du vent du site sont convenables, un système utilisant deux sources renouvelables tels que l'énergie solaire et éolienne est plus fiable qu'un système à une seule source. Les performances de ces systèmes dépendent fortement de la variation de la météo locale, et une estimation précise est nécessaire des deux ressources solaires et éoliennes au cours de l'année. Le système nécessite le stockage de l'énergie surplus par batterie, l'onduleur assure la conversion de l'énergie DC/AC et un régulateur de charge, ces systèmes hybrides sont utilisés généralement pour des puissances élevées dépassant 50 kW [32].

Si la demande d'électricité est inférieure à la production de l'éolienne et photovoltaïque, l'électricité en excédent est stockée. Si la demande de charge est plus élevée, le générateur PV couvrit le reste à la charge ; si la demande de charge est supérieure à la puissance fournie par les deux systèmes renouvelables, l'énergie est prise à partir du stockage [33].

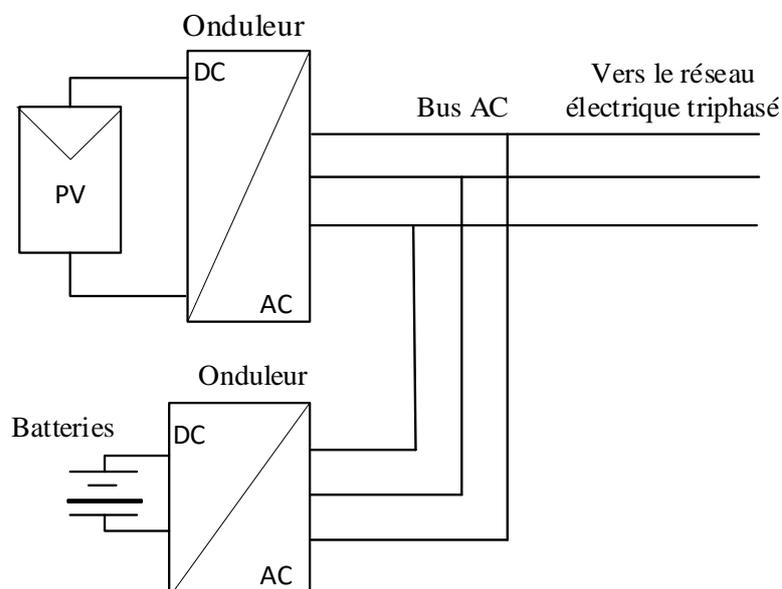
On peut s'en passer des batteries de stockage dans ce cas le système est intégralement renouvelable et dépend des conditions météo [34].

1.3.3.5. Système Autonome (Photovoltaïque/Batterie)

Les systèmes photovoltaïques isolés autonome peuvent être indépendants du réseau électrique et peut-être utilisé dans les régions éloignées et dépourvu de connexion au réseau électrique.

Le système en deux variantes avec Bus AC et Bus DC est représenté par la figure 1.14, qui comprend des panneaux solaires, des régulateurs de charge avec MPPT, une batterie, un convertisseur DC/DC, et un onduleur DC/AC. Le convertisseur continu/continu bidirectionnel permet d'injecter l'énergie sur le réseau et de charger la batterie à partir du réseau. Il doit se séparer du réseau en cas de problème et de fonctionner en mode autonome.

Le système est fiable s'il est bien dimensionné en tenant en considération la puissance développée par les panneaux, la puissance de la charge, l'endroit et l'ensoleillement [35, 36].



(a)

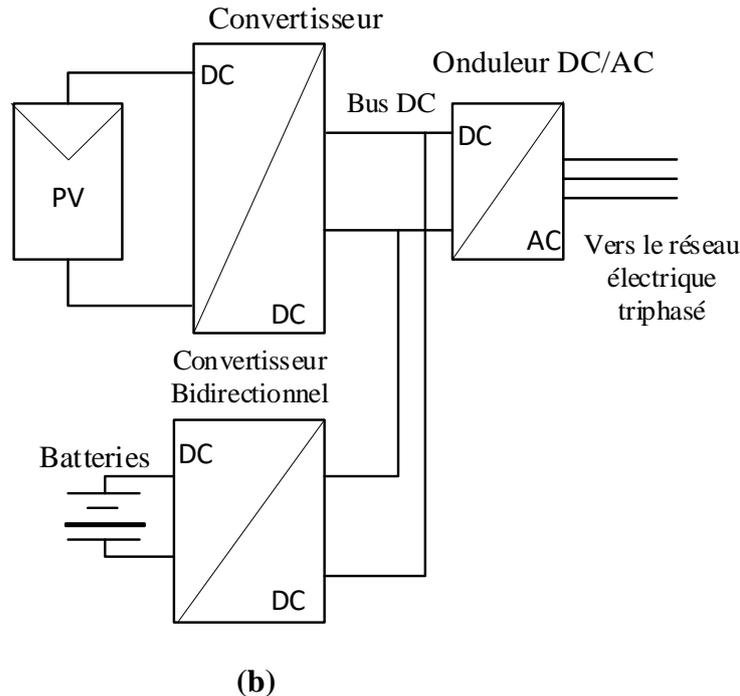


Figure 1.14 Configuration d'un système autonome GPV avec Batterie,

a - Batterie côté Bus AC , b -Batterie côté Bus DC

1.3.3.6. Système hybride photovoltaïque - pile combustible

Ce système hybride combine deux sources renouvelables photovoltaïque et pile à combustible, En particulier les piles à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC), sont considérées comme l'une des sources d'énergie prometteuses en raison de leur grande efficacité et qui sont respectueuses de l'environnement [37], avec un élément de stockage l'électrolyseur comme alternative de la batterie est développé pour différentes puissances cette solution technique offre une possibilité de produire de l'énergie électrique et de la chaleur sans émission des gaz à effet de serre [38, 39].

1.3.3.7. Système hybride photovoltaïque – Super capacité - Batterie

Le système hybride se compose de panneau photovoltaïque et d'un système de stockage de l'énergie par deux méthodes : la première par bancs de batterie et la deuxième par super condensateur comme illustré dans la figure 1.15, Le panneau PV est connecté au bus DC via un convertisseur Boost DC / DC, par contre la batterie et le super condensateur sont liés au bus DC par un convertisseur DC/DC (Buck-Boost) réversible en courant [40].

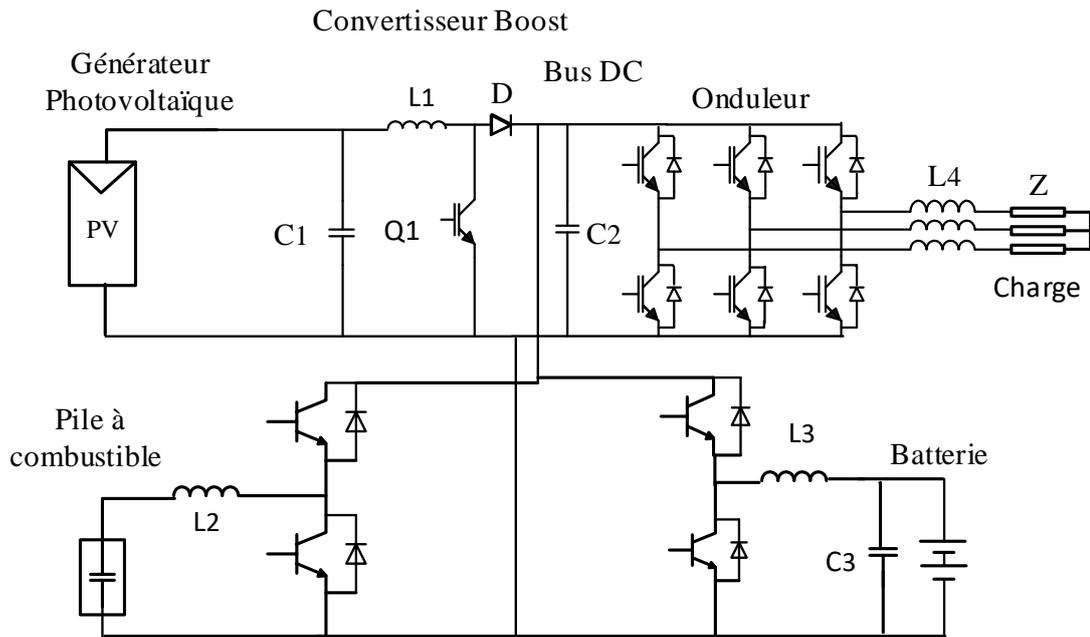


Figure 1.15 Configuration d'un système hybride photovoltaïque – Super capacité – Batterie

Tableau 1.3. Exemple de Combinaisons Possibles De Système Hybride

Exemple de Système Hybride / référence	Énergie conventionnelle			Énergie renouvelable		Énergie de stockage				
	Die sel	Gaz	Micro turbine	Photovoltaïque	Éolien	Batterie	Electrolyse	Pile à combustible	Super capacité	¹ SMES
1 [41, 42]										
2 [37, 43]										
3 [44-46]										
4 [47]										
5 [48]										
6 [49, 50]										
7 [51]										
8 [52-54]										
9 [55]										

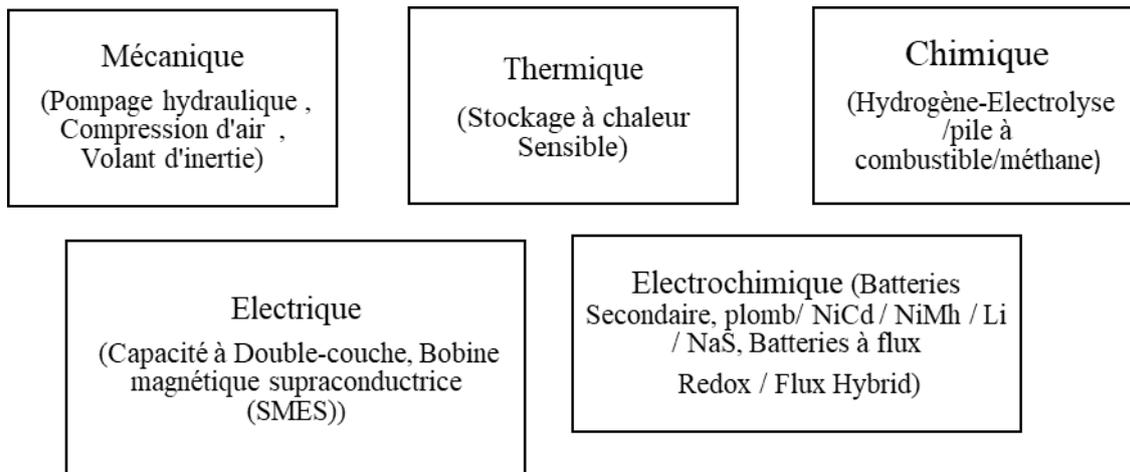
10 [56]										
11 [57]										
13 [58, 59]										
14 [60, 61] [62] [63] [64]										
15 [65-68]										
16 [69]										
17 [70]										
18 [71-73]										
19 [37, 74, 75]										

1.4. STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Généralement le profil de production du système d'énergie ne coïncide pas au profil de la demande d'énergie. Pour cette raison le stockage d'énergie électrique par conversion à une autre forme d'énergie plus facilement emmagasinée est nécessaire.

Le tableau 1.4 montre certaines méthodes existant pour stocker de l'énergie et qui peuvent être classées en 5 catégories : mécanique, électrochimique, chimique, électrique et thermique [76].

Tableau 1.4. Différente méthode de stockage d'énergie électrique



1.4.1. La Batterie

La batterie est l'élément idéal et le plus important de stockage d'un système hybride. La batterie est nécessaire dans un tel système en raison de la nature de fluctuation de la puissance fourni par le générateur photovoltaïque et l'aérogénérateur. Ainsi, pendant les heures du soleil et éventuellement le vent, le système hybride alimente directement la charge, l'énergie électrique excessive étant stockée dans la batterie. Pendant la nuit, ou pendant une période de basse irradiation solaire ou vent, l'énergie est fournie à la charge à partir de la batterie.

La batterie est caractérisée par sa capacité nominale Q_{\max} qui est le nombre d'ampère-heure (Ah) maximal que peut être extraite à partir de la batterie, dans des conditions prédéterminées de décharge.

La capacité de la batterie dépend de la taille, du nombre de plaque des cellules de la batterie, de la concentration en électrolyte et du nombre des cellules parallèles.

À la basse température, la capacité de la batterie diminuée.

Le taux de décharge (*DOD*) et le taux de charge (*SOC*)
Le (*DOD* : depth of discharge) est le ratio d'ampère heure de décharge sur la pleine capacité de la batterie. La profondeur de la décharge peut être calculée à partir :

$$DOD = \frac{Ah(\text{utilise})}{capacite(Ah)} \quad (2.1)$$

$$SOC = \frac{\text{capacite}(Ah) - Ah(\text{utilise})}{\text{capacite}(Ah)} \quad (2.2)$$

Avec $0 \leq SOC \leq 1$.

Si $SOC = 1$ la batterie est totalement chargée,

Si $SOC = 0$ la batterie est totalement déchargée.

Le *DOD* dans une batterie à cycle profonde ne devrait pas chuter en-dessous de 60 - 70% pour empêcher une diminution significative de la vie de batterie.

La batterie au plomb acide a été la source de stockage d'énergie la plus utilisée dans les systèmes d'alimentation HES fournissant un stockage fiable et de capacité énergétique suffisante.

Une batterie au plomb est constituée de cellules appelées accumulateurs délivrant une tension de 2,1 Volts. Elles comprennent 6 accumulateurs disposés en séries qui délivrent ainsi une tension totale de 12,6 Volts.

Mais vu les inconvénients dû à la consommation d'eau (Maintenance) et doit être installé en locaux spécifiques puisqu'elle dégage des gaz toxiques et avec le développement de la technologie, d'autre type de batterie sont introduite telle que batterie lithium-ion, batterie nickel hydrure métallique Ni-MH [77, 78].

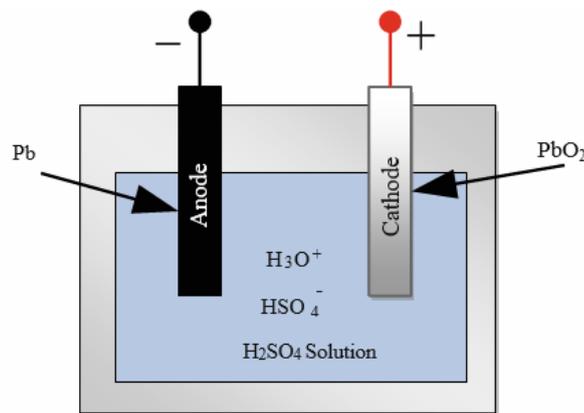
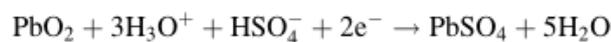
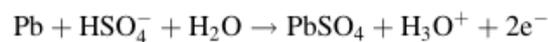


Figure 1.16. Batteries au plomb acide

Cathode:



Anode:



1.4.2. Les Piles À Combustible

Les piles à combustible ont la capacité de stocker de l'énergie à un haut rendement et une technologie à très faible degré de pollution.

Une pile à combustible fonctionne comme une batterie en convertissant l'énergie chimique à partir d'un corps réactionnel en électricité, mais elle diffère d'une batterie en ce qui concerne le carburant (comme l'hydrogène) et un oxydant (tel que l'oxygène) est fourni, il produit de l'électricité à courant continu plus de l'eau et de la chaleur de façon continue, comme le montre la figure 1.17 [79].

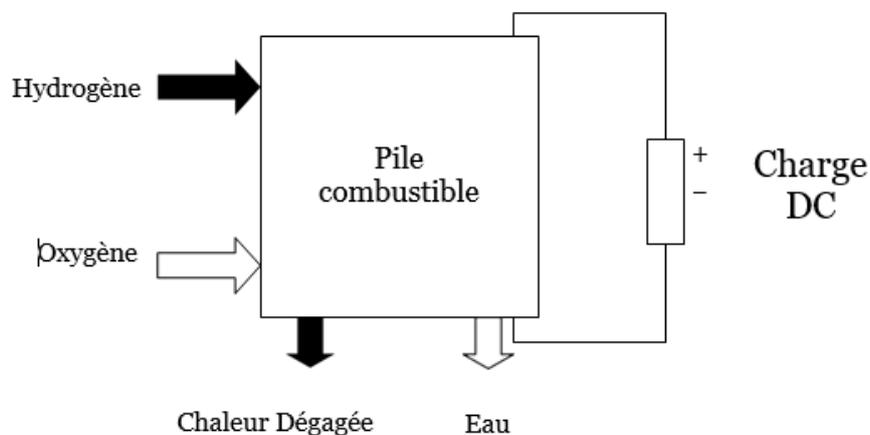


Figure 1.17 Pile à combustible alimentant une charge DC

1.5. SYSTÈME DE SUPERVISION

La plupart des systèmes de puissance hybrides intègrent un système de supervision son rôle et le contrôle et la surveillance des différents paramètres dominant dans le système. Par exemple le contrôle de la batterie pour éviter la surcharge et la décharge profonde.

Des méthodes de dispatching modernes existent entre les différentes sources et la régulation du flux de puissance entre les différentes charges.

La surveillance et le contrôle pourraient contrôler certains ou tous les composants comme il est indiqués dans la figure 1.18 [80] .

La surveillance et le contrôle sont généralement automatiques tels que le système SCADA pour la supervision et le contrôle à distance, mais d'autres fonctions ils sont effectuée manuellement par l'opérateur.

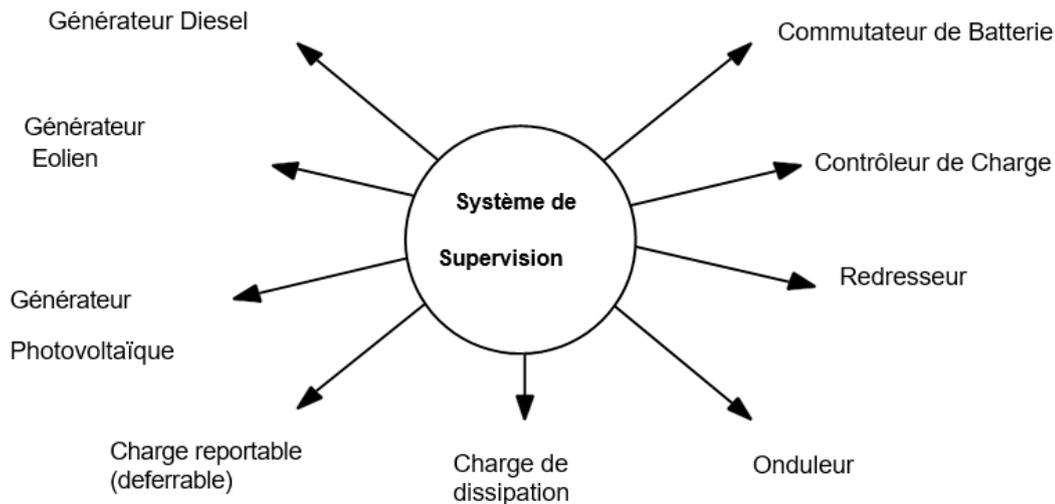


Figure 1.18 Fonctions de Supervision (Surveillance et Contrôle)

1.6. Avantage de l'utilisation des systèmes hybrides

L'utilisation de Système hybride SEH contenant une source d'énergie solaire et une source d'énergie éolienne présente de nombreux avantages par rapport aux sources conventionnelles. Certains de ces avantages sont [76] [81]:

- Amélioration de l'équilibre de la production journalière étant donné que les deux sources d'énergie peuvent corriger les variations de la production mutuellement.
- Les variations saisonnières ont pour effet que la production d'énergie est compensée ; les systèmes solaires photovoltaïques sont plus productifs au cours de l'été, et les éoliennes sont plus productives pendant l'hiver car le temps a tendance à être plus venteux.
- Réduction de la taille des bancs de stockage.
- Dimensionnement faible du moteur générateur diesel de secours.
- Obtenir un accès immédiat à une électricité fiable à tout moment et éviter de longues attentes pour l'extension du réseau électrique.
- Réduire la dépendance à l'égard des fluctuations du prix du pétrole.
- Diminuer les coûts de transport des combustibles.
- Améliorer les soins de santé et provision en eau potable dans les zones rurales.
- Accroître la croissance économique et la création d'emplois régionalement.

- Lutter contre le changement climatique et la pauvreté.
- Permettre une meilleure utilisation des ressources naturelles locales

Tableau 1.5 Exemple de Projet réussi basé Sur Les Systèmes Hybrides

Système Hybride	Lieu- Puissance installée
Photovoltaic/ diesel [82]	Algérie, Date d'installation : 1998 2000, Performance : Fournit l'électricité à 12 ménages et des services communautaires, Réalisateur : CDER
Photovoltaic/ diesel [82]	Ecuador, Date d'installation : 2006, Performance : Fournit l'électricité à 20 ménages et des services communautaires Réalisateur : Trama Tecno Ambiental
Photovoltaic/ diesel/Hydro [82]	Laos, date d'installation : 2007, Fournit l'électricité à 98 ménages et des services communautaires Réalisateur : Entec
PV-Éolien-diesel [83]	Kythnos Island Plant - Kythnos, Grèce date d'installation 1983, 100 kW PV , 200KW Diesel , 100 kW Eolien, 600 KWh Batteries
PV –Éolien [83]	Germany Island Pellworm, Pellworm Power Plant - Date d'installation 1983, extension en 2006 et 2016, puissance totale 1.1MW, PV 800 kW
Solaire Th – Gaz [84] [78]	Algérie, Hassi R' Mel, 2011, 150 MW, 130 cycle combiné gaz et 25 MW solaire (5%)
Solaire Thermodynamique [85, 86]	Maroc, La centrale solaire Noor Ouarzazate, entrée en service en février 2016, 500 MW

1.7. CONCLUSION

Ce chapitre présente les différentes combinaisons réalisables d'un système hybride d'énergie renouvelable.

Les systèmes basés sur le bus DC à basse tension sont de plus en plus utilisés en raison de plusieurs avantages tels que le contrôle rapide, ces systèmes ne possèdent pas les problèmes fonctionnels des systèmes à bus AC tels que la synchronisation et la compensation de la puissance réactive.

Le bus DC possède un autre avantage structurel car toutes les sources d'énergie et les charges sont connectées à travers un convertisseur DC/DC ou un onduleur DC/AC de ce fait la technique de régulation de statisme (droop control) peut être utilisé pour assurer une stabilité adéquate de la puissance entre les générateurs alimentant le réseau de distribution ou la charge AC.

Pour les systèmes de production d'énergie en grandes échelles, la tendance est définitivement au système à bus AC pure puisqu'ils sont très flexibles et peuvent être facilement étendu [87].

CHAPITRE 2

2.LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

2.1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous présentons un aperçu de la structure et le fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Nous verrons dans un premier lieu le fonctionnement de la cellule solaire en fonction des températures. La modélisation mathématique de la caractéristique de la cellule solaire ($u=f(i)$) est discutée par diverses méthodes en utilisant l'environnement Matlab/ Simulink. Les grandeurs de fonctionnement les plus importants, tels que l'éclairement et la température ont été aussi abordés.

Une attention considérable est portée au suivi de point de puissance maximale (MPPT), en vue d'assurer un optimum de rendements du système dans toutes les conditions météorologiques. Ainsi que le problème d'ombrage qui cause des pertes dans le système photovoltaïque.

2.2. PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

L'effet photovoltaïque ayant été découvert par A. Becquerel en 1839. C'est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs. Le plus connu d'entre eux est le silicium utilisé pour les composants électroniques. L'effet photovoltaïque est obtenu par absorption des photons dans un matériau semi-conducteur qui génère un courant. En effet, Lorsque les photons heurtent une surface mince de ces matériaux, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique.

Les cellules photovoltaïques produisent de l'électricité à courant continu quand ils sont exposés à la lumière du soleil. Une cellule photovoltaïque est physiquement constituée d'une jonction PN faite généralement par le silicium traité correctement, avec une épaisseur d'environ 0,3 mm et une surface de 100 à 225 cm². La figure 2.1, donne le schéma illustratif d'une cellule solaire. Le silicium, qui a quatre électrons de valence est dopée en ajoutant des atomes trivalents (par exemple le bore - dopage P) sur une couche, et de petites quantités d'atomes pentavalents (par exemple du phosphore - dopage N) sur

l'autre.

La région de type P a un excès de trous, tandis que la région de type N présente un excès d'électrons. Les photons du soleil pénètrent dans la structure semi-conductrice, en posant leur énergie, ce qui provoque la création d'une paire électron-trou. Donc la lumière est capable d'apporter à un électron l'énergie suffisante pour qu'il quitte sa place quand, une paire électron-trou est créée par la lumière, les deux vont conduire le courant, la région d'émetteur supérieure est mince et fortement dopée ; la région de base, où la plupart de la lumière est absorbée, est légèrement dopée. Une cellule solaire idéale en silicium peut produire une tension entre 0.6 à 0,82 V en circuit ouvert. Et des dizaines de milliampères par centimètre carré. Afin d'augmenter le courant et tension, plusieurs cellules sont connectées en parallèle et en série, respectivement, pour créer un module PV. Plusieurs modules sont assemblés pour former un panneau solaire ; et de multiples panneaux sont combinés pour créer une mini-centrale ou une centrale solaire. Cette modularité permet une puissance de sortie PV adaptée à la production d'énergie distribuée[88].

Dans le marché existe différents types de modules caractérisés par la puissance crête W_c .

L'efficacité de conversion dépendent essentiellement de la technologie photovoltaïque utilisée. La performance de conversion est comprise dans l'intervalle de 10

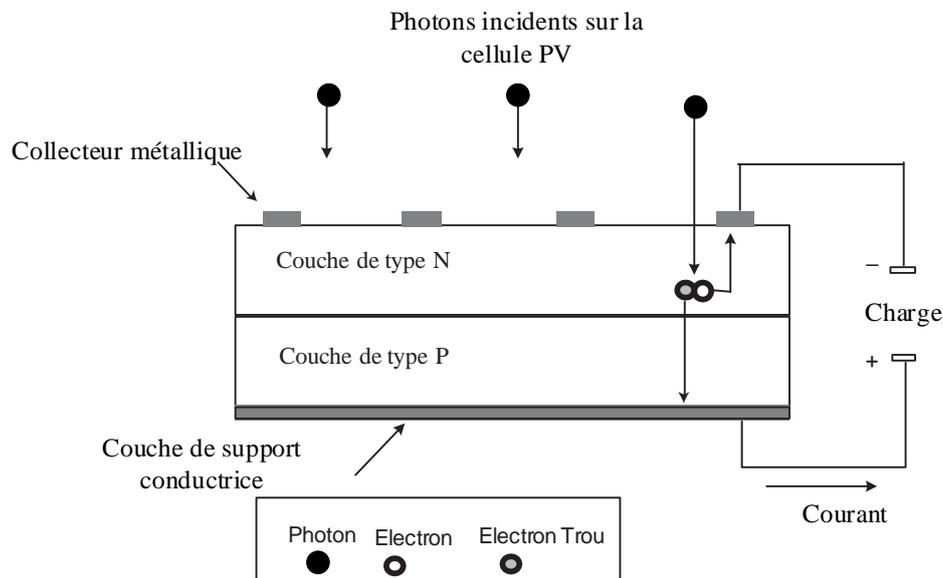


Figure 2. 1 : Section transversale d'une cellule PV

à 20%. Nous pouvons augmenter la production totale d'énergie électrique convertie en utilisant un suiveur à un axe ou à double axe.

Les cellules solaires (PV) génèrent une puissance en courant continu qui nécessite généralement à être converti en courant alternatif par l'électronique de puissance.

La figure 2.2 illustre un système de puissance PV installée dans le sud de l'Algérie de 1.1 MW [89].



Figure 2. 2 Mini-centrale solaire de puissance 1.1 MW (6.000 panneaux photovoltaïques) ville de Ghardaïa

2.2.1. Rayonnement Solaire En Algérie

La connaissance des ressources solaires est essentielle pour concevoir un système photovoltaïque, les modules PV doivent être exposés à la lumière du soleil sans ombrage au moins 9 heures à 15 heures, par conséquent, les propriétés et les valeurs de l'insolation devraient être étudiées. Le choix adéquat de l'angle d'inclinaison β des modules PV permet au système un fonctionnement efficace.

Les données globales de rayonnement mesurées quotidiennement sont disponibles pour plusieurs endroits et latitudes dans la plupart des pays, ces données sont ensuite réduites par l'indice de clarté mensuelle moyenne.

L'Algérie bénéficie d'un grand potentiel en rayonnement solaire journalier avec ses zones désertiques non occupées favorables aux centrales solaires photovoltaïque ou aux

centrales solaires à concentration, la figure 2.3 donne quelque valeur de rayonnement de quatre villes[90]. La Figure 2. 6 montre les régions les plus ensoleiller en Algérie par journée, et le rayonnement global horizontal.

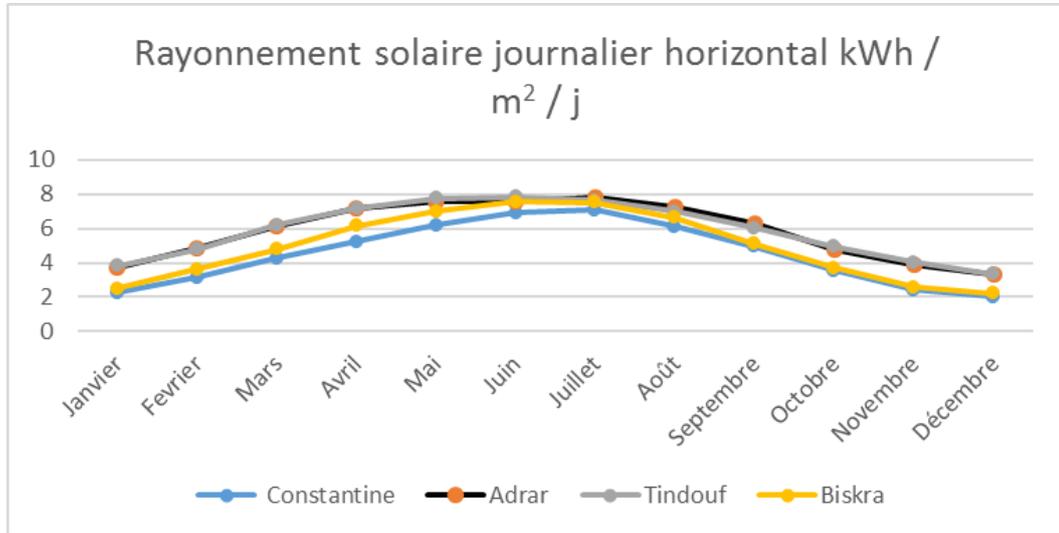


Figure 2. 3 : Exemple de rayonnement solaire journalier horizontale de quatre wilaya d'Algérie (année 2005)

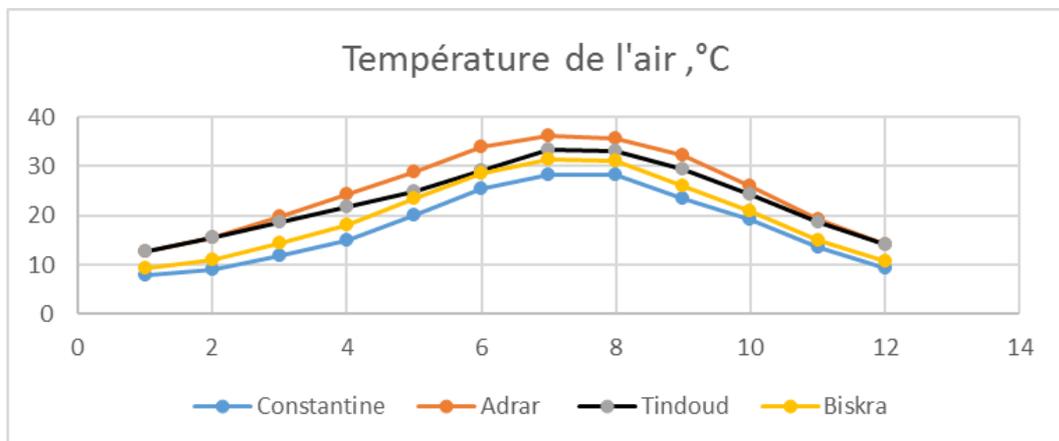


Figure 2.4 : Exemple de température de quatre wilayas d'Algérie (année 2005)

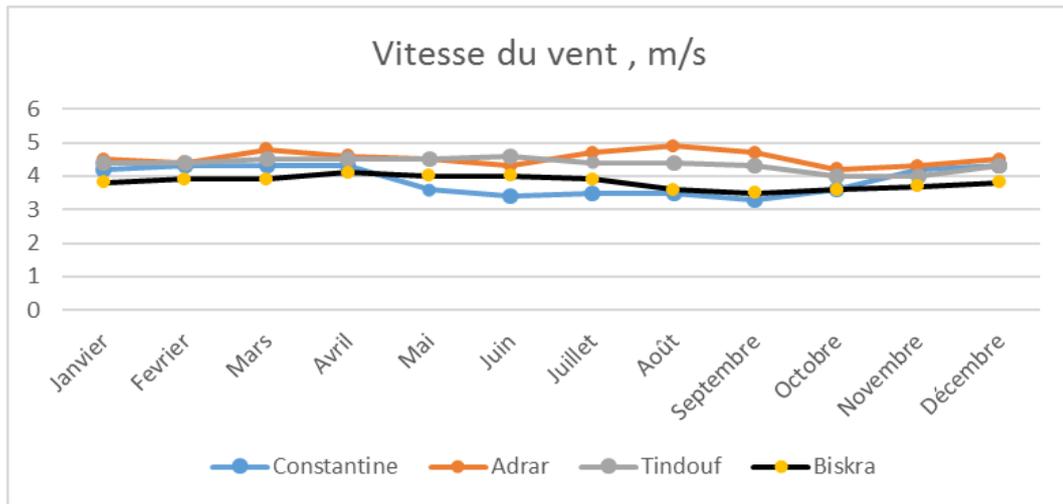


Figure 2. 5 : Exemple de vitesse du vent de quatre wilayas d’Algérie (année 2005)

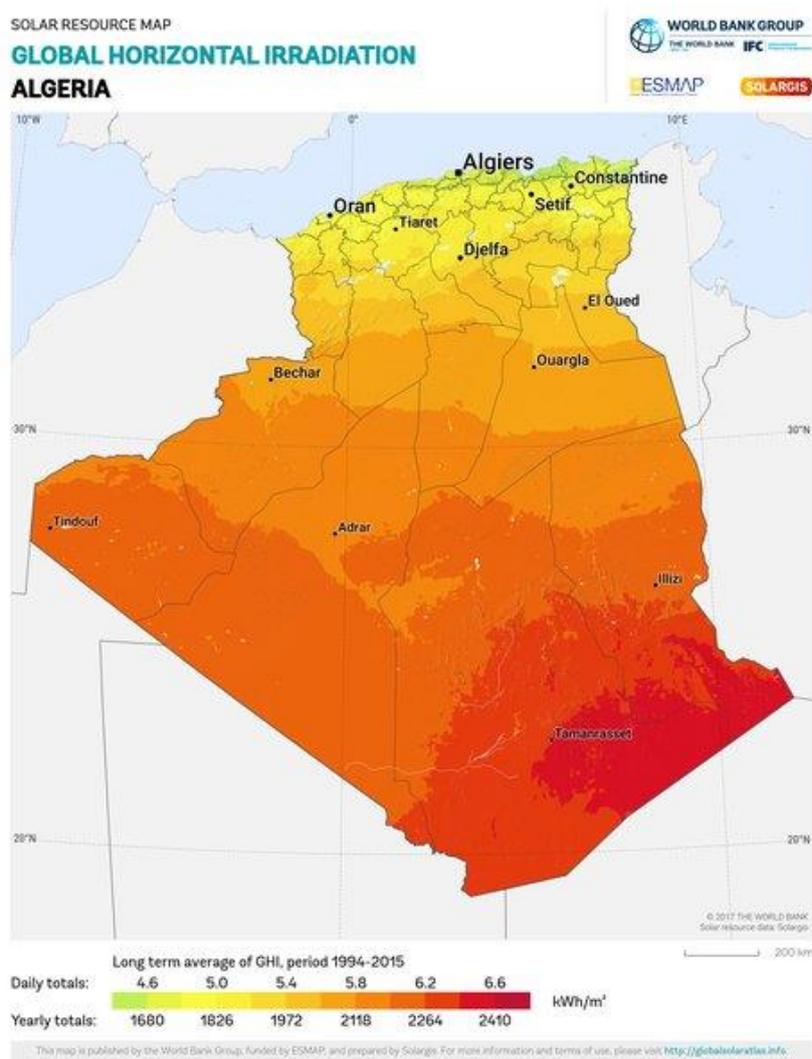


Figure 2. 6. Carte de rayonnement solaire – Algérie [91]

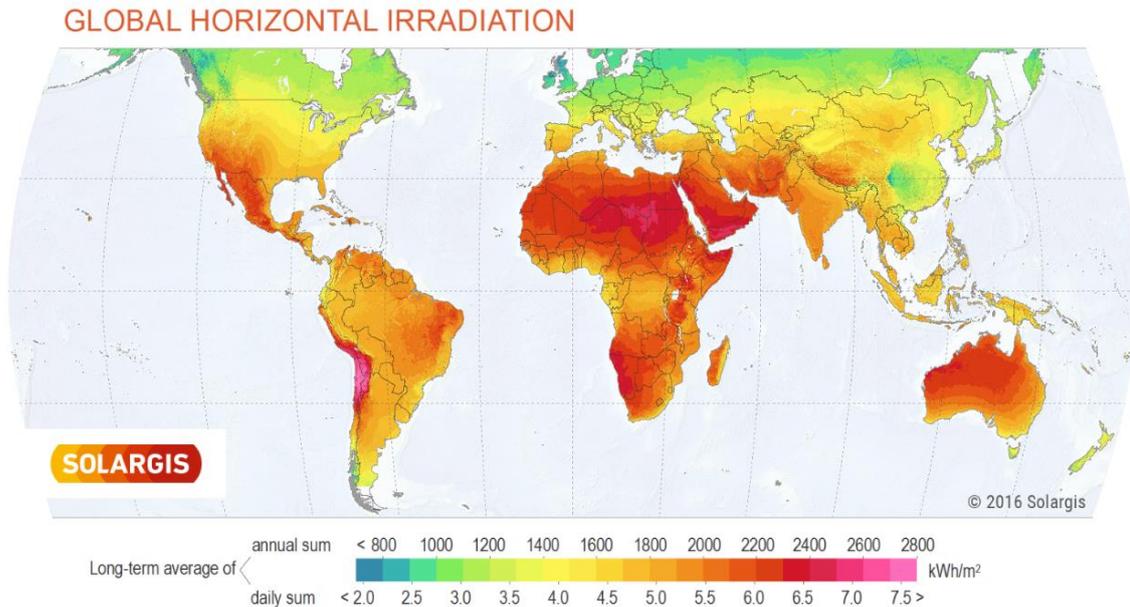


Figure 2. 7. Carte solaire du monde [91]

La carte d'irradiance horizontale globale du monde entier montre que le rayonnement solaire n'est pas distribué uniformément et varié selon l'endroit géographique. Les régions équatoriales ont le plus fort potentiel de recevoir le rayonnement solaire par rapport à d'autres pays et la plus faible dans les régions polaires où l'angle solaire est le plus élevé.

2.2.2. Rayonnement solaire Extraterritorial et au sol

Le rayonnement solaire ainsi dépend des coordonnées géographiques du site en conséquence afin de renforcer la conversion d'énergie, la surface du module doit être positionnée de manière à intercepter la plus grande quantité possible de rayonnement solaire. Les angles suivants et les formules sont essentiels pour calculer le rayonnement solaire capturé par la surface photovoltaïque totale.

L'élévation du soleil h (et son angle complémentaire z , zénith) l'azimut α , (ou l'orientation), L'inclinaison β , La latitude φ est la latitude du site en question. La déclinaison δ est l'angle que les rayons du Soleil se forment avec le plan équatorial.

A l'extérieur de l'atmosphère terrestre, l'énergie moyenne annuelle rayonné par le soleil est d'environ $5.5 \text{ KW/m}^2/\text{jours}$ de constante solaire G_{SC} égale à $1353 \text{ W / m}^2 (\pm 1,6)$. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0 pour le jour n est obtenu par l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi}{365} \right) \right) (\cos \psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \sin \delta) \quad (2.1)$$

où G_{sc} est la constante solaire qui vaut 1367 W/m^2

ψ L'angle horaire du soleil en fonction de la latitude du lieu du projet précisé par l'utilisateur.

Le rayonnement global au sol dépend de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée (rayonnement direct et rayonnement diffus).

La déclinaison (δ) dans l'équation 2.2 est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial qui varie très peu pendant une journée, donnée par la formule de Copernic [92].

$$\delta = 23.45 \sin \left(\frac{2\pi(284+n)}{365} \right) \quad (2.2)$$

Où n est le jour de l'année, par exemple pour le 1^{er} janvier $n = 1$

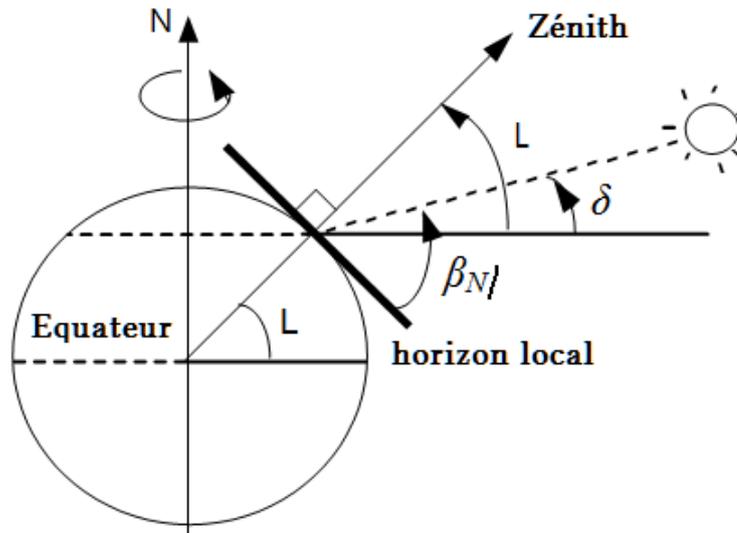


Figure 2. 8. Importants angles solaires

ω_s est l'angle horaire du soleil à son coucher, il est donné par l'équation suivante :

$$\omega_s = \cos^{-1} (-\tan(\delta) \tan(\psi)) \quad (2.3)$$

L'indice de clarté

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (2.4)$$

\overline{H} est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal [kWh/m²/j].

\overline{H}_o Est la moyenne mensuelle extraterrestre sur la même surface horizontale [kWh/m²/j].

La théorie de calcul sur une surface inclinée requiert la connaissance des ensoleillements direct et diffus pour chaque heure d'une journée moyenne. La moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien à partir de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien H[93].

$$H_t = H_b R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho H \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.5)$$

H Ensoleillement global horizontal.

H_d et H_b les composantes diffuse et directe

ρ Représente le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol (albédo du sol).

β L'inclinaison du champ PV.

R_b Est l'ensoleillement direct sur le champ PV divisé par l'ensoleillement direct sur l'horizontale.

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.6)$$

θ est l'angle d'incidence de l'ensoleillement direct sur le champ PV et θ_z est l'angle zénithal du soleil.

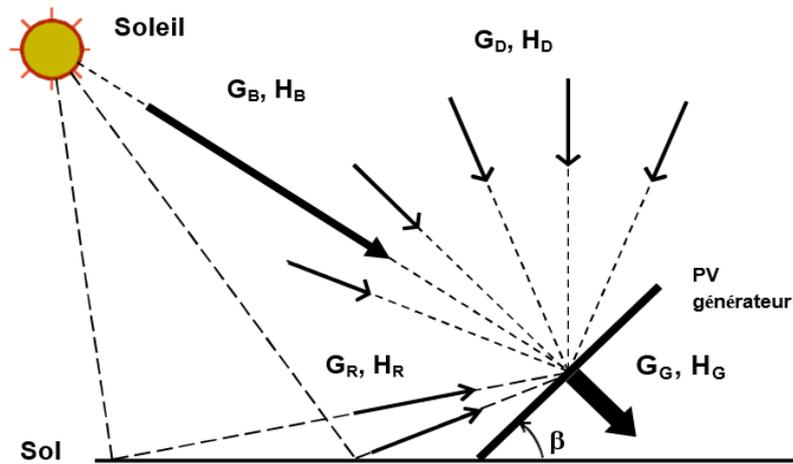


Figure 2. 9. Irradiance HG arrivant à un angle d'incidence par rapport à un plan horizontal composé de radiation direct, radiation diffuse et radiation diffuse réfléchi

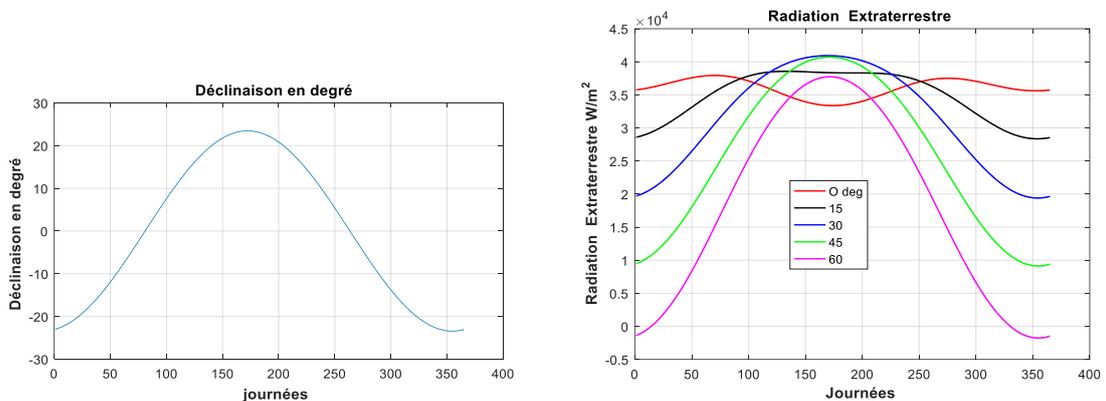


Figure 2.10. a - Déclinaison en degré, b - Rayonnement extraterrestre pour 36° 16' Nord, 6° 37' Est

2.2.3. Performance des cellules solaires

Actuellement le rendement des cellules solaires étant considéré faible à l'échelle de production (12% à 14%), Plusieurs laboratoires dans le monde entier se penchent pour améliorer le rendement des cellules solaires par l'utilisation de divers matériaux et concepts d'appareils, des rendements élevés de conversion ont été atteints (44,7% utilisant quatre jonction) [94] .

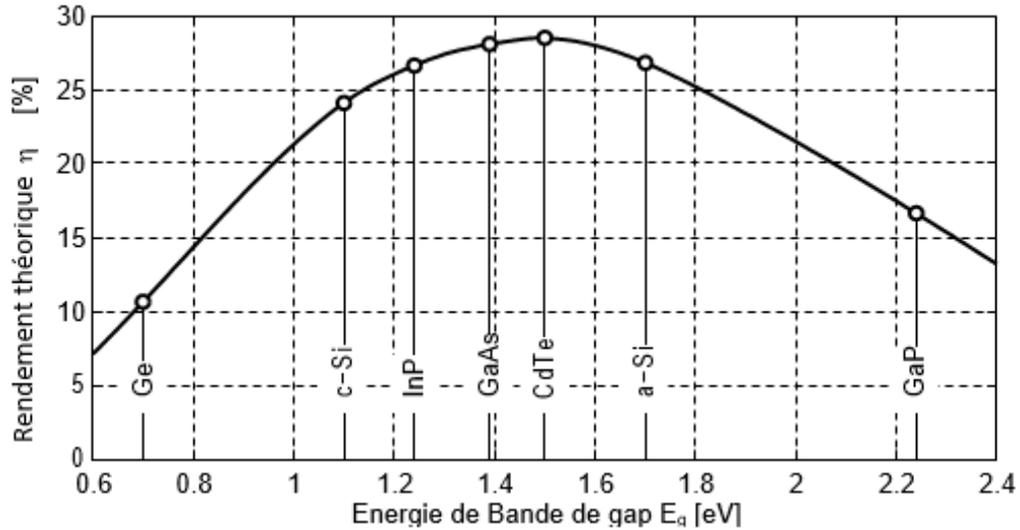


Figure 2. 11. Rendement théorique de quelques matériaux en fonction de l'énergie de gap [95]

La figure 2.11 présente les rendements théoriques des différents types de cellules d'énergie solaire et qui démontre que le rendement dépend de l'énergie de bande de gap de quelques matériaux utilisés pour la conception des cellules solaires [95] .

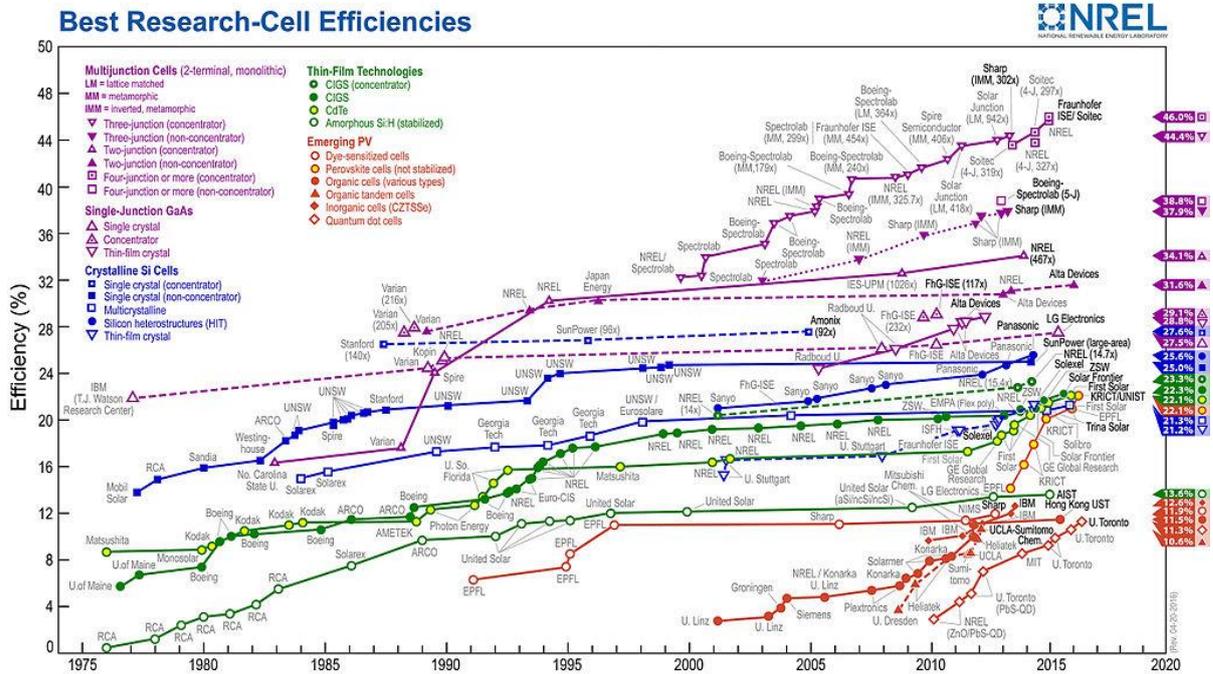


Figure 2. 12. Performance de quelque cellule solaire testée au labo NREL [96]

La figure 2.12 réalisée par le laboratoire NREL montre les cellules solaires les plus efficaces qui ont été développées et testées. Certaines des cellules solaires à haut rendements testés dans les laboratoires n'ont pas été encore commercialisées[96].

2.3. MODÉLISATION DU GÉNÉRATEUR PV

En premier lieu il est important de connaître la caractéristique de la cellule solaire puis des modules solaires ensuite des générateurs photovoltaïques ou des mini-centrale ou des centrales photovoltaïques afin d'obtenir au maximum la puissance délivrée dans différentes conditions de rayonnement et de température. La communauté scientifique propose plusieurs modèles de circuit équivalent pour modéliser le générateur PV. Nous pouvons les classés comme suit

2.3.1. Modèle Général

La figure 2.13 montre le modèle général standard incluant une source de courant variable et une diode (jonction PN), une résistance parallèle due aux courants de fuite et une résistance série décrivant une résistance interne représentant les pertes par effets joule puis généraliser le modèle à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques connectés en série-parallèle, chose qui est couramment utilisé [97] [98] [99].

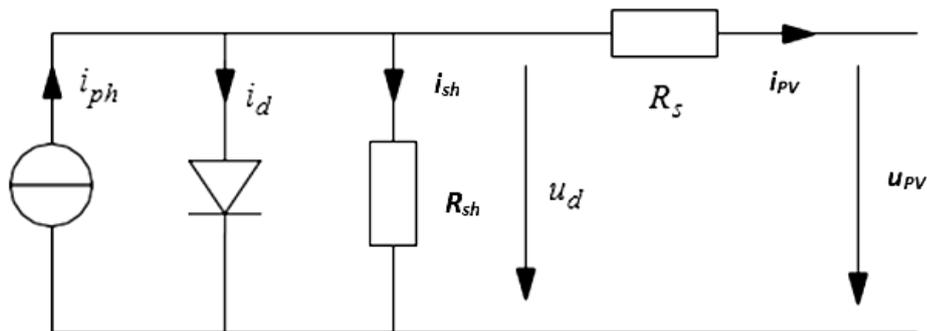


Figure 2. 13. Modèle général d'une cellule solaire à une seule diode avec pertes ohmiques

L'énergie électrique produite par une cellule solaire dépend de l'éclairement qu'elle reçoit, sur sa surface, l'équation caractéristique d'une cellule solaire $U(I)$, tension en fonction du courant continu est donnée par l'application de la première loi de Kirchhoff, alors on écrit :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{q(U_{PV} + R_s I_{PV})}{nkT_C} \right) - 1 \right) - \frac{(U_{PV} + R_s I_{PV})}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

Avec :

I_{PV}, U_{PV} : Le courant et la tension.

I_{ph} : Photon courant en Ampères.

I_0 : Le courant de saturation inverse en Ampères

R_s, R_{SH} : résistance série et parallèle en Ohm

V_{th} : La tension thermique.

$$V_{th} = \frac{kT}{q} \quad (2.8)$$

q : la charge de l'électrons = $1.602 \cdot 10^{-19}$ coulomb.

k : Constante de Boltzmann $k = 1.381 \cdot 10^{-23}$ J / K.

n : facteur de qualité de la diode, entre 1 et 2.

T_c : Température de la cellule.

La source de courant I_{ph} dépend principalement du rayonnement et de la température de fonctionnement de la cellule, qui est décrite comme suit

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left[I_{sc} + \mu_{I,SC} (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (2.9)$$

I_{sc} représente le courant de court-circuit de la cellule à 25°C et 1 kW/m^2 .

$\mu_{I,SC}$ Le coefficient de la cellule de température court-circuité,

$T_{c,ref}$ est la température de référence de la cellule, et G est le rayonnement solaire en W/m^2 , d'autre part le courant de saturation varie avec la température de la cellule, il est décrit comme suit :

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^{\frac{3}{n}} \exp \left[\frac{qe_{gap}}{nk} \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (2.10)$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{sc}}{\left(\exp \left(q \frac{V_{oc}}{nkT_{ref}} \right) - 1 \right)} \quad (2.11)$$

$I_{0,ref}$: Courant de saturation inverse à la température de référence.

e_{gap} la largeur de la bande interdite du matériau semi-conducteur décrite par l'expression empirique de Varshni, dépend surtout de la température (pour le silicium égale à 1,11 ev) [100].

$$e_{gap}(T) = e_{gap}(0) - \frac{\alpha T^2}{T + \beta} \quad (2.12)$$

Ou $e_{gap}(0)$ et α, β sont des constantes spécifiques pour les semi-conducteurs.

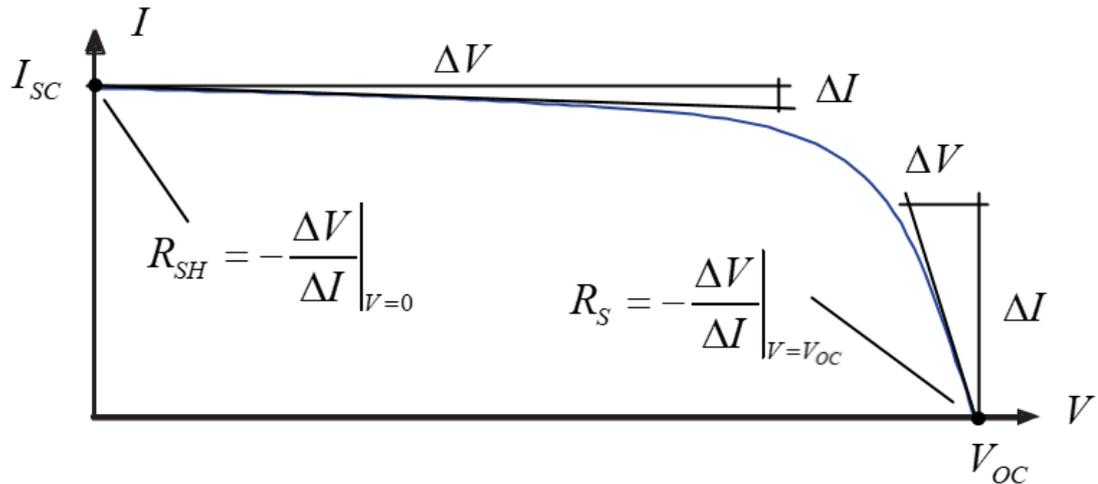


Figure 2. 14. Détermination de R_s et R_{sh} à partir de la courbe caractéristique des cellules solaires

La résistance R_s est calculée par la formule 3.13 ou en faisant la pente de la tangente de la courbe proche de V_{oc} puisque le deuxième terme de l'équation 3.13 est faible et peut être négligeable [99] [101] [102].

$$R_s \approx - \frac{dV}{dI} \Big|_{V=V_{oc}} - \frac{1}{I_{0(T1)} \left(\frac{q}{nkT_1} \right) \exp(qV_{oc}(T1)/(nkT_1))} \quad (2.13)$$

$$R_s \approx - \frac{dV}{dI} \Big|_{V=V_{oc}} \quad (2.14)$$

La résistance R_{sh} est déterminée à partir de la pente de la tangente auprès de la zone du courant de court-circuit

$$R_{sh} \approx - \frac{dV}{dI} \Big|_{I=I_{sc}} \quad (2.15)$$

Les valeurs de ces deux résistances ont une influence sur l'énergie produite par la cellule.

Afin de déterminer la puissance de sortie de la cellule solaire, il est important de déterminer la température de fonctionnement prévue de la cellule PV. La température nominale de fonctionnement de la cellule (NOCT) est définie comme étant la température atteinte par les cellules en circuit ouvert, la température de la cellule est calculée par :

$$T_c = T_a + \frac{G}{800}(NOCT - 20) \quad (2.16)$$

T_a Température ambiante en ° C

$NOCT$ température nominale de fonctionnement de la cellule en ° C.

Toutes les constantes dans les équations (3.7) peuvent être déterminées en utilisant les données des fabricants de panneaux photovoltaïques et à partir des courbes $I=f(V)$ mesurées.

L'équation de la caractéristique $I=f(V)$ est résolu par des méthodes numériques tels que Newton Raphson, bisection, Runge kutta etc....

2.3.2. Modèle approprié

Le premier modèle général citer en haut peut être réduit en éliminant la résistance shunt R_{sh} qui est considérablement plus élevé. En effet, si le courant I_{sh} tend vers zéro l'équation 3.7 devient [98, 103].

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left(\exp \left(\frac{q(U_{PV} + R_S I_{PV})}{nkT_C} \right) - 1 \right) \quad (2.17)$$

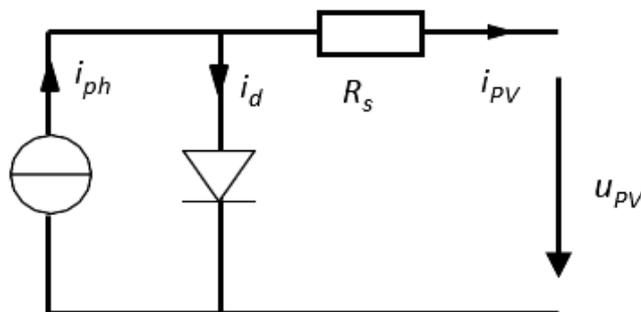


Figure 2.15 : Modèle Approprié d'une cellule solaire à une seule diode

2.3.3. Modèle simplifié dit idéale

Si on néglige la résistance R_{SH} et R_S dans ce cas on trouve une cellule simplifiée dit idéale l'équation 3.7, peut être simplifiée à [98].

$$I_g = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left(\exp\left(\frac{qU_{PV}}{nkT_C}\right) - 1 \right) \quad (2.18)$$

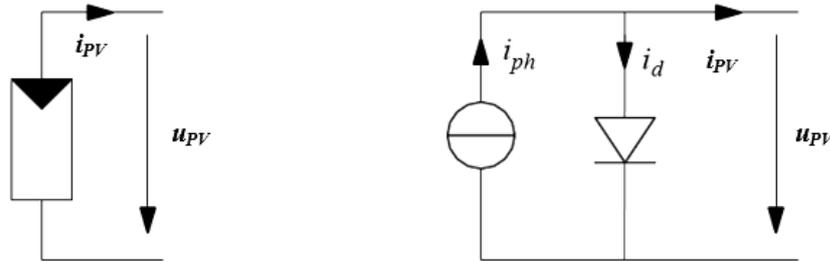


Figure 2.16 : Symbole et schéma du circuit équivalent de la cellule solaire idéale simplifié

2.3.4. Modèle complet à deux diodes

Le modèle à deux diodes est largement utilisé lorsque l'on veut plus de précision, le circuit équivalent est représenté sur la figure 2.17 [98, 104].

La caractéristique $I(V)$ est décrite par

$$I_g = I_{PH} - I_{d1} - I_{d2} - I_{RH} = I_{PH} - I_0 \left(\frac{q(U_{PV} + R_S I_{PV})}{nkT_C} - 1 \right) - I_{02} \left(\frac{q(U_{PV} + R_S I_{PV})}{n_2 kT_C} - 1 \right) - \frac{(U_{PV} + R_S I_{PV})}{R_{Sh}} \quad (2.19)$$

I_0 Est et I_{02} sont les courants de saturation inverse de la diode 1 et de la diode 2.

n et n_2 est le facteur de qualité de la première diode et de la seconde diode.

La caractéristique $I(V)$ est décrite par :

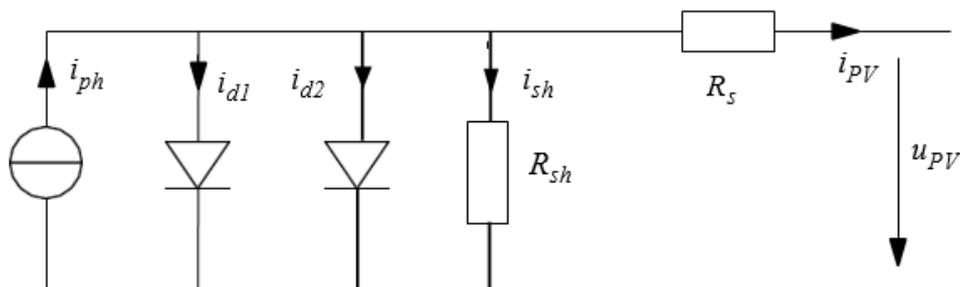


Figure 2.17. Circuit équivalent de la cellule solaire à deux diodes

2.4. AUTRES PARAMETRES D'UNE CELLULE

2.4.1. FACTEUR DE FORME OU DE REMPLISSAGE (*FILL FACTOR*)

Le facteur de forme et exprime en (%) qui est défini comme le rapport entre le produit des valeurs de tension et de courant au point MPP et le produit du courant de court-circuit et la valeur de tension en circuit ouvert

$$FF = \frac{V_{MPP} I_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2.20)$$

2.4.2. LA TENSION V_{OC}

La tension en circuit ouvert (V_{OC}) est la valeur maximum que la cellule peut atteindre avec circuit ouvert est déterminée lorsque le courant ($I_{pv} = 0$), et est exprimé par l'équation pour une seule cellule dans le cas du modèle général 2.2.1

$$V_{OC} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (2.21)$$

2.4.3. COURANT I_{SC}

Le courant de court-circuit I_{SC} est le plus grand courant qui peut être pris de la cellule solaire. Sa valeur est obtenue lorsque la tension aux bornes de la cellule est nulle, Il dépend essentiellement du spectre de la lumière et des propriétés d'absorption et de réflexion des cellules solaires.

Il est égal au courant I_L généré par la lumière. I_L est déterminé en intégrant le produit du spectre d'énergie rayonnante incident et la réponse spectrale des cellules solaires[105].

2.5. CONCEPTION D'UN MODULE PV ET D'UN GÉNÉRATEUR PV

Quand les cellules solaires sont assemblées physiquement et électriquement, placées dans un cadre en verre ils forment un module PV. Typiquement un module PV est composé de 36 (ou plus) cellules en série, L'association de plusieurs module PV en série-parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. Afin d'augmenter la puissance des GPV, on est forcé à grouper les modules photovoltaïques en série et en parallèle pour obtenir un générateur mixte équivalent, L'équation globale pour modéliser le générateur

réelle correspondant à un groupement mixte formé par la mise en série N_s cellules et N_p parallèle comme suit :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} =$$

$$N_p I_{ph} - N_p I_0 \left(\exp \left(\frac{q \left(N_s U_{PV} + \frac{N_s}{N_p} R_s I_{PV} \right)}{N_s n k T_C} \right) - 1 \right) - \frac{N_s U_{PV} + \frac{N_s}{N_p} R_s I_{PV}}{\frac{N_s}{N_p} R_s R_{sh}} \quad (2.22)$$

Tableau 2. 1 Caractéristiques électriques typiques de quelque module photovoltaïque[106] [101] [102]

	Modules			
	SunPower SPR-305E- WHT-D	Sun Tech STP280 -24/VB	ET- P672300WB ET- P672300WW	1SolTech 1STH- 350-WH
Puissance maximale P_{max} (W)	305	280	300	350
Tension circuit ouvert V_{oc}(V)	64.2	44.8	44.89	51.5
Courant de court-circuit I_{sc}(A)	5.96	8.33	8.72	8.93
Tension optimale V_{mpp} (V)	54.4	35.2	36.68	43.0
Courant optimal I_{mpp} (A)	5.58	7.95	8.18	8.13
Dimensions, m	1.55* 1.046	1.956* 0.992	1.956* 0.992	1.652 * 1.306
Efficienc (%)	18.7	15	15.46	16.2
Nombre de cellules	96	72	72	80
Type de Cellule (N_s)	Polycristalline	Polycristalline	Polycristalline	Monocristalline

2.5.1. La puissance de sortie du générateur photovoltaïque

Du fait de la diversité de performance et des technologies actuellement disponibles, de nombreux modèles existent pour le calcul de la puissance du générateur photovoltaïque.

La puissance de sortie est affectée par les conditions météorologiques (rayonnement, température, vent) et les caractéristiques des cellules [107].

$$P_{pv} = \eta_g N A_m G \tag{2.23}$$

Où :

η_g est le rendement du générateur photovoltaïque ;

N est le nombre de modules ;

A_m est la surface d'un module (m^2)

G est le rayonnement global dans le plan du générateur PV (W/ m^2).

2.6. IMPLANTATION DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE SOUS MATLAB/SIMULINK

Plusieurs travaux existent pour modéliser le générateur photovoltaïque sous l'environnement Matlab/Simulink. En effet, La résolution de l'équation mathématique du générateur photovoltaïque exige l'utilisation d'une méthode numérique vue que l'équation $I_{pv}=f(U_{pv})$ est explicite et non linéaire, dépendant de l'éclairement et de la température.

2.6.1. Modèle utilisant SimPowerSystems/Simulink

La figure 2.18 du circuit équivalent du Modèle en N_s et N_p cellules en séries et parallèles et développé dans l'environnement de Simulink/SimPowerSystems [108, 109].

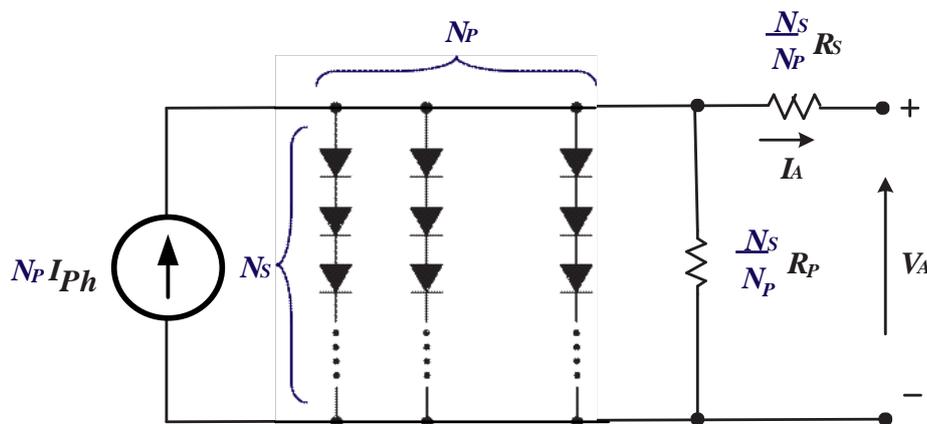


Figure 2.18 circuit équivalent d'un générateur photovoltaïque en fonction de N_s et N_p

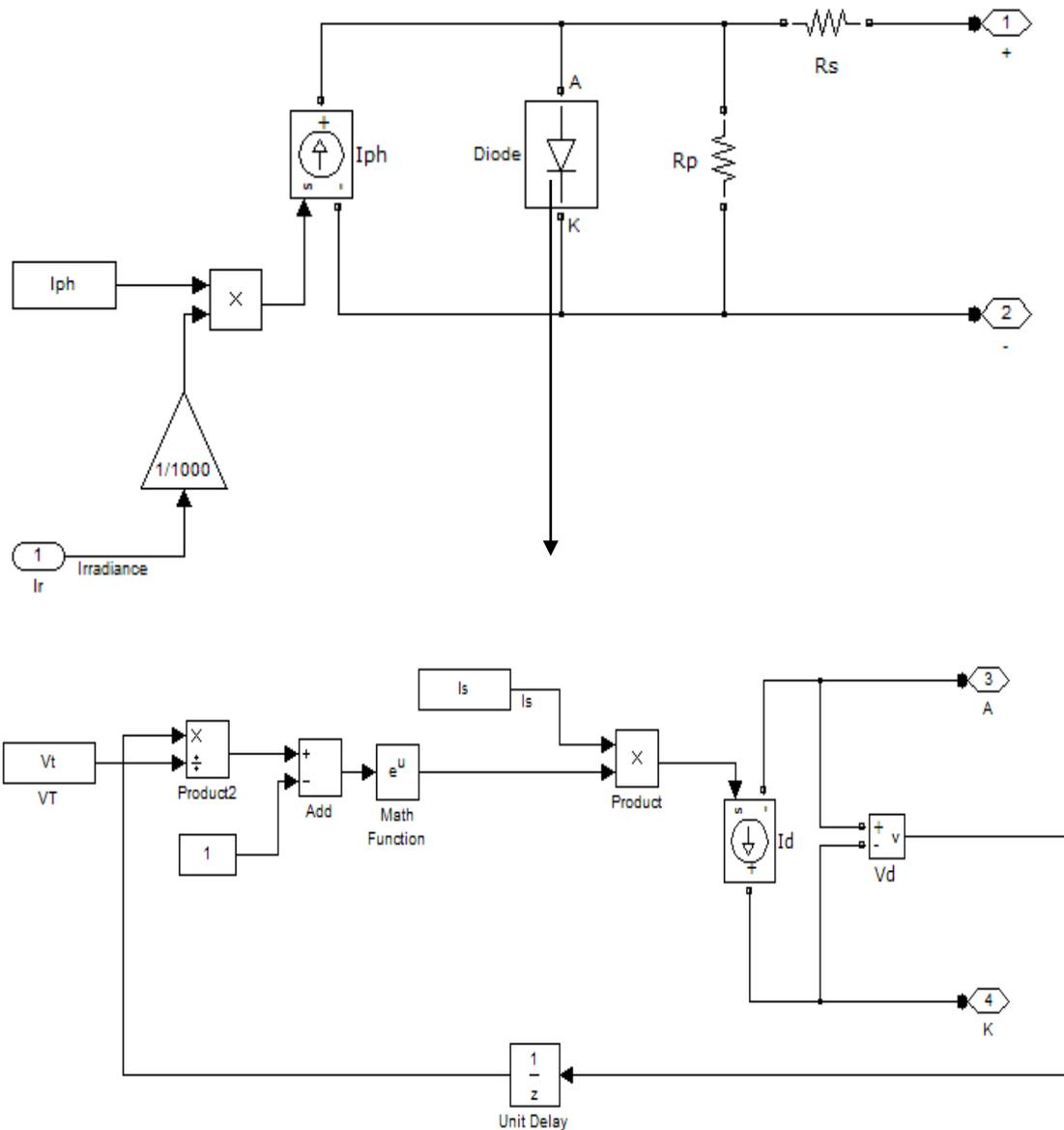


Figure 2.19 Modèle d'un GPV sous l'environnement Simulink / SimPowerSystems

2.6.2. Modèle utilisant Simscape

Modèle de la figure 2.20 utilise le block de Simulink sous l'environnement Simscape/SimElectronics, Ce block est une boite noire dans lequel le code est masqué, nous faisant entrée les paramètres du panneau choisi au préalable [109, 110].

Le bloc peut être paramétré en 03 méthodes suivantes :

- 5 paramètres : I_{SC} , V_{OC} , I_{R0} , n , R_s
- 5 paramètres : I_s , I_{PH0} , I_{R0} , n , R_s
- 8 paramètres : I_s , I_{S2} , I_{PH0} , I_{R0} , n , n_2 , R_s , R_{sh}

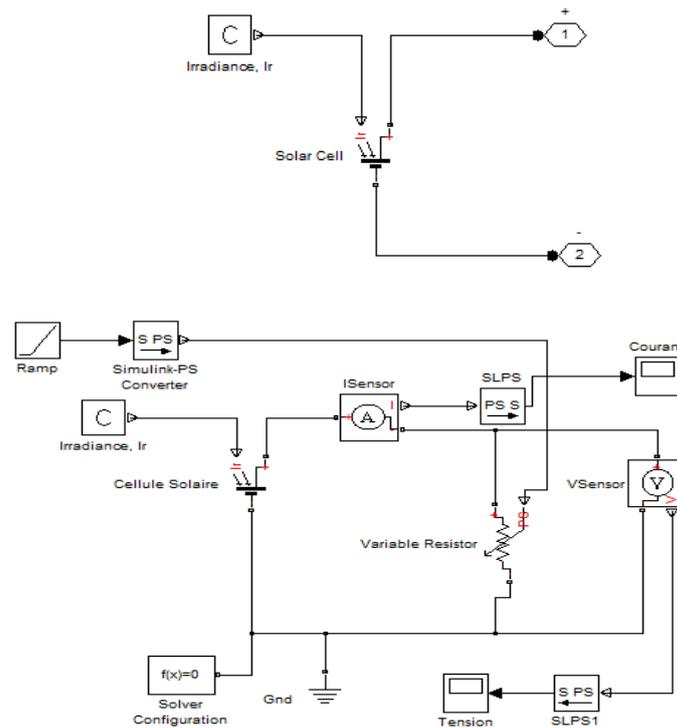


Figure.2.20. Modélisation du GPV sous l'environnement Simscape /SimElectronics avec le block Solar

2.6.3. Modèle utilisant block fonction dans l'environnement SimPowerSystems/Simulink

Cette méthode illustrée par la figure.2.21 a été développée pour un générateur PV comportant plusieurs cellule série N_s et plusieurs cellule parallèle N_p , puis généraliser pour un panneau comportant plusieurs modules en série et plusieurs modules en parallèle par l'utilisation de la bibliothèque SimPowerSystems/Simulink, en particulier la fonction (fonction bloc) [109].

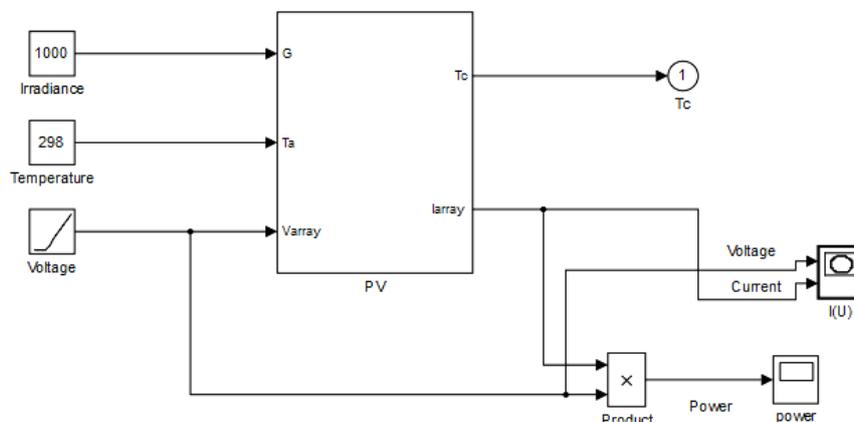


Figure. 2.21 Implémentation du GPV sous SimPowerSystems/Simulink

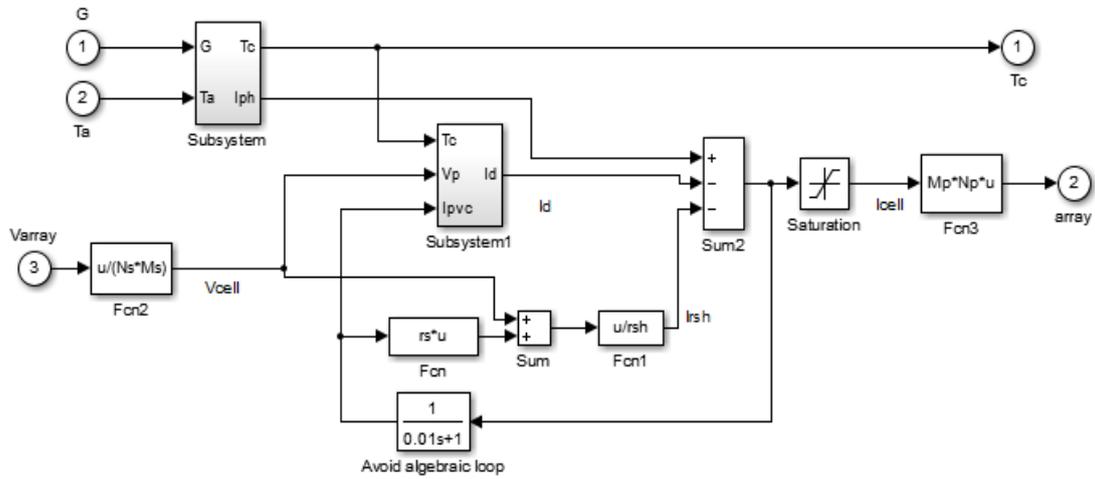


Figure.2.22 Bloc masqué du panneaux PV

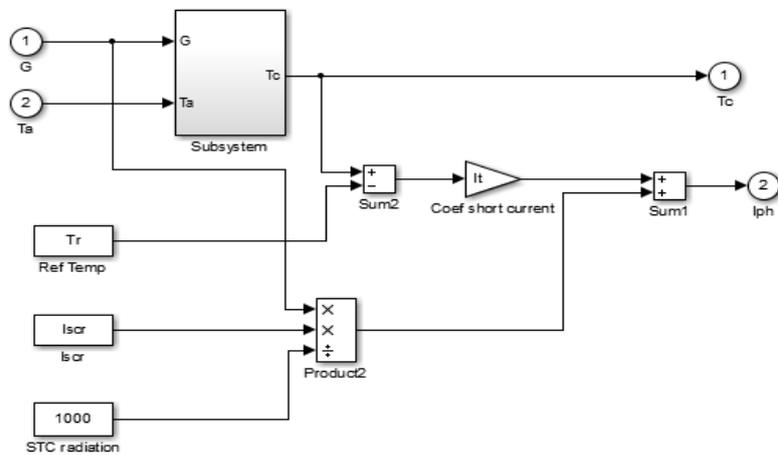


Figure.2.23 Bloc de calcul du courant et de température (T_c) du générateur photovoltaïque

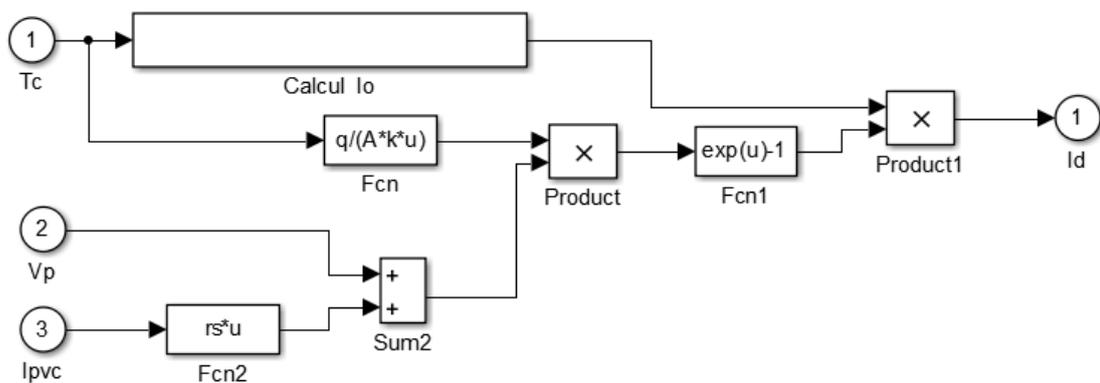


Figure.2.24 Calcul de courant de saturation de la diode I_d

2.7. LA CARACTÉRISTIQUE DE SORTIE DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE

2.7.1. Caractéristique Courant-Tension, Courant –Puissance

La courbe caractéristique de sortie du générateur photovoltaïque, est désignée par la caractéristique tension-courant. Il est important de connaître la tension et le courant de sortie et la façon dont ils varient en fonction de l'irradiance et de la température pour en déduire la puissance de sortie du PV.

La figure 2.25 montre la caractéristique courant-tension $I(V)$ et puissance-tension $P(V)$ du GPV.

La courbe caractéristique $I-U$ du GPV est non linéaire. Comportant deux zones la première similaire à une source de courant constant. Et la deuxième lorsque la tension est supérieure à une certaine valeur, la cellule PV est semblable à une source de tension constante. Les performances de la cellule photovoltaïque dépendent de la résistance ohmique interne, série et shunt, mais aussi du niveau d'irradiance, de la température et de la charge. En cas de changement des conditions climatique la caractéristique de sortie de la cellule PV change aussi. L'efficacité maximale est obtenue uniquement en un point de fonctionnement (MPP).

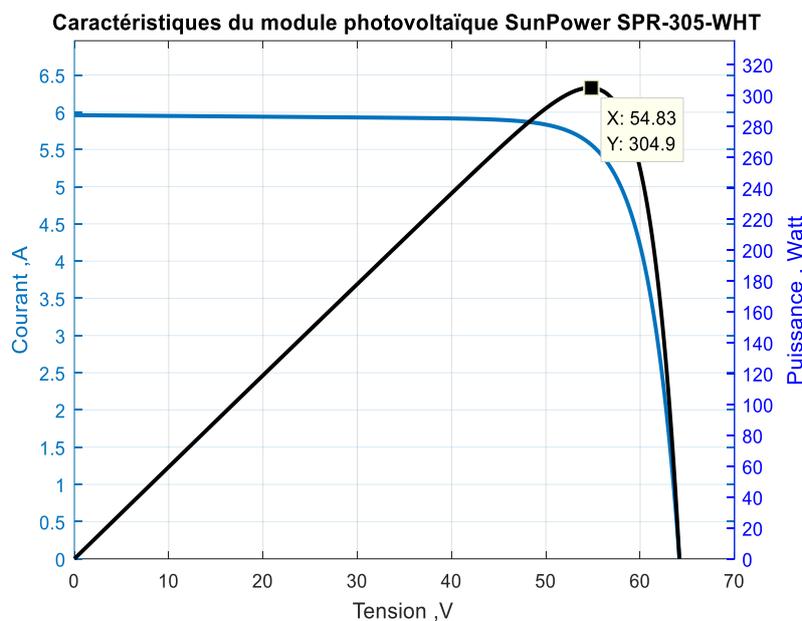


Figure 2.25 Caractéristiques $I(U)$ et $I(P)$ du générateur photovoltaïque SunPower SPR-305-WHT

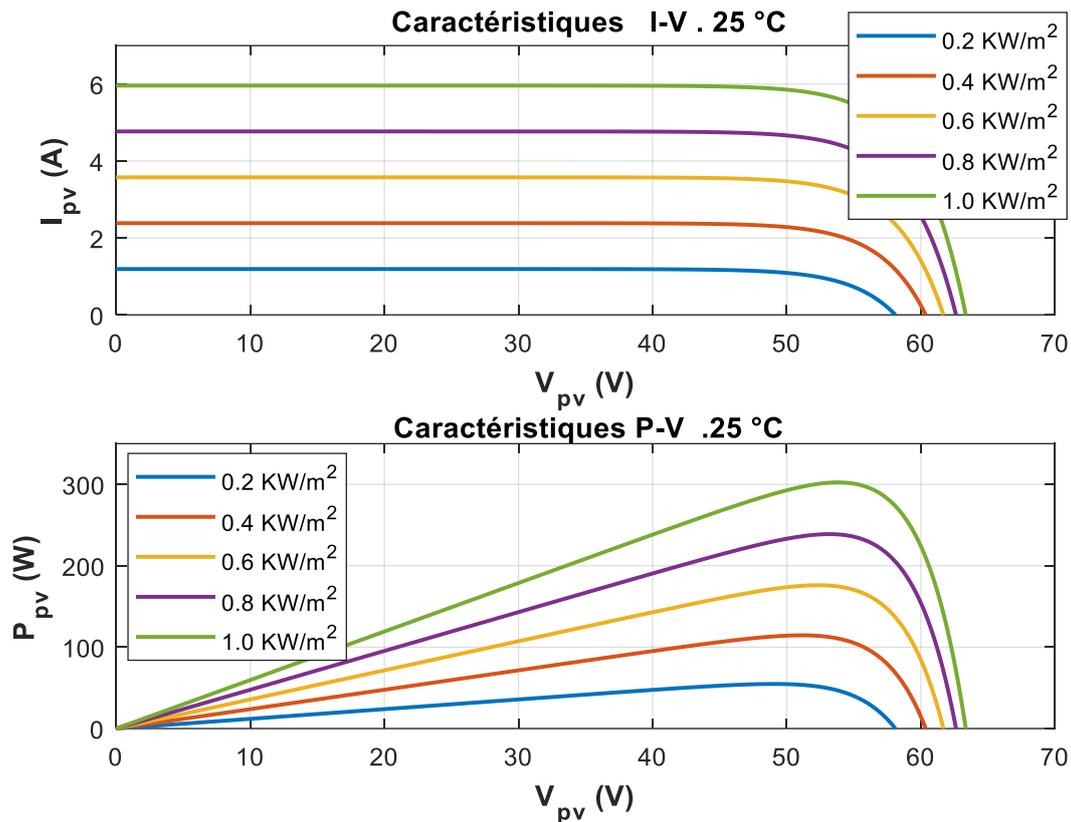


Figure 2.26. Caractéristiques de sortie du module PV sous différents irradiance: courbes $I(U)$, courbes $P(U)$, SunPower SPR 305 E-WHT-D

2.7.1.1. Influence de l'irradiance

La figure.2.26 montre les caractéristiques ($I-V$) pour différents niveaux d'ensoleillement, Le changement d'irradiance pendant une journée a un impact important sur le courant du module photovoltaïque, contrairement à la tension au point MPP elle reste presque constante.

2.7.1.2. Influence de la température

Si la température baisse, la tension du module diminue et le courant du module reste presque constant (figure.2.27), la baisse de la tension aux températures élevées doit être envisagée dans la planification des installations photovoltaïques.

Comme les niveaux de puissance diminuent à des températures élevées, il est important d'assurer une dissipation optimale de la chaleur, pour éviter la destruction des panneaux solaires.

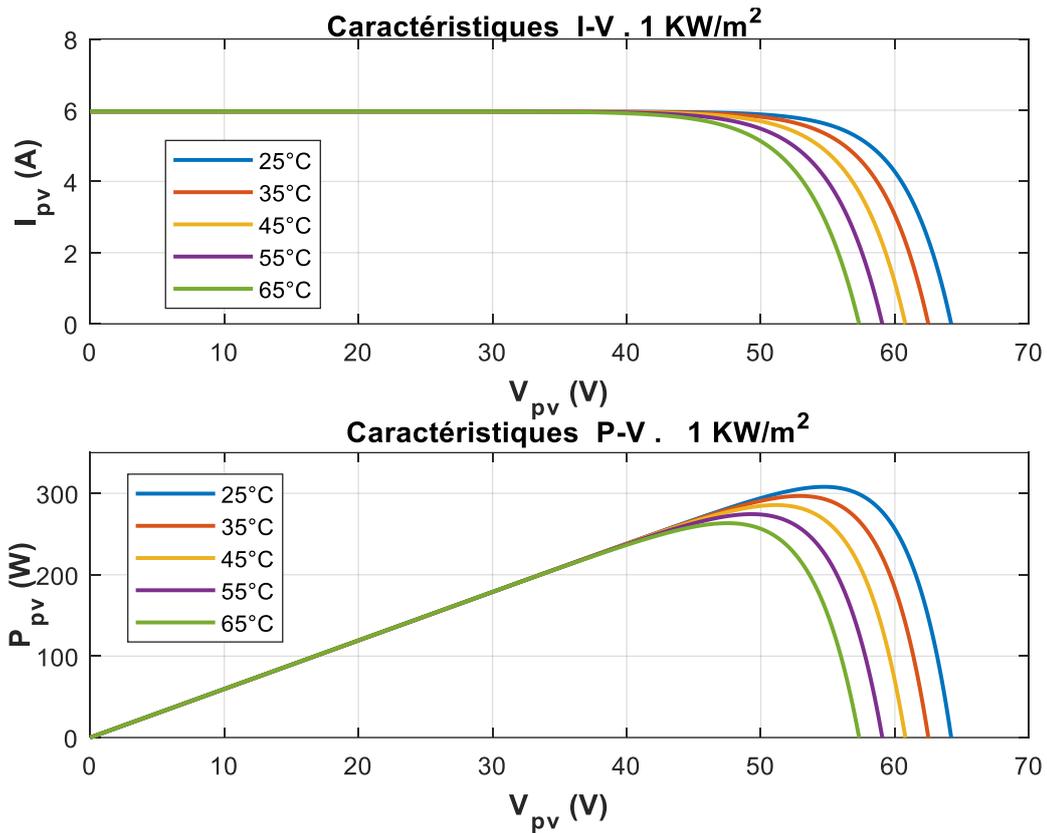


Figure 2.27 caractéristiques de sortie du module PV sous différents température
SunPower SPR 305 E-WHT-D

2.7.1.3. Exemple de Conception d'un générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque (SPR-305E-WHT-D) de puissance 305.2 W pour chaque module peut donner 100 kW en combinant 330 modules SunPower en effet, plusieurs configurations sont possibles à titre d'exemple 5 modules connectés en série et 66 rangés branchés en parallèle donne la puissance : $66 * 5 * 305,2 W = 100,7 kW$

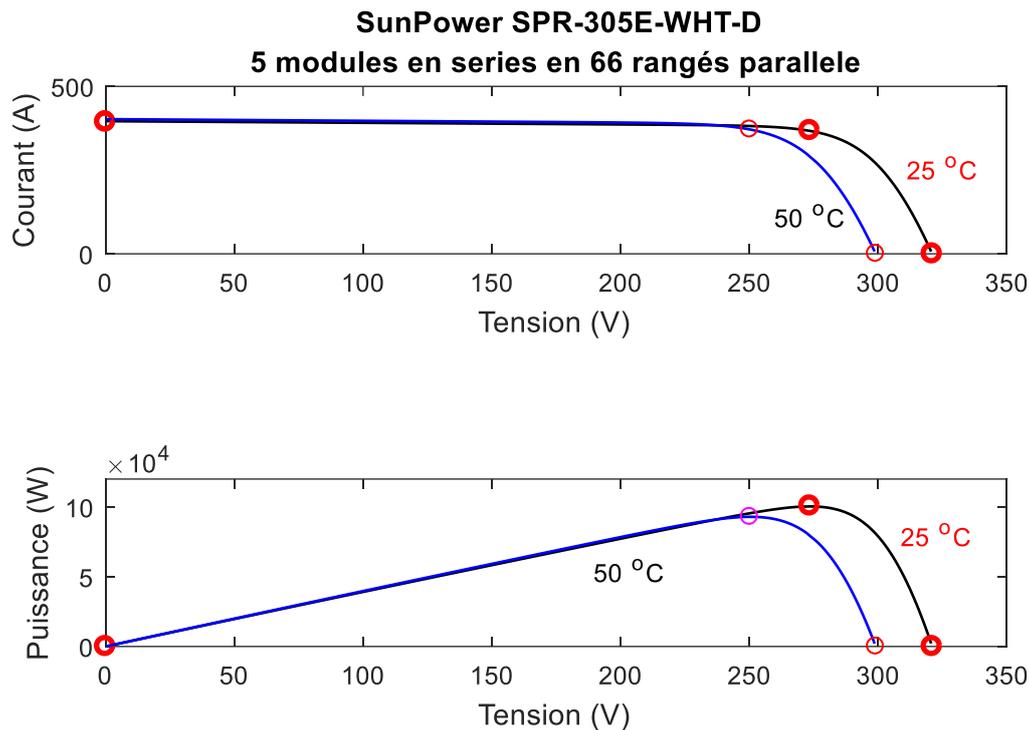


Figure 2.28 Conception d'un générateur photovoltaïque de plusieurs modules (5 * 66)

2.8. L'OMBRAJE PARTIEL OU TOTALE

L'ombrage partiel ou total des panneaux photovoltaïques en raison de l'effet d'un obstacle, est considéré comme l'un des problèmes délicats qui entraîne une réduction de la puissance photovoltaïque et auxquels sont exposées les méthodes de MPPT.

Sous l'effet de l'ombrage, certaines cellules du module PV, peuvent fonctionner en récepteur au lieu d'un générateur, dans ce cas les module PV perdent leurs caractéristiques électriques, si la tension dépasse la tension qui peut supporter la cellule solaire elle peut endommager toute la chaîne photovoltaïque.

Pour réduire les effets de l'ombrage, la plupart des modules PV commerciaux incluent des diodes Bypass interne (diode de déviation).

Dans ce cas, il peut exister des MPPT locaux multiples, mais un seul point de puissance maximale globale, comme démontré à la figure 2.30. Dans ce cas, la tâche du contrôleur MPPT est, d'identifier et exploiter le point MPP global [111] [112].

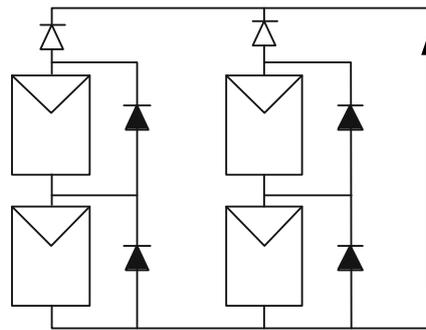


Figure 2.29 .Structure d'un module PV en série parallèle avec une diode bypass et diode de blockage

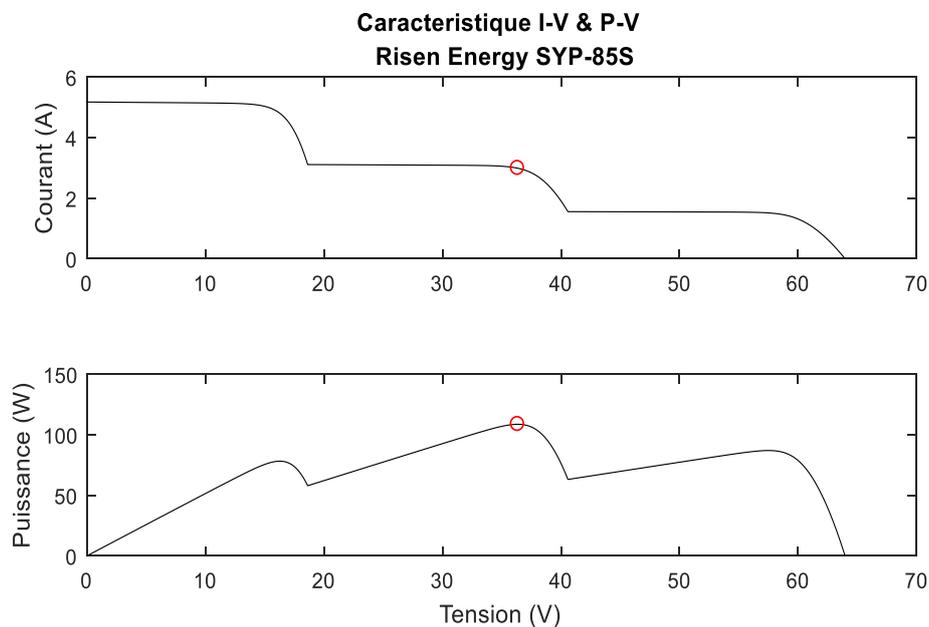


Figure 2.30 ombrage partiel de 3 panneaux photovoltaïques pour différents éclairagements

2.9. LES MÉTHODES DE COMMANDES MPPT

Afin de maximiser le rendement de l'énergie solaire, il est important de s'assurer que les cellules solaires dans un système fonctionnent au point de puissance maximale (MPP). Il y a plusieurs méthodes qui peuvent être utilisés pour le suivi du point de puissance maximale et peuvent être classés en deux catégories principales ; méthodes directes et indirectes.

La technique indirecte est basée sur l'utilisation d'une base de données, qui comprend des courbes typiques de générateur photovoltaïque pour différentes irradiance et

des températures ou utilisée certaines fonctions mathématiques obtenus par l'expérience sur l'estimation du MPP. L'avantage de la technique indirecte n'exige pas de mesure de la tension, plusieurs méthodes indirectes existent permis eux : méthode d'ajustement de la courbe, méthode de table look-up, méthode de la tension en circuit ouvert, B méthode, cellule prototype (pilot cell) etc...

Les méthodes directes utilisent la mesure de tension de sortie et / ou courant du panneau PV et la relation entre le changement d'entre eux à l'évolution de la puissance de sortie du panneau photovoltaïque pour trouver le point de puissance maximale [113, 114].

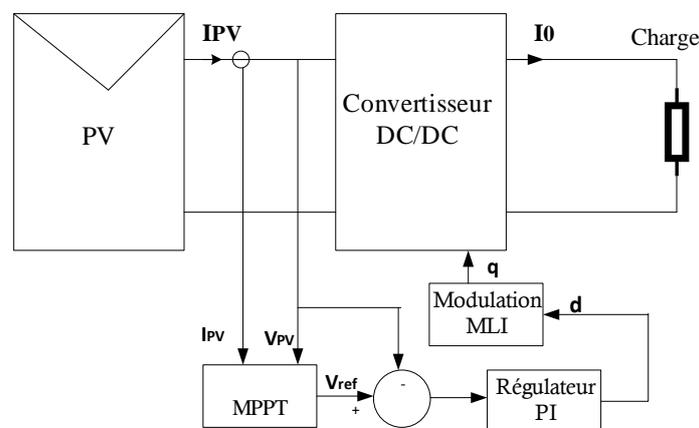


Figure 2. 31 Structure de contrôle MPPT à base de boucle de retour[115].

Parmi les méthodes directes, nous pouvons citer à titre non exhaustif, la méthode de différenciation, la méthode (Perturber et observer) [P & O], la méthode de conductance incrémentale [IC], et la méthode d'intelligence artificielle.

Les méthodes directes n'exigent pas la connaissance préalable des paramètres du générateur photovoltaïque.

Le schéma de contrôle de la MPPT à base de régulateur PI utilisé pour suivre le MPP du générateur photovoltaïque est montré par la figure 2.31, le convertisseur est équipé d'une boucle de tension de retour. Ainsi, le signal de perturbation est la tension de référence (V_{ref}), qui est obtenu grâce au bloc MPPT. Ce V_{ref} est utilisé pour calculer l'erreur, qui est appliquée au contrôleur PI pour générer le signal de contrôle approprié. Sur la base de ce rapport cyclique des signaux de commutation sont générés pour piloter le convertisseur DC/DC via le bloc de modulation de largeur d'impulsion (MLI). Une fois que le convertisseur s'établit à une valeur d'état stable de i_{ref} et V_{ref} , le bloc MPPT génère

un autre signal de référence vers le MPP du GPV photovoltaïque. Ce cycle se poursuit jusqu'à ce que le point optimal du point de fonctionnement est atteint. Par conséquent, le convertisseur DC/DC fonctionne de façon persistante à ce point de fonctionnement, qui est le MPP du GPV [116-118].

Par contre, la figure 2.32 montre une autre méthode simple de MPPT, qui est également utilisée pour suivre le MPP du GPV photovoltaïque. On peut voir que le régulateur PI est retiré, et le signal de commande est directement calculé par l'algorithme MPPT.

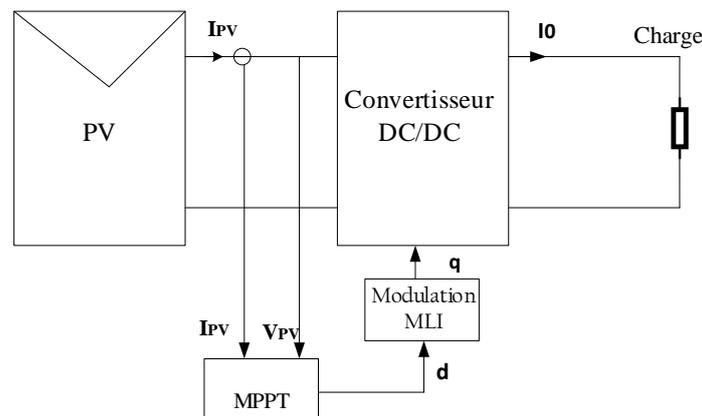


Figure 2. 32 Structure de contrôle MPPT à contrôle direct [115] .

2.9.1. Commande Perturbe et Observe (P&O)

La méthode dite P&O est la plus utilisée dans la pratique. C'est une méthode itérative pour obtenir le MPP, elle opère en perturbant périodiquement la tension du panneau, et en comparant la puissance précédemment délivrée avec la nouvelle après perturbation. Si la perturbation (l'ajout d'un ΔV de tension) implique une augmentation de la puissance alors nous nous trouvons dans la phase ascendante de la courbe de puissance, et la tension de sortie devra donc être augmentée (et inversement). Dans ces conditions le suiveur cherche en permanence le maximum de puissance [118-120].

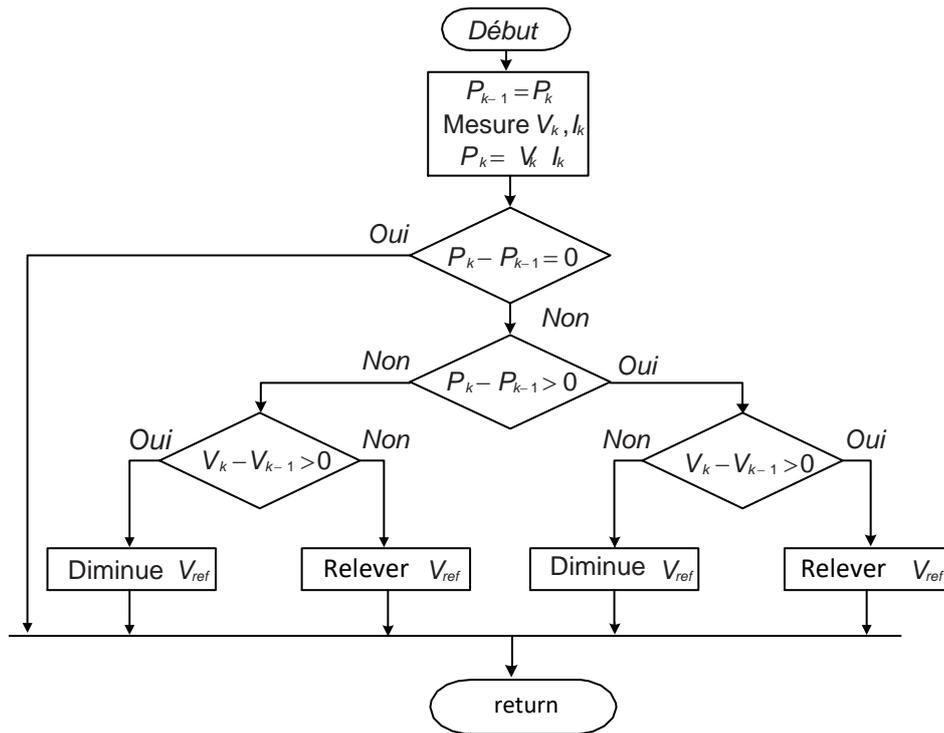


Figure 2. 33 Algorithme de la méthode P&O

2.9.2. Commande Incrément de conductance (Inc - Con)

Cette méthode est basée sur la maximisation de l'équation de la puissance en fonction de la tension, l'algorithme compare la conductance incrémentale à la conductance instantanée dans un système photovoltaïque [110, 121].

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (2.24)$$

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \Rightarrow \frac{I_{PV}}{V_{PV}} = - \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (2.25)$$

Notons que le terme $G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ est la conductance qui est égale à la variation de conductance (incrément) définie par $dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}}$

Les relations suivantes montrent la position de la pente sur la caractéristique $P(V)$ et $I(V)$ par rapport au PPM :

- Si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM,

- Si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM,
- Si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < 0$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

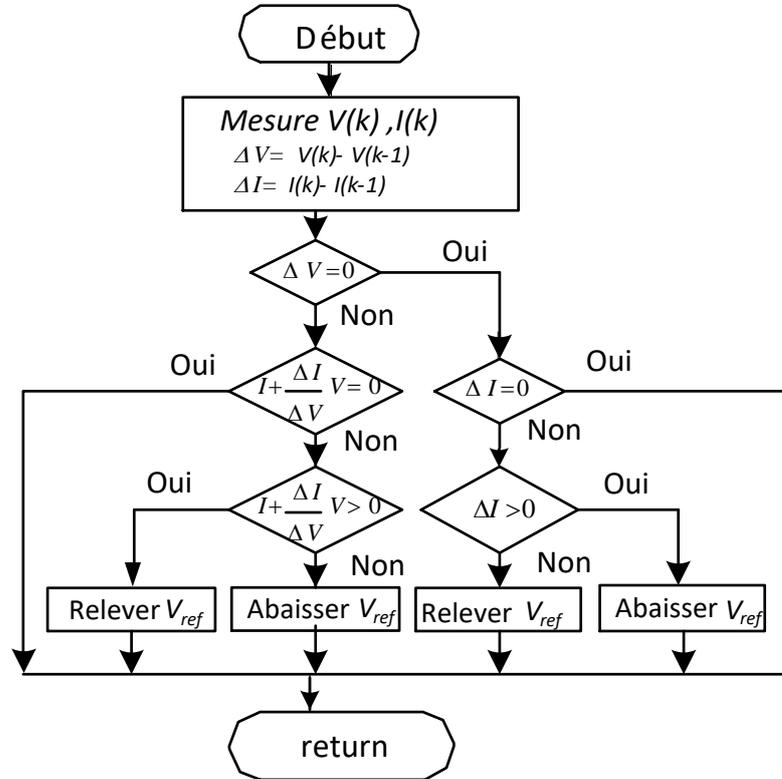


Figure 2.34 Algorithme MPPT basé sur la méthode Incrément de Conductance.[119] [118, 120].

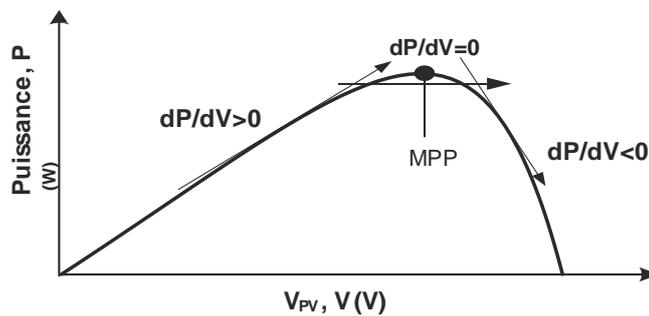


Figure 2. 35 Emplacement de la puissance maximale (MPP)

La pente est positive sur le côté gauche de la courbe P-V, négative sur le côté droit et nulle sur le MPP.

2.10. CONVERSION DE L'ÉNERGIE ET DE L'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE

2.10.1. Introduction

L'avance accélérée de l'électronique de puissance du point de vue de conversion et de contrôle et de la qualité de l'énergie électrique a permis l'apparition de nouvelles applications comme les énergies renouvelables et le renforcement du rendement des applications existantes. Ces progrès dépendent en grande partie de l'efficacité de commande adéquate.

L'électronique de puissance est le domaine qui traite les dispositifs (convertisseurs) permettant de changer la forme de l'énergie électrique du courant continu à courant continu (DC/DC) ou courant continu à courant alternatif (DC/AC) ou inversement (AC/DC).

Aujourd'hui l'électronique de puissance est une technologie clé pour tous les systèmes d'énergies et peut répondre à nos besoins futurs en électricité. Les nouveaux composants de puissance sont de plus en plus fiables, poids léger et petites dimensions et une nette amélioration en diminution des pertes. L'application de composants semi-conducteurs haute tension en carbure de silicium (SiC) sont très prometteuses [122] ; Les préoccupations de l'énergie mondiale donnent un grand intérêt à l'augmentation du rendement de conversion ainsi plus d'application de l'électronique de puissance se penche à la qualité de l'électricité, la production décentralisée, la conservation de l'énergie, et les réseaux intelligents [123, 124].

La croissance des énergies renouvelables est étroitement liée au développement de l'électronique de puissance.

Plusieurs topologies ont été proposées telles que l'onduleur en pont H, le pont H5, HERIC, Onduleur à plusieurs niveaux à structure NPC. Une nouvelle conception d'onduleur d'interface PV en intégrant Z source est présentée

2.10.2. Convertisseur DC/DC

Les convertisseurs DC-DC (ou appelé également hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire et éolienne pour adapter la tension développer par le générateur photovoltaïque qui est continuellement variable alors que la charge demande en général une tension DC constante ; et dans le cas de l'éolienne leur rôle est de maintenir la

tension aux bornes de la capacité de liaison (DC Link) d'entrée de l'onduleur constante. En pratique, l'efficacité de convertisseur DC / DC peut dépasser 90%, étant donné que les convertisseurs sont réalisés par des éléments passifs qui ne consomment pas d'énergie.

Il existe plusieurs types de convertisseurs DC-DC utilisés dans les systèmes d'énergie renouvelable tel que convertisseur en mode élévateur (Boost) ou convertisseur en mode abaisseur (Buck) ou les deux modes (Boost- Buck).

La modélisation de ces convertisseurs est effectuée en tenant compte de leurs états possibles de la commutation (On et Off).

2.10.2.1. Convertisseur DC/DC élévateur (Boost)

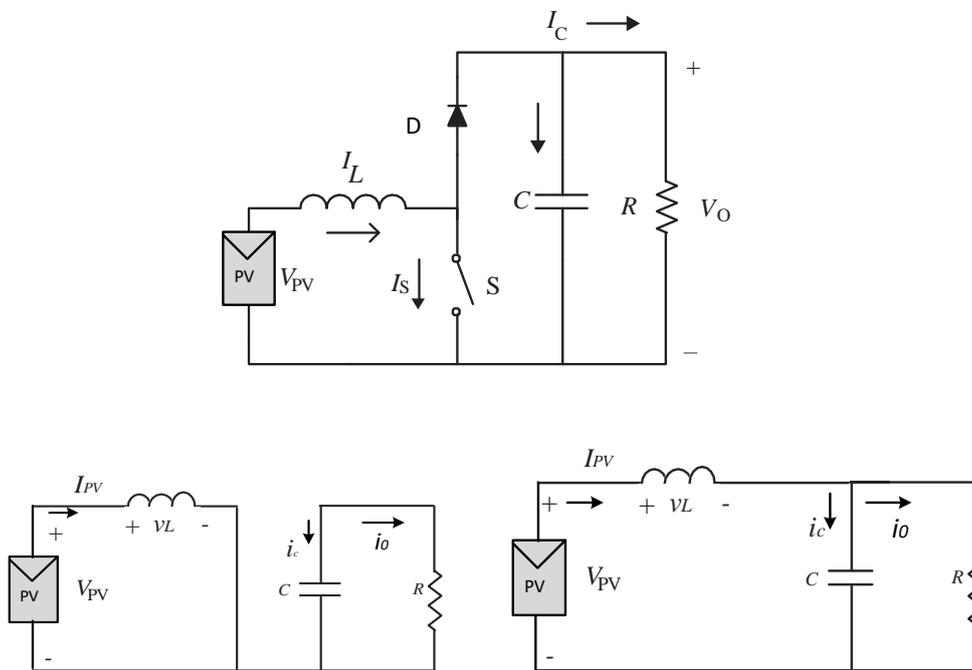


Figure 2. 36. Configuration d'un Convertisseur Boost a - Mode 1 (S : On)
b -Mode 2 (S : Off)

Un convertisseur élévateur DC-DC comporte une inductance L , une diode D , un Commutateur S (MOSFET ou IGBT) et un condensateur de filtrage C . Le commutateur Q est commandé à une fréquence élevée. Le rôle du convertisseur DC-DC Boost est de renforcer la tension de la source PV, afin d'extraire la puissance maximale du GPV photovoltaïque, la tension de sortie du convertisseur doit être supérieure à la tension de PV. Il fonctionne de la manière suivante. Quand le commutateur S est activé, La source photovoltaïque stocke l'énergie dans l'inductance L . Lorsque le commutateur S est désactivé, l'énergie stockée est transféré à la charge [22] [125, 126]

Le fonctionnement du convertisseur élévateur (Boost) en mode continu est modélisé par l'équation différentielle d'état suivante

Tableau 2.2 Équation d'état du convertisseur élévateur

Mode 1 : Etat ouvert (le transistor S conduit)	Mode 2 : Etat ouvert (la diode D conduit)
$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} V_{PV} \\ \frac{dV_o}{dt} = \frac{1}{C} i_c \end{cases} \quad (2.26)$	$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{C} (i_L - i_c) \\ \frac{dV_o}{dt} = \frac{1}{L} (V_{PV} - V_o) \end{cases} \quad (2.27)$

En tenant compte des temps de commutation $t_{on} = DT$, $t_{off} = (1-D) T$ et le courant moyen d'inductance et la tension du condensateur, où D est le rapport cyclique

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L} V_{PV} (D) + \frac{1}{L} (V_{PV} - V_o)(1-D) \\ \frac{dV_o}{dt} = \frac{1}{C} i_c (D) + \frac{1}{C} (i_L - i_c)(1-D) \end{cases} \quad (2.28)$$

La représentation classique en espace d'état $\frac{dx}{dt} = Ax + Bu$

$$\begin{bmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_o}{dt} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1-D}{L} \\ \frac{1-D}{C} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_{PV}}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

En régime permanent l'équation des tensions en fonction de temps de commutation est

$$V_{PV} \cdot t_{on} + (V_{PV} - V_o) \cdot t_{off} = 0$$

Où V_{PV} est la tension d'entrée, V_o est la tension de sortie, t_{on} est le temps pour lequel

Le commutateur est activé et t_{off} est le temps Pour lequel le commutateur est éteint.

Par conséquent,

$$\frac{V_o}{V_{PV}} = \frac{t_{on} + t_{off}}{t_{off}} \quad (2.30)$$

Où $T = t_{on} + t_{off}$ est la période de commutation pour le commutateur

Le rapport cyclique du signal de commutation est

$$D = 1 - \frac{V_{PV}}{V_o} \tag{2.31}$$

V_o représente la sortie de sortie à l'état de fonctionnement nominal.

La valeur de l'inductance est

$$L = \frac{V_{PV} D}{\Delta I_L f_{sw}} \tag{2.32}$$

La capacité de filtrage C, qui a pour rôle de minimiser l'ondulation est donne par

$$C = \frac{\Delta I_L}{8 \Delta V_{PV} f_{sw}} \tag{2.33}$$

La charge peut être correctement contrôlée pour correspondre à l'impédance du GPV par [126, 127] .

$$R_{PV} = \frac{V_{PV}}{I_{PV}} = \frac{V_o}{I_o} (1 - D)^2 = R_o (1 - D)^2 \tag{2.34}$$

2.10.2.2. Convertisseur DC/DC abaisseur (Buck)

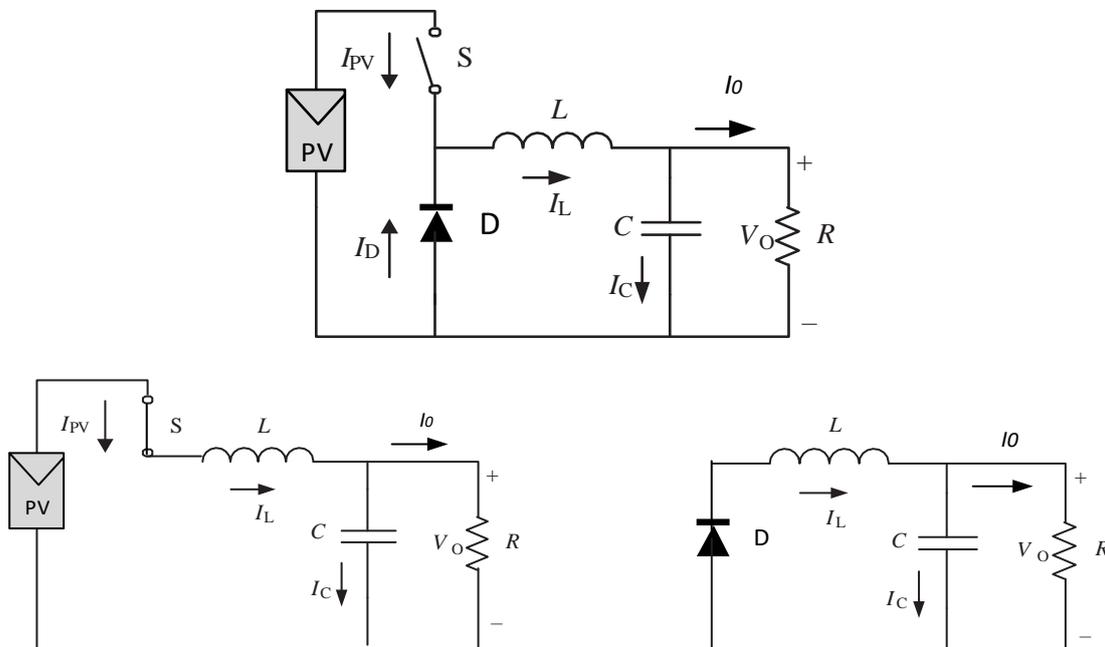


Figure 2. 37 Configuration d'un Convertisseur Buck Mode 1 (S : on) Mode 1 (S : off)

Le fonctionnement du convertisseur en mode abaisseur (Buck) est analysé.

Tableau 2.3 Équation d'état du convertisseur abaisseur

Mode 1 : Etat ouvert (le transistor S conduit)	Mode 2 : Etat fermé
$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_{PV} - V_0)$ $\frac{dV_0}{dt} = \frac{1}{C}i_C$ (2.35)	$\frac{di_L}{dt} = -\frac{1}{L}V_0$ $\frac{dV_0}{dt} = \frac{1}{C}i_C$ (2.36)

Prenant en considération le temps de commutation $t_{on} = DT$, $t_{off} = (1-D)T$

En variable d'état

$$\begin{bmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_0}{dt} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_{PV}D}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Le rapport cyclique de contrôle de l'interrupteur est défini par

$$D = \frac{T_{ON}}{T_{ON} + T_{OFF}} = \frac{V_0}{V_{PV}} \quad (2.38)$$

Pour le convertisseur abaisseur la tension de sortie est inférieure à la tension du générateur photovoltaïque [126, 128] .

La valeur de L et C sont calculées par :

$$L = \frac{V_0(1-D)}{\Delta I_L f_{sw}} \quad (2.39)$$

$$C = \frac{I_{PV}(1-D)}{\Delta V_{PV} f_{sw}} \quad (2.40)$$

f_{sw} Représente la fréquence de commutation

ΔV_{PV} Tension d'ondulation de l'inducteur

$$R_{PV} = \frac{V_{PV}}{I_{PV}} = \frac{V_o}{I_o} (1/D)^2 = R_o (1/D)^2 \quad (2.41)$$

2.10.2.3. Convertisseur Buck Boost

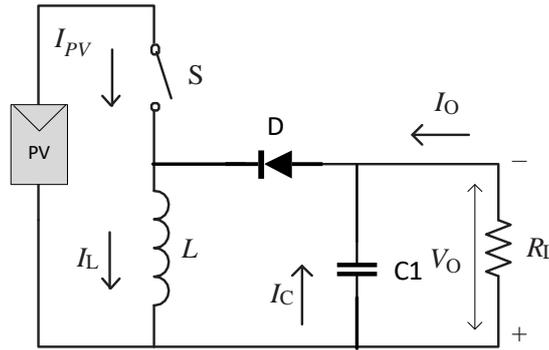


Figure 2. 38. Configuration d'un Convertisseur Boost Buck

L'équation différentielle en fonction de la variable de commande u ou le rapport cyclique d du convertisseur [126, 127].

$$\begin{cases} \frac{dV_{PV}}{dt} = \frac{I_{PV}}{C_1} - \frac{i_L}{C_1} u \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{V_0}{L} (1-u) + u \frac{V_{PV}}{L} \\ \frac{dV_0}{dt} = -\frac{i_L}{C} (1-u) - \frac{V_0}{R_L C} \end{cases} \quad (2.42)$$

$$\begin{aligned} \frac{V_o}{V_{PV}} &= \frac{D}{1-D} \\ \frac{I_o}{I_{PV}} &= \frac{1-D}{D} \end{aligned} \quad (2.43)$$

La valeur de l'impédance virtuelle coté photovoltaïque est

$$R_{PV} = \frac{V_{PV}}{I_{PV}} = \frac{V_o}{I_o} \left(\frac{(1-D)}{D} \right)^2 = R_o \left(\frac{(1-D)}{D} \right)^2 \quad (2.44)$$

2.10.2.4. Convertisseur Buck-Boost Bidirectionnel

Les applications avec système de stockage telle que la batterie, exigent un écoulement bidirectionnel de la puissance puisque la batterie se charge dans un sens et se décharge dans le sens opposé, Celle-ci entraînera l'utilisation des convertisseurs DC/DC bidirectionnels.

Comme montré sur la figure. 2. 38, le convertisseur bidirectionnel travail en deux état,

mode abaisseur et mode élévateur ainsi selon l'état des interrupteurs de commutation que le flux de puissance se circule.

De ce fait, deux interrupteurs bipolaires commandés par MLI sont utilisés en s'opérant en quatre modes de fonctionnement suivants :

- Mode 1 (Q_2 ON) ; l'interrupteur Q_2 est activé et l'interrupteur Q_1 est ouvert en même temps que la diode D_1 , D_2 polarisée en inverse pendant cette période, le convertisseur fonctionne en mode Boost, l'inductance est chargée et le courant à travers l'inductance augmente.
- Mode 2 (D_1 ON) ; les deux interrupteurs Q_1 et Q_2 sont désactivés. La diode D_1 commence à conduire. Dans ce cas le convertisseur alimente la tension du circuit intermédiaire.
- Mode 3 (Q_1 ON) ; l'interrupteur Q_1 est activé et Q_2 et D_1 sont désactivés, D_2 polarisée en inverse pendant cette période le convertisseur fonctionne en mode abaisseur, et transfère la puissance à la batterie.
- Mode 4 (D_2 ON) ; pendant cette période, les deux interrupteurs Q_1 et Q_2 sont ouverts, la diode D_2 commence à conduire.

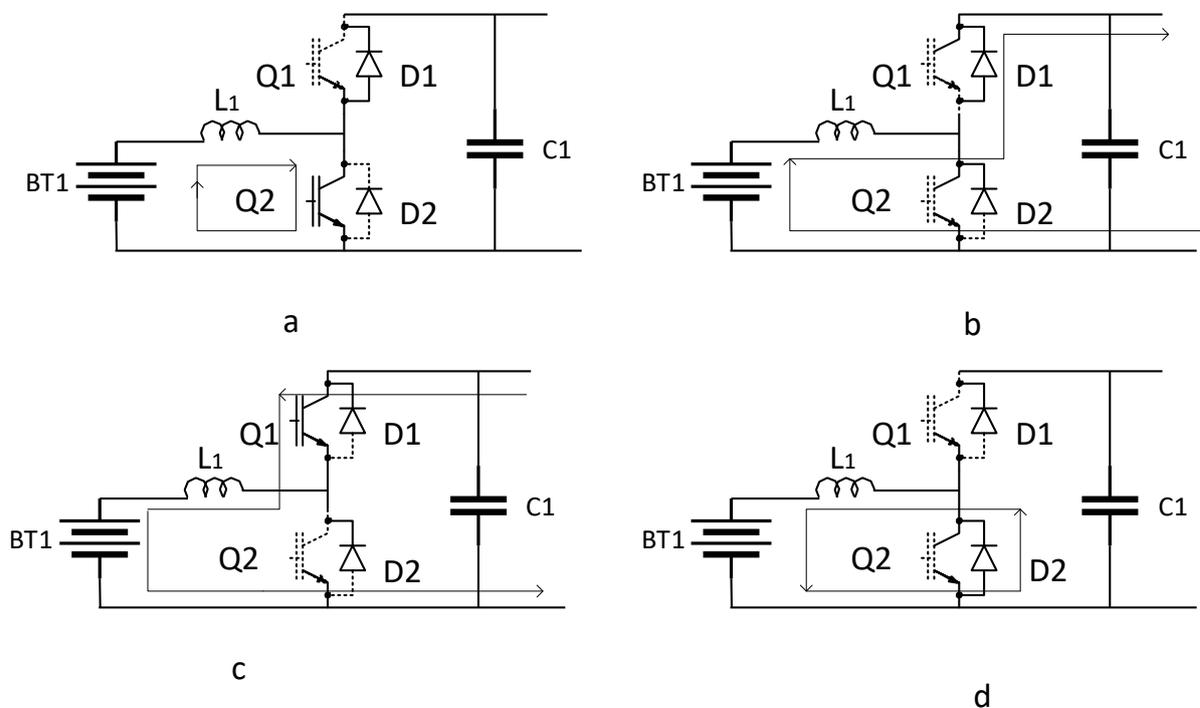


Figure 2. 39 Modes de fonctionnement du convertisseur bidirectionnel (a) Mode 1; (b) Mode 2; (c) Mode 3; (d) Mode 4. [127] [128]

Tableau 2.4 Résumé de calcul des paramètres des différents convertisseurs [121]

Convertisseur DC/DC	$\frac{I_o}{I_s}$	$\frac{V_o}{V_s}$	$R_i = \frac{V_s}{I_s}$	L_{\min}	C_{\min}
Buck	$\frac{1}{D}$	D	$\frac{R_L}{D^2}$	$\frac{(1-D)}{2f} R_L$	$\frac{(1-D)}{8\Delta V L f^2} V_0$
Boost	$1-D$	$\frac{1}{1-D}$	$(1-D)^2 R_L$	$\frac{(1-D)^2}{2f} D R_L$	$\frac{D}{\Delta V R_L f} V_0$
Buck-Boost	$\frac{1-D}{D}$	$\frac{1}{1-D}$	$\frac{(1-D)^2}{D^2} R_L$	$\frac{(1-D)^2}{2f} R_L$	$\frac{D}{\Delta V R_L f} V_0$

R_i Impédance d'entrée du convertisseur

R_L Impédance de la charge

ΔV Tension d'ondulation de sortie maximum

2.10.3. Différentes configurations photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques (PV) connecté au réseau électrique ou à une charge AC, est une technique en grande évolution dans le secteur d'énergie renouvelable.

Cela nécessite la conception d'un onduleur connecté au réseau à haute efficacité qui délivre la tension avec une faible distorsion harmonique totale (THD) et un facteur de puissance ($\cos \varphi$) voisin de l'unité.

Les systèmes photovoltaïques peuvent être classés en fonction du nombre d'étages de transformation de puissance, de l'emplacement des condensateurs de découplage de puissance, avec ou sans transformateurs [129].

Les onduleurs électroniques de puissance sont essentiels pour convertir l'énergie à courant continu produite par les générateurs photovoltaïques en courant alternatif,

compatible avec le réseau de distribution d'électricité de la plupart des appareils à courants électriques AC.

La figure 2.40 montre les différentes configurations d'un système photovoltaïque

Onduleur ac module	micro-onduleur solaire	en chaînes (String)	multi-chaînes (multi-string)	Onduleur central
> 300 W petit système/ résidentiel	1 KW petit système/ résidentiel	1 – 10 KW résidentiel	10 – 30 KW commercial/ résidentiel	> 30 KW applications grande échelle



Figure. 2.40. Classification des différentes configurations de système PV [130]

2.10.3.1. Configuration à onduleur central

Cette configuration illustrée dans la figure 2.41 et 2.42 est utilisée pour de grandes installations photovoltaïques qui peuvent atteindre plusieurs mégawatts. Dans cette configuration le système photovoltaïque possède un nombre élevé de panneaux photovoltaïques qui sont connectés en série-parallèle, l'ensemble sont unis à un seul onduleur central DC/AC pour le transfert de la plus grande quantité d'énergie possible au réseau ou à la charge AC.

L'avantage important de ce type de configuration est son coût faible et qui possède une certaine robustesse et la simplicité de l'entretien de l'onduleur, mais l'inconvénient réside dans la difficulté de poursuivre le point de puissance maximum puisqu'il y a une seule entrée de tous les panneaux solaires ainsi que

La fiabilité de cette configuration est faible car la panne de l'onduleur arrêtera la totalité du système photovoltaïque.

Chaque chaîne possède une diode de blocage pour empêcher le retour de l'énergie produite par les différentes branches photovoltaïques à différentes illumination [119, 120, 130].

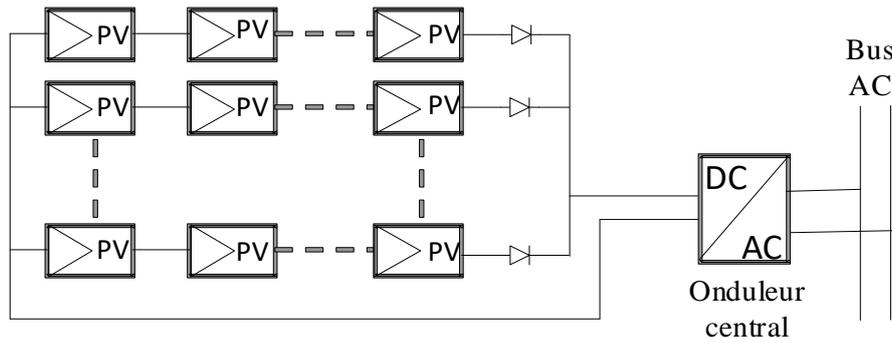


Figure. 2.41. Configuration d'une installation photovoltaïque avec un onduleur centralisé

La figure 2.42 montre une configuration spécifique d'un système PV pour la production d'énergie électrique industrielle à grande échelle avec des onduleurs centraux, développé par plusieurs firmes telles que ABB avec une puissance estimée à 500 KW, et qui peuvent être installés en parallèle pour produire plus de dizaines ou des centaines de mégawatts (MW) , le système photovoltaïque formé de chaîne PV est constituée d'une combinaison de cellules série-parallèle, la tension continue générée est augmentée par un convertisseur DC-DC puis convertis en courant alternatif par un onduleur à commande MLI. Le convertisseur DC-DC contrôle la sortie de la puissance maximale de la chaîne par le contrôle MPPT [131].

Le bus est mis en parallèle sur le côté AC, des transformateurs sont utilisés pour augmenter la tension avant de se connecter au réseau AC, ou abaissé la tension pour la distribution directe des maisons.

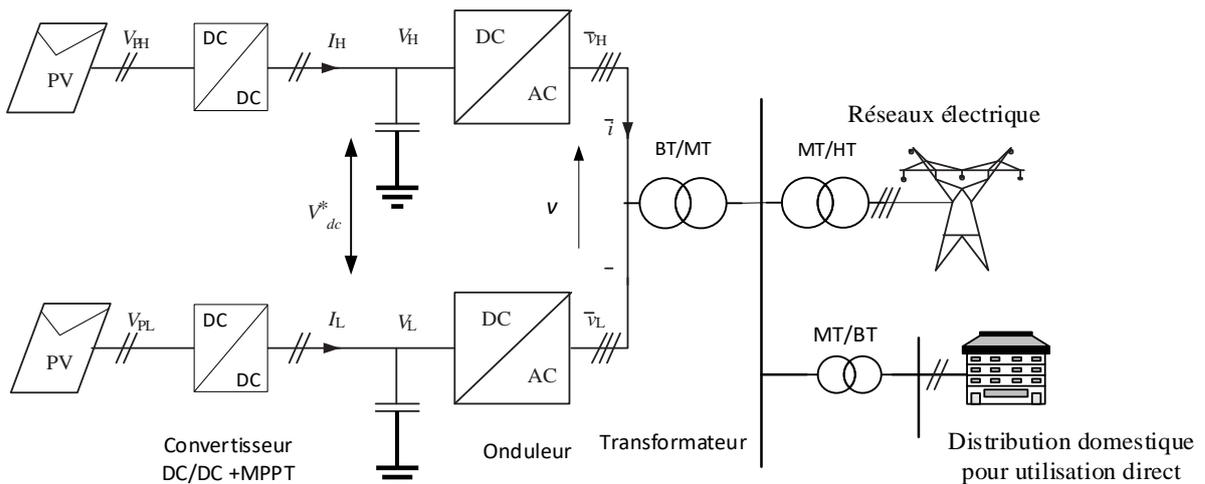


Figure. 2.42. Configuration d'une installation photovoltaïque à grande échelle avec des onduleurs en parallèle centraux

2.10.3.2. L'architecture en chaînes (String)

Dans la configuration en chaînes, chaque branche de panneaux solaires est connectée à un onduleur. Ces onduleurs et leurs branches de panneaux solaires respectifs fonctionnent en parallèle et ils sont liés au réseau électrique indépendamment, Cela entraîne l'augmentation de la durée de vie des composants électroniques, mais chaque onduleur produit une sortie de puissance différente par rapport à son circuit connecté. Donc le système ne fonctionne pas à un seul point de puissance maximum (MPP). Dans de ce type de configuration il n'est pas nécessaire de placer tous les branches solaires dans un seul endroit [129] .

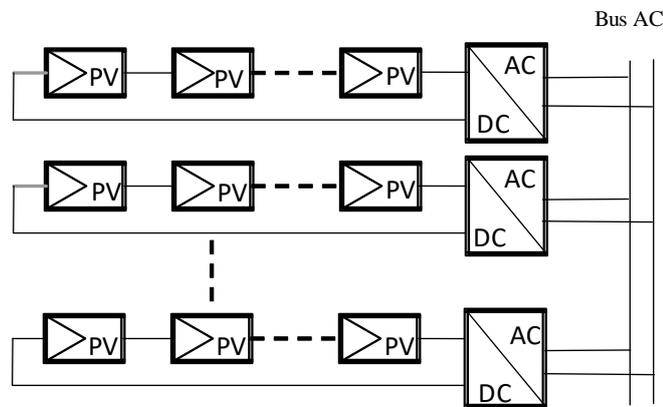


Figure. 2.43. Configuration d'une installation photovoltaïque String

2.10.3.3. Architecture multi-chaînes (multi- string)

Dans l'architecture multi chaîne la conversion d'énergie est divisée en deux étapes, un convertisseur DC/DC suivi d'un étage onduleur DC à AC. Les panneaux photovoltaïques et les convertisseurs DC / DC fonctionnent en parallèle et débitent vers un onduleur central [129, 130].

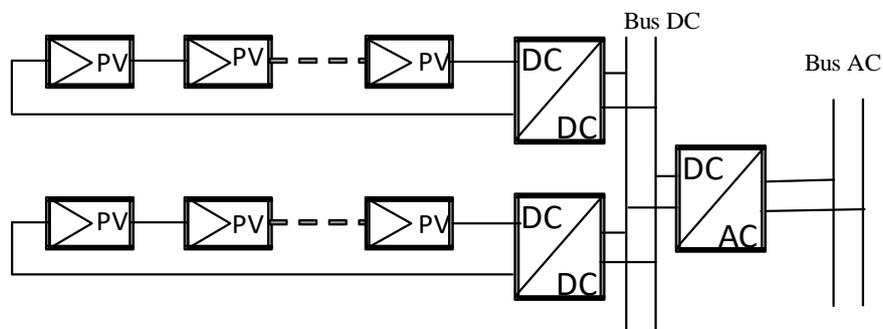


Figure. 2.44. Configuration d'une installation photovoltaïque Multi-string

2.10.3.4. L'architecture micro-onduleur solaire (onduleur intégré au PV)

Chaque panneau solaire PV dans l'architecture micro-onduleur, est connecté séparément à un onduleur et chaque onduleur est ensuite lié à la charge AC séparément. Cette configuration est utilisée uniquement pour les applications reliées au réseau électrique [130, 132].

L'architecture micro-onduleur possède certains avantages tels que la diminution des effets d'ombrage et offre une prédisposition à suivre le point de puissance maximum. Étant donné que chaque onduleur obtient la sortie d'un seul panneau dans ce cas le suivi de puissance maximale devient une tâche facile. Le système fonctionne sur des faibles puissances, la durée de vie des composants électroniques est supérieure à celle des autres architectures. En outre, la fiabilité est plus élevée, car la rupture d'un onduleur n'a pas d'impact sur le système entier. En raison des avantages mentionnés ci-dessus, la production d'énergie globale augmente de 5 à 25% [132].

Cependant, ce système présente certain inconvénient. Son coût d'extension est élevé, en raison de l'utilisation d'un onduleur pour chaque panneau solaire. En plus il n'existe pas de système de contrôle centralisé, la fonction de contrôle de ce système est très difficile et complexe [133].

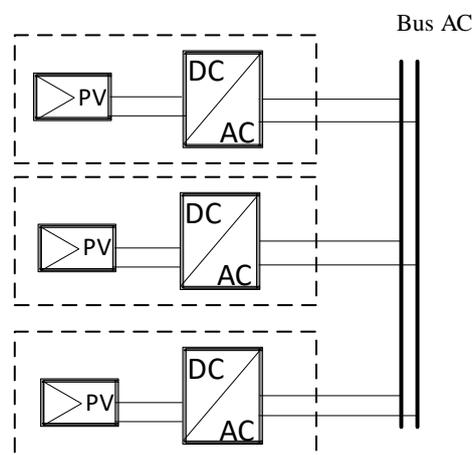


Figure.2.45. Configuration d'une installation photovoltaïque micro-onduleur

2.10.3.5. Architecture Modulaire

Ce système modulaire se compose de convertisseurs DC/DC et des onduleurs DC /AC. Il s'agit d'une architecture nouvelle. Les convertisseurs DC/DC assurent le réglage de la tension et le suivi du point de puissance maximum. Cela assure que chaque panneau

fonctionne à son propre point de puissance maximum. Les onduleurs DC/AC qui fonctionnent en parallèle répartiront l'énergie qui est transférée du bus DC.

L'architecture du bus offre une grande souplesse du système, car il est possible d'ajouter des modules PV et des convertisseurs DC/DC [129].

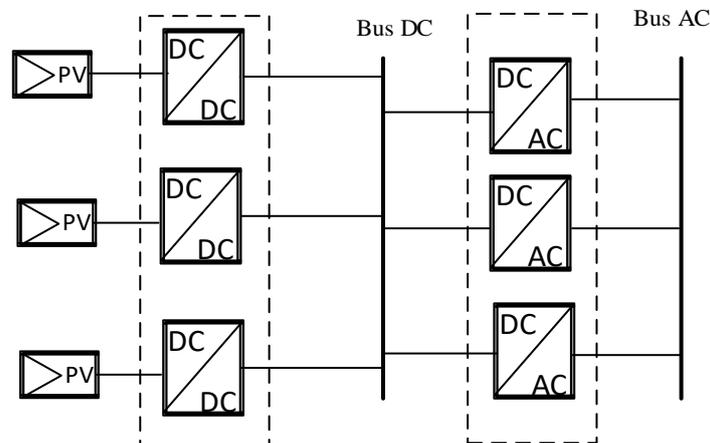


Figure.2.46. Configuration d'une installation Photovoltaïque Modulaire

2.11. SYSTÈME DE CONVERSION PV CONNECTÉ AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE MONOPHASÉ ET TRIPHASÉ

2.11.1. Introduction

Un onduleur est une interface électronique de puissance qui converti une tension continue d'entrée en une tension alternative.

On distingue les onduleurs de tension monophasé et les onduleurs triphasés, les onduleurs peuvent également être classifiés en deux catégories : les onduleurs de tension (VSI) et les onduleurs de source de courant (CSI).

La classification des onduleurs photovoltaïques est basée sur le nombre d'étage de conversion de puissance utilisé. On peut les classés en deux grandes catégories :

- PV à onduleurs avec convertisseur DC / DC (avec ou sans isolation)
- PV à onduleurs sans convertisseur DC / DC (avec ou sans isolation)

Des courants de fuite apparaîtront entre les panneaux photovoltaïques et le sol et provoqueront un problème de sécurité c'est pour cela une isolation galvanique entre l'onduleur et la charge est nécessaire, de temps à autre l'isolation est réalisée par le

transformateur qui peut être installé près du GPV côté haute fréquence (HF) (figure 2.47) ou près de la charge côté basse fréquence (LF) (figure. 2.48) [134] [135].

Le transformateur basse fréquence ou à haute fréquence augmente la tension jusqu'au niveau de celle voulue et assure une isolation ; Les systèmes photovoltaïques sans les transformateurs restent le choix le plus approprié afin de minimiser le coût du système complet et augmenter le rendement total du système.

Le système photovoltaïque est connecté généralement à un convertisseur DC/DC pour renforcer le niveau de tension et pour fonctionner au courant voulu pour convenir à la puissance maximale disponible du module PV et suivi d'un onduleur DC/AC, pour la connexion au réseau ou pour alimenter les charges AC [136-138].

2.11.2. Système photovoltaïque monophasé avec transformateur (coté faible fréquence) et convertisseur DC/DC

La tension générée par le GPV, est convertie en une tension alternative à la fréquence de 50 Hz via un pont complet en H (Q1, Q2, Q3, Q4). La tension est modifiée par un transformateur à 50 Hz et alimente une charge AC. Ce système assure une fiabilité élevée et un bon isolement galvanique mais son inconvénient est l'investissement élevé et le poids lourd du transformateur [135].

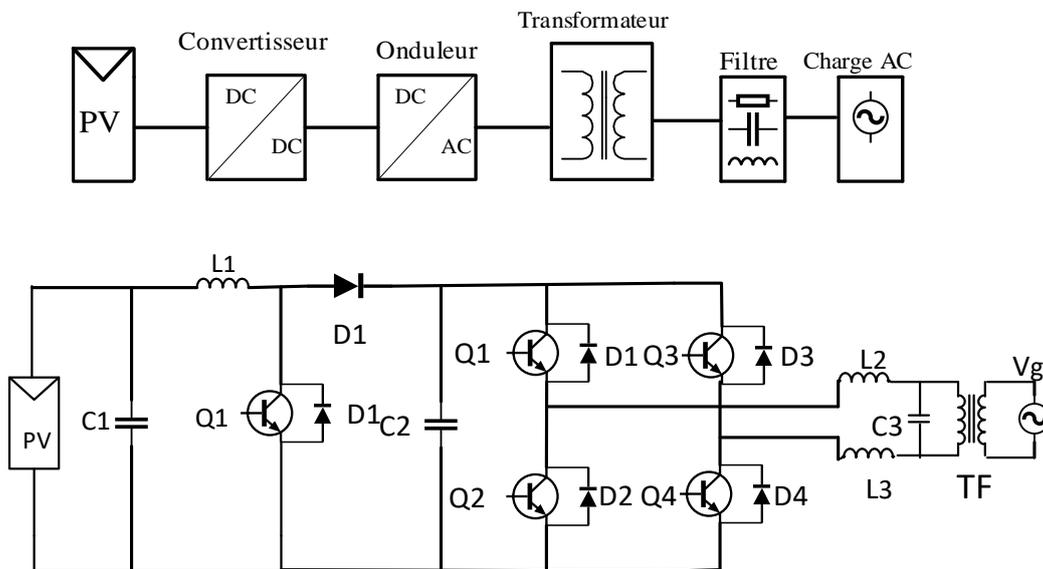


Figure. 2.47 Configuration d'un système photovoltaïque relié au réseau ou à une charge AC en 2 étapes avec un transformateur à fréquence faible

2.11.3. Système photovoltaïque avec transformateur (côté grande fréquence)

La conversion d'énergie photovoltaïque est réalisée en plusieurs étages, le premier étage est un pont complet (Q1, Q2, Q3, Q4) produit un signal carré à haute fréquence de plusieurs kHz, qui est transmis par le transformateur HF, le 2^{ème} étages est un pont redresseur fait en 4 diodes passifs, qui va changer le signal rectangulaire à la tension continue et la stocke dans le circuit intermédiaire, un 3^{ème} pont complet (Q5, Q6, Q7, Q8) génère une tension alternative de 50 Hz, puis filtrer, pour obtenir une tension alternative sinusoïdale [134, 136-138].

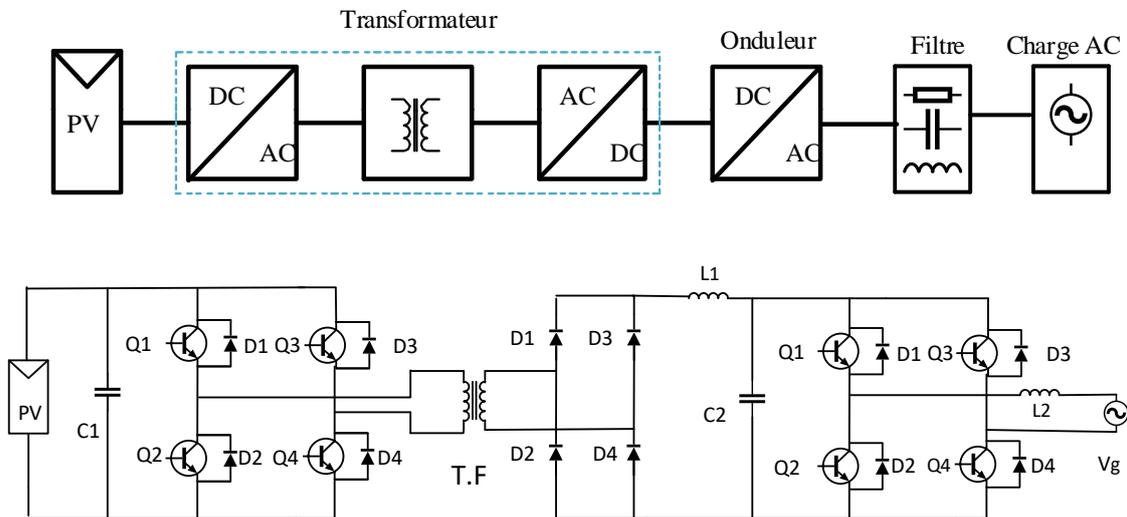


Figure. 2.48. Configuration d'un système photovoltaïque relié au réseau ou à une charge AC, en 3 étages avec un transformateur à fréquence élevée

2.11.4. Système photovoltaïque avec convertisseur et sans transformateur

Plusieurs configurations de système PV monophasé sans transformateur existent dans la littérature. La tension continue développée par le générateur photovoltaïque est augmentée par un convertisseur élévateur DC/DC (Boost) ceci a pour avantage de diminuer le nombre de module du GPV et de l'utiliser pour les puissances élevées. Puis la tension est convertie en tension alternative de 50 Hz via un pont en H complet (Q1, Q2, Q3, Q4), puis lissé à une tension alternative sinusoïdale de 50 Hz par des filtres.

Cette configuration présente plusieurs avantages tels que, une fiabilité élevée et moins des pertes due à la non utilisation du transformateur. Mais l'absence de l'isolation galvanique pose un problème de sécurité [136-138].

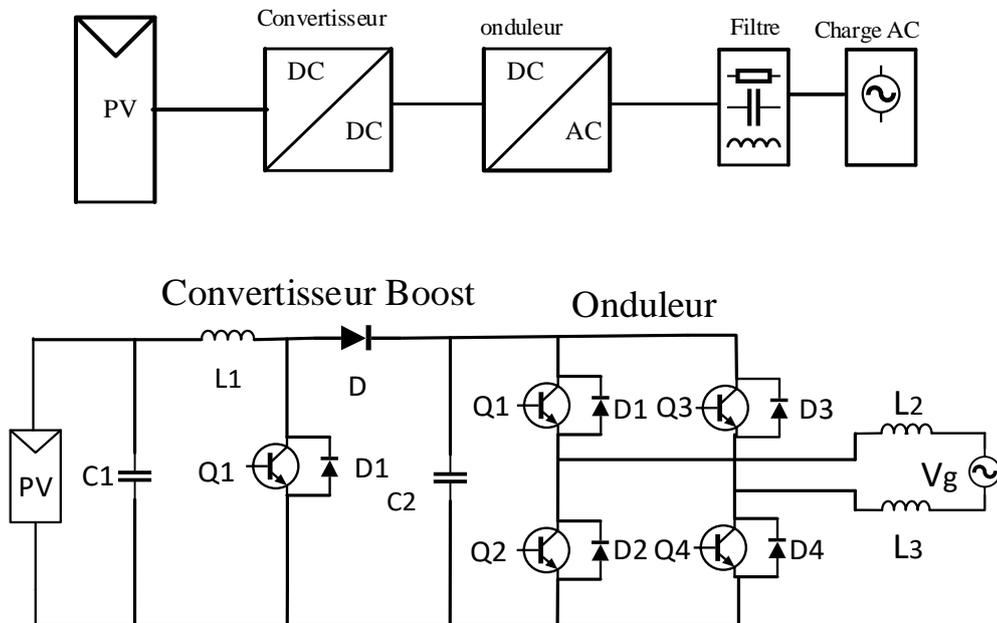


Figure. 2.49. Système photovoltaïque sans transformateur en deux étages

2.11.4.1. Configuration en onduleur H sans transformateur

Les onduleurs avec un pont complet en forme de H fonctionnant en 4 quadrants, sont très largement utilisés en raison de leurs simplicités, fiabilités et rentabilités élevées, un filtre LCL ou LC ou L est utilisé pour améliorer la qualité de l'électricité et obtenir une onde sinusoïdale.

Les interrupteurs S_1 , S_2 , S_3 et S_4 sont des composants semi-conducteurs de puissance (BJTs, MOSFETs, GTOs et IGBTs), Commandables à l'ouverture et à la fermeture par MLI (PWM), dont le fondamental est à la fréquence de 50 Hz. D1, D2, D3 et D4 sont des diodes supposées idéales.

La tension de sortie alternative est engendrée en commutant le pont complet dans une séquence adéquate. La tension de sortie du pont V_g dans ce cas, peut prendre les valeurs $+V_{dc}$, $-V_{dc}$ ou 0 selon la manière dont les commutateurs sont contrôlés [139, 140].

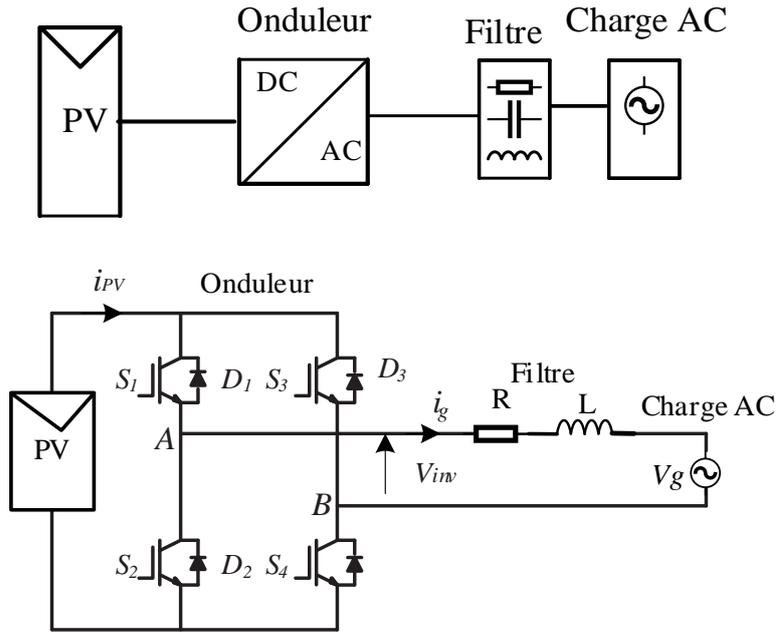


Figure. 2.50. Système photovoltaïque monophasé à pont complet et filtre L

Tableau 2.5 Etat De Commutation Du Convertisseur En H

u	S_1	S_2	S_3	S_4	V_{in}
1	1	0	0	1	$+V_{pv}$
0	0	1	0	1	0
0	1	0	1	0	0
-1	0	1	1	0	$-V_{pv}$

Le modèle mathématique d'un onduleur en H avec un filtre L, dans laquelle la modulation bipolaire est choisie, pour une période de commutation T_s , l'équation d'état peut être exprimée comme suit :

$$\begin{cases} L \frac{di_g}{dt} = v_{dc} - Ri_g - v_g & , \quad 0 \leq t < dT \\ L \frac{di_g}{dt} = -v_{dc} - Ri_g - v_g & , \quad dT \leq t < T \end{cases} \quad (2.45)$$

Le modèle d'espace d'état en fonction de la variable de contrôle d est.

$$L \frac{di_g}{dt} = (2d - 1)v_{dc} - Ri_g - v_g \quad (2.46)$$

2.11.4.2. Configuration avec Onduleur en H en cascade multiniveaux

Certains systèmes photovoltaïques sont pourvus de convertisseur en pont H en cascade multiniveaux, avec plusieurs sources photovoltaïques indépendantes. Cette combinaison modulaire le rend facilement extensible pour un nombre plus élevé de niveaux de tension de sortie ; la tension obtenue est à peu près sinusoïdale avec une faible distorsion harmonique, à faible fréquence de commutation [141], sans affecter la complexité du circuit de puissance. Pour cette configuration la tension de sortie est formée par N niveaux de tension et $(N-1) / 2$ cellules d'onduleur monophasées.

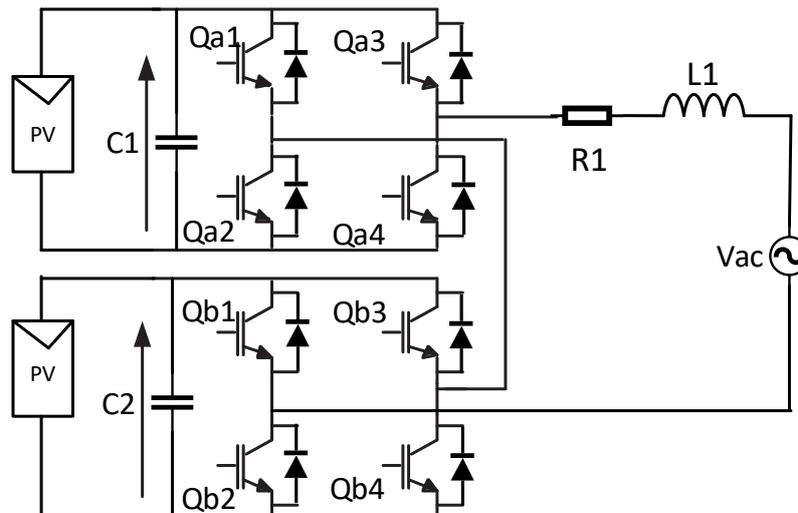


Figure. 2.51. Système photovoltaïque monophasé a Onduleur en pont H en cascade [142]

Tableau 2. 6 Commutation Du Convertisseur En H En Cascade [143]

$Qa1$	$Qa3$	$Qb1$	$Qb3$	V_{in}
0	1	0	1	-2E
0	1	0	0	-E
0	0	0	0	0
1	0	0	0	E
1	0	1	0	2E

2.11.4.3. Configurations Onduleur H5

L'onduleur H5 a été développé dans les laboratoires de SMA en ajoutant un interrupteur bidirectionnel en courant à côté de la source photovoltaïque, le commutateur S_5 est mis hors circuit lorsque la tension devienne nulle, en conséquence il isole le générateur photovoltaïque à l'égard de la charge, ceci élimine l'échange d'énergie entre la bobine et la capacité de liaison. Le rendement de cette configuration se rapproche à 98% car les courants de fuites et les interférences électromagnétiques (EMI) sont faibles.

La tension en mode commun entre le GPV et le sol est réduite en effet, le commutateur S_5 est soumis à la fréquence du réseau et non pas à celle de la fréquence de commutation [134] [144].

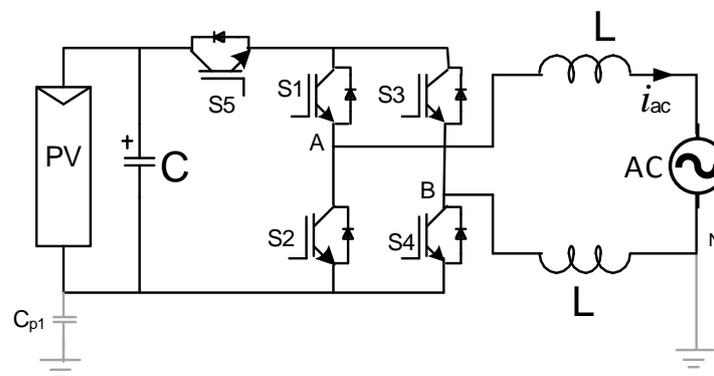


Figure. 2.52. Système photovoltaïque monophasé à Onduleur H5

2.11.4.4. Configurations Onduleur HERIC

Une autre topologie d'onduleur qui a prouvé efficacité et fiabilité est l'onduleur HERIC, Il dérive de la topologie de d'onduleur en H par l'ajout d'un bras de commutateur bidirectionnel ou deux IGBT (S_5 - S_6) en parallèle avec la charge AC [134, 144, 145] .

Le 6^{ème} commutateur est utilisé uniquement en période de roue libre (tension nulle), lorsque la tension aux bornes de la charge est nulle le commutateur S_6 assurera un isolement entre la source photovoltaïque et la charge.

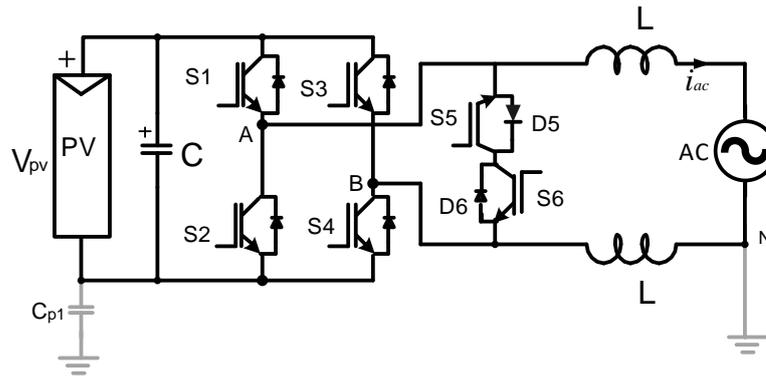


Figure. 2.53. Système PV avec Onduleur Heric connecté à une charge AC

2.11.5. Système PV à Onduleur triphasé

2.11.5.1. Onduleur en H triphasé

La topologie d'onduleur de tension triphasé standard est très populaire pour les applications photovoltaïques, comme convertisseur alimentant la charge AC. Le circuit se compose de six commutateurs unidirectionnels avec des diodes de récupération connectées en antiparallèle pour assurer une conduction inverse du courant alternatif. Le générateur photovoltaïque est connecté en parallèle avec un condensateur de lissage de tension continue. Les commutateurs sont contrôlés par MLI de sorte que chaque phase de sortie AC peut être connectée à la capacité de liaison C_{dc} . Les filtres inductifs L_f sont placés sur le côté AC pour découpler l'onduleur et la charge AC et pour lisser l'ondulation produite par la commutation de l'onduleur [67] [146] [147].

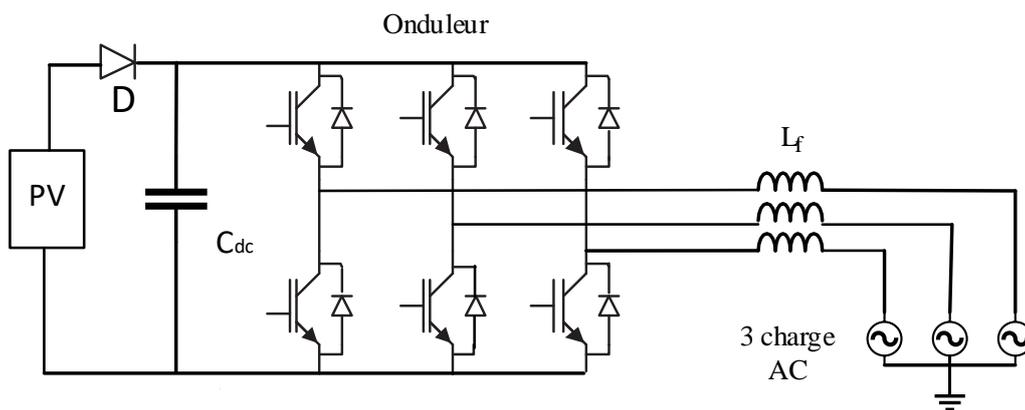


Figure. 2.54. Circuit de Configuration de l'onduleur triphasé en H avec un seul étage.

2.11.5.2. L'onduleur triphasé à deux étages avec convertisseur Boost

Le générateur photovoltaïque GPV est connecté à travers un convertisseur élévateur qui peut augmenter la tension d'entrée (de 150 V à 500 V) un onduleur en pont H convertit le courant continu (DC) fourni par le convertisseur DC/DC en courant alternatif (AC), les interrupteurs de l'onduleur sont commandés en MLI pour obtenir une fréquence de 50Hz, [146, 148].

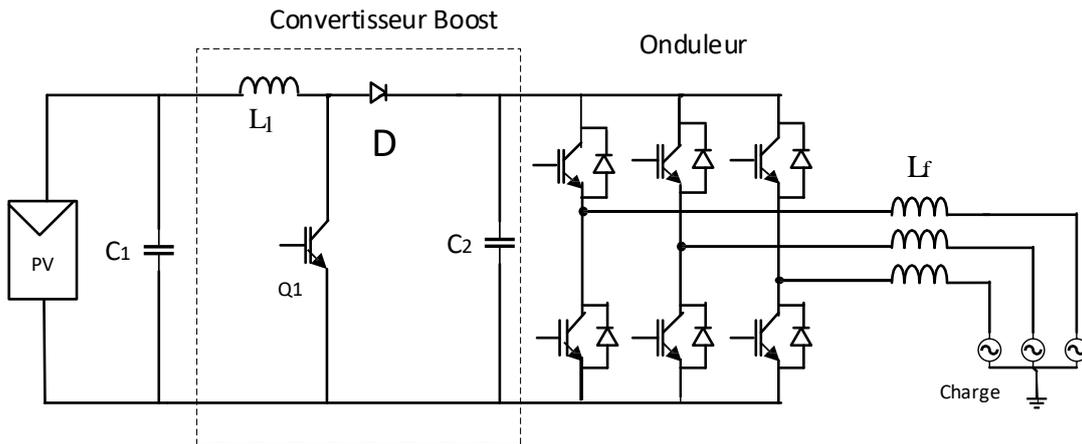


Figure. 2.55. Circuit de Configuration de l'onduleur triphasé à deux étages avec convertisseur Boost

2.11.5.3. L'onduleur Z-source (ZSI)

C'est une topologie de convertisseur de l'électronique de puissance nouvelle et émergente utilisant des circuits passifs pour la conversion du courant continu en courant alternatif avec des propriétés intéressantes de fonctionner en mode Boost et Buck ; la conversion est constitué d'un seul étage [149].

Un circuit d'impédance en forme de X est ajouté au côté DC de l'onduleur contenant deux inductances DC (L_1 et L_2) de valeur égale, deux condensateurs égaux (C_1 et C_2) et une diode. La diode est connectée en série avec le GPV pour empêcher le courant de retour à travers le réseau photovoltaïque. La topologie ZSI augmente la tension d'entrée avec un coût réduit, un volume réduit, et une efficacité accrue en raison d'une baisse de nombre de composant, ce qui améliore la fiabilité de l'onduleur [150].

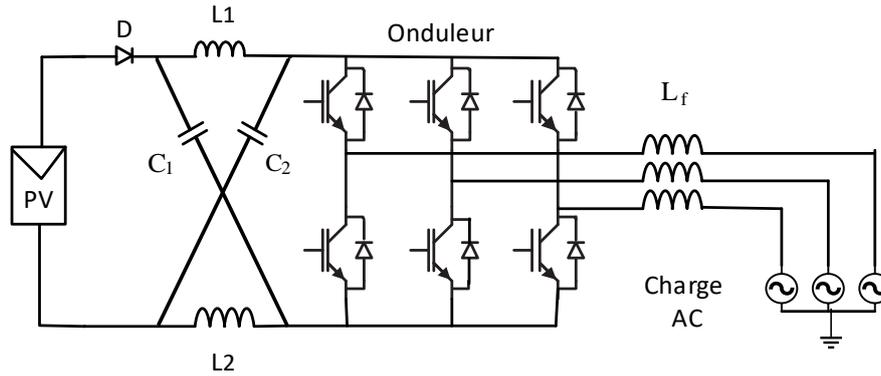


Figure. 2.56. Configuration du circuit Z-source triphasée

2.11.5.4. Configuration de l'onduleur NPC triphasé

La figure 2.57 représente un système d'onduleur NPC triphasé à 3 niveaux sans transformateur pour les applications PV, le système comprend un GPV, un Convertisseur Boost DC / DC, un onduleur NPC à 3 niveaux, un filtre LC et la charge triphasée. Chacun des trois bras de l'onduleur sont constituées de quatre interrupteurs de puissance, quatre diodes de roue libre et deux diodes de clamping. La topologie NPC à 3 niveaux peut produire cinq niveaux de tension sur la charge en fonction de la fréquence de commutation : V_{dc} , $+V_{dc}/2, 0, -V_{dc}/2, -V_{dc}$ [151].

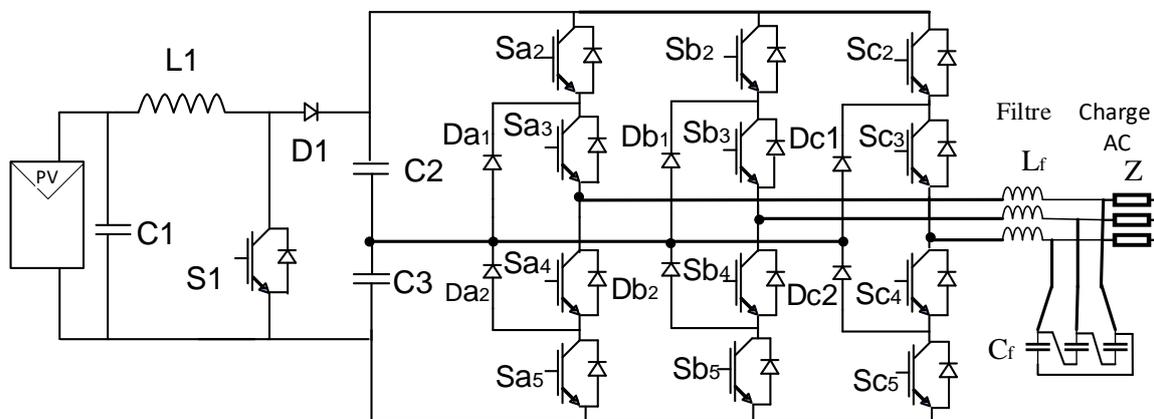


Figure. 2.57. Configuration du circuit NPC triphasé

2.11.6. Commande MLI d'un Onduleur triphasé

Les convertisseurs continu-alternatif sont appelés onduleurs sont utilisés pour convertir la tension d'entrée continue en tension de sortie alternative pour alimenter une charge en courant alternatif ou se connecter au réseau électrique. La tension de sortie de l'onduleur doit satisfaire certaines conditions telles que la forme de l'onde qui doit être

sinusoïdale, d'amplitude de tension souhaitée, de fréquence constante et est égale à 50 Hz, une valeur acceptable de la distorsion harmonique totale (THD).

Le procédé de commande de modulation de largeur (MLI ou PWM) est utilisé principalement pour fournir une commutation appropriée en supposant, l'ensemble des interrupteurs électroniques sont idéaux et dans lequel à l'état passant la résistance est nulle et à l'état bloqué la résistance est infinie.

La topologie d'un onduleur de source de tension est montrée à la Figure 2.58 L'onduleur est composé de trois bras A, B, C, chaque des trois bras avec deux semi-conducteurs idéaux. Chaque interrupteur de bras peut conduire une seule fois pour la même période. Les tensions entre les lignes sont données par [152] [153].

$$\begin{cases} V_{AB} = V_{AN} - V_{BN} \\ V_{BC} = V_{BN} - V_{CN} \\ V_{AC} = V_{AN} - V_{CN} \end{cases} \quad (2.47)$$

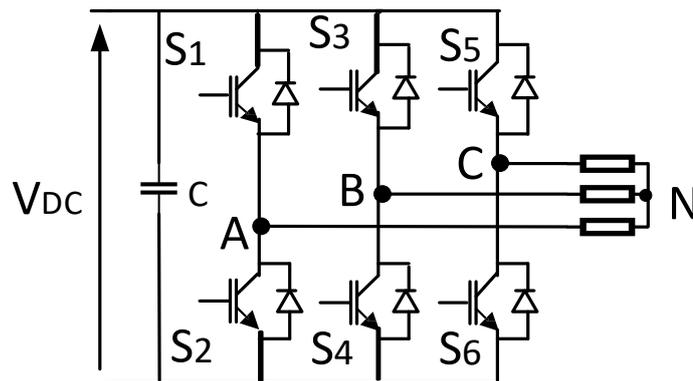


Figure. 2.58. Représentation d'un onduleur de tension avec les bras de commutations

V_{AN} , V_{BN} , V_{CN} sont les tensions de ligne avec le neutre. Pour un système équilibré la somme des tensions (courants) est égale à zéro.

$$V_{AN} + V_{BN} + V_{CN} = 0 \quad (2.48)$$

À partir des deux équations (2.47) et (2.48) on détermine les tensions de phase

$$\begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{AC} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Les états de commutation de chaque bras sont représentés par trois variables binaires : S_a , S_b , S_c . ces variables peuvent prendre uniquement deux valeurs 1 quand l'interrupteur est fermé et 0 lorsque l'interrupteur est ouvert. L'états des interrupteurs en fonction de la tension du bus continue et les tensions entre lignes :

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{AC} \end{bmatrix} = V_{DC} \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

les tensions de phase sont exprimée en fonction de la tension continue et de l'état de commutation dans l'équation suivante

$$\begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

Le courant continu dans le bus DC peut être déduit est :

$$I_{DC} = \begin{bmatrix} S_a & S_b & S_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

2.11.7. Rendement de l'onduleur

Pour dimensionner correctement le système PV, il est utile de savoir le rendement des convertisseurs de puissance. Les onduleurs doivent être certifiés et conformes aux exigences de plusieurs normes existantes dans le monde telles que EN 50524, EN 50530, UL 1741, IEC 61683, IEC 62109-1 and IEC 62109-2, IEEE 1547 et IEEE 1547.1 [154] [155].

Comme le rayonnement fluctue au cours de la journée, l'onduleur se trouve dans ce cas sous différents états de charge. L'efficacité de l'onduleur dépend de la puissance d'entrée instantanée de l'appareil. Si la charge est plus petite, causée par un faible rayonnement solaire, dans ce cas l'efficacité devient plus faible.

Les onduleurs sont représentés par une courbe d'efficacité obtenue à partir de la fiche technique faite par plusieurs concepteurs d'onduleur ou exprimé par plusieurs méthodes de calcul.

L'efficacité d'un onduleur désigne la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque convertie en courant alternatif. Une partie de la puissance peut être perdue sous forme de chaleur, La formule générale de rendement est

$$\eta = \frac{P_{INV}}{P_{PV}} = \frac{P_{INV}}{P_{INV} + \text{pertes}} \quad (3.53)$$

$$\eta = c_1 \left(\frac{P_{PV}}{P_{INV}} \right)^{c_2} + c_3 \frac{P_{PV}}{P_{INV}} \quad (3.54)$$

P_{PV} et P_{INV} sont respectivement la puissance de sortie du module PV et la puissance nominale de l'onduleur, tandis que c_1 , c_2 , c_3 sont les coefficients du modèle [156].

L'efficacité des onduleurs exigés par la norme européenne est déterminée par mesure de rayonnement de l'Europe de l'ouest en tenant compte de la fréquence de fonctionnement de l'onduleur à différentes puissances.

$$\eta_{EU} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (2.56)$$

La Commission d'énergie Californie (CEC) donne une autre formule, semblable à l'efficacité européenne, mais les facteurs de pondération changent en fonction des conditions climatiques [157, 158].

$$\eta_{cal} = 0,04\eta_{10\%} + 0,05\eta_{20\%} + 0,12\eta_{30\%} + 0,21\eta_{50\%} + 0,53\eta_{75\%} + 0,05\eta_{100\%} \quad (2.57)$$

2.12. LES FILTRES

Les filtres connectés à la charge AC sont nécessaires en effet, la tension de sortie de l'onduleur présente des harmoniques dus à la fréquence de commutation élevée, ces filtres doivent atténuer ces modulations et réduire les perturbations afin d'obtenir des tensions parfaitement sinusoïdales. Comme le montre la figure 2.59 et 2.60, on peut distinguer plusieurs types de filtres en monophasé et en triphasé : filtre L, filtre LC, filtre LCL, filtre LLCL [159].

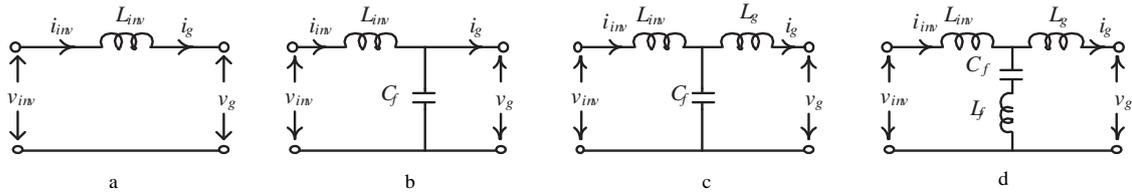


Figure. 2.59. Différents types de filtre monophasé a) filtre L, b) filtre LC, c) filtre LCL, d) filtre LLCL

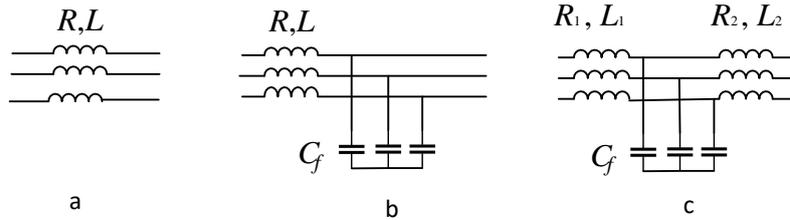


Figure. 2.60. Différents types de filtre triphasé a) filtre R-L, b) filtre R-L-C c) filtre RL-C-RL

2.13. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons étudié la conversion photovoltaïque, les différents modèles de générateur photovoltaïque développés dans la littérature sous l’environnement Matlab/Simulink, nous avons abordé aussi les différentes méthodes de MPPT et le problème d’ombrage, un aperçu de configuration possible des convertisseurs de puissance DC/DC et DC/AC est présenté en donnant le modèle mathématique de chaque circuit , les différentes topologies de systèmes photovoltaïques pour les circuits monophasés et triphasés ont également été traitées dans ce chapitre.

CHAPITRE 3

3. CONVERSION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

3.1. INTRODUCTION

Le vent est créé par le réchauffement solaire de l'atmosphère. Le vent comme source d'énergie est très intéressant du fait qu'il est abondant, inépuisable et non polluant. Cependant il est variable non-stationnaire et peu fiables.

Dans ce chapitre l'accent est mis sur la conversion de l'énergie éolienne. Ces dernières années, l'énergie éolienne est devenue la première source d'énergie renouvelable et l'une des technologies les plus économiques de l'énergie renouvelable.

Aujourd'hui, la production de l'électricité par les génératrices éoliennes, emploie une technologie sûre et durable, dans les sites de vent fort, l'énergie éolienne peut rivaliser avec succès la production d'énergie conventionnelle [160]. De nombreux pays ont des ressources éoliennes considérables, qui sont encore non exploitées.

Bien que plusieurs pays aient des ressources éoliennes faibles ou moyennes cela ne les empêchent pas à soutenir le développement de nombreuses installations d'éolienne pour la production d'électricité [161].

Les systèmes de conversion d'énergie du vent sont devenus un point essentiel dans la recherche de sources d'énergie renouvelable. Ceci est dû en raison des améliorations rapides de la puissance des éoliennes (>10MW) ainsi qu'au développement de l'électronique de puissance ce qui a permis une extraction de maximum d'énergie éolienne.

La puissance extraite de l'énergie éolienne participe en une partie importante de la demande mondiale en énergie électrique. En 2015, l'énergie éolienne a couvert 3% de la consommation d'électricité mondiale totale grâce à une puissance de 432000 MW (contre 382550 pour le nucléaire) [162].

Ce surcroît de puissance de l'éolien est dû à plusieurs raisons tels que les décisions politiques dans le monde, le progrès technologique, réduction de coût de production de l'énergie éolienne, les catastrophes naturelles, avec d'autres facteurs, qui ont aidé ce développement rapide [163].

3.2. PRINCIPE DE CONVERSION

L'éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, qui peut être utilisée directement ou transformée en énergie électrique. La figure 3.1 montre la technique de conversion par différentes configurations de production de l'énergie électrique. Les systèmes d'éoliennes du point de vue de technologies utilisées, ont pris un développement extraordinaire durant ces dernières années, les différents systèmes sont classés selon le type de générateur électrique, l'équipement d'électronique de puissance choisi, le concept de contrôle de la vitesse, et la manière de vaincre la puissance aérodynamique en cas de survitesse (Système de régulation et de protection).

Plusieurs techniques de conversion de puissance d'énergie éolienne ont été mises au point pour l'intégration ou non au réseau électrique. L'utilisation des convertisseurs de puissance électronique, permet un fonctionnement à vitesse variable de la turbine éolienne d'extraire un maximum de puissance de la turbine et de fournir une tension et fréquence constante au réseau.

Une large gamme de systèmes de contrôle, variant dans le coût et la complexité, ont été étudiés pour tous les systèmes de conversion. Tous les systèmes de contrôle intégrés avec le convertisseur électronique de puissance, sont conçus pour maximiser la puissance de sortie pour différentes vitesses de vent, plusieurs topologies de convertisseur et générateur éolien sont possibles [164].

- Générateurs synchrones multipolaires ou à rotor bobiné ou à aimant permanent.
- Générateurs d'induction à cage ou à rotor bobiné.
- Générateurs d'induction à double alimentation

Les nombreuses combinaisons de génératrices et convertisseurs sont comparées sur la base de topologie, le coût, l'efficacité, la consommation d'énergie et de la complexité de commande [165].

En raison de la nature fluctuante de l'énergie éolienne, de préférence il est rentables d'utiliser des générateurs d'éoliennes à vitesse variable qui réduit le stress mécanique sur les aubes de turbine et la transmission, ceci améliore l'efficacité du système aérodynamique et le comportement transitoire du couple [166] [167].

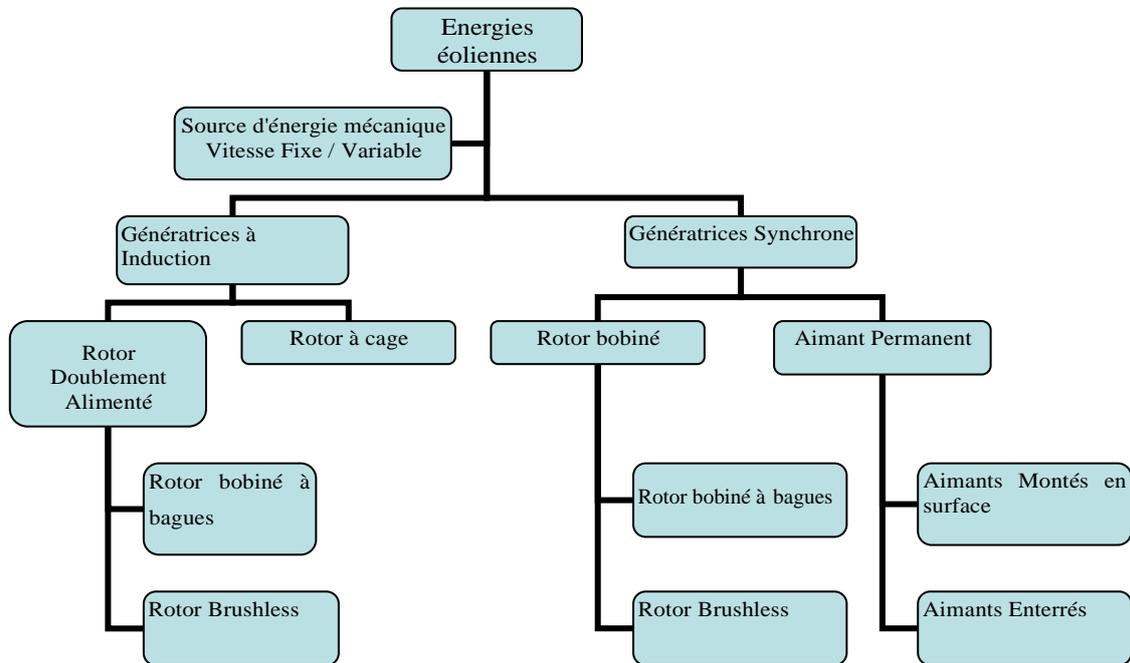


Figure 3.1 Classification des générateurs électriques généralement utilisés dans les éoliennes

3.2.1. La puissance en fonction de la vitesse du vent

L'énergie cinétique dans l'air avec une masse (m) se mouvant avec la vitesse V est donnée par l'expression suivante en joule

$$energie_cinetique = \frac{1}{2}mV^2 \tag{3.1}$$

La puissance dans le mouvement de l'air est le débit d'énergie cinétique par seconde en watts :

$$puissance = \frac{1}{2}(\text{flux de masse par seconde})V^2 \tag{3.2}$$

Si P est la puissance mécanique à l'air en mouvement (*Watts*), ρ masse volumique de l'air (kg/m^3), A zone balayé par les pales du rotor (m^2) et V la vitesse de l'air (m/s),

Le débit volumétrique est donné par AV , le débit massique de l'air en kilogrammes par seconde est donc ρAV , et la puissance mécanique venant dans le vent en amont est donné par L'équation suivante en watts.

$$P = \frac{1}{2}(\rho AV)V^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (3.3)$$

La formule (3.3) peut donner la vitesse spécifique de l'éolienne exprimée en watts par mètre carré de surface balayée par les lames en rotation.

La puissance spécifique en W/m^2 de surface balayée par le rotor est

$$\text{puissance spécifique} = \frac{1}{2}\rho V^3 \quad (3.4)$$

L'équation (3.4) est la puissance spécifique dans le vent en amont, qui varie linéairement avec la densité de l'air balayant les lames et avec le cube de la vitesse du vent. Les lames ne peuvent pas capter toute l'énergie éolienne en amont, car une certaine puissance est laissée dans l'air en aval qui continue à se déplacer à vitesse réduite.

3.2.2. La Loi de Betz

La puissance réelle extraite par les pales du rotor est la différence de la puissance éolienne en amont et la puissance en aval. En utilisant l'équation 3.2, en unités de watts, l'équation est [168].

$$P_0 = \frac{1}{2}(\text{debit massique par seconde})(V^2 - V_0^2) \quad (3.5)$$

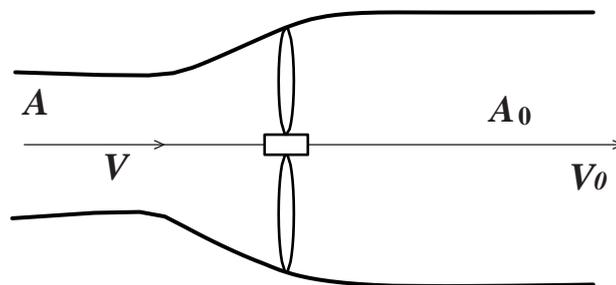


Figure 3.2 Débit d'air de la turbine

P_0 est la puissance mécanique extraite par le rotor, c'est-à-dire la puissance de sortie de la turbine, V vitesse du vent en amont à l'entrée des pales du rotor, et V_0 Vitesse du vent en aval à la sortie des pales du rotor. Le débit massique d'air à travers les aubes tournantes est la suivante :

$$\text{debit massique} = (\rho A) \left(\frac{V + V_0}{2} \right) \quad (3.6)$$

La puissance mécanique extraite par le rotor, qui alimente le générateur électrique, est

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{V + V_0}{2} \right) (V^2 - V_0^2)$$

$$\text{Ou } P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V} \right) \left(1 - \left(\frac{V_0}{V} \right)^2 \right)}{2} \quad (3.7)$$

L'énergie extraite par les pales est exprimée comme une fraction de l'énergie éolienne en amont en watts comme suit

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad \text{ou}$$

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_0}{V} \right) \left(1 - \left(\frac{V_0}{V} \right)^2 \right) \quad (3.8)$$

le coefficient C_p en (3.8) représente la fraction de l'énergie éolienne en amont qui est extrait par les pales du rotor et convertis au generateur électrique. En maximisant la formule de P_0 , On aperçoit que la puissance maximale récupérable est atteinte pour $C_p < 16/27$ de la puissance théorique donc

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_{\text{cinétique}} = \frac{8}{27} \rho A v^3 \quad (3.9)$$

Le facteur $16/27 \approx 59\%$ est appelé coefficient de puissance maximum, et appelée la limite de Betz [169, 170]

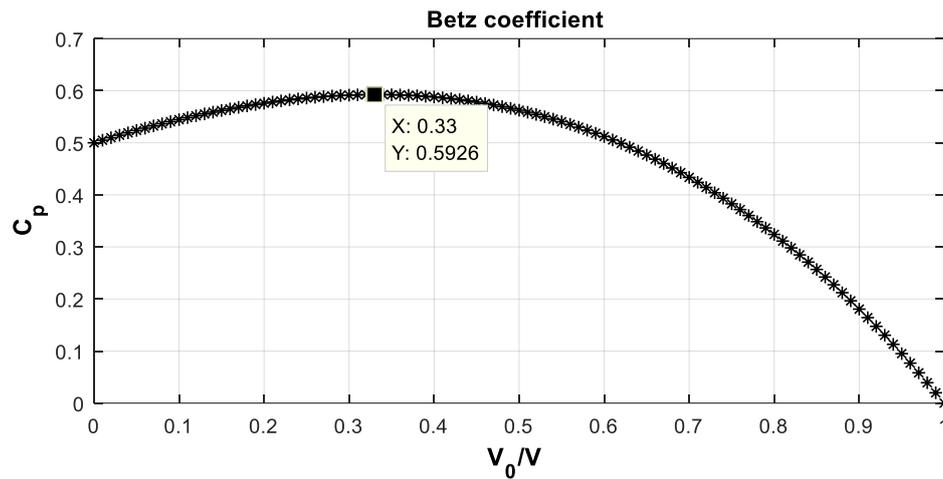


Figure 3.3 Coefficient de Betz théorique en fonction du rapport de vitesse

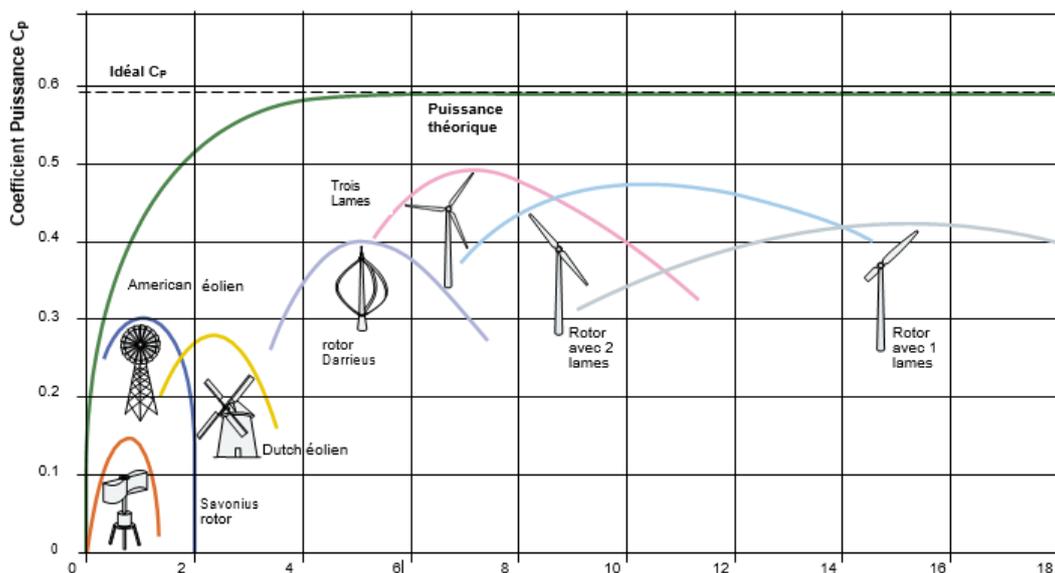


Figure 3.4 Coefficient de puissance C_p pour différents types d'éoliennes[171]

3.2.3. Conversion aérodynamique de la turbine éolienne

Le principe de conversion de la turbine éolienne aérodynamique est largement décrit dans la littérature. La turbine convertit une partie de l'énergie cinétique du vent. La puissance reçue par le vent peut être décrite par l'équation suivante :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} \rho_{air} \pi R^2 v^3 \tag{3.10}$$

Où P_{vent} représente la puissance du vent généré par le vent [W]

ρ_{air} est la densité de l'air (kg/m^3), R rayon des pales [m], A est la zone balayée par les lames.

La puissance du vent est convertie en énergie mécanique par rotation du rotor de l'éolienne, la puissance maximale théorique qui peut être extraite du vent est donnée par [172] :

$$P_t = \frac{1}{2} \rho_{air} \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (3.11)$$

$C_p(\lambda, \beta)$ appelé coefficient de puissance en fonction de λ et V est la vitesse du vent (m/s).

λ vitesse spécifique de la turbine est le rapport entre la vitesse des extrémités des pales de turbine et la vitesse du vent, β Angle d'orientation des lames [172] .

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (3.12)$$

Ω la vitesse de de la turbine [rad / s].

$C_p(\lambda, \beta)$ Coefficient de puissance est directement lié à l'aérodynamique des pales et dépend de la vitesse spécifique λ et de l'angle d'orientation β des pales. Il traduit le pourcentage de la puissance captée par la turbine. Théoriquement, il est limité à 16/27 (limite de Betz). Cela veut dire qu'il est possible d'extraire un maximum de 59% de l'énergie cinétique du vent. La figure 3.5 montre l'évolution typique du coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ d'une turbine éolienne par rapport à λ et β . Nous notons que lorsque le pas augmente le coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ se réduit. Cela se traduit par une réduction de l'énergie cinétique du vent capturé par la turbine.

Si le coefficient de puissance ou le coefficient de couple est fourni par le fabricant, la modélisation peut être réalisée avec une approximation exponentielle.

Pour trouver la valeur du coefficient aérodynamique $C_p(\lambda, \beta)$, il existe différentes approches numériques, l'utilisation de la fonction approximative générale pour décrire le rotor d'éoliennes à vitesse constante et à vitesse variable est généralisé par l'équation de Heier puisque les éoliennes sont très semblables. Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'utiliser différentes approximations pour la courbe $C_p(\lambda, \beta)$ [173, 174].

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(-\frac{c_7}{\lambda_i}\right) \quad (3.13)$$

Avec
$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \quad (3.14)$$

Tableau 3.1 Coefficients approximatifs de la puissance d'une éolienne [173, 175]

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Heier	0.5	116	0.4	0	---	5	21	0.08	0.035
La Vitesse du vent constante	0.44	125	0	0	0	6.94	16.5	0	- 0.002
La Vitesse du vent variable	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	-0.02	- 0.003

La valeur maximale de $C_p(\lambda, \beta)_{\max} = 0.48$ est réalisé pour $\beta = 0^\circ$ et pour $\lambda = 8,1$. Cette valeur particulière de λ est définie comme la valeur nominale (λ_{nom}).

Le couple ainsi développé par la turbine peut être exprimé en combinant (3.12) et (3.13)

$$T_m = \frac{P_t}{\omega_r} = \frac{1}{2} \rho_{air} \pi R^3 v^2 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (3.15)$$

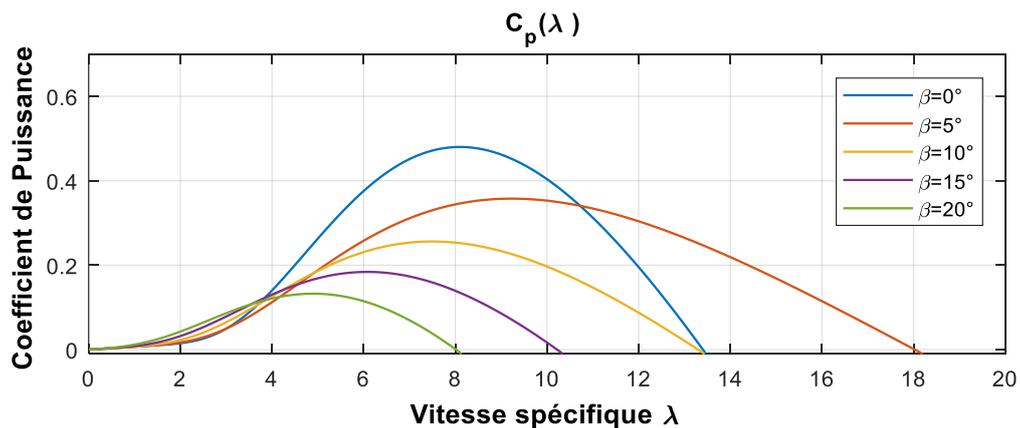


Figure 3.5. Caractéristique $C_p(\lambda, \beta)$ pour différent valeur d'angle de pitch

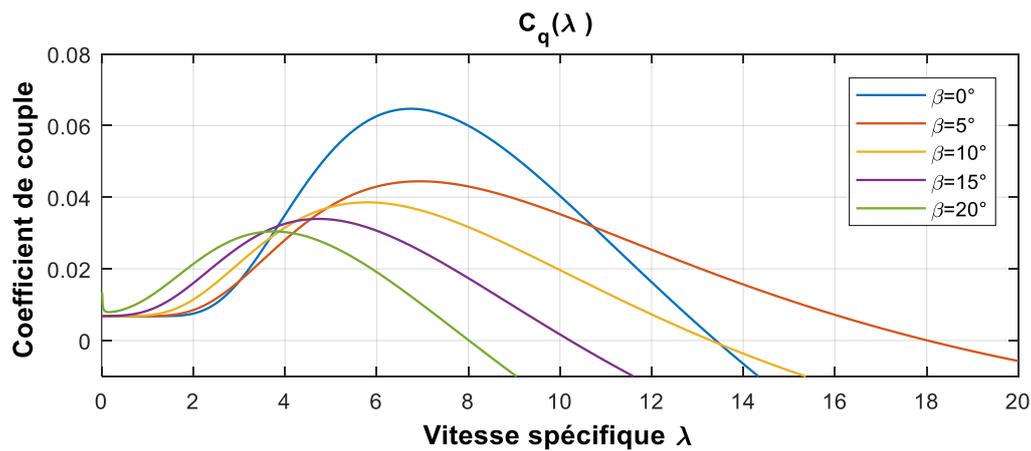


Figure 3. 6. Caractéristique, $C_q(\lambda, \beta)$ pour différent valeur d'angle de pitch

Le coefficient de couple peut être décrite par une fonction polynomiale de la vitesse spécifique a_i , $i = 0 \dots 6$, sont généralement déterminés par ajustement des données représentant une caractéristique de couple expérimentale dans un sens des moindres carrés [175, 176].

$$C_q(\lambda) = a_6 \lambda^6 + a_5 \lambda^5 + a_4 \lambda^4 + a_3 \lambda^3 + a_2 \lambda^2 + a_1 \lambda_1 + a_0 \quad (3.16)$$

3.2.4. L'impact de la hauteur de la tour sur l'énergie éolienne

Plusieurs facteurs qui agissent sur le vent, tel que l'altitude, le contour du sol dans les zones environnantes, les grands bâtiments, les arbres, etc...

La vitesse moyenne du vent est variable pour différentes hauteurs de tour, à une altitude plus élevée on a plus de vent. La valeur de l'exposant α de l'équation 3.17 dépend de la rugosité du terrain dit coefficient de cisaillement α . donnée par le tableau 3.2 [170, 177].

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (3.17)$$

Où V est la vitesse du vent à la hauteur H

V_0 est la vitesse de référence du vent à hauteur de référence H_0

α est la rugosité (friction)

Tableau 3.2 Coefficient de rugosité en fonction de types de terrain [178]

Types de terrain	Coefficient de rugosité (α)
Glace	0.07
Mer calme	0.09
Espace ouvert	0.1
Terrains Dégagés	0.15
Région Rurales	0.2
Villages - faible couverture Forestier	0.3
Bois	0.43

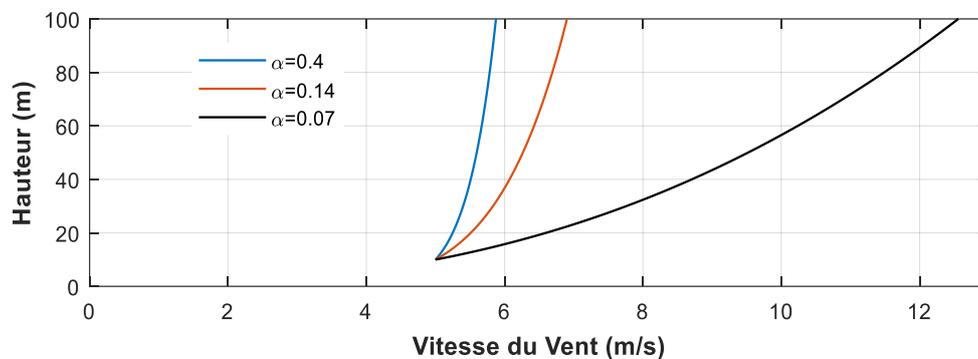


Figure.3.7. Vitesse du vent en fonction de la hauteur pour différentes valeurs de cisaillement, la vitesse moyenne du vent est de 5m/s à 10 m.

3.2.5. L'influence de la densité d'air sur l'énergie éolienne

Un autre paramètre important qui affecte directement la puissance éolienne est la densité d'air, qui est en fonction de la pression de l'air et de la température de l'air ainsi que de la hauteur au-dessus du niveau de la mer qui peut être calculée à partir de l'équation :

$$\rho_{air} = 353 \left(\frac{P}{T} \right) = \left(\frac{353}{T} \right) e^{\left(\frac{-0.0341}{T} \right) h} \quad (3.18)$$

ρ_{air} Densité de l'air en fonction de l'altitude (kg.m^{-3}), P pression atmosphérique au niveau de la mer ($1,225 \text{ kg.m}^{-3}$), T la température (en K), h altitude au-dessus du niveau de la mer (m) [173].

3.2.6. La puissance moyenne fournie par une éolienne -courbe de puissance

Comme on peut l'observer à la figure 3.8, la puissance d'une éolienne donne la puissance de sortie de la turbine en fonction de la vitesse moyenne du vent. Les courbes de puissance sont généralement déterminées à partir des mesures expérimentales statistiques, par l'outil de logique floue, la méthode dynamique, les méthodes basée sur les équations différentielles stochastiques. L'éolienne commence à produire une puissance utilisable à une vitesse du vent faible, définie comme la vitesse d'enclenchement ou de coupe. La puissance augmente progressivement avec l'augmentation de la vitesse du vent jusqu'à atteindre un point de saturation, auquel la puissance de sortie atteint sa valeur maximale. En conséquence, la vitesse à ce point est définie comme la vitesse nominale.

Lorsque la vitesse du vent devient trop importante ceci peut potentiellement endommager l'éolienne, dans ses circonstances l'éolienne doit être mise à l'arrêt instantanément (limites de fonctionnement de l'éolienne) [179].

$$\begin{cases} 0 & \text{si } u < u_c \\ \frac{P_{er} u_c^k}{u_c^k - u_r^k} - \frac{P_{er} u^k}{u_c^k - u_r^k} & \text{si } u_c \leq u \text{ et } u \leq u_r \\ P_{er} & \text{si } u \leq u_f \text{ et } u_r \leq u \\ 0 & \text{si } u_f < u \end{cases} \quad (3.19)$$

P_{er} Puissance nominal moyenne de l'éolienne

u_c Vitesse de coupe (Démarrage)

u_r Vitesse Nominale

u_f Vitesse de découpe (vitesse du vent en rafale)

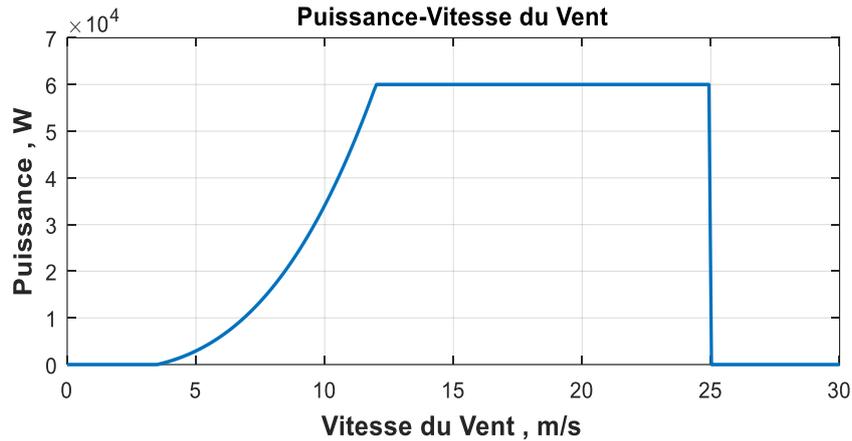


Figure 3.8. Puissance moyenne Fournit par l'éolienne en fonction de la Vitesse

3.2.7. Distribution de Weibull

La distribution de Weibull est souvent utilisée pour l'analyse et la simulation du coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ de la turbine. La vitesse du vent est en permanente évolution, de sorte qu'il est souhaitable de décrire le vent par des méthodes statistiques [170, 180, 181] [177].

La distribution de Weibull est une fonction utilisée lorsque la fréquence de la vitesse du vent (de distribution) pour un site est inconnu, la loi de Weibull représente la fonction de probabilité de densité (PDF) de la vitesse du vent v , $f(v)$ est donnée par

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (3.20)$$

Où (v) est la vitesse du vent [m/s], (k) est le facteur de forme de Weibull [sans unité], (c) est le paramètre d'échelle de Weibull [m/s]. Il y a de nombreuses méthodes pour calculer les deux paramètres Weibull, (k) et (c) [171]. En utilisant les équations de la vitesse moyenne du vent \bar{v} et l'écart-type σ , le paramètre k et c peut être calculé par les approximations suivantes [170].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \quad (1 \leq k \leq 10) \quad (3.21)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (3.22)$$

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n v_i \right) \tag{3.23}$$

$$\sigma = \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2 \right]^{1/2} \tag{3.24}$$

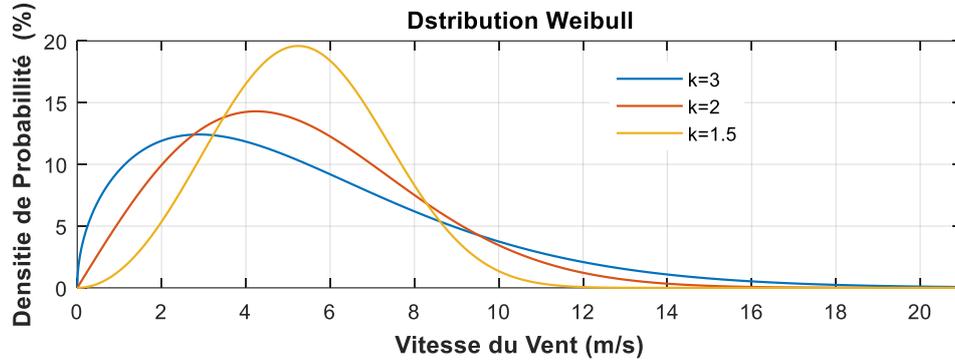


Figure 3.9. Weibull distributions en fonction de k (c=6)

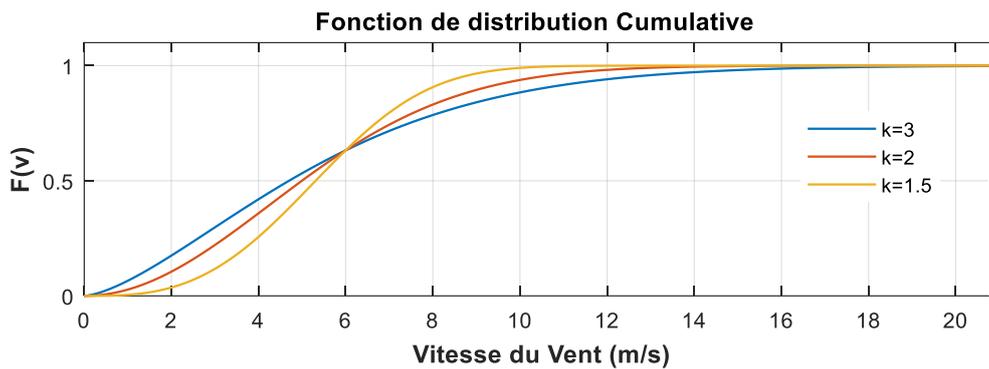


Figure 3.10. Fonction de distributions Cumulative (constant c=6)

La fonction de distribution cumulative est donnée par l'équation suivante :

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \tag{3.25}$$

3.2.8. Rendement total

Le rendement total de l'éolien en tenant compte de rendement des différents composants est donnée par la formule suivante

$$\eta_t = C_P \eta_{gear} \eta_{gen} \eta_{ele} \tag{3.26}$$

η_{gear} Les pertes de puissance dans la boîte de vitesses

η_{gen} Rendement du générateur comprend toutes les pertes électriques et mécaniques dans le générateur éolien, telles que les pertes cuivre, perte fer, perte par frottement et d'autres pertes diverses.

η_{ele} Rendement électrique contient toutes les pertes de puissance électrique dans les convertisseurs de puissance, les interrupteurs, les composants de commande et les câbles.

La puissance de sortie réelle (effective) d'une éolienne est donnée par [178] :

$$P_{eff} = \eta_{gear} \eta_{gen} \eta_{ele} C_p P_{vent} = \frac{1}{2} (\eta_t \rho A V^3) \tag{3.27}$$

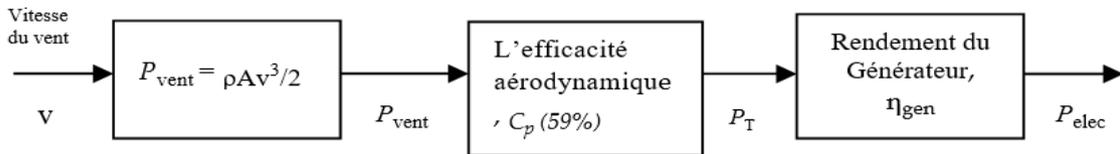


Figure 3.11. Schéma fonctionnel d'un générateur de turbine éolienne.

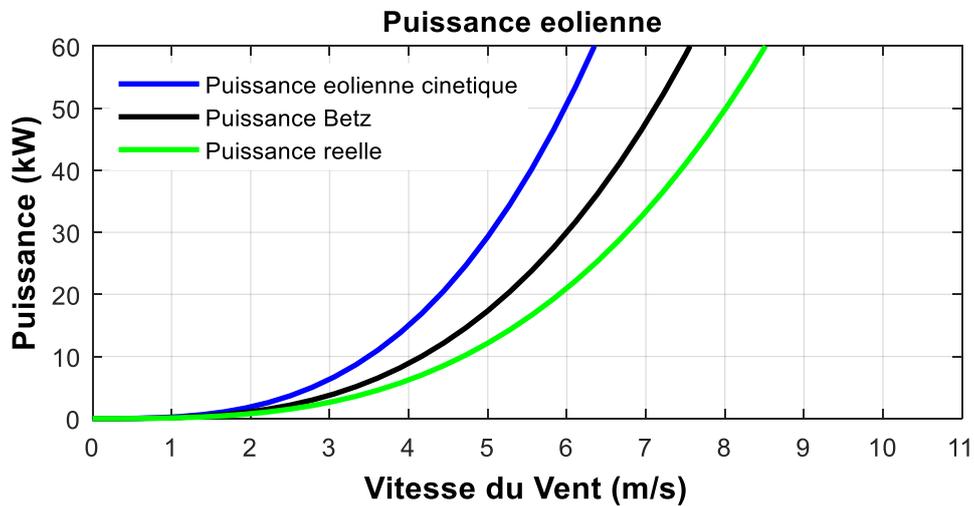


Figure 3.12. Puissance d'une éolienne de 60 KW pour différent approche, le rendement estimé de 70%.

La figure 3.12 montre que la puissance d'une éolienne, qui dépend de la vitesse cubique du vent et subissent une réduction importante dû à la loi de Betz et le rendement des pièces mécaniques [171] [178].

3.3. CLASSIFICATION DES ÉOLIENNES

Diverses technologies d'éoliennes ont été développées au cours des dernières années. On peut citer les Éoliennes qui disposent d'un axe vertical, comme le Savonius et Darrieus, ou Éoliennes à axe horizontal. De nos jours, l'éolienne la plus utilisée est la turbine horizontale avec rotor à trois pales ou lames. Également, Les éoliennes peuvent être classées selon la configuration du générateur éolienne, la capacité de la turbine, le mode d'alimentation, et l'emplacement de l'installation de la turbine [171].

3.3.1. Les éoliennes à axe vertical

Les tours ou mat des éoliennes à axe vertical sont courts, entre 0,1 et 0,5 fois la hauteur du rotor. Ce qui permet d'installer tout l'appareillage de conversion de l'énergie au pied de l'éolienne, mais vu que le vent est faible au sol, le rendement est faible de ces éoliennes et exige des méthodes d'entraînement au démarrage, en plus le poids des rotors pèse sur l'axe et provoque des frottements supplémentaires, ce type d'éolienne est adapté uniquement aux applications de petite puissance.

Il existe plusieurs types d'éoliennes à axe vertical, le type Darrieus utilise l'effet de portance subi par un profil soumis à l'action d'un vent relatif.

Le type Savonius est basé lui, sur l'effet de la traînée. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble.

Certains constructeurs ont également inventé des éoliennes combinant à la fois la technologie Darrieus et Savonius [171, 181].

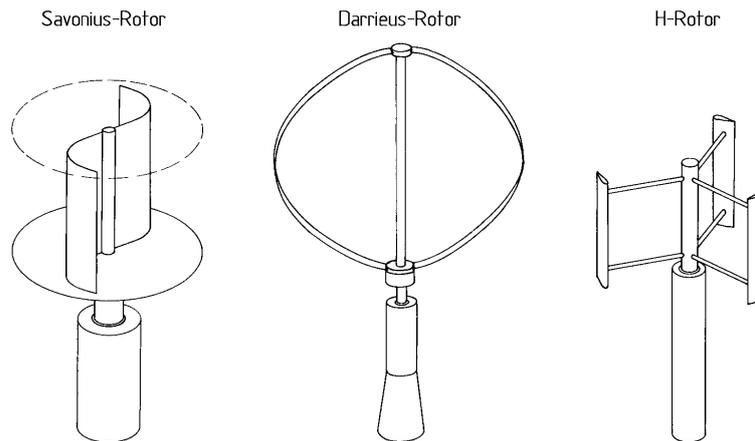


Figure 3.13. Différents types d'éoliennes à axe vertical : (a) Darrius; (b) Savonius ;
(c) hybride

3.3.2. Éoliennes à axe horizontal

Comme nous l'avons mentionné en haut que presque tous les systèmes d'énergie éolienne utilisent les éoliennes à axe de rotation horizontal, qui sont des éoliennes avec pales ou à hélice. L'avantage essentiel de ce type d'éolienne est la possibilité de contrôler l'angle de tangage (pas), la vitesse du rotor et de la puissance de sortie. Lorsque la vitesse devient dangereusement élevée la commande de pas protège l'éolienne.

Le rotor est l'élément principal en rotation, et il se compose du moyeu, les lames ou pales, et l'arbre mécanique. Les pales du rotor sont la partie la plus importante d'une éolienne en termes de performances et le coût du système d'énergie éolienne[181].

La forme des pales de rotor à des conséquences directes sur les performances, car cela détermine la conversion de l'énergie cinétique associée au vent en énergie mécanique. Dans ces types d'éoliennes, les lames sont conçues sur des principes aérodynamiques.

Les pales captent l'énergie du vent, est la transfèrent vers le générateur par l'intermédiaire de l'arbre. Le système de tangage nous permet de limiter la puissance d'entrée du vent en changeant l'angle de la lame, afin de maintenir la machine à l'intérieur de ses limites de puissance. Généralement, les éoliennes comprennent une boîte de vitesses à engrenage afin d'adapter la vitesse angulaire lente des pales du rotor à la vitesse élevée du générateur.

Cette boîte de vitesses à tendance d'être supprimé dans certaines configurations récentes, dans ce cas la vitesse du rotor est à adaptée à la vitesse du générateur électrique.

L'arbre de sortie de la boîte de vitesses à grande vitesse (axe rapide) est relié directement au générateur dans lequel la conversion d'énergie mécanique en énergie électrique est accomplie.

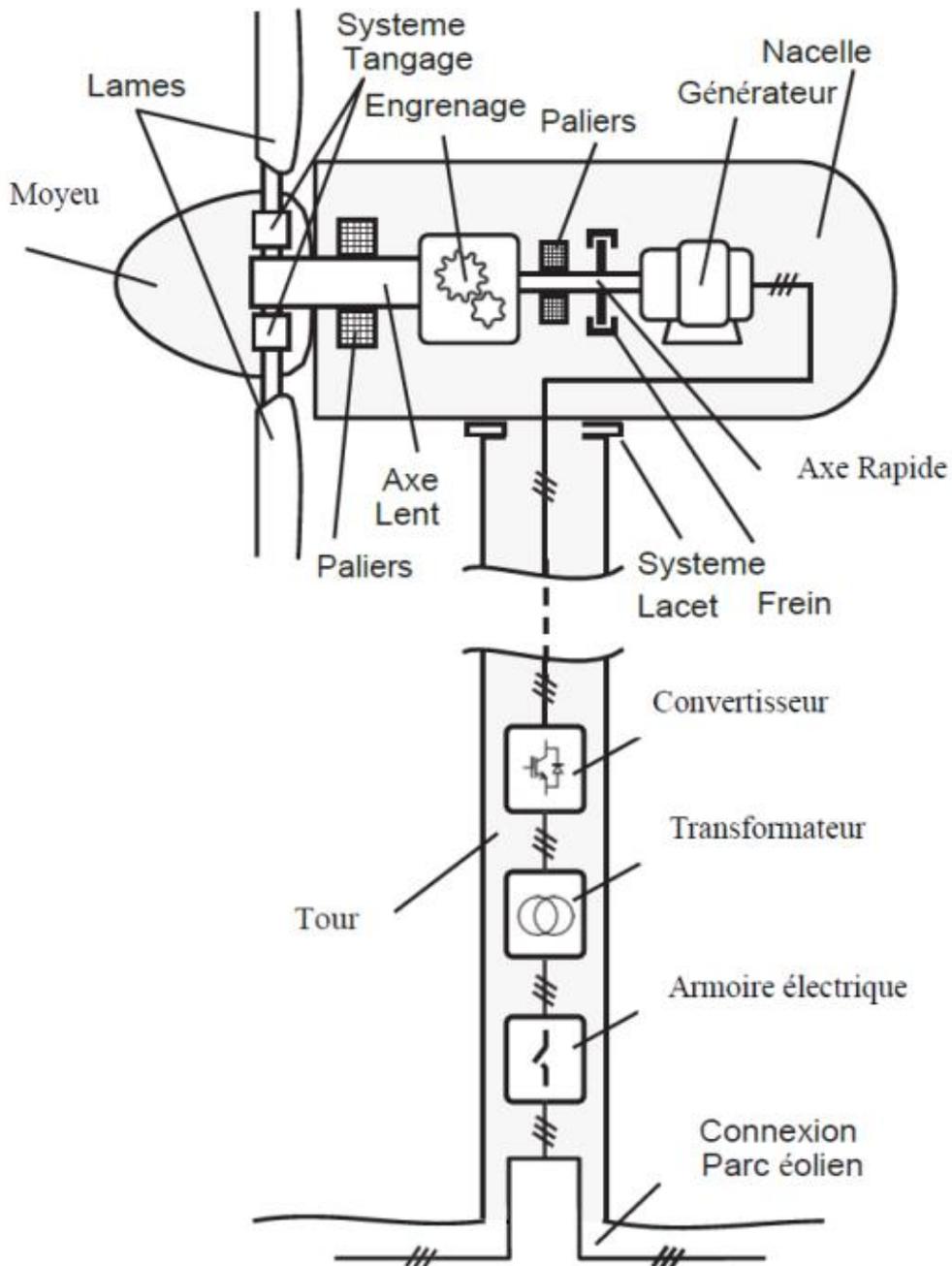


Figure 3.14. Description des différents organes d'une éolienne

Les convertisseurs électroniques de puissance pourraient être connecté au rotor de la machine ou reliés au stator. Au moyen de ce convertisseur, le générateur peut être contrôlé, et une meilleure extraction de l'énergie éolienne est réalisée. La sortie du générateur est reliée à un transformateur afin d'adapter la tension voulue [181]

Les tailles d'éoliennes ont augmenté d'une façon intéressante au cours des dernières années. À titre d'exemple l'usine Enercon a produit certaines des plus grandes turbines offertes dans le commerce, telle que la turbine enercon E-126 avec un diamètre de rotor de 126 m et une hauteur de moyeu de 135 m, la puissance la plus grande au monde de 7.5 MW.

L'éolienne V164 de Vestas en production avec PMSG possède un mat de 140 mètres de haut et un rotor de 164 mètres de diamètre et d'une puissance unitaire de 8 MW, capable d'alimenter 7500 foyers en électricité [182] [183].

Plusieurs fabricants travaillent sur le développement de grande turbine. La figure 3.15 montre la taille croissante des turbines à partir de 1980 jusqu'à 2018. En 40 ans la puissance développée par l'éolienne et la taille du rotor à augmenter considérablement.

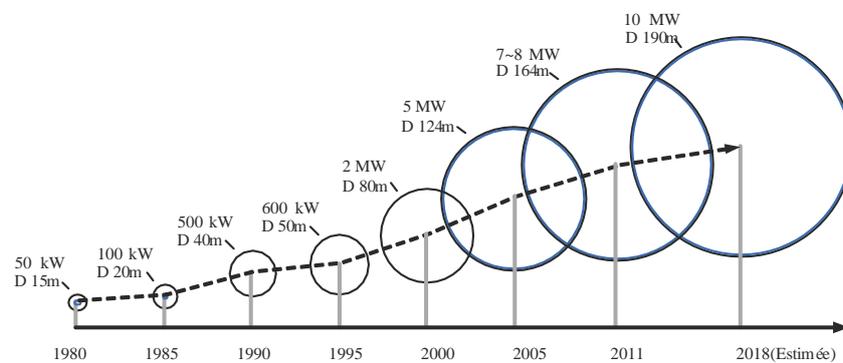


Figure 3.15 Évolution et prévision de la taille de l'éolienne entre 1980 à 2018 [184]

3.4. TOPOLOGIE DES ÉOLIENNES

Actuellement plusieurs topologies existent et qui ont prouvé une grande performance et fiabilité, deux types de générateurs électriques sont utilisées les générateurs d'induction (cage d'écureuil, rotor bobiné, double alimentation) et les générateurs synchrones (avec excitation séparée ou à aimants permanents).

Les éoliennes peuvent être classées selon la vitesse du vent fixe ou variable et selon le type de convertisseur électronique de puissance.

3.4.1. Vitesse fixe avec générateur asynchrone à cage

Les générateurs d'induction à cage d'écureuil sont le système le plus couramment utilisé pour sa simple construction et son bas coût. La configuration de base de ce système est illustrée par la Figure 3.16. Les principaux composants de ce système d'éolienne sont, la régulation aérodynamique sur les pâles de l'éolienne, le système de commande des lames mécanique, d'un multiplicateur, ainsi que la génératrice à induction à cage d'écureuil (SCIG), les bancs de compensation de la puissance réactive, un transformateur optionnel, avec un système de protection au démarrage par un démarreur progressif.

Ce type de turbine est directement connecté au réseau électrique, donc aucune synchronisation n'est nécessaire. Cependant l'éolienne doit fonctionner à vitesse et fréquence constante, la fréquence du réseau détermine la vitesse du rotor du générateur. Cela nécessite une structure mécanique spéciale capable d'absorber le stress mécanique élevée causée par des rafales de vent.

Cette configuration malgré sa robustesse, elle présente un inconvénient majeur : les éoliennes ne peuvent pas extraire la puissance optimale du vent. En plus au démarrage lors de la connexion au réseau électrique la génératrice à induction produit un régime transitoire en absorbant un courant élevé, entraînant des perturbations de tension sévère au réseaux électriques et des pointes de couple élevés. Pour réduire ces effets néfastes, nombreuses éoliennes de ce type emploient un démarreur progressif avec contrôle de phase pour limiter les valeurs efficaces des courants de démarrage à un niveau inférieur à deux fois le courant nominal absorbé par la génératrice.

Le démarreur progressif se compose de deux thyristors antiparallèles, connecté, comme les appareils de commutation pour chaque phase.

Au démarrage la puissance réactive nécessaire pour le générateur pour poursuivre l'aimantation est fournie par les batteries de condensateurs [181] [185-187]

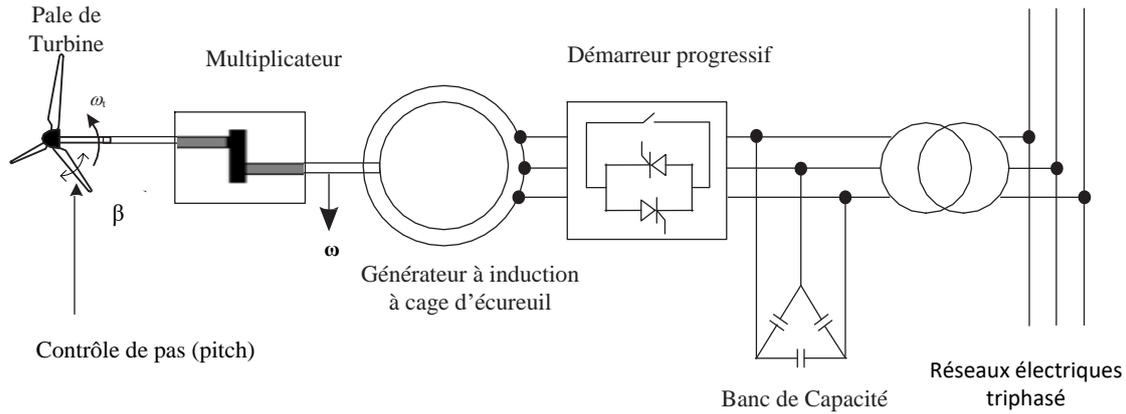


Figure 3.16. Structure générale d'une éolienne à vitesse fixe

3.4.2. Vitesse variable limitée

Les turbines éoliennes à vitesse variable limitée, sont équipées d'un générateur d'induction à rotor bobiné, Une résistance variable R_C est introduite en série avec le circuit du rotor. L'électronique de puissance est nécessaire pour contrôler la résistance électrique du rotor, ce qui permet de contrôler la vitesse de générateur entre $\pm 10\%$, la résistance variable permet également le contrôle du courant de rotor afin que la puissance de sortie puisse être maintenue constante même pendant les rafales [186, 188] [187].

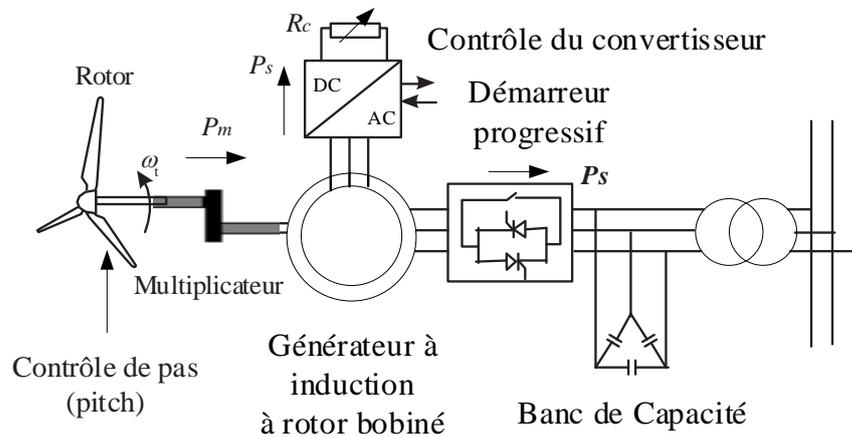


Figure 3.17. Turbines éoliennes à vitesse variable limitée

3.4.3. Turbines éoliennes à vitesse variable

Ces dernières années pour maximiser l'efficacité aérodynamique sur une large gamme de vitesses du vent, Il y a une grande tendance à utiliser les éoliennes avec vitesse

variable, les deux topologies à turbine éolienne à vitesse variable sont les turbines à base d'un générateur d'induction doublement alimenté avec un convertisseur à échelle partielle ou totale et une turbine éolienne à partir d'un générateur synchrone ou générateur d'induction avec un convertisseur à pleine échelle. Dans une éolienne à vitesse variable, le générateur est commandé par un convertisseur de puissance à fréquence variable

Le convertisseur de puissance à pleine échelle est composé de deux convertisseurs AC/DC et DC/AC, reliés par un bus DC. Le convertisseur électronique de puissance isole le générateur électrique pour que le changement de la vitesse du vent n'affecte pas la fréquence du réseau. Cela permet au générateur éolien de fonctionner à la vitesse de rotation variable.

L'utilisation des convertisseurs à grande échelle engendre des pertes supplémentaires dans la conversion de puissance, néanmoins le système devient très compétitif et très performant techniquement [141].

Le fonctionnement à vitesse variable de l'éolienne permet un changement continu de la vitesse de rotation, en fonction de la vitesse du vent, de sorte que le rapport de vitesses de spécifique λ serait maintenu constant à la valeur optimale. L'utilisation de la vitesse variable permet un gain de production de 8 à 10% suivant les régimes de vent [189].

3.4.3.1. Génératrice à induction à double alimentation (DFIG)

Beaucoup des éoliennes modernes utilisent une génératrice à induction à double alimentation, dans ce type de machine, le stator est connecté directement au réseau, ce qui lui permet de fonctionner sous la fréquence du réseau, tandis que les enroulements du rotor sont raccordés à des convertisseurs de puissance bidirectionnelle en courant et éventuellement un transformateur [185, 187, 190].

Les deux convertisseurs du système éolien (coté éolienne et coté réseau) représentent une puissance nominale de 30% de la puissance maximale du stator. La puissance totale est la sommation arithmétique de la puissance du stator et du rotor.

Les deux convertisseurs sont liés à travers une capacité de liaison en formant un bus DC continu, qui permet un transfert de puissance entre les deux sources à fréquences différentes. La puissance du convertisseur de nature bidirectionnelle offre à l'éolienne DFIG la possibilité de fonctionner à la fois comme génératrice ou moteur

En conséquence les deux convertisseurs ont des fonctions différentes pour l'éolienne: l'onduleur côté générateur contrôle le couple et la vitesse tandis que le convertisseur côté réseau maintient la tension du circuit intermédiaire constant [191, 192].

Le glissement qui donne la variation de la pulsation du stator et rotor

$$s = \frac{\omega_1 - \omega_r}{\omega_1} \tag{3.28}$$

ω_1, ω_r respectivement pulsation du stator et rotor

La puissance du rotor en fonction du glissement

$$P_{rotor} \approx -sP_{stator} \tag{3.29}$$

$$P_{stator} \approx \frac{P_{reseau}}{1-s} \tag{3.30}$$

L'énergie mécanique est donnée par

$$P_{mech} \approx -P_{rotor} \frac{(1-s)}{s} = P_{stator} + P_{rotor} \tag{3.31}$$

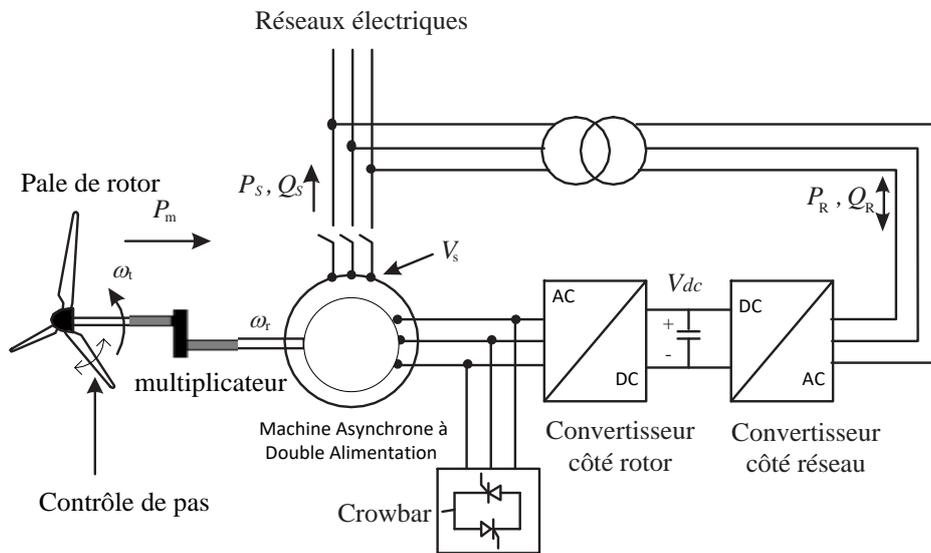


Figure 3.18. Configuration de base d'un générateur de double alimentation. Entraînement à Vitesse variable

3.4.3.2. Vitesse variable basée sur un générateur synchrone

De nombreuses applications dans le monde utilisent le PMSG dans les éoliennes en raison de leur propriété d'auto-excitation, ce qui permet une opération à un facteur de puissance élevé et un grand rendement.

En effet, dans la machine à aimant permanent, son rendement est plus élevé que dans la machine à induction, l'excitation est fournie sans aucune source d'énergie additionnelle. Néanmoins les matériaux de construction d'aimant permanent sont coûteux et ils sont difficiles à usiner pendant la fabrication. De plus l'utilisation de l'excitation par aimant permanent nécessite l'utilisation d'un convertisseur de puissance à pleine échelle qui consiste à utiliser deux convertisseurs l'un côté générateur et l'autre côté réseau qui sont liés par une capacité de liaison pour atténuer les fluctuations rapides de la puissance de l'éolienne et pour réguler la tension et la fréquence de l'éolienne à la tension et fréquence de réseau (50 Hz).

La puissance peut être générée pour n'importe quelle vitesse. Le stator de PMSG sont enroulés, et le rotor est fourni avec un système de pôle d'aimant permanent et peut avoir des pôles saillants ou des pôles lisses.

Le générateur synchrone peut être réalisé par plusieurs pôles (multi polaire) ce qui lui offre l'opportunité de suppression d'engrenage entre les pales et le générateur et lui donne la particularité de poids léger et peu de maintenance[173, 187, 193].

3.5. CONFIGURATION DE BASE UTILISANT LE GÉNÉRATEUR À AIMANT PERMANENT

3.5.1. Configuration avec redresseur à diode et convertisseurs DC / DC

Le générateur à aimant permanent connecté au réseau électrique est représenté par la figure 3.19, comprend un redresseur à diode triphasé (passif), lié à l'onduleur de source de tension commandé par MLI (PWM) à travers une capacité C.

Dans la figure 3.20, le redresseur à diode triphasé, est connecté à travers un convertisseur boost DC/DC, comme circuit intermédiaire qui, est utilisé pour nombreux rôle tel que le

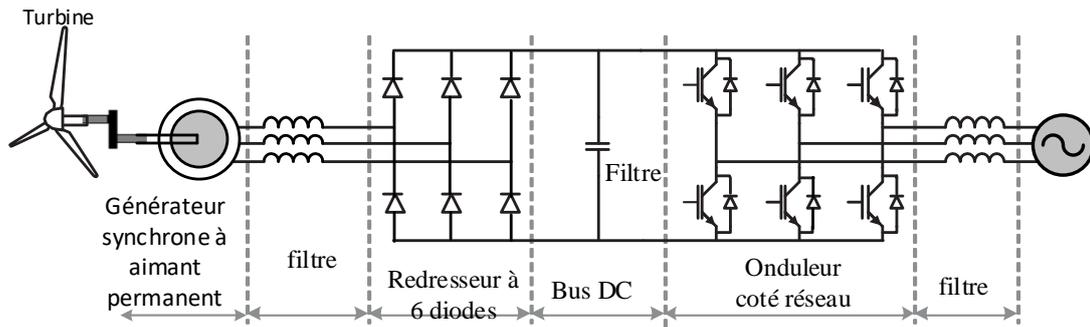


Figure.3.19 Générateur synchrone à aimant permanent avec redresseur à diode et onduleur cote réseau triphasé

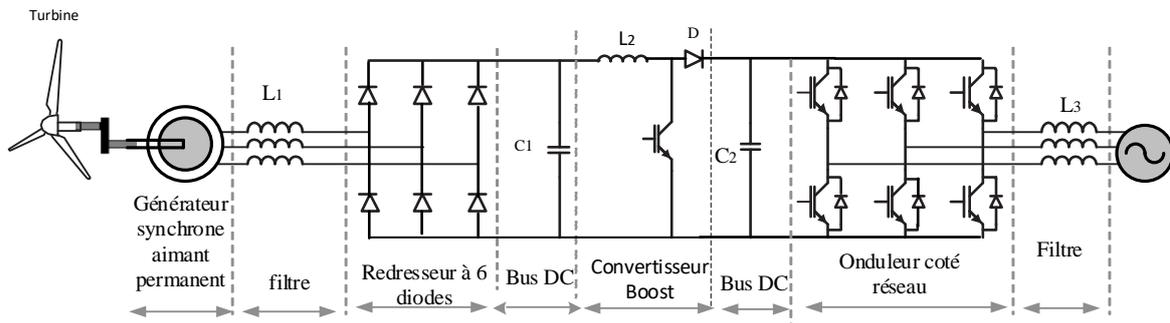


Figure. 3.20 Générateur synchrone à aimant permanent avec redresseur à diode et un convertisseur Boost intermédiaire et un onduleur coté réseau triphasé

Contrôle du niveau de tension. Il aide aussi à découpler le redresseur de l'onduleur, réduire les harmoniques, le convertisseur Boost permet également un fonctionnement à vitesse variable.

La conversion de l'énergie éolienne s'améliore en accomplissant la MPPT même lors d'une faible vitesse du vent.

Le convertisseur DC/AC côté réseau contrôle le fonctionnement du générateur.

La puissance de référence du convertisseur côté réseau est optimisée suivant la caractéristique de maximum de puissance en fonction de la vitesse montrée à la figure 3.22

L'inconvénient de la configuration 3.19 et 3.20, est que le redresseur à diodes augmente le taux de la distorsion harmonique et l'amplitude de courant du PMSG. Pour cette raison, cette configuration est utilisée généralement pour les systèmes d'éoliennes de faible et de moyenne puissance.

3.5.2. Configuration avec convertisseur MLI à grande échelle

Le problème de la configuration précédente peut être résolu en utilisant un convertisseur MLI (PWM) coté générateur au lieu d'un convertisseur à diodes, montré à la figure 3.21.

L'onduleur est lié au réseau. Le système dans ce cas, est capable de contrôler la puissance active et réactive. Les deux convertisseurs sont dimensionnés pour 100% de la puissance nominale de la génératrice, ceci augmente le coût de l'installation et les pertes. En plus les deux convertisseurs sont liés par de grands condensateurs de liaison CC, encombrant et coûteux [194].

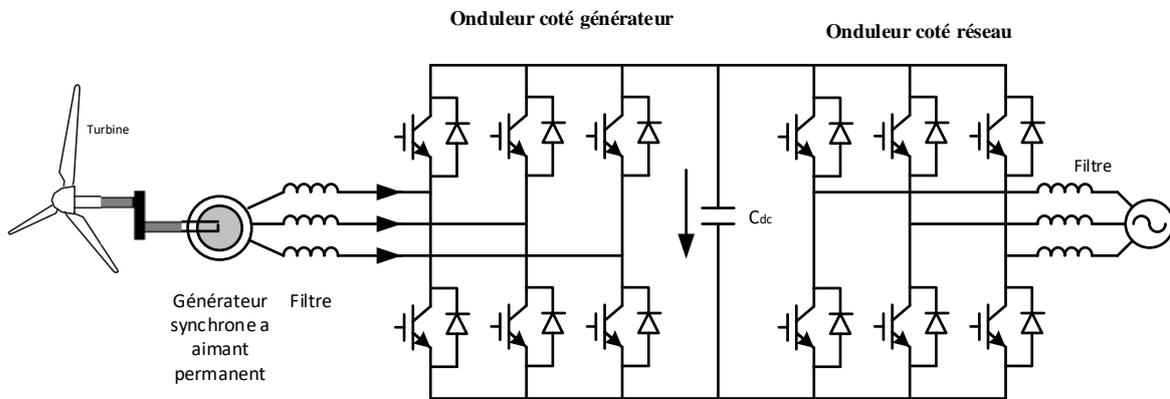


Figure 3.21. Convertisseur complet avec deux onduleurs pour l'éolienne à générateur à aimant permanent

La Figure 3.22 montre que la puissance de sortie de l'éolienne s'effectue à différentes vitesses de rotation du générateur pour différentes vitesses du vent.

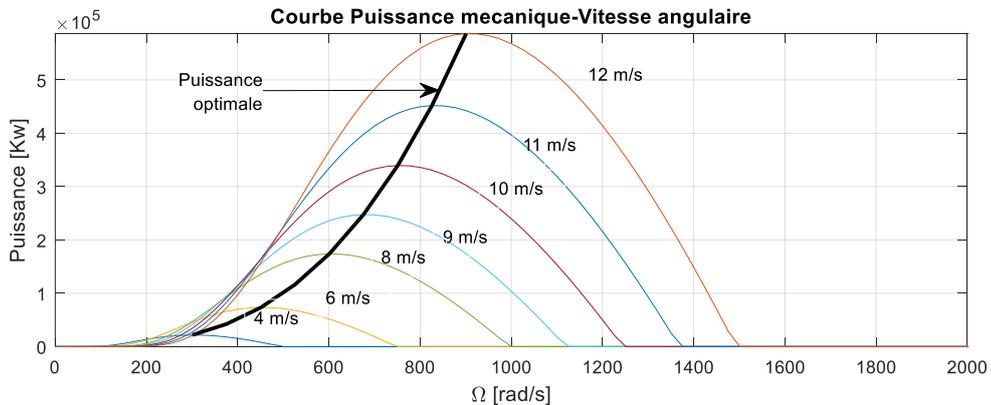


Figure 3.22. Caractéristique de l'éolienne pour différentes vitesses du vent et courbe de la puissance maximale extraite par l'éolienne

3.5.3. Structure d'une éolienne de petite puissance pour les sites isolés

La structure d'une éolienne de faible puissance de 15 kW, illustré par la figure 3.23, est testée expérimentalement, peut être utilisé dans les sites isolés débitant sur des batteries avec MPPT est proposé en [195]. La vitesse de la turbine est commandée en ajustant la puissance de sortie de l'éolienne par contrôle de la tension aux bornes du générateur. En insérant un convertisseur DC/DC Buck/Boost bidirectionnel entre la sortie du redresseur et la batterie, la tension du bus DC peut être changé efficacement en contrôlant la tension de la borne du générateur. Le convertisseur fait varier la tension sur son côté d'entrée donc à provoquer un transfert de puissance maximale du générateur au banc de batterie.

La commande MPPT est effectuée par un bloc hystérésis qui fait la comparaison des tensions du bus continu (sortie du redresseur) et de la batterie. L'ajout des capacités en série entre les bornes du générateur et l'entrée du redresseur augmente le transfert de puissance du générateur à la batterie.

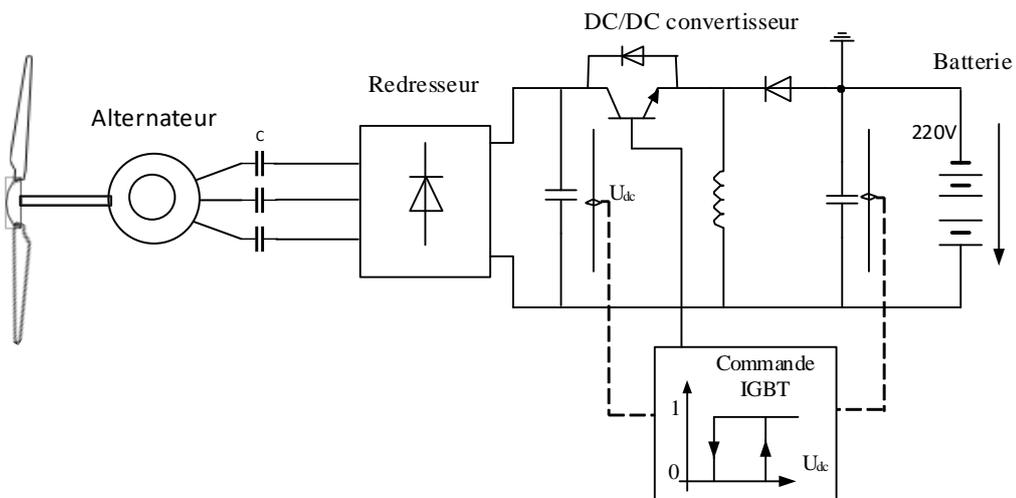


Figure 3.23. Structure de conversion de 50 W à 15 kW, commandée en MPPT par hystérésis de tension du bus continu et de la batterie [195]

3.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons traité, la conversion d'énergie éolienne et les différentes configurations possibles, suivant le type de générateur électrique et de convertisseur électronique.

Les fabricants d'éoliennes construisent des machines efficaces pour tous les régimes de vent et avec des valeurs élevées en puissance, la tendance actuelle est aux turbines à vitesse variable qui sont très performantes, puisqu'elles génèrent plus d'énergie pour un régime donné de vitesse du vent, ceci est dû au développement accru de l'électronique de puissance, Il y a aussi moins de contraintes mécaniques et les fluctuations de puissance rapides sont limitées.

CHAPITRE 4

4. APPLICATIONS : MODÉLISATION ET SIMULATION DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES ET ÉOLIENS

La modélisation et la simulation des système photovoltaïques et éoliens est une étape utile, pour optimiser le contrôle et améliorer les performances du système. Dans cette partie nous avons essayé de modéliser et simuler le système photovoltaïque et éolien pour plusieurs cas de charge :

- Un système photovoltaïque en site isolé et qui alimente une charge DC.
- Un système photovoltaïque alimentant une charge monophasée via l'onduleur Heric.
- Un système photovoltaïque alimentant une charge triphasée via l'onduleur triphasé.
- Un système photovoltaïque autonome avec batterie alimentant une charge réelle.
- Un système turbine- éolien avec une charge DC d'un site isolé
- Un système hybride d'énergie renouvelable contenant GPV- Éolien -Batterie

4.1. SYSTÈME PV ISOLÉ

4.1.1. Introduction

Le Système photovoltaïque isolé alimentant une charge résistive DC est montré dans la figure 4.1.1, il comprend : un générateur photovoltaïque, un convertisseur Boost DC/DC, un contrôleur MPPT et la charge R.

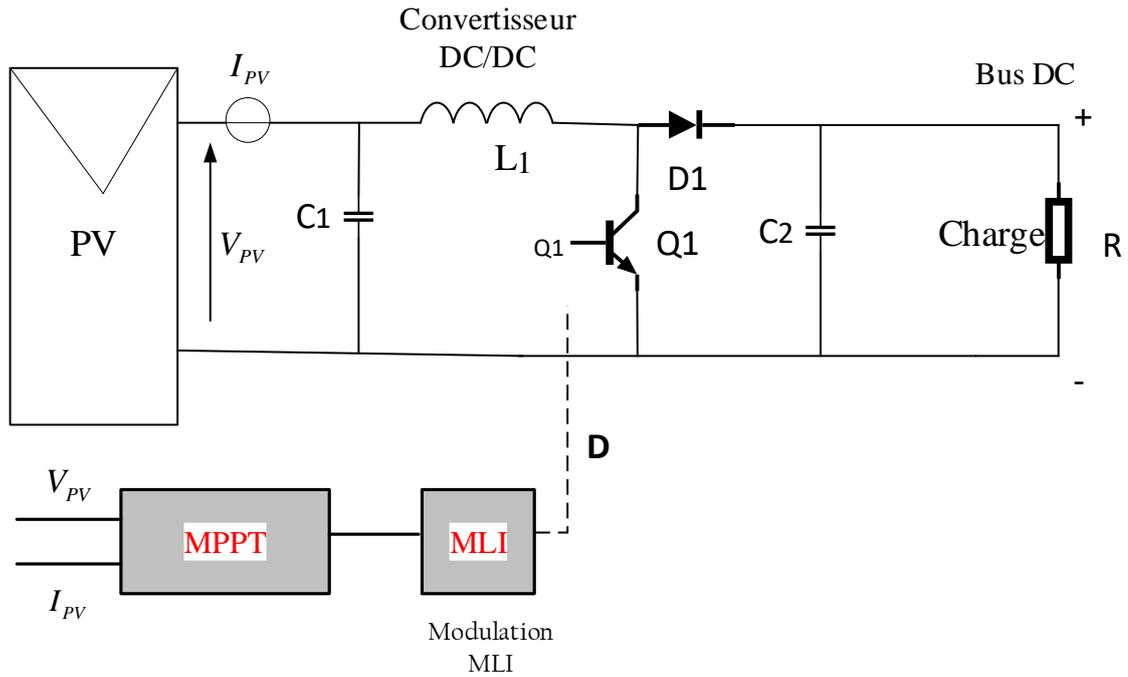


Figure 4.1.1 Système photovoltaïque alimentant une charge résistive[121, 196].

Le générateur photovoltaïque de cette partie de simulation, est de type Sun- Power SPR-305-WHT qui se compose de 20 chaînes de module parallèles et 5 modules solaires connectés en série, produisant ainsi une puissance de 100 kW. Les différents paramètres du module en STC (1 kW/m² et 25 °C) sont donnés dans le Tableau 2.1.

Les convertisseurs continu-continu sont utilisés afin d'équilibrer la caractéristique de la charge avec celle du GPV en augmentant ou abaissant la tension continue d'entrée et maintenir le MPPT.

Dans notre modèle, le convertisseur adopté est un convertisseur élévateur (Boost) et une résistance R utilisée comme charge. Le signal de commande engendré par la méthode de MPPT commande le commutateur du convertisseur élévateur [52, 197, 198].

Les tensions continues d'entrée et de sortie en fonction du rapport cyclique du signal de commutation (D)

$$D = 1 - \frac{V_{PV}}{V_0} \quad (4.1.1)$$

Les équations d'états discuter auparavant dans la section 2.12.2.1 sont

$$\begin{bmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_0}{dt} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1-D}{L} \\ \frac{1-D}{C} & -\frac{1}{RC} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{V_{PV}}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.1.2)$$

En utilisant les équations du tableau 2.4, nous obtenus les paramètres de L_1, C_1, C_2

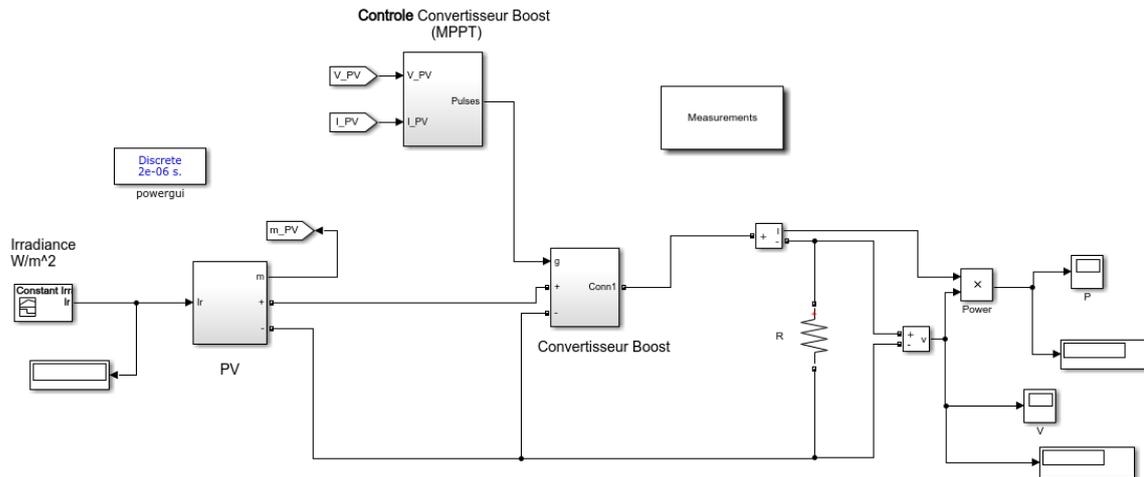


Figure 4.1.2 Model Simulink d'un Système PV isolé

4.1.2. Résultat de simulation

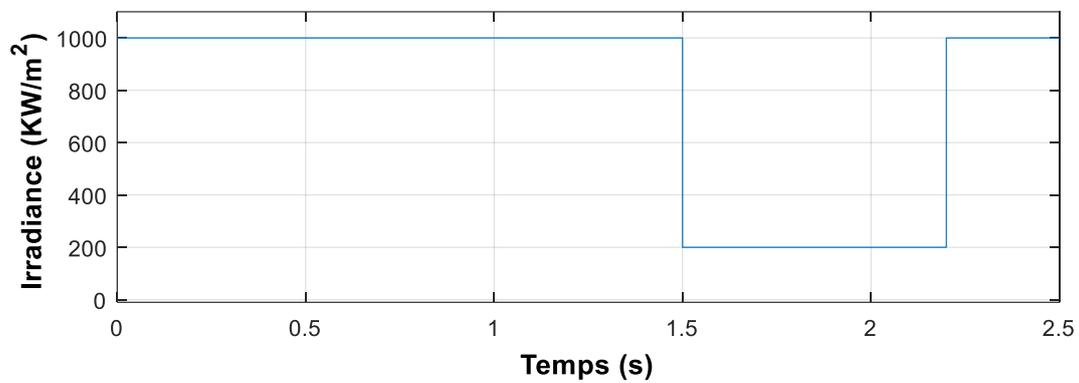


Figure 4.1.3 Variation du rayonnement utilisé pendant la simulation

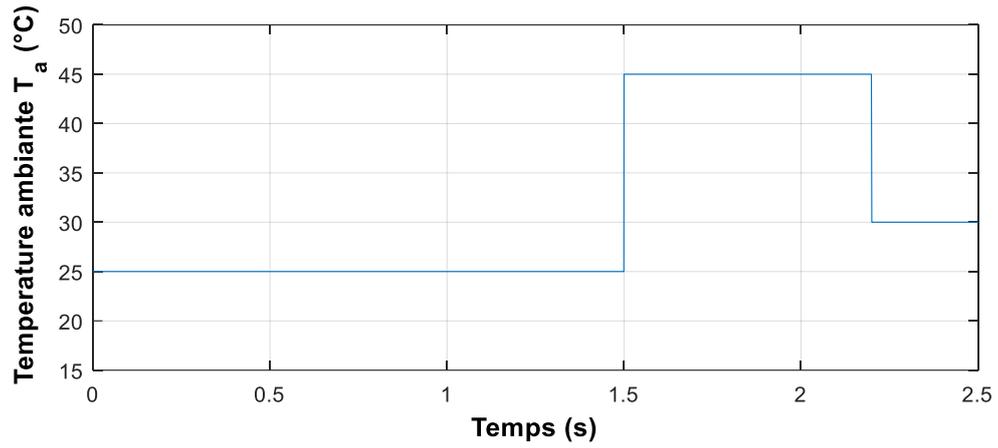


Figure 4.1.4 variation de la température utilisée dans la simulation

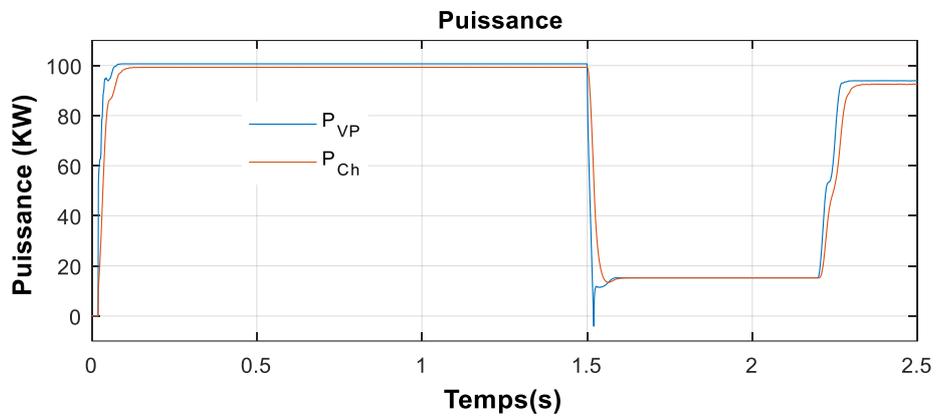


Figure 4.1.5 Puissance aux bornes du GPV et la Charge

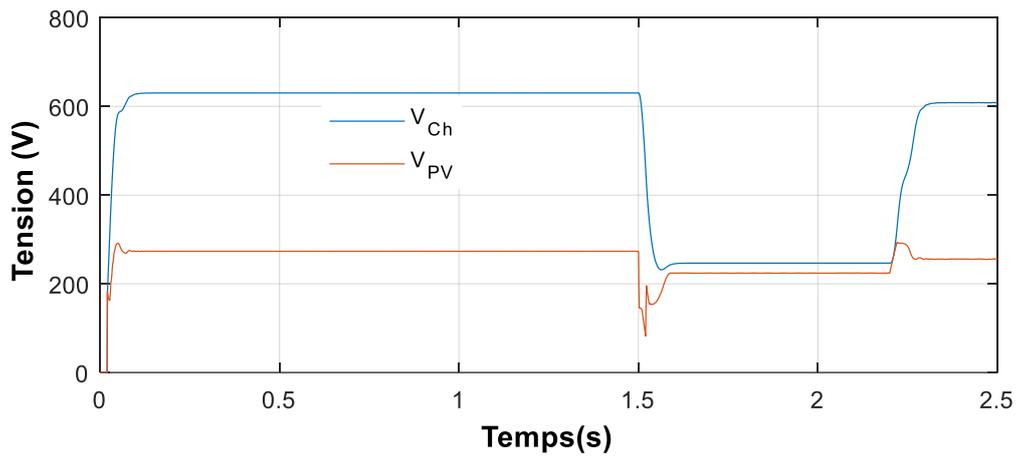


Figure 4.1.6 Tension aux bornes du GPV et de la Charge

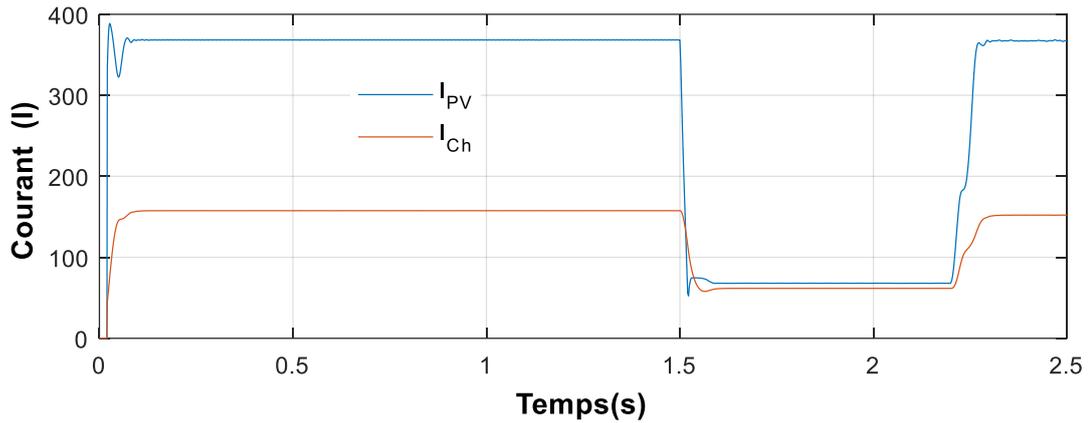


Figure 4.1.7 Courant débité par le GPV et de la Charge

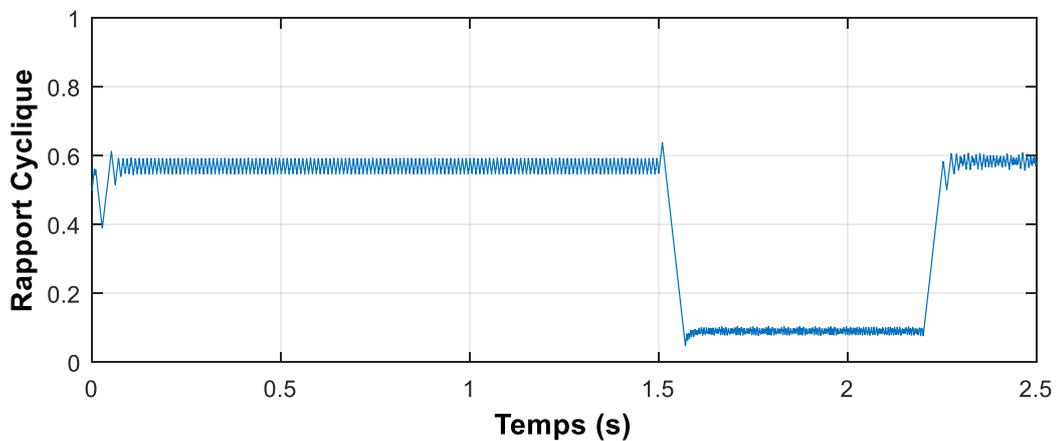


Figure 4.1.8 Rapport cyclique

4.1.3. Conclusion

La simulation du système PV en site isolé par l'utilisation de l'outil Matlab/Simulink, avec changement de niveau de rayonnement de 1000 W/m^2 à 200 W/m^2 comme indiqué sur la figure 4.1.3, la température à également subi un changement de 25°C à 45°C puis à 30°C (figure 4.1.4), le régulateur avec MPPT introduit basé sur la méthode Perturbe & Observe, qui est capable de changer la fréquence de commutation du convertisseur afin de chercher le point de fonctionnement du système photovoltaïque au point de fonctionnement optimal et de maintenir ce point de fonctionnement. L'algorithme proposé pour calculer la tension optimale est capable de calculer la valeur correspondante

sous différentes température ambiante et irradiance solaire avec une petite erreur admissible.

La Puissance du système isolé du générateur photovoltaïque et de la charge montrée par la figure 4.1.5 semblent assez similaires malgré les variations provoquées par le rayonnement et la température ; ceci est due à la réaction de la MPPT et l'utilisation d'une charge optimale.

4.2. MODÉLISATION DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES EN MONOPHASÉ

4.2.1. Introduction

Le système photovoltaïque à un seul étage vu dans 2.13.4.4, utilisé pour les systèmes monophasés avec boucle de contrôle connecter à une charge alternative est représenté par la figure 4.2.1, le système photovoltaïque alimente directement l'onduleur de type HERIC, un filtre LCL et ajouter à la sortie de l'onduleur.

L'onduleur HERIC à pont complet monophasé, comme nous l'avons mentionné en haut, il représente plusieurs avantages telles que l'isolation galvanique (en déconnectant le générateur photovoltaïque à la charge) et son rendement élevé [130, 145, 198].

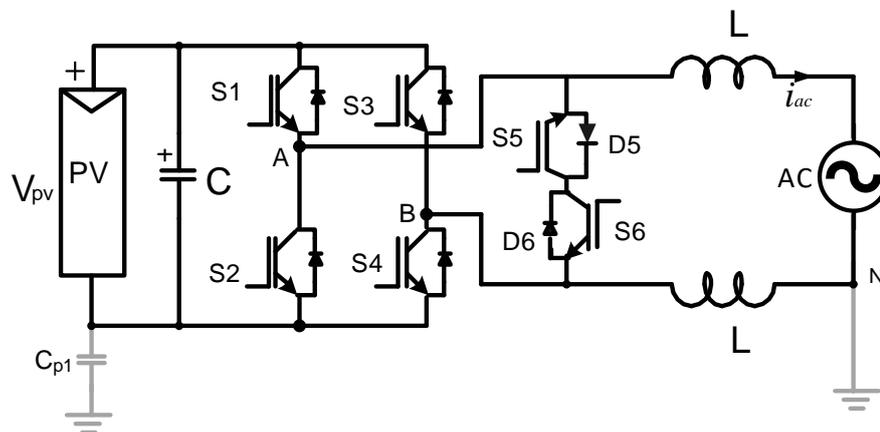


Figure 4.2.1 Système photovoltaïque alimentant un onduleur HERIC

Le générateur photovoltaïque SunPower SPR-200 WHT-U estimé est de plus de 10 kW comprend 6 lignes parallèles et chaque rangé contient 10 panneaux PV connectés en série. Les paramètres du GPV réel sont donnés par le tableau 4.2.1:

Tableau 4.2.1 Caractéristiques du générateur photovoltaïque choisi.

(SunPower SPR-200 WHT-U)

Puissance Nominale	P_{nom}	200 W
Tension Nominale	V_{mpp}	40,0 V
Courant Nominal	I_{mpp}	5.0 A
Tension Circuit ouvert	V_{oc}	47,8 V
Courant Circuit-Circuit	I_{sc}	5,40 A

Les courbes I-V et P-V pour différents rayonnements pour le système photovoltaïque PV choisi est :

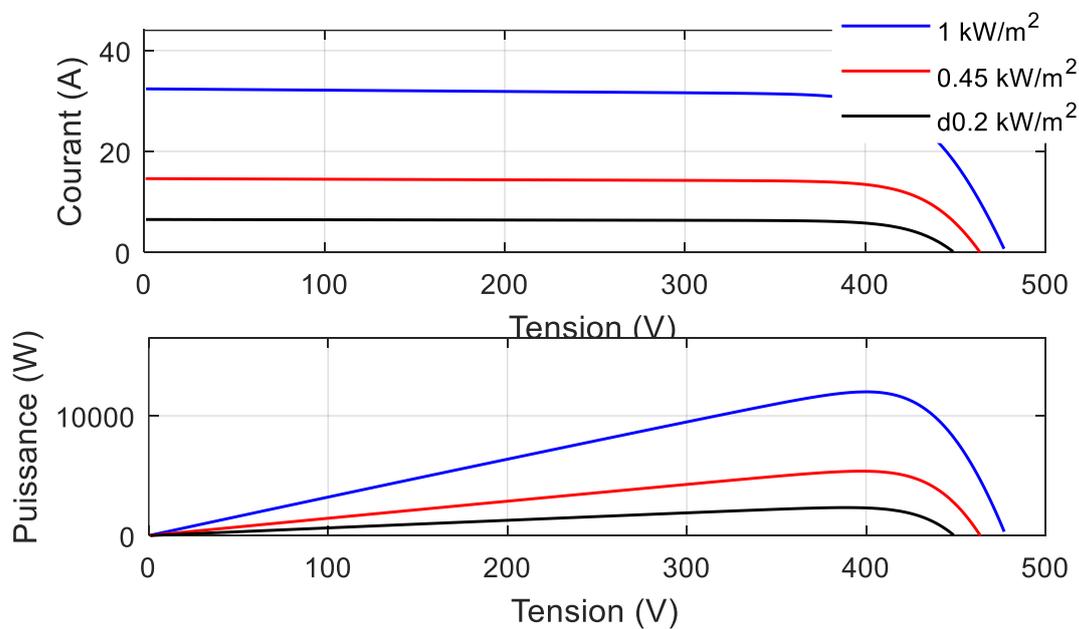


Figure 4.2.2 Caractéristique du GPV SunPower SPR-200 WHT-U

4.2.2. Commande de l'onduleur

La technique de modulation de largeur d'impulsion (PWM ou MLI) basée sur la porteuse est utilisée dans cet onduleur, la modulation de largeur de fonctionnement des bras est montrée par la figure 4.2.3, six commutateurs, S1/S4, S2/S3 et S5/S6 en 4 bras sont appliqués et commutés par le signal PWM.

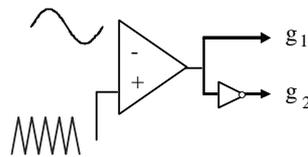


Figure 4.2.3. Principe de commande

Les signaux de commande sont obtenus par comparaison du signal de référence modulant sinusoïdale de basse fréquence au signal triangulaire de porteuse haute fréquence [22].

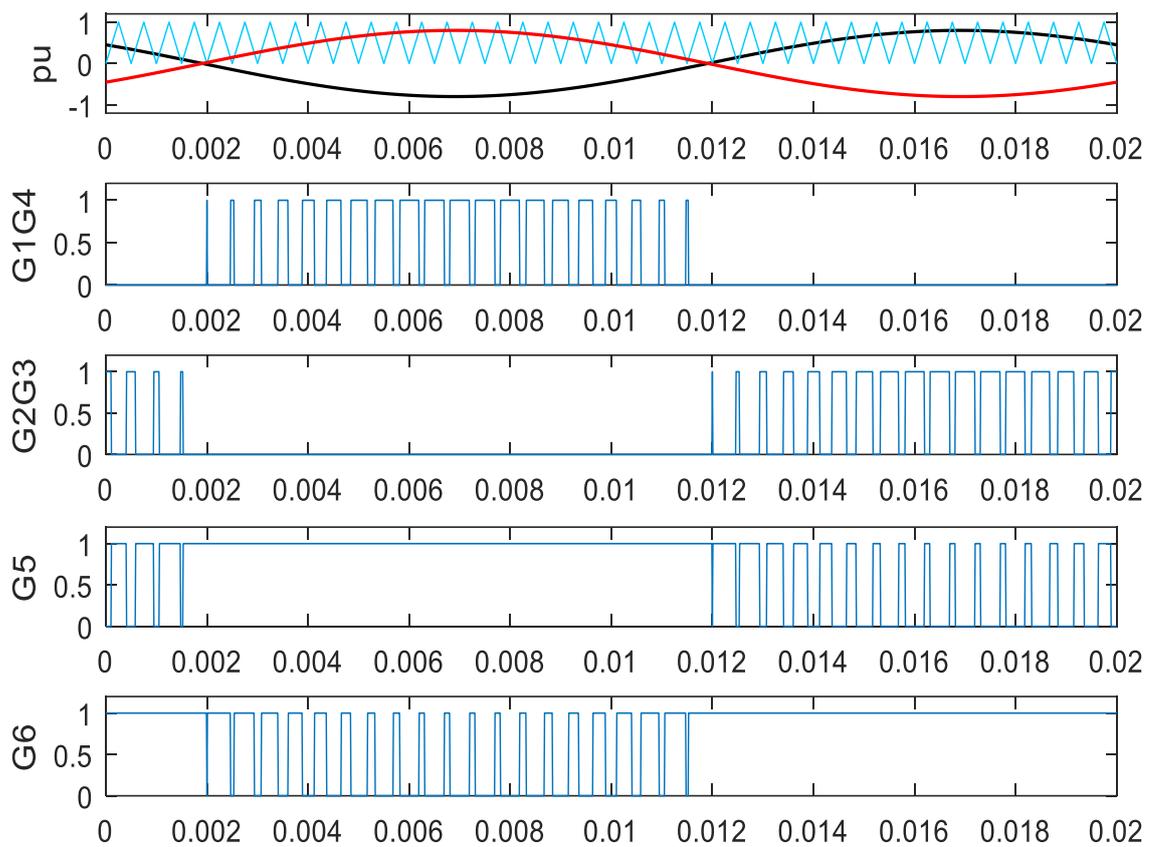


Figure 4.2.4. Génération des signaux MLI sinusoidale de l'onduleur HERIC

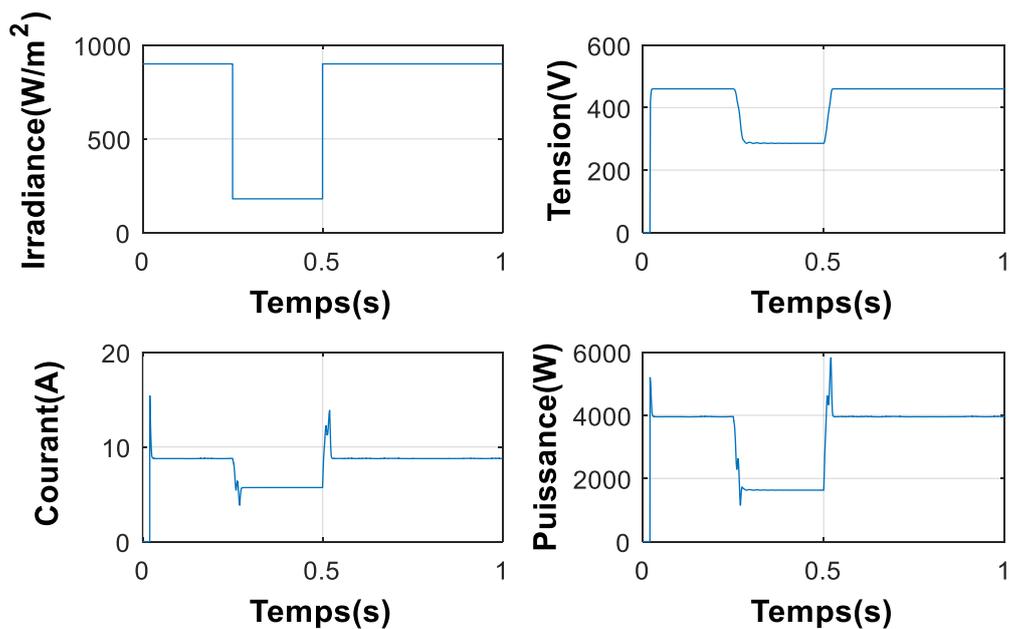


Figure 4.2.5. Les différents paramètres du générateur photovoltaïque pour un rayonnement variable

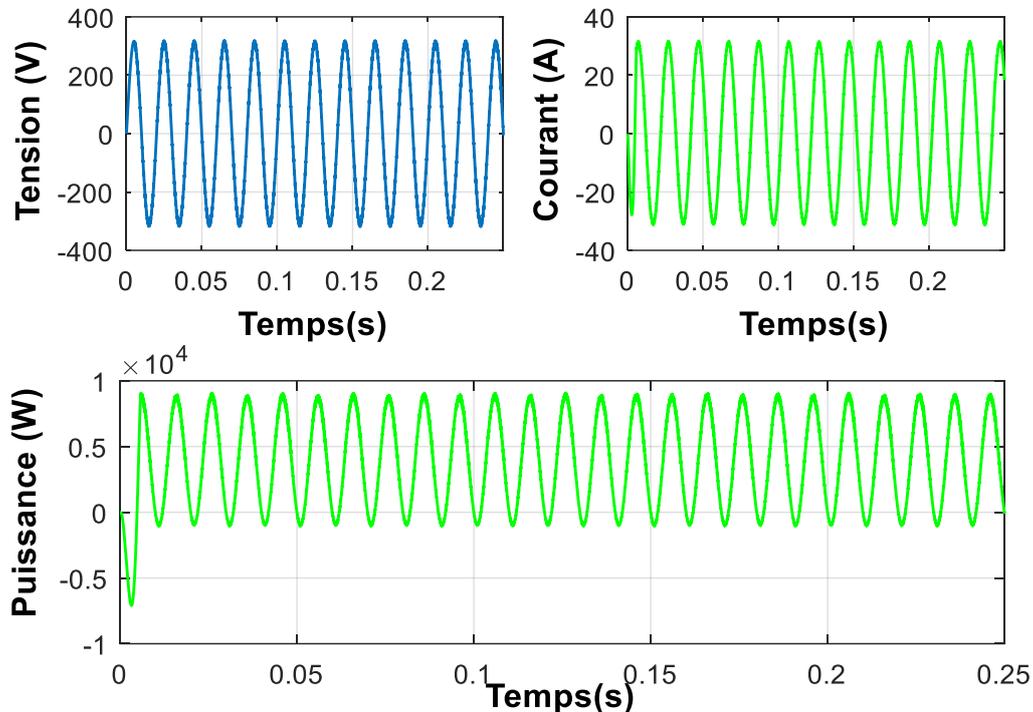


Figure 4.2.6. Tension, Courant, Puissance de la charge alternative obtenue

La simulation du système photovoltaïque montre que l'onduleur photovoltaïque proposé convertit la tension continue en une tension alternative sinusoïdale sans ondulation et de qualité acceptable.

Comme on peut le voir en 4.2.5, les paramètres du GPV varié plus au moins en fonction de rayonnement.

4.2.3. Conclusion

Cette application peut être utilisée pour un système photovoltaïque connecté ou hors réseau, pour une application résidentielle sous tension monophasée. Ces dernières années de nouvelles configurations d'onduleur monophasé avec une combinaison MLI et de stratégie de commutation ont vu le jour, tel que l'onduleur HERIC, dans le but de réduire les pertes de conduction dans les interrupteurs électroniques avec des faibles courants de fuite, de cette manière le rendement des installations photovoltaïques s'améliore.

4.3. MODÉLISATION DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES EN TRIPHASÉS

4.3.1. Introduction

Un système photovoltaïque d'alimentation triphasé connecté au réseau ou à une charge isolée doit garantir la production de l'énergie électrique d'une façon efficace et fiable. Les onduleurs de tension avec commande MLI, avec régulation de courant et de tension, utilisant la commande vectorielle sont des appareils parfaits qui permettent la conversion de l'énergie avec une grande rentabilité. La tension du générateur photovoltaïque est commandée par une boucle de tension continue utilisée pour maintenir la tension du bus DC continu à l'entrée de l'onduleur, le régulateur PI de la tension agit sur l'erreur de tension continue pour générer des références pour les courants alternatifs dans l'axe dq. Les régulateurs PI de courant ont le rôle de garantir que les courants alternatifs de la charge suivent ces références.

Les éléments de base du système de conversion PV comprennent un régulateur MPPT pour l'extraction de la puissance maximale du générateur photovoltaïque, un convertisseur Boost. Comme le système photovoltaïque est intégré au réseau une boucle à verrouillage de phase

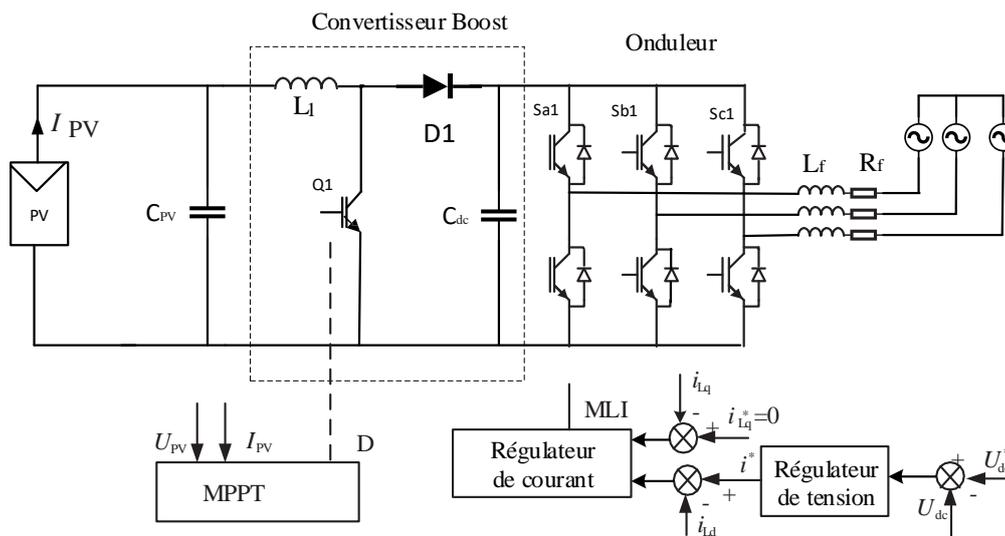


Figure 4.3.1 Système photovoltaïque d'alimentation connecté au réseau de distribution

[121]

(PLL) est nécessaire pour la synchronisation de la tension de sortie de l'onduleur à la tension du réseau[199-201].

La valeur de la tension de la capacité de liaison C_{dc} doit être égale à une valeur proche de la tension maximale du générateur photovoltaïque.

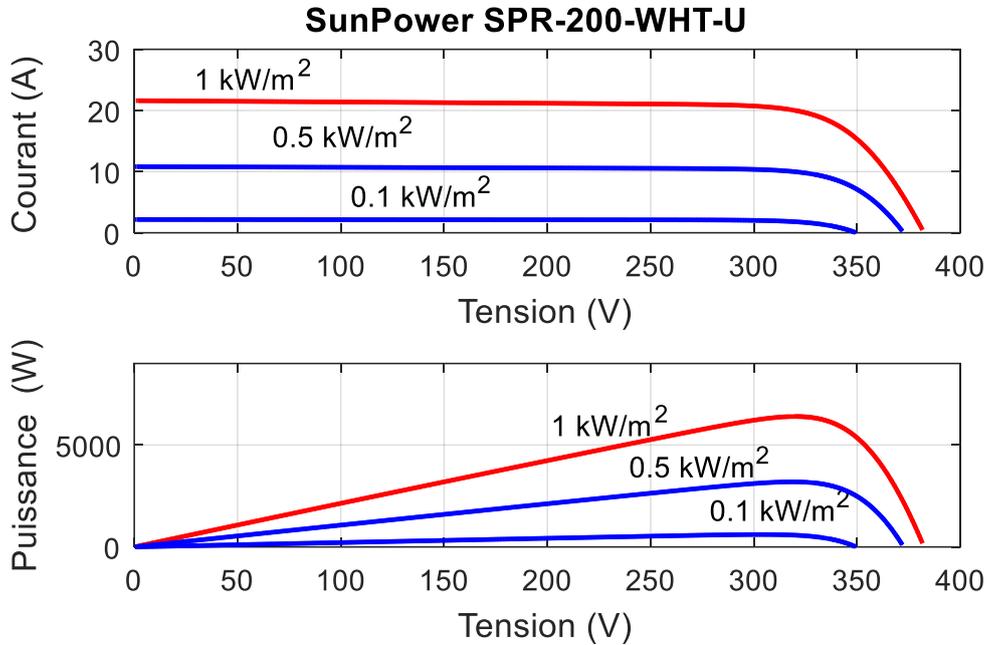


Figure 4.3.2 Caractéristique du GPV SunPower SPR-200 WHT-U 8 modules en séries ; 4 branches parallèles

4.3.2. Modélisation de l'onduleur connecté au réseau

La modélisation de l'onduleur triphasé connecté au réseau avec un filtre L et une résistance R, les équations de tension d'un onduleur connecté au réseau sont exprimées dans le référentiel de Park comme suit :

$$v_d = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega Li_q + e_d \tag{4.3.1}$$

$$v_q = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega Li_d + e_q \tag{4.3.2}$$

i_q, i_d sont respectivement les courants de l'onduleur dans l'axe q et de l'axe d

e_q, e_d sont respectivement les tensions de réseau v_q, v_d sont respectivement les tensions de sortie de l'onduleur

ω est la fréquence angulaire de réseau.

4.3.3. Schéma de contrôle proposé

A partir des équations de tension de l'onduleur des équations (4.3.1) et (4.3.2), les tensions de référence sont obtenues par découplage du régulateur PI comme suit :

$$V_q^* = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (i_q^* - i_q) + \omega L i_d + e_q$$

(4.3.3)

$$V_d^* = \left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (i_d^* - i_d) - \omega L i_q + e_d$$

(4.3.4)

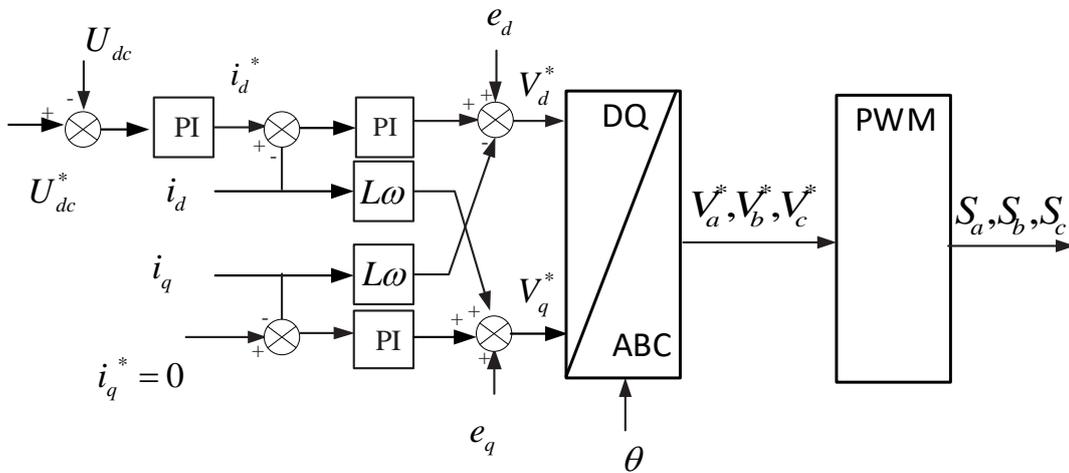


Figure 4.3.3 Contrôle de l'onduleur par tension orienté

4.3.4. Résultats de simulation

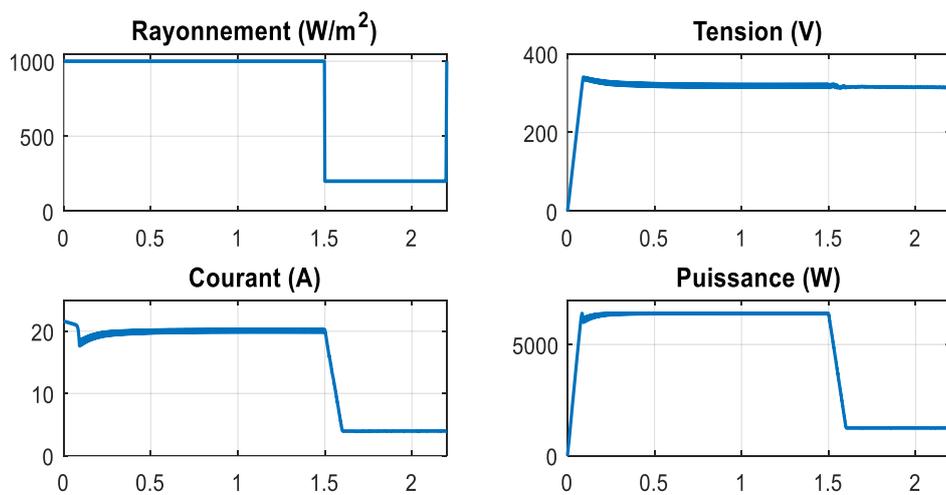


Figure 4.3.4 Les différents paramètres du générateur photovoltaïque pour un rayonnement variable

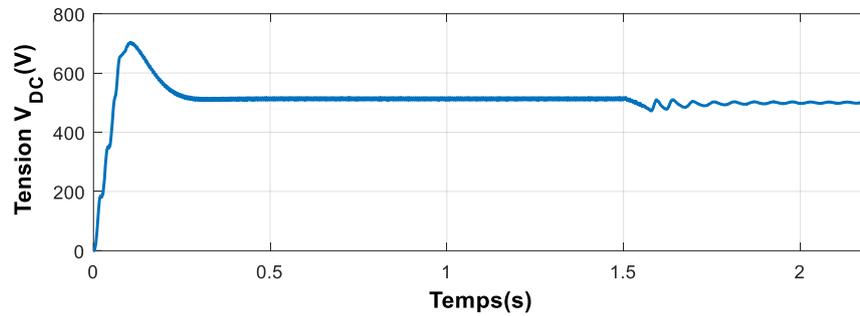


Figure 4.3.5 Tension au niveau du bus DC

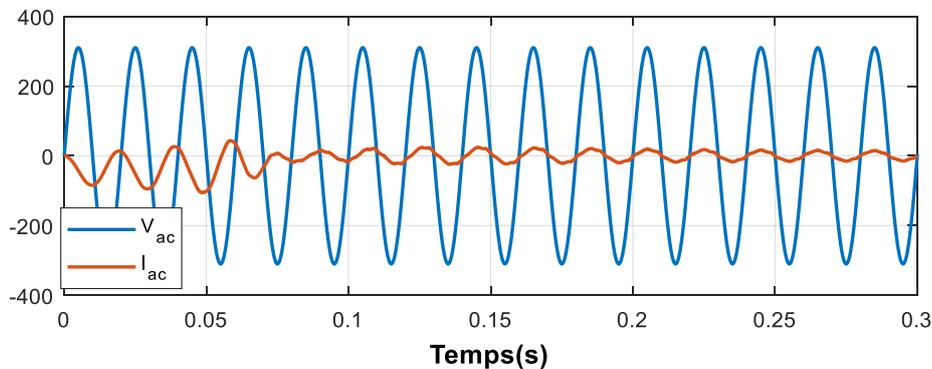


Figure 4.3.6 Tension et Courant d'une phase du réseau électrique

La Figure 4.3.5, montre que la tension du bus DC est presque maintenue constante est égale à la valeur de référence, cela est dû à l'utilisation du convertisseur Boost.

La Figure 4.3.6, montre la forme de l'onde de la tension et du courant de l'onduleur avec moins de fluctuations.

4.3.5. Conclusion

Dans cette partie nous avons étudié l'impact de la pénétration d'un générateur photovoltaïque au réseau électrique de distribution triphasée, la commande vectorielle du système photovoltaïque connecté au réseau a été présentée et modélisée par l'utilisation d'un contrôleur MPPT avec régulateurs PI pour contrôler le convertisseur Boost côté GPV, deux autres régulateurs PI sont implantés côtés réseau, pour contrôler la tension et

contrôler le courant, nous avons choisi des conditions de rayonnement variable, les tensions obtenues sont sinusoïdales, la tension aux bornes du bus DC reste à peu près constante.

4.4. SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES

4.4.1. Introduction

Le développement des systèmes photovoltaïques autonome ne cesse de s'accroître rapidement pour nombreux facteurs tels que l'indisponibilité du réseau électrique et l'impossibilité de réaliser une extension dans les zones éloignées, le réchauffement climatique, la sécurité énergétique, les progrès technologiques et diminution des coûts.

Les systèmes de production PV autonomes sont une source d'électricité attrayante et indispensable pour des petites applications comme l'alimentation en électricité des maisons isolées et enclavées.

Les batteries de stockage d'énergie sont nécessaires au système PV autonome. Le contrôle de charge (SOC) et de décharge (DOD) de la batterie avec la puissance maximale du GPV photovoltaïque entraîne une augmentation des performances de production du système.

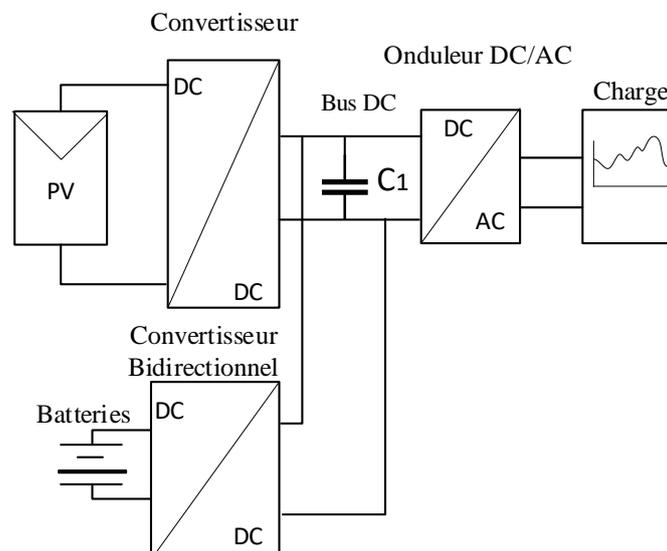


Figure 4.4.1 Système photovoltaïque autonome pour la production de l'électricité

Le système photovoltaïque autonome, comme le montre la Figure 4.4.1, intègre un générateur photovoltaïque, un convertisseur Boost (DC/DC), un élément de stockage

d'énergie (batterie rechargeable), et charge. Généralement la batterie de stockage utilisée est la batterie à acide à base de plomb en raison de son coût faible et sa grande disponibilité. L'énergie qui provient de tel système dépend fortement des conditions météorologiques. Les variations du niveau d'insolation entraînent des changements dans le courant de charge de la batterie, en plus dans les systèmes photovoltaïques la durée de vie des batteries est limitée (3 à 5 ans) [202].

4.4.2. Profil de Charge

La demande de charge pour la consommation d'une habitation domestique réelle est déterminée par la méthode donnée par le tableau 4.4.1. La consommation de chaque appareil pendant une journée est le produit de la puissance par la quantité d'appareil multiplié par le temps de fonctionnement en heure pendant une journée.

La demande d'énergie est illustrée par la figure 4.4.2 en effet, pendant une journée elle augmente au début de la journée et entre 18h et 21 h, le profil de la puissance de la source délivrée par le GPV en fonction de l'ensoleillement d'une journée et le profil de la puissance d'une maison pendant une période de 24 h sont connues dans ces conditions.

Tableau 4.4.1 Exemple de consommation moyenne d'électricité d'une maison

	Description de l'appareil	A	B	C	A*B*C
		Quantité	Puissance(W)	Heure de service par jour	Consommation Totale(Wh/j)
1	Éclairage	6	60	4	1440
2	TV	1	100	6	600
...

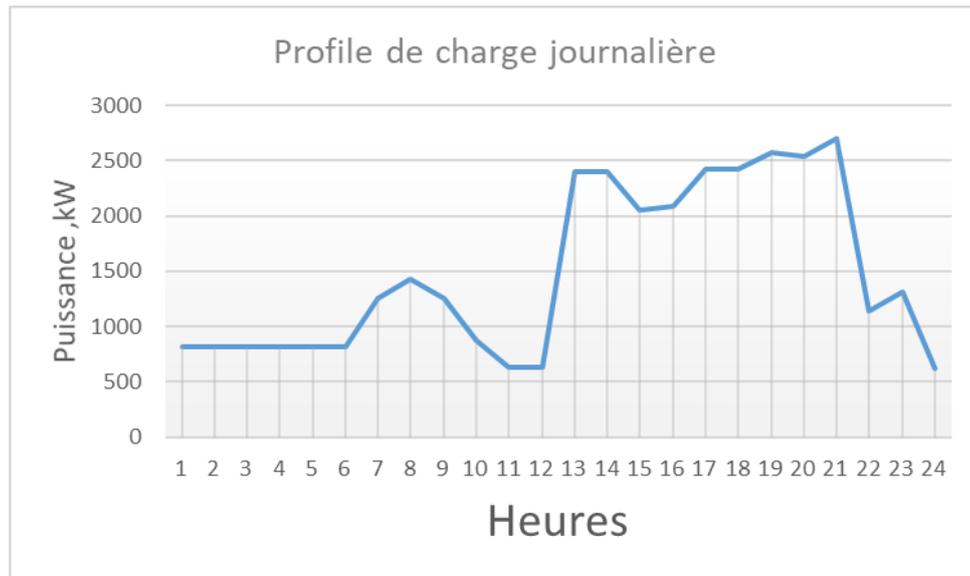


Figure 4.4.2 Profil de la consommation journalière d’une maison

4.4.3. Dimensionnement du système photovoltaïque autonome

L’optimisation du système photovoltaïque autonome nécessite au préalable la connaissance des données météorologiques telles que le rayonnement solaire quotidienne, mesurée en kW/m² et la température ambiante, ensuite la détermination de la taille du générateur photovoltaïque, de la batterie de stockage, et la taille de l’onduleur [203]

Le générateur photovoltaïque est calculé par la formule (2.23) ou avec (4.4.1)

$$P_{PV} = \frac{E_{ch}}{PSH \eta_{sys}} \tag{4.4.1}$$

4.4.3.1. ***E_{ch}*** est la consommation d’énergie de la charge quotidienne [Wh]

η_{sys} Rendement du système global

PSH Heure du soleil le plus fort en une journée déterminé généralement à partir du mois le plus défavorable en kWh/m²/j

L’ énergie du systeme autonome du générateur photovoltaïque seul

$$E_{sys} = E_{PV} \tag{4.4.2}$$

La capacité de la batterie est donnée par la formule suivante[204, 205]

$$C_{bat} = \frac{E_{ch} N_a}{DOD V \eta_{sys}} \tag{4.4.3}$$

C_{bat} est la capacité de la batterie en Ampère heure (Ah)

Na est le nombre d'heure ou jour d'autonomie

DOD est la profondeur décharge de la batterie

V est la tension de la batterie en Volts.

Les générateurs photovoltaïques sont connectés à la charge à travers un onduleur monophasé, la puissance nominale choisi pour notre application est de 3kW, la puissance de l'onduleur de sortie P_{ac} peut être calculé comme suit

$$P_{ac} = \eta P_{pv} \quad (4.4.4)$$

Ou η représente le rendement de l'onduleur

P_{pv} la puissance du générateur photovoltaïque

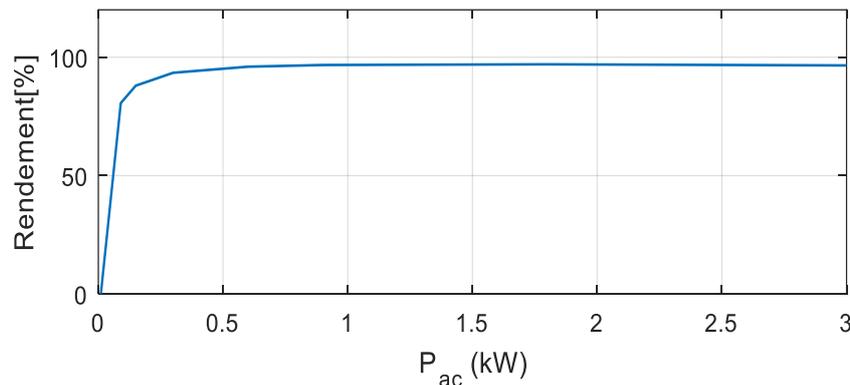


Figure 4.4.3 Rendement de l'onduleur en fonction de la puissance AC

4.4.4. La Batterie

La batterie dans un système autonome se trouve dans plusieurs situations en effet, la batterie stocke le surplus de la puissance disponible pendant la journée et le libère chaque fois que nécessaire. Ainsi, l'énergie stockée par la batterie pendant une journée est :

$$\Delta E = \sum_1^{24} (E_{sys} - E_{ch}) \quad (4.4.5)$$

En conséquence la nuit, la batterie fournit toute la puissance nécessaire à la charge. En plein jour le générateur PV alimente la charge et la batterie ; quand le rayonnement s'affaiblit, le générateur PV et la batterie peuvent fournir la puissance requise à la charge.

La puissance de la batterie est négative lorsque l'énergie est stockée et positif lorsque l'énergie est libérée, Pendant la période de charge, $E_{batt}(n)$ est calculé par [206, 207].

$$E_{batt}(n) = (1 - \eta_s)(E_{batt}(n-1)) + \left(E_{sys}(n) - \frac{E_{ch}(n)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{batt} \quad (4.4.6)$$

Où $E_{batt}(n-1)$ est l'énergie net de la batterie le jour (ou heure) précédent de n ,

η_s est le taux d'autodécharge de la batterie, η_{ond} et η_{batt} respectivement rendement de l'onduleur et de la batterie.

Pendant la période de décharge l'énergie de la batterie $E_{batt}(n)$ est calculée par

$$E_{batt}(n) = (1 - \eta_s)(E_{batt}(n-1)) - \left(\frac{E_{ch}(n)}{\eta_{ond}} - E_{sys}(n) \right) \eta_{batt} \quad (4.4.7)$$

Les pertes d'énergies (Loss of Power Supply : LPS) est donnée par

$$LPS(n) = E_{ch}(n) - (E_{sys}(n) + E_{batt}(n-1) - E_{batt-\min}) \eta_{ond} \quad (4.4.8)$$

L'état de charge des batteries est parfois exprimé par la probabilité de perte d'approvisionnement d'énergie définie comme suit

$$LPSP(n) = \frac{\sum_{n=1}^N LPS(n)}{\sum_{n=1}^N E_{ch}(n)} \quad (4.4.9)$$

4.4.5. Simulation et résultat

En se basant sur le profil de la consommation journalière donnés, ainsi que la puissance du générateur photovoltaïque, on a pu déterminer le bilan d'énergie du système photovoltaïque autonome.

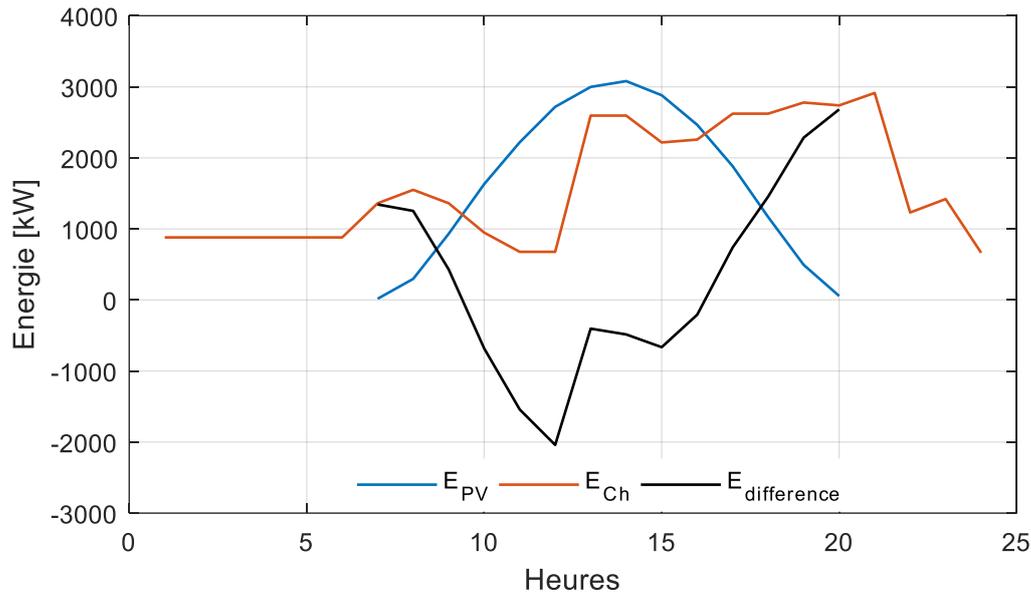


Figure 4.4.4 Bilan d'énergies : Générateur PV, Charge, Batterie

4.4.6. Conclusion

Nous avons abordé un exemple de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome qui permet d'alimenter des petits foyers en électricité. Les batteries lorsqu'elles sont réunies aux générateurs photovoltaïques, malgré l'absence de réseau électrique de distribution, le système peut garantir l'approvisionnement en électricité 24 h/24. Ce système qui est simple est utilisé dans plusieurs endroits surtout dans des zones rurales et éloignées.

4.5. SYSTÈME ÉOLIEN POUR UN SYSTÈME ISOLÉ

4.5.1. Introduction

Dans cette présente partie, un système de génération d'électricité à base d'éolienne de 60 kW relié à une charge isolée est étudié. L'éolienne convertit une partie de l'énergie cinétique en énergie mécanique puis en énergie électrique. La tension alternative produite par variations de flux des aimants permanents dans les enroulements du stator du générateur est convertie en tension continue par un convertisseur AC/DC, la tension continue de sortie est appliquée à la charge et à la batterie, la tension doit rester constante malgré les variations de la vitesse du vent, quand le générateur produit suffisamment de

puissance ,le surplus est stocké dans les batteries, si la vitesse du vent devient faible la batterie peut fournir plus d'énergie à la charge.

4.5.2. Description Du Système Éolien-Batterie

La figure 4.5.1, représente une configuration complète d'un système éolien batterie. Le générateur synchrone à aimant permanent (PMSG) est choisi comme générateur, qui est connecté au générateur par un redresseur passif et coté réseau par un onduleur commandé par MLI. Une batterie est choisie comme élément de stockage pour compenser les fluctuations de puissance pendant les périodes de vent faible.

La figure 4.5.2, représente une configuration simplifiée d'un système basé sur le générateur éolien à aimant permanent alimentant une charge DC résistive avec des batteries d'un site isolé. La tension de sortie AC du générateur est convertie en courant continu à travers le circuit de redresseur à diodes, puis augmentée par le circuit intermédiaire par le convertisseur DC/DC élévateur. Dans ce cas l'éolienne peut être contrôlée directement par le rapport cyclique (D) du convertisseur. Ou imposer le courant de charge I_{DC} . La batterie a été directement relié au bus DC sans utiliser de convertisseur.

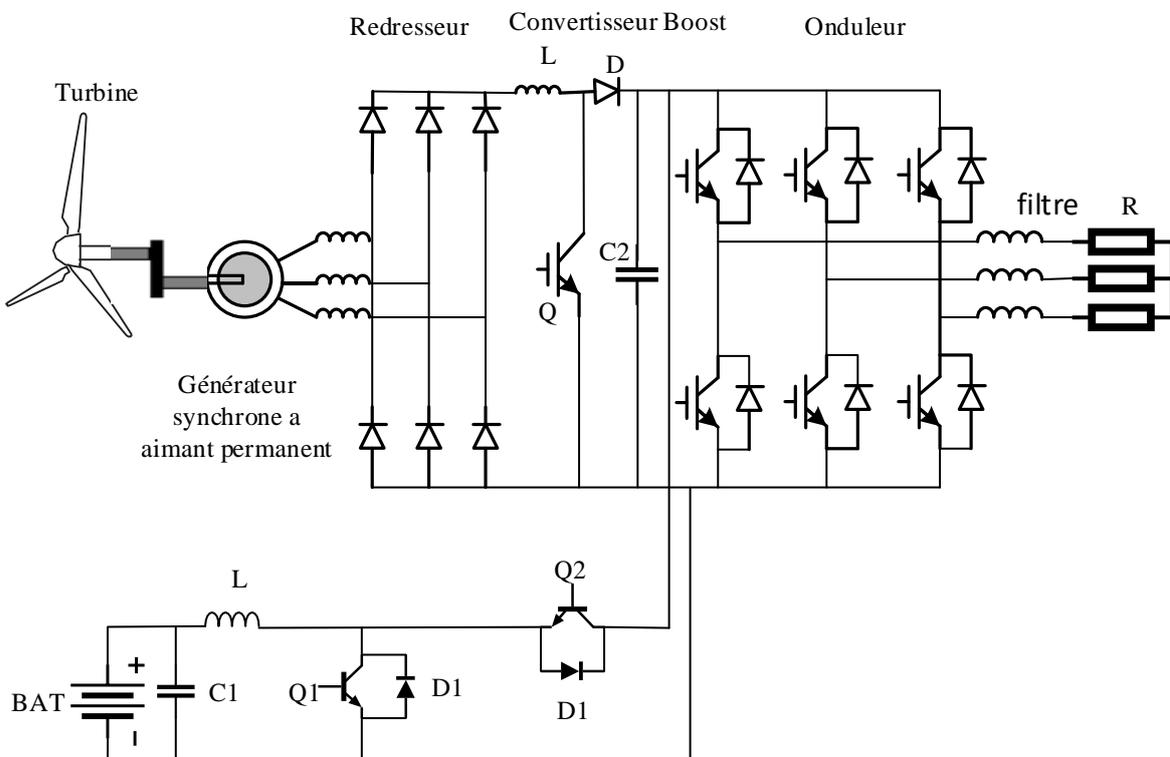


Figure 4.5.1. Système basé sur le générateur éolien à aimant permanent à vitesse variable d'un site isolé avec batterie alimentant une charge triphasée via un convertisseur de puissance

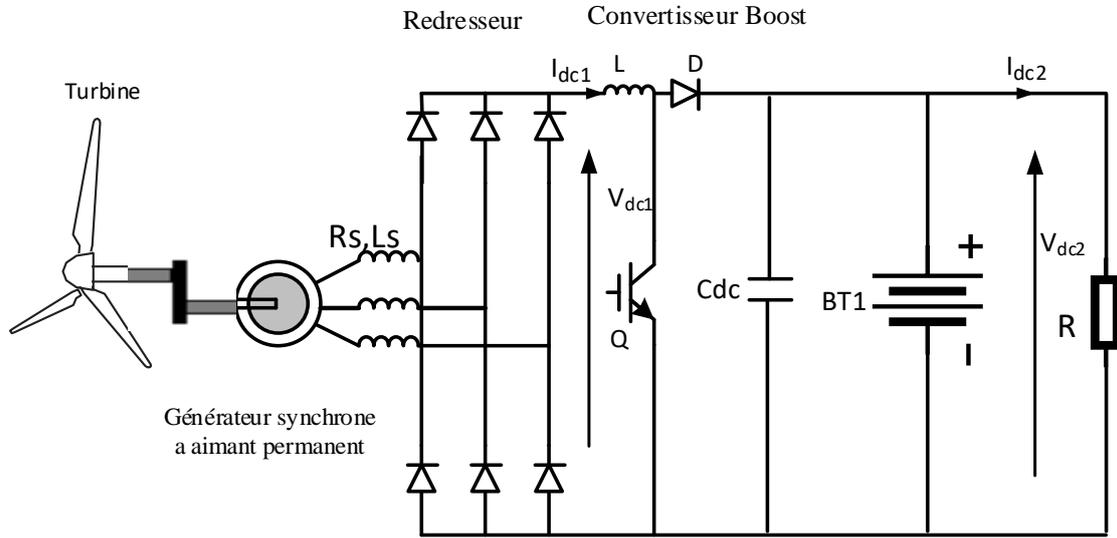


Figure 4.5.2. Système basé sur le générateur éolien à aimant permanent à vitesse variable d'un site isolé avec batterie alimentant une charge dc[191, 208, 209]

4.5.3. Modèle de la turbine

Le modèle simple de la partie mécanique de l'éolienne dans laquelle toutes les parties mécaniques sont groupées et modélisés en tant qu'une seule masse en rotation est exprimée par l'équation du mouvement différentielle suivante

$$T_m = J \frac{d\omega_m}{dt} = T_g - T_{em} - B\omega_m \tag{4.5.1}$$

T_m , T_{em} , T_g représentent respectivement le couple mécanique, le couple électromagnétique et le couple de l'engrenage dû aux frottements [N.m].

Où J est l'inertie totale de rotation du générateur et de l'inertie de la turbine J_t ramenée au rotor de la génératrice [kg.m²] [191].

$$J = J_g + G^2 J_t \tag{4.5.2}$$

B le coefficient de frottement de viscosité,

Le modèle de l'ensemble de la chaîne cinématique de la turbine regroupant les pales, le multiplicateur, l'arbre mécanique est

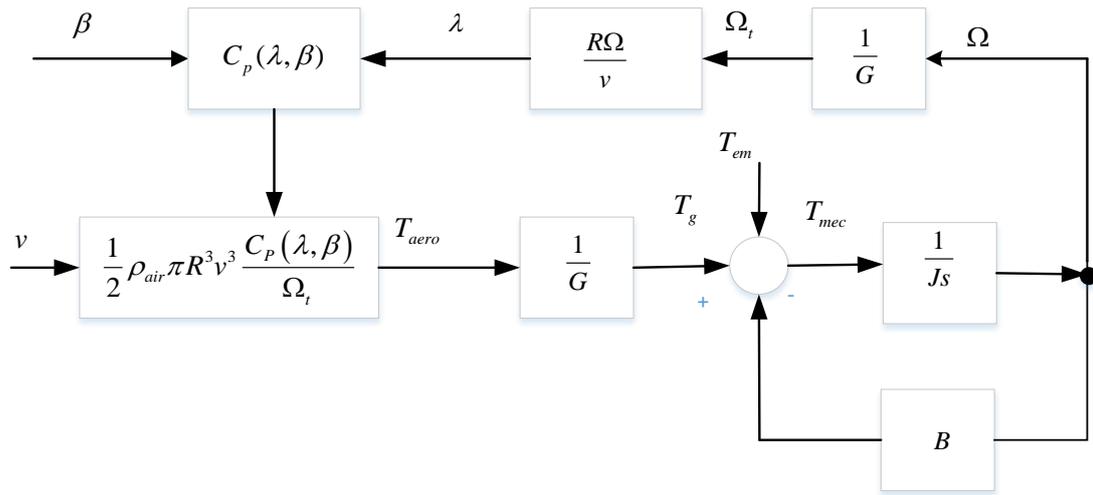


Figure 4.5.3 Schéma fonctionnel du modèle de la turbine éolienne

4.5.4. Modélisation du générateur synchrone à aimants permanents

La modélisation mathématique du générateur PMSG est effectuée en utilisant l'approche de modélisation dans l'axe dq appelé la transformation de Park qui consiste à appliquer aux courants tensions et flux, un changement de variable. De ce fait, trois vecteurs de phase sont transformés en deux vecteurs de phase dans l'axes (dq), en rotation à une vitesse instantanée (fréquence du système).

La transformation dq est faite en multipliant les trois grandeurs de phase par une matrice de transformation $p(\theta)$ telle que

$$[x_d \quad x_q]^t = p(\theta)[x_a \quad x_b \quad x_c] \tag{4.5.3}$$

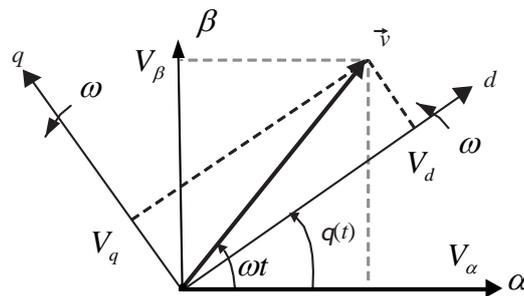


Figure 4.5.4 Représentation de Park axe dq vers axe αβ

$$p(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (4.5.4)$$

L'inverse de Park

$$p^{-1}(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \quad (4.5.5)$$

Le modèle mathématique général de la machine est résulté de la forme du vecteur spatial de la tension aux bornes des enroulements du stator à partir de l'équation suivante

$$\vec{V}_{abc} = R\vec{I}_{abc} + \frac{d\vec{\Phi}_{abc}}{dt} \quad (4.5.6)$$

R_{abc} , l_{abc} , I_{abc} , V_{abc} et Φ_{abc} désignent respectivement la résistance du bobinage du stator par phase, inductance du stator par phase, courant de phase du stator, tension du stator par phase et du flux [210] [211].

de l'équation précédente Le modèle dynamique du générateur synchrone à aimant permanent PMSG peut être représenté dans le système de Park dans l'axe dq, l'excitation du rotor du PMSG est générée par les aimants permanents comme valeur constante, [212].

L'expression des flux dans l'axe dq est

$$\Phi_d = L_d i_d + \Phi_m \quad (4.5.7)$$

$$\Phi_q = L_q i_q \quad (4.5.8)$$

$$V_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q \quad (4.5.9)$$

$$V_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e (L_d i_d + \Phi_m) \quad (4.5.10)$$

Le couple électromagnétique produit par PMSG est calculé comme suit :

$$T_e = p \left((L_d - L_q) i_q i_d + \Phi_m i_q \right) \quad (4.5.11)$$

$$\omega_e = p \omega_m \quad (4.5.12)$$

où p est le nombre de paires de pôles, ω_m est la vitesse angulaire mécanique, Φ_m est le flux magnétique, L_d est l'inductance de l'axe direct, L_q est l'inductance en quadrature, R_s est la résistance du stator et ω_e est la vitesse angulaire électrique. Si le rotor est cylindrique,

$$L_d \approx L_q \approx L_s \text{ donc}$$

$$T_e = p \Phi_m i_q \quad (4.5.13)$$

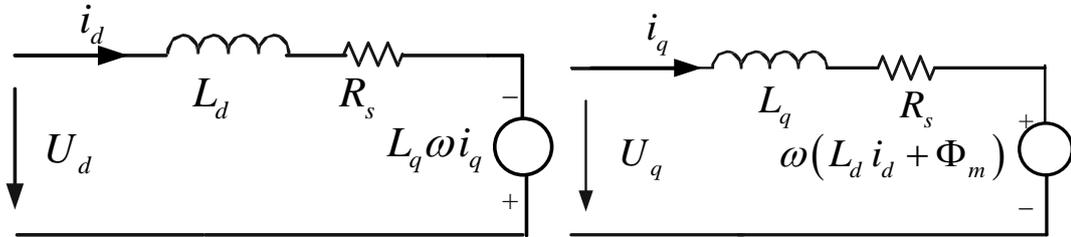


Figure 4.5.5 Circuit équivalent PMSG d-q

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{V_d}{L_d} - \frac{R_s}{L_d} i_d + \frac{L_q}{L_d} \omega_e i_q \quad (4.5.14)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{V_q}{L_q} - \frac{R_s}{L_q} i_q - \frac{L_d}{L_q} \omega_e i_d - \frac{\Phi_m \omega_e}{L_q} \quad (4.5.15)$$

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{J} (T_e - T_m - B\omega_m) \quad (4.5.16)$$

4.5.5. Équation de la puissance

L'expression de la puissance active et la puissance réactive est présentée respectivement dans l'équations (4.5.17) et. (4.5.18)

$$P = u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq} \quad (4.5.17)$$

$$Q = u_{sq}i_{sd} - u_{sd}i_{sq} \tag{4.5.18}$$

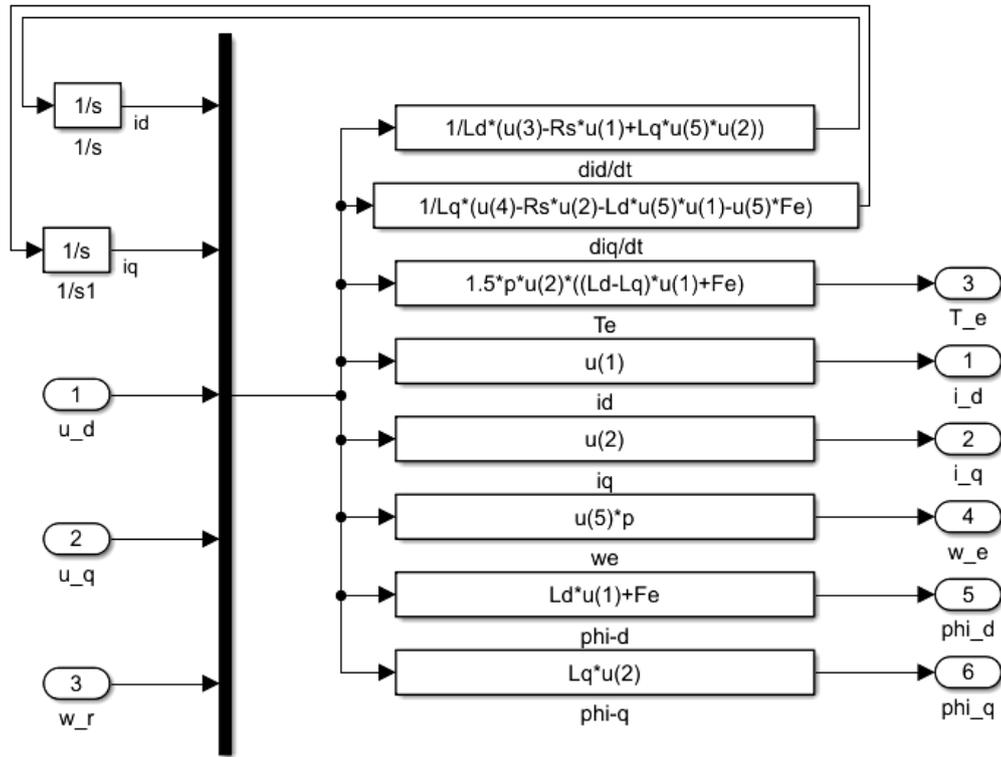


Figure 4.5.6 Implantation du générateur à aimant permanent en Matlab/Simulink

4.5.6. Redresseur à diodes côté générateur

Le générateur synchrone à aimant permanent peut-être modéliser par une source de tension variable sinusoïdale avec une inductance interne met en série avec un pont de redresseur utilisant des diodes pour convertir le courant alternatif généré par le générateur éolien en un courant continu. L'amplitude de la tension (f.é.m.) est déterminée par la vitesse de rotation du générateur. La tension de sortie moyenne sans l'effet de l'inductance L_S est donnée en intégrant la tension maximale entre ligne et ligne sur un sixième de la période d'alimentation

$$V_{dc} = \frac{1}{\pi/3} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} \hat{V}_{LL} \cos \omega t d(\omega t) = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \hat{V}_{LL} \tag{4.5.19}$$

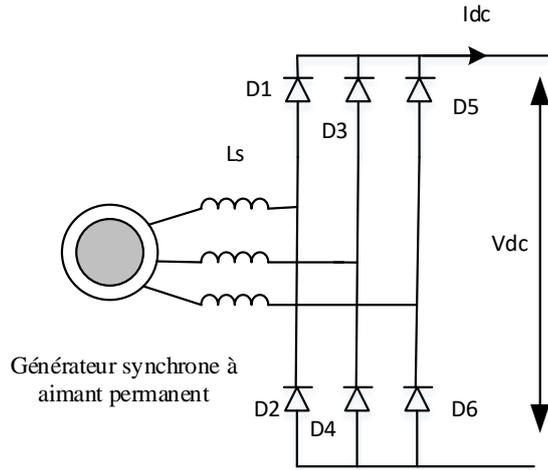


Figure 4.5.7 Schéma simplifié du générateur synchrone à aimant permanent triphasé relié à un redresseur à diodes

V_{LL} la tension efficace entre ligne et ligne de sortie du générateur PMSG et en tenant compte des fuites dues à la commutation et la résistance des enroulements du stator[213, 214].

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \hat{V}_{LL} - \frac{3}{\pi} \omega L_s I_{dc} - 2I_{dc} R_s \tag{4.5.20}$$

Le courant efficace

$$I_L = \sqrt{\left[\frac{1}{\pi} \int_{\pi/6}^{5\pi/6} (I_{DC})^2 d(\omega t) \right]} = \sqrt{\frac{2}{3}} I_{DC} \tag{4.5.21}$$

I_{dc} est le courant de sortie moyenne du redresseur PMSG

L_s l'inductance du stator.

D'autre part la puissance électrique rectifiée aux bornes du circuit intermédiaire en supposant qu'aucune énergie n'est dissipée dans le convertisseur, la puissance est conservée

$$P_{ac} = P_{dc} = V_{dc} I_{dc} = 3V_{LN} I = u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq} \tag{4.5.22}$$

La conservation de puissance du convertisseur donne l'égalité de puissance d'entrée et la puissance de sortie.

$$V_{dc1} I_{dc1} = V_{dc2} I_{dc2} \tag{4.5.23}$$

D'autre part

$$\frac{V_{dc2}}{I_{dc2}} = \left(\frac{1}{1-D} \right)^2 \frac{V_{dc1}}{I_{dc1}} \tag{4.5.24}$$

$$R_{dc1} = (1-D)^2 R \tag{4.5.25}$$

La résistance fictive de l'entrée du convertisseur élévateur peut être exprimé en fonction du rapport cyclique D.

4.5.7. Simulation du système

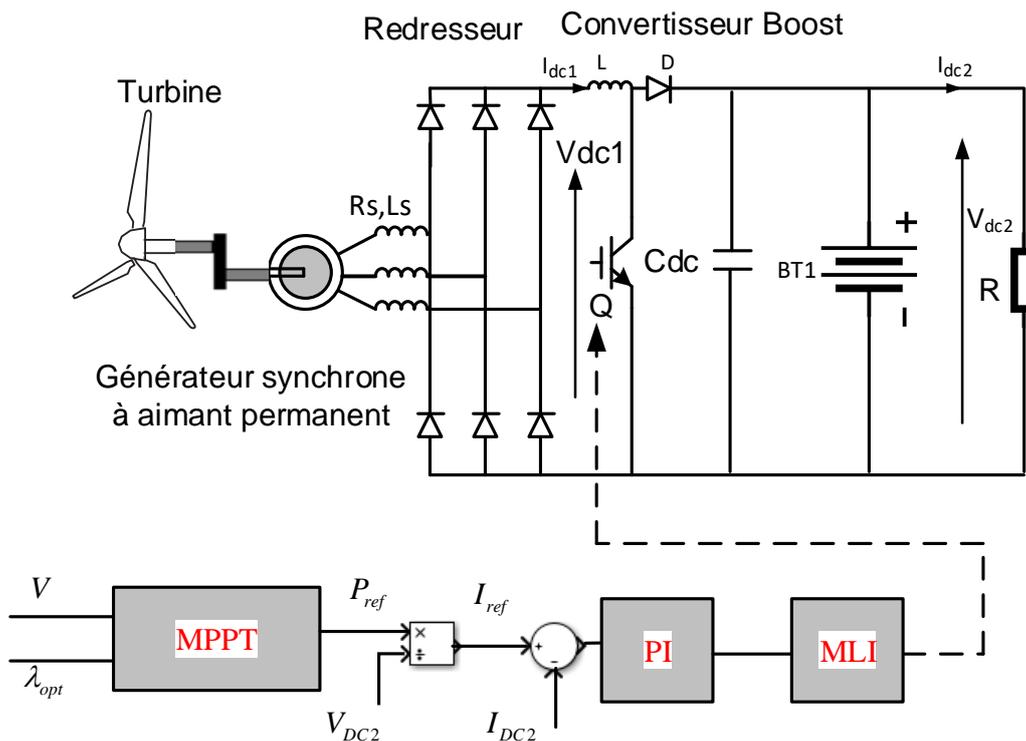


Figure 4.5.8 Système éolien à aimant permanent avec régulateur de contrôle

La figure 4.5.8 représente le schéma de principe simple du système éolien à aimant permanent alimentant une charge DC et une batterie de stockage, la régulation du système est assurée par un convertisseur Boost DC/DC associé à un régulateur PI.

La simulation du système globale sous un vent variable illustré dans les figures 4.5.9 à 4.5.15 montrent certains des résultats de simulation.

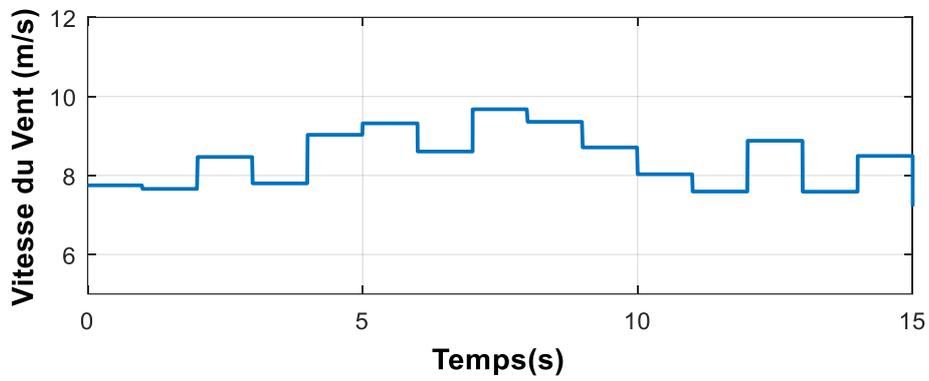


Figure 4.5. 9 Vitesse du Vent

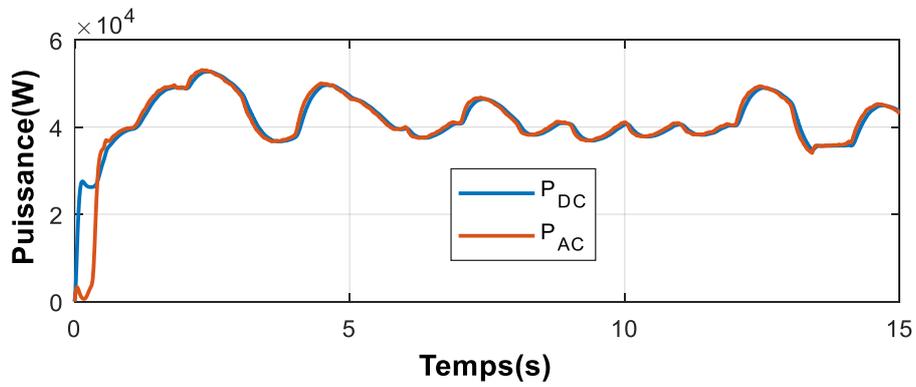


Figure 4.5.10 Puissance délivrée par l'éolienne

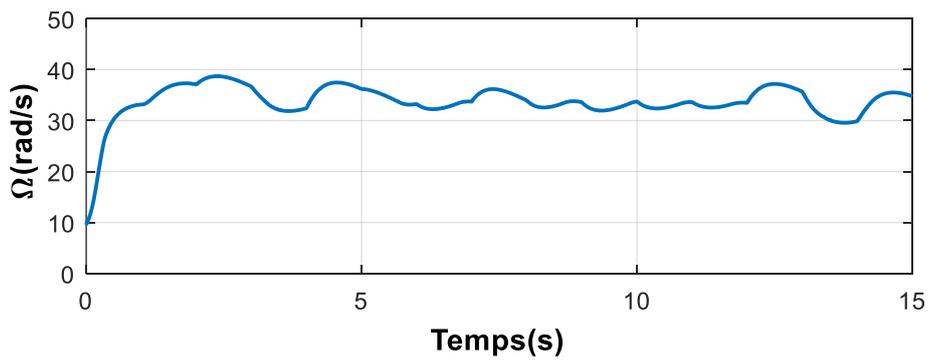


Figure 4.5.11 Vitesse angulaire

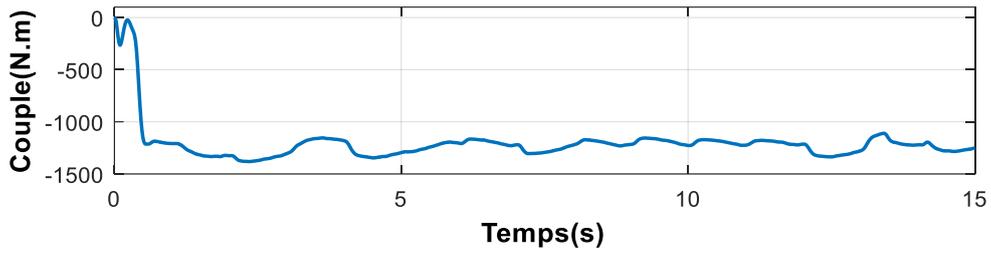


Figure 4.5.12. Couple électromagnétique

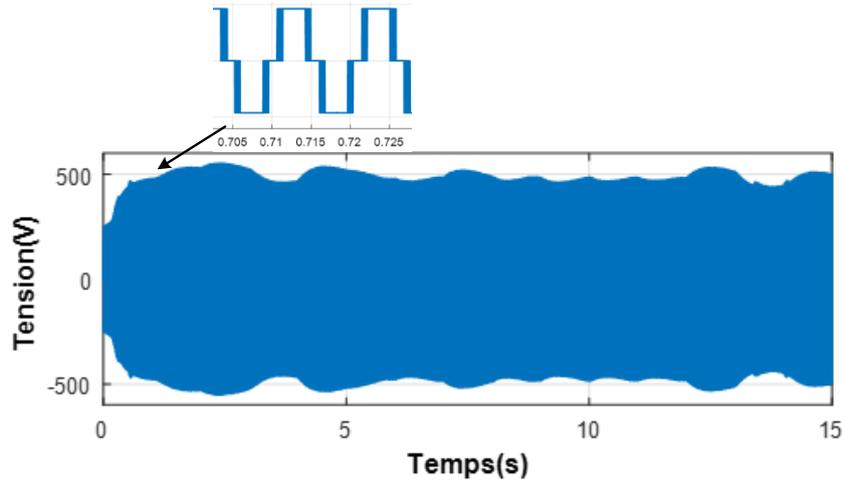


Figure 4.5.13 Tension Triphasé d'entrée du redresseur

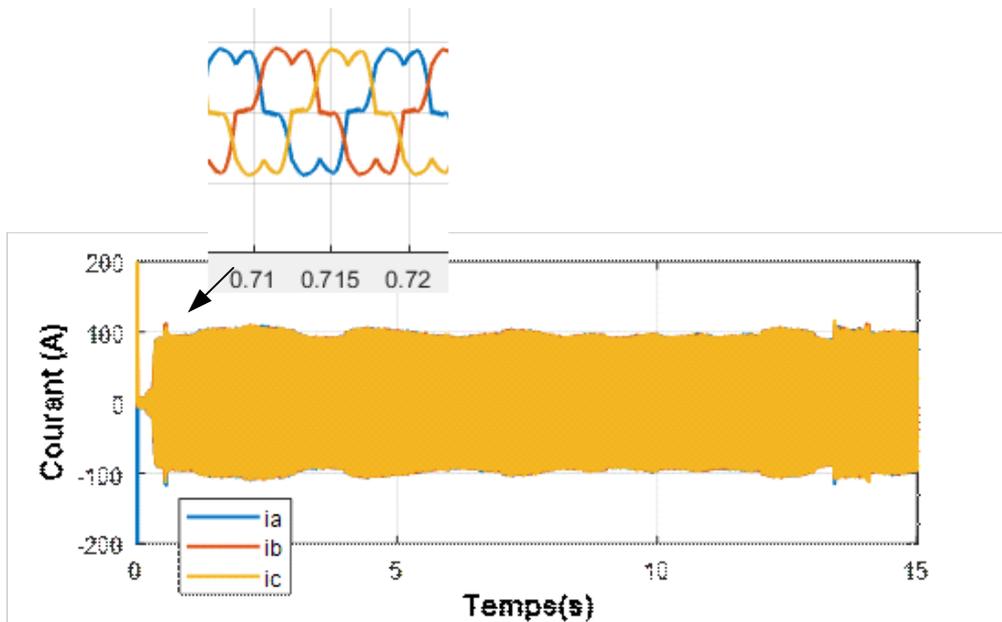


Figure 4.5.14 Courants triphasés dans les 3 diodes du convertisseur

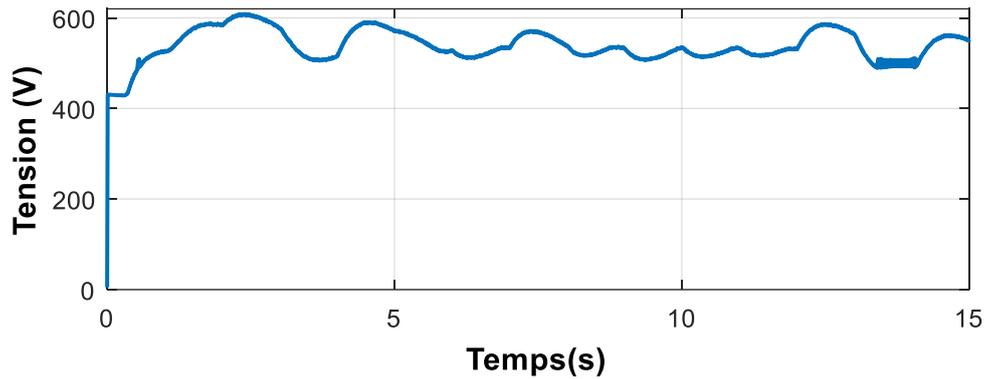


Figure 4.5.15 Tension aux bornes du bus DC de sortie du convertisseur

La figure 4.5.9 donne un profil de la vitesse du vent variable utilisée durant la simulation.

La figure 4.5.10, montre la puissance délivrée par l'éolienne qui est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. C'est pour cela que la puissance de l'éolienne est sensible même aux petites variations de la vitesse du vent, la vitesse angulaire (ou la fréquence) et la tension subissent également des changements considérables.

La puissance éolienne de nature fluctuante a un impact négatif sur l'équilibre du système en effet, l'utilisation des dispositifs de stockage d'énergie telle que les batteries, réduit les effets de ce problème.

La figure 4.5.15 montre la tension aux bornes du bus DC pour une vitesse variable et qui contiennent quelque fluctuation tolérable.

4.5.8. Conclusion

La turbine éolienne avec un générateur à aimant permanent, fonctionnant sans capteur et avec batterie de stockage d'énergie et une charge DC a été analysé. Le contrôle du PMSG proposée est basé sur le régulateur PI afin de maximiser l'énergie développée par l'éolienne.

La puissance générée par l'éolienne de l'ordre de 60 KW. Cette puissance est totalement convertie en énergie électrique par l'utilisation d'un régulateur PI pour générer des signaux de commutation adéquate pour contrôler le convertisseur DC/DC ainsi la tension du bus DC se stabilise à la tension choisie même en cas de vent variable. Le

système de stockage d'énergie joue le rôle d'assurer la stabilité de la tension de sortie dans les applications autonomes.

L'énergie éolienne peut participer, d'une façon déterminée à régler le problème de déficit d'énergie électrique, particulièrement pour l'électrification des zones éloignées et dépourvues du réseau électrique.

4.6. SYSTÈME HYBRIDE PV-ÉOLIEN-BATTERIE

4.6.1. Introduction

Les systèmes d'énergies renouvelables hybrides fournissent au village éloigné et enclavé de l'électrification, sans nuire à l'environnement. Tout en offrant la possibilité d'une future connexion au réseau principal. Ces systèmes peuvent participer à améliorer les conditions de vie et le développement social et économique de la population mondiale, mais vu que ces systèmes sont compliqués, ils doivent être optimisés afin de les rendre plus performant.

Cette étude est consacrée au développement d'un système hybride photovoltaïque-éolienne-batterie, intégré au réseau électrique via l'onduleur, ce système est utilisé en plusieurs endroits, pour la production d'énergie renouvelable à usage résidentiel et qui dépend fortement des conditions météorologiques.

Le modèle de simulation implanté dans l'environnement Matlab/Simulink, peut aider à dimensionner et concevoir le système hybride d'énergie renouvelable afin de répondre au profil de la charge.

4.6.2. Description du système

La configuration du système hybride connecté au réseau pour la production d'énergie électrique par combinaison des sources renouvelables hybrides telle que le générateur photovoltaïque-éolien-batterie, de 100 kW est représenté par la figure 4.6.1, le système comprend les éléments suivants

- Générateur photovoltaïque avec un convertisseur élévateur (Boost)
- Une turbine éolienne à vitesses variables avec un générateur à aimant permanent produit de l'énergie électrique en courant alternatif, qui est converti en courant

continu par un redresseur passif à diode et un convertisseur élévateur (Boost) pour assurer la liaison au bus DC.

- Une méthode de suivi de puissance maximum sont appliquées dans le contrôle du générateur photovoltaïque l'éolienne.
- Un élément de stockage par banc de batterie avec un convertisseur bidirectionnel Buck Boost
- Le bus DC.
- L'onduleur de tension commandé par MLI, qui sert à modifier la tension du bus DC en tension alternative et contrôle la tension côté charge en termes d'amplitude et de fréquence.
- Une charge de décharge.

Cette configuration qui est simple et moins de nombre d'étages de conversion, cela réduit les pertes de conversion de puissance en conséquence diminuer le coût. En effet, la puissance produite à partir des différentes sources renouvelables est amenée à la charge par un bus DC à courant continu [215, 216].

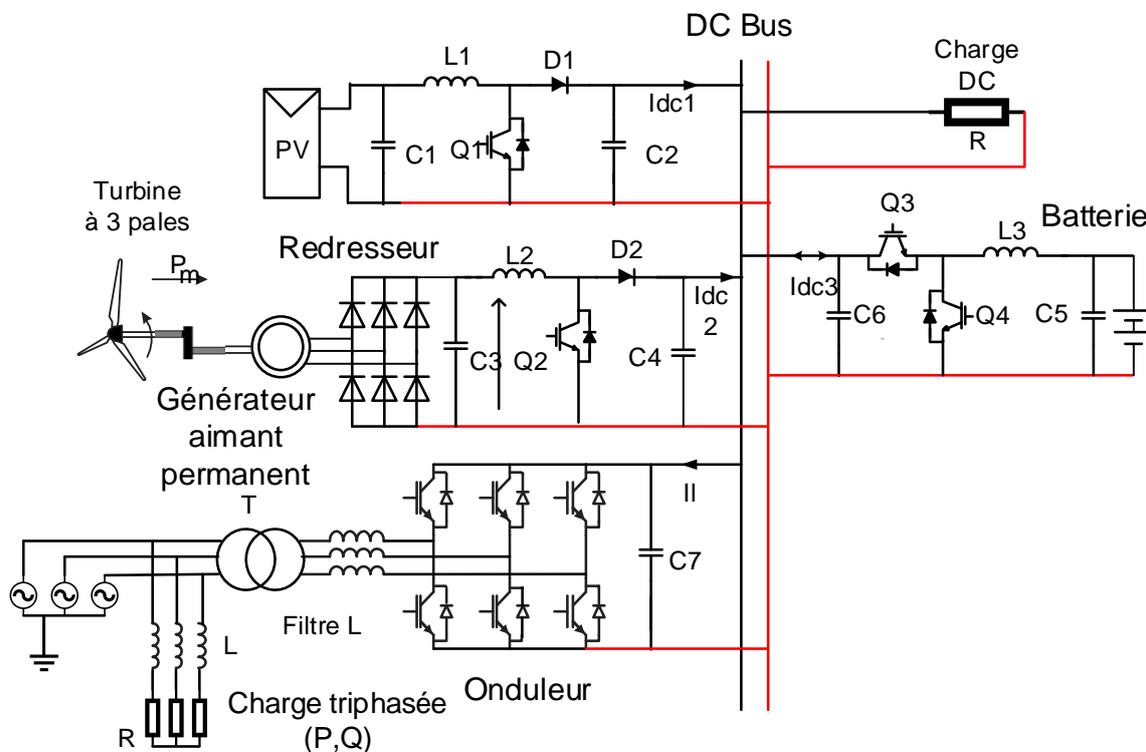


Figure 4.6.1 Système hybride d'énergie renouvelable[217]

Le tableau 4.6.1 donne les caractéristiques constituant le système hybride

Tableau 4.6.1 Spécification des composants du système hybride

Composant Du Système	Paramètre	Valeurs	Paramètre	Valeurs
Générateur photovoltaïque	Puissance totale	40 kW	V_{mp}	54.7 V
	Puissance module	305.22 W	I_{mp}	5.58 A
	Module serie	5	V_{oc}	64.2 V
	Module parallele	26	I_{sc}	5.96 A
Turbine éolienne	Puissance	60 kW	Vitesse du vent	10 m/s
	Densité d'air	1,225 kg/m ³	Vitesse du rotor	22 rad/s
	Rayon de la lame	20 m		
Générateur à aimant permanent	Résistance/phase	0.0340 Ω	Nombre de pair de pôle	3
	inductance	8.3000e-04 H	Moment d'inertie	50 kg.m ²
Batterie Ni-MH	Tension	300 V	SOC initial	60 %
	Capacité	6.5 Ah		
Transformateur triphasée	Puissance	100 kVA		
	Rapport de transformation	260 V/ 25 kV		

4.6.3. Données météorologiques du site choisi

La simulation est effectuée par des valeurs réelles de donnée météorologique comme le rayonnement, la vitesse du vent et la température, ces valeurs sont mesurées en temps réel d'un site quelconque, afin d'obtenir des résultats au plus près de la réalité.

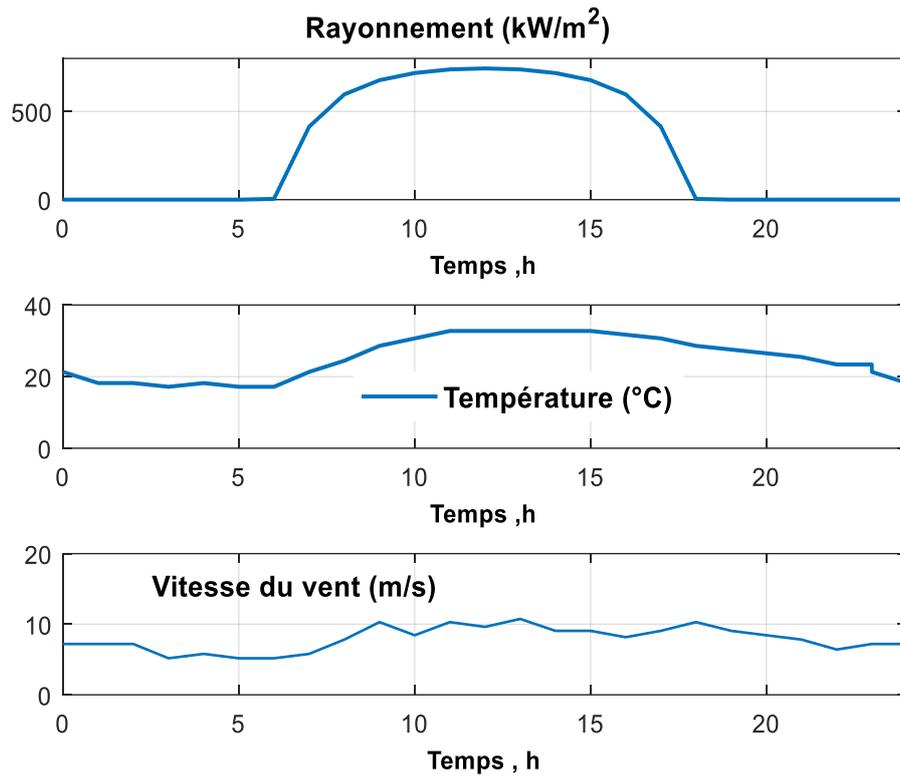


Figure 4.6.2 Paramètres météorologique du site

4.6.4. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque choisi est de type SunPower SPR-305NE-WHT-D contenant 5 modules en série et 26 rangés en parallèle, la simulation développée sous Matlab /Simulink donne les courbes de tension et de puissance en fonction du courant pour un rayonnement variable.

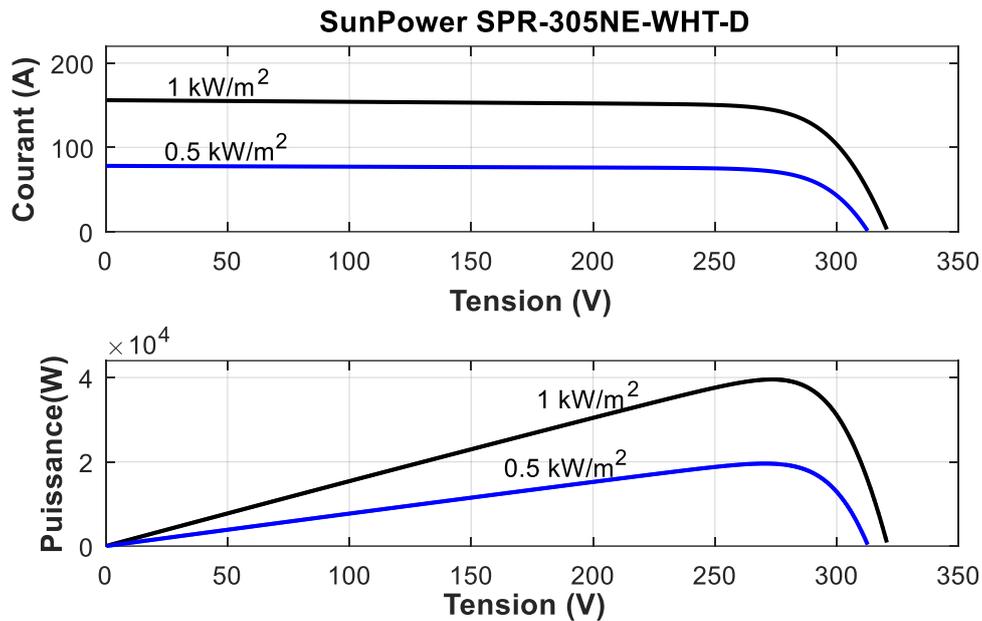


Figure 4.6.3 Caractéristique $U(I)$ et $P(I)$

4.6.5. Modèle de la batterie

L'énergie générée par les sources renouvelables, photovoltaïque et éolienne est de nature intermittente et de leurs problèmes d'incertitude, cela a un impact négatif à l'instabilité de la charge, dans ce cas l'utilisation des batteries est nécessaire, comme moyen de stockage de l'énergie électrique en effet, l'excès de l'énergie produite par le système photovoltaïque et éolienne est stockée dans la batterie.

4.6.5.1. Commande de la batterie

La méthode de commande du convertisseur DC/DC bidirectionnel en courant utilisé dans le cas de la batterie est illustré par la figure 4.6.4, le bloc de commande comprend deux boucles en cascade, le premier est un régulateur PI de tension qui compare la tension de référence avec la tension de liaison aux bornes de la capacité C, afin d'engendrer le courant de référence, le deuxième est un bloc à bande d'hystérésis utilisée pour garder la tension commune du bus DC dans une région stable quel que soit les variations du courant de la batterie, et pour produire les signaux de déclenchement des deux commutateurs Q1 et Q2.

Si la tension V_{DC} tombe en dessous de la tension de référence, le commutateur Q3 est activé sinon le commutateur Q4 est activé.

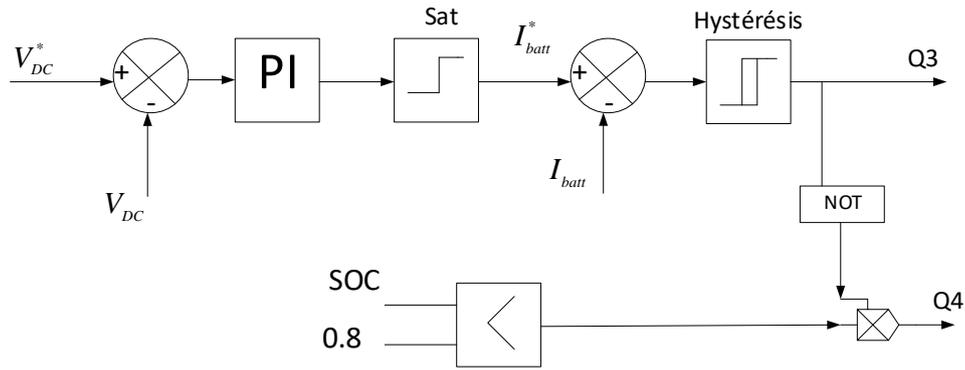


Figure 4.6.4 Bloc de commande du convertisseur DC/DC branché entre la batterie et le bus DC [218].

4.6.6. Commande de l'onduleur

La configuration générale de commande de l'onduleur est illustrée par la figure 4.6.5, comprenant la boucle de contrôle de tension et la boucle de contrôle du courant interne et un bloc PLL afin de pouvoir générer un signal synchronisé en phase avec la tension d'entrée du convertisseur. Les deux boucles sont régulées par des régulateurs proportionnels et intégrales (PI). Les tensions triphasées et les courants triphasés au point de couplage commun au réseau (PCC), les tensions triphasées et les courants triphasés à la sortie de l'onduleur sont donc utilisés pour produire la tension de référence (U_{ref}) et le courant de référence (I_{ref}) pour la commande MLI du convertisseur [219].

Les tensions triphasées (u_a, u_b, u_c) aux bornes de l'onduleur coté AC sont définies par l'équation suivante

$$u_{abc} = R_f i_{abc} + L_f \frac{di_{abc}}{dt} + e_{abc} \quad (4.6.1)$$

R_f, L_f représentent respectivement, la résistance et l'inductance côté AC du réseau,

Les tensions en coordonnées dq sont [220]

$$Q = -u_d i_q \quad (4.6.8)$$

Les régulateurs PI $k_d(s)$ de courant dans les deux axes d et q sont identiques et obtenues à partir de l'équation 4.6.3

$$F(s) = \frac{I_d}{U_d} = \frac{I_q}{U_q} = \frac{1}{R_f + sL_f} \quad (4.6.9)$$

$$k_d(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (4.6.10)$$

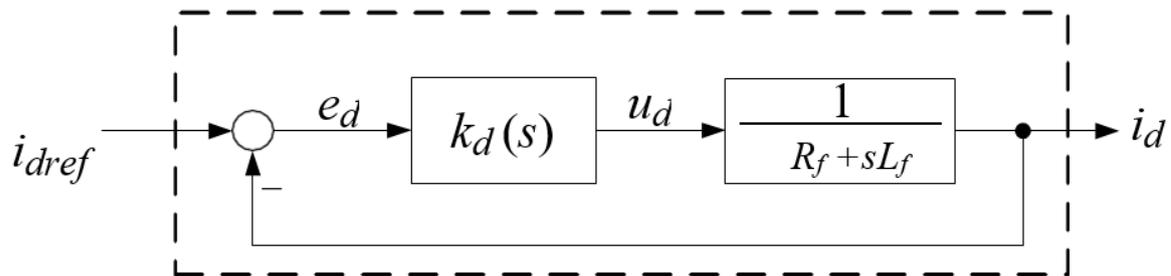


Figure 4.6.6 Schéma fonctionnel du régulateurs PI de courant

4.6.7. Simulation et Résultats

Nous avons modélisé le système hybride de la figure 4.6.1 sous l'environnement Matlab/Simulink, en deux cas : le premier cas 100% sources renouvelables (photovoltaïque+ éolienne), le deuxième cas l'intégration dans le système d'une batterie de stockage.

4.6.7.1. Système hybride photovoltaïque- éolien sans batterie

Avec ce premier cas de simulation le système hybride photovoltaïque-éolien est 100% énergie renouvelable, le système pendant une journée délivre de la puissance convenablement en fonction des conditions météorologiques (rayonnement, vent, température).

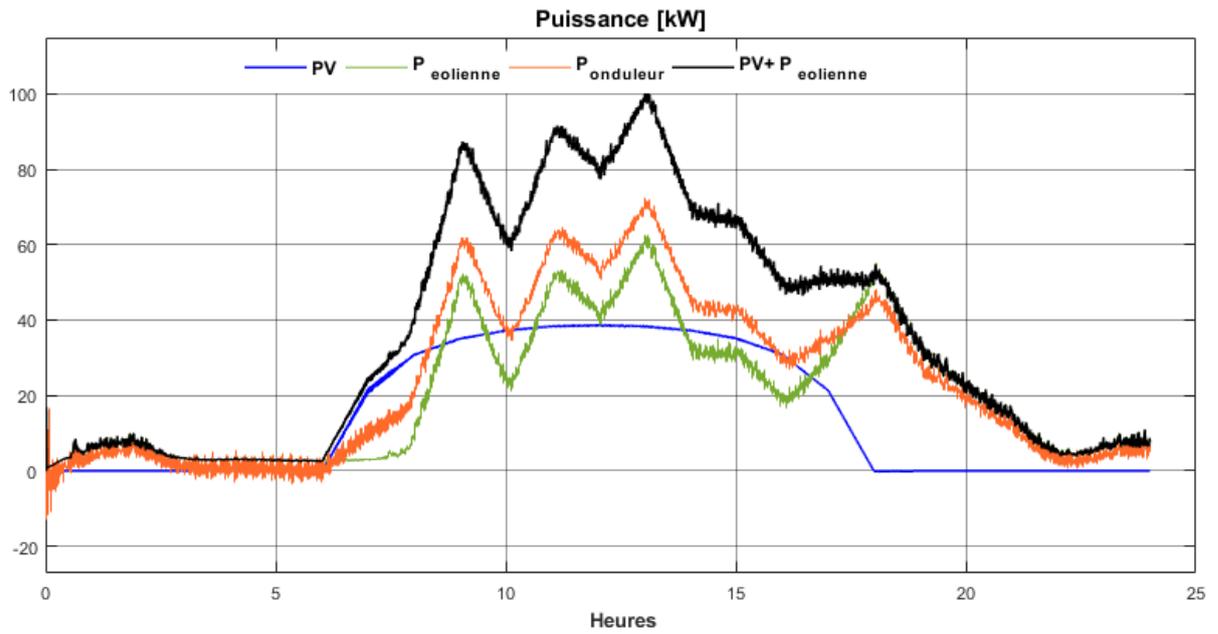


Figure 4.6.7 bilan de puissances du système hybride : photovoltaïque, éolien, photovoltaïque +éolien, onduleur

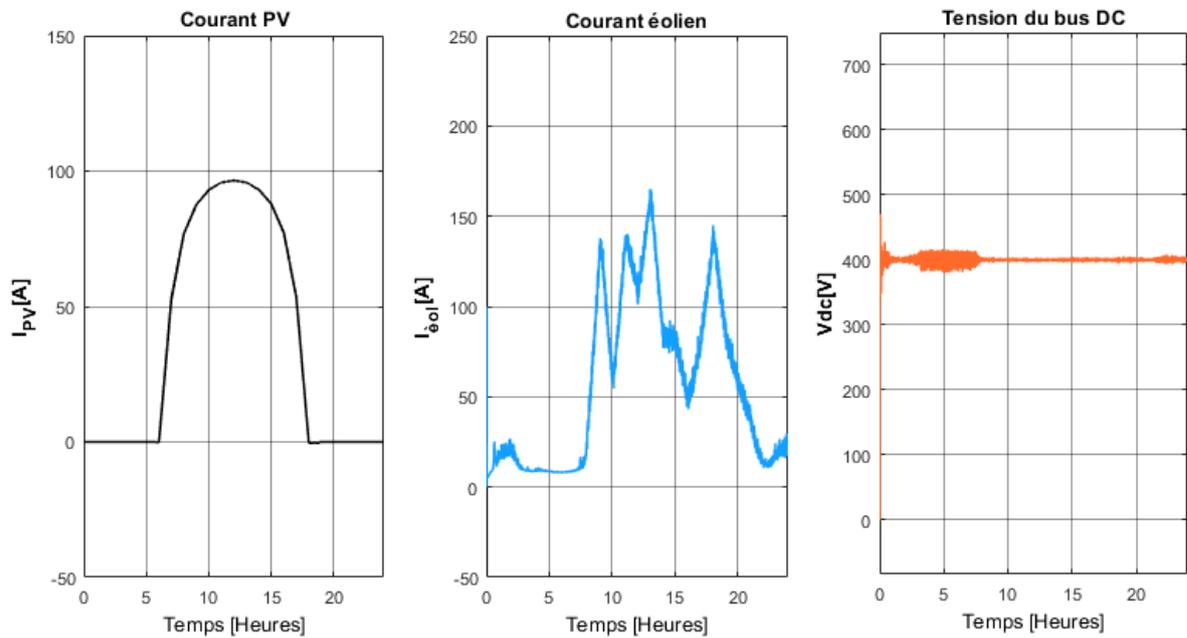


Figure 4.6.8 Courant du générateur photovoltaïque – Courant DC de l'éolienne – La tension du bus DC

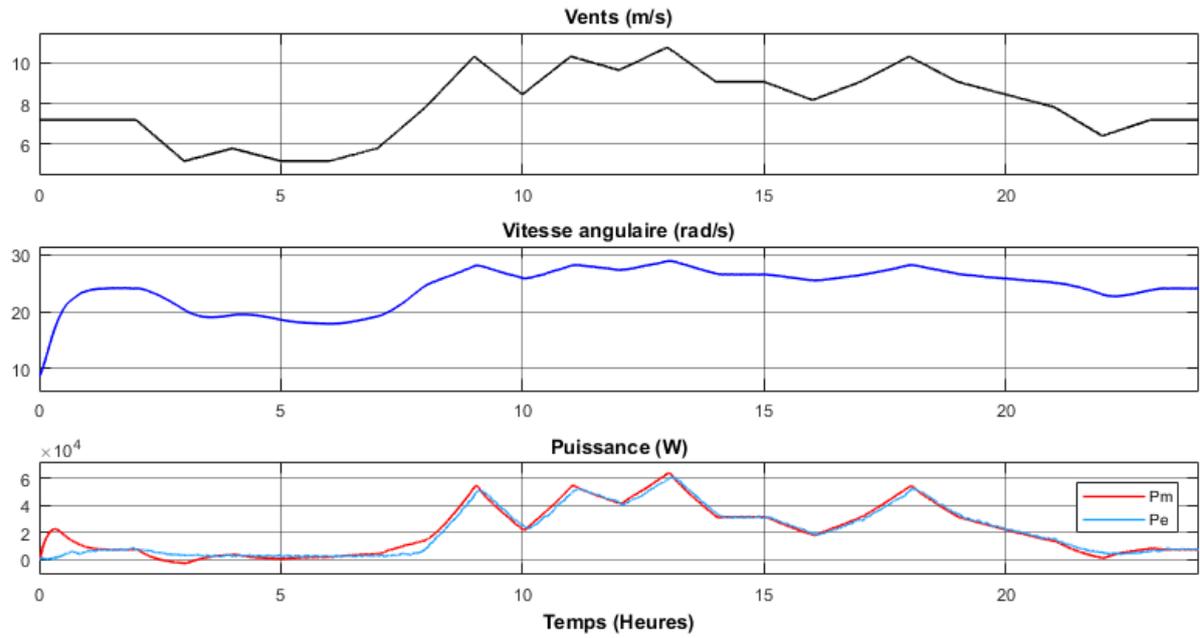


Figure 4.6.9 Paramètres de l'éolienne : le vent, la vitesse angulaire, la puissance mécanique et électrique

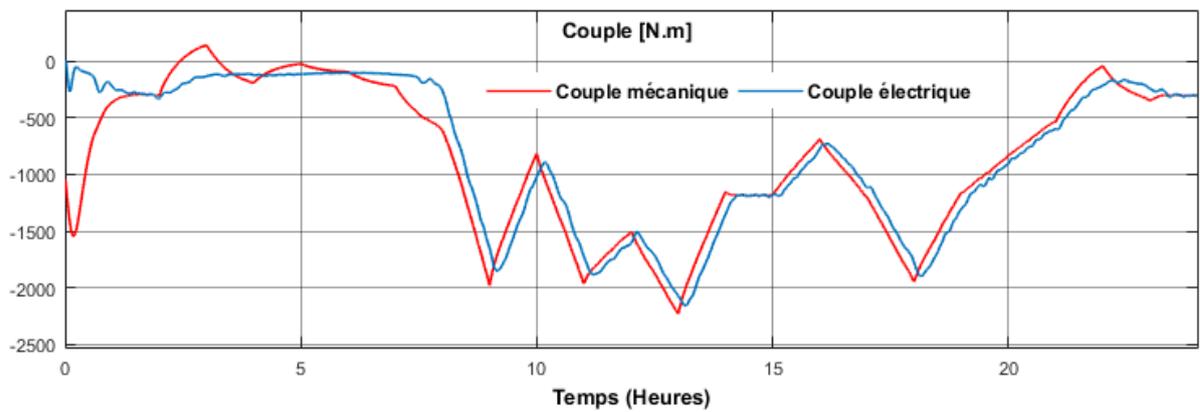


Figure 4.6.10 Paramètres de l'éolienne : Couple mécanique et Couple électrique

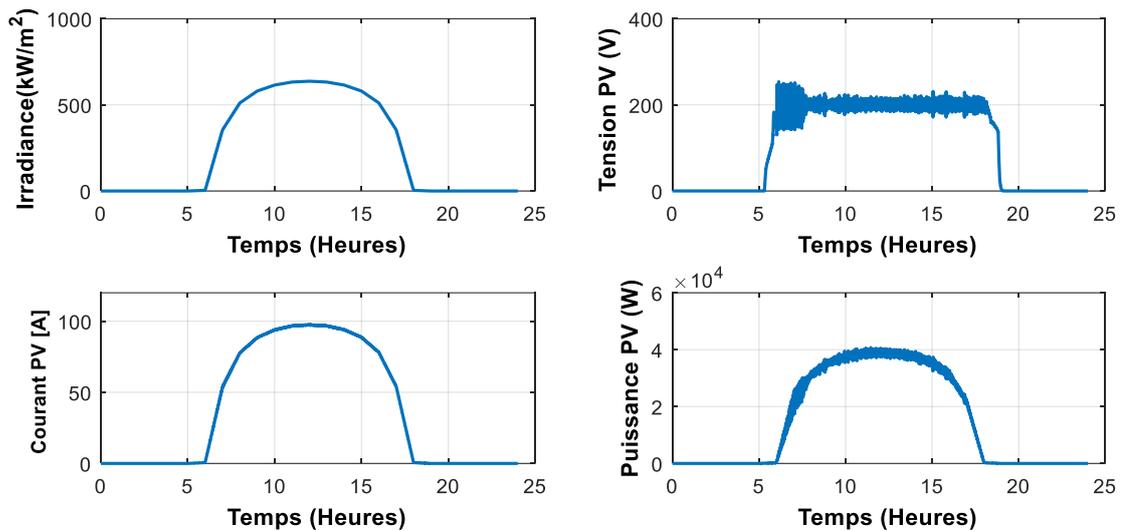


Figure 4.6.11 Caractéristiques du générateur photovoltaïque : Rayonnement, Tension Courant, Puissance

La figure 4.6.7 représente le bilan de puissance du système étudié, la puissance photovoltaïque dépend entièrement de rayonnement et il arrive des moments dans la matinée et à la fin de la journée où la puissance devienne nulle. Par contre la puissance éolienne dépend du vent qui varie, est de nature chaotique, mais il existe régulièrement jour et nuit.

La figure 4.6.8 représente la tension du bus dc commune et il est maintenu à un niveau de tension constante avec certaine perturbation.

La figure 4.6.9 montre le profil de la vitesse du vent et la variation de la vitesse angulaire du rotor de l'éolienne qui varie visiblement en réponse aux changements de la vitesse du vent à cause de l'inertie de la turbine et du générateur. Sur le meme graphique la puissance mécanique et électrique est présentée.

La figure 4.6.10 illustre le couple mécanique exercé sur l'arbre d'entraînement direct et le couple électrique produit par le générateur.

La figure 4.6.11 illustre les différents paramètres du générateur photovoltaïque qui prouves la dépendance totale du rayonnement sur le courant, la tension et la puissance.

4.6.7.2. Système hybride photovoltaïque- éolien avec batterie

On peut déduire à partir des résultats représentés sur la figure 4.6.7 et la figure. 4.6.12 que l'intégration de la batterie dans le système hybride lui donne une certaine stabilité et fiabilité, en assurant l'alimentation en énergie électrique des charges importantes dans le système pendant les périodes de faible rayonnement ou éventuellement vent faible.

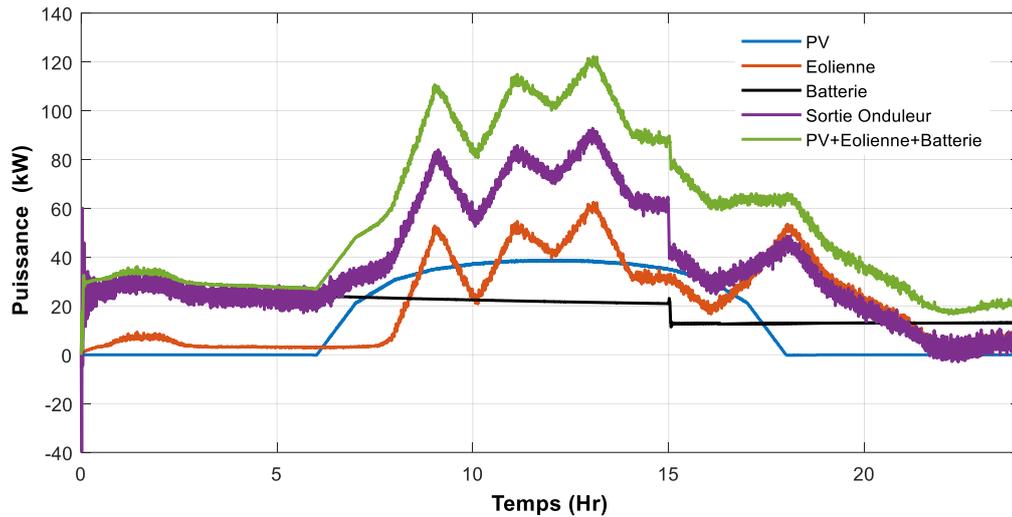


Figure 4.6.12 bilan de puissances du système hybride : photovoltaïque, éolien, Batterie, photovoltaïque + éolien +Batterie, Onduleur

La tension continue commune V_{DC} est maintenue constante de sorte que la puissance réelle du système hybride PV-Éolien-Batterie peut passer à travers l'onduleur vers le réseau.

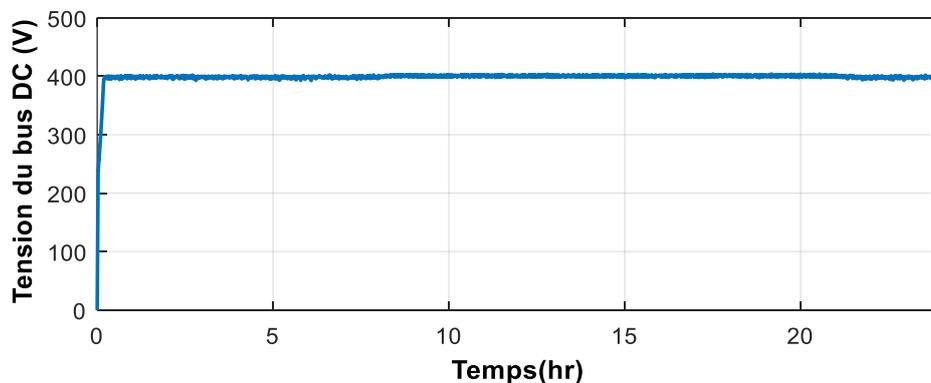


Figure 4.6.13 Tension aux bornes du bus DC

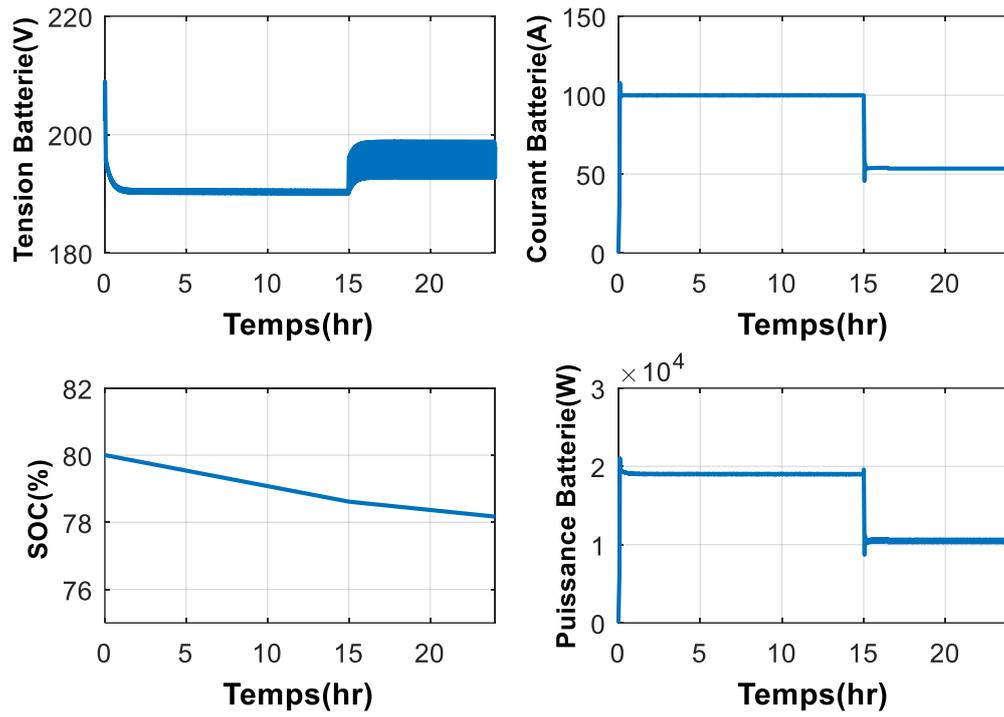


Figure 4.6.14 Différents paramètres de la batterie

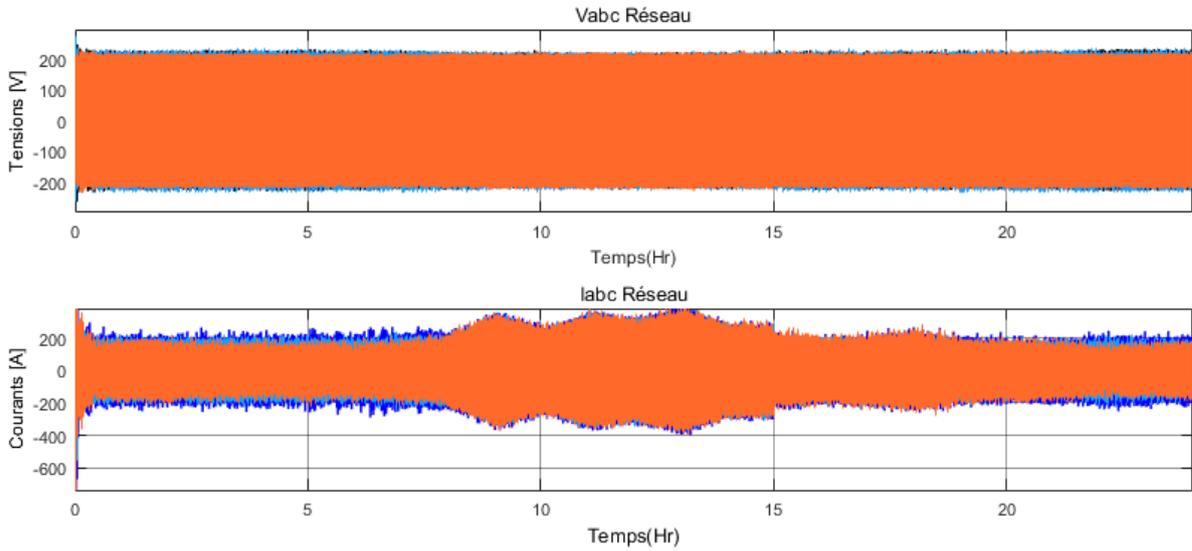


Figure 4.6.15 Tension et Courant à la sortie de l'onduleur d'une journée

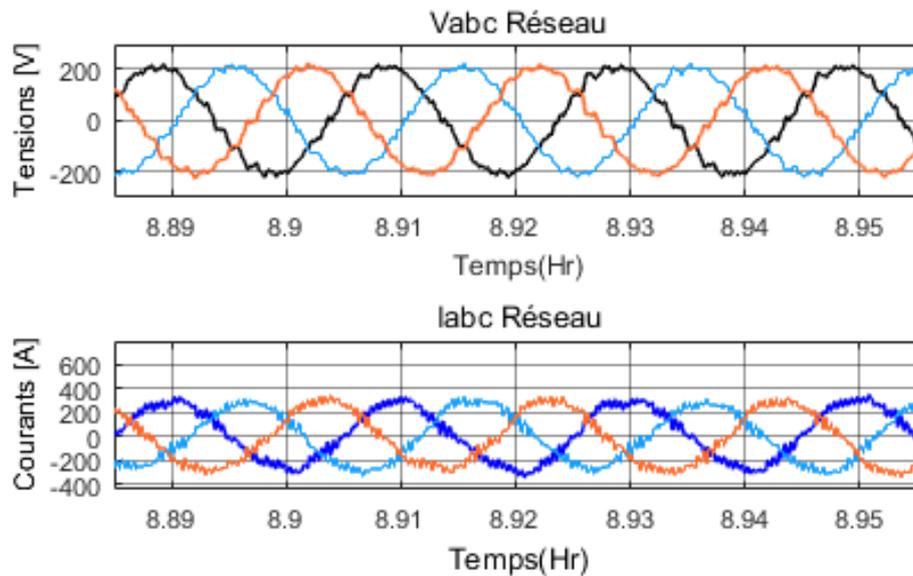


Figure 4.6.16 Agrandissement de la Tension et du courant à la sortie de l'onduleur

Les figures 4.6.15 et 4.6.16 montrent la forme de l'onde de la tension et du courant, les deux signaux ont une forme sinusoïdale avec quelque harmonique acceptable et qui peuvent être aisément filtrés.

4.6.8. Conclusion

La production d'énergie électrique qui utilise les sources d'énergie renouvelable hybrides s'est avéré comme réalisable, rentable et constitue un bon pas en avant grâce aux améliorations réalisées dans les techniques de conversion de puissance pour énergie renouvelable.

La performance du système considéré a été évaluée avec les sources d'énergies renouvelables et charge triphasée via l'onduleur commandé par MLI.

Les résultats de simulation démontrent que le système hybride basé sur les énergies renouvelables avec stockage par batterie, peut contribuer significativement à résoudre le problème du déficit d'énergie électrique dans certaines zones rurales et éloignées ou dépourvues complètement du réseau électrique.

L'électrification des sites isolés par les sources d'énergies renouvelables hybrides est une solution importante pour surmonter le manque en énergie électrique.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les systèmes hybrides basés sur les énergies renouvelables à faibles émissions de CO₂ ne sont pas encore concurrents dans notre pays en point de vue de coût par rapport aux systèmes d'énergies fossiles conventionnelles puisque le prix de diesel est moins de 1\$ Américain. Cependant, les systèmes hybrides sont devenus une alternative pour une production décentralisée de l'énergie électrique et ont démontré une véritable fiabilité, efficacité, souplesse et compétitivité face à une seule source.

De nos jours, les sources d'énergie renouvelable telles que le photovoltaïque et l'éolienne ont attiré une grande attention et peuvent être considérées comme des techniques de l'avenir plus prometteuses pour produire de l'énergie électrique. Éventuellement l'intégration des énergies renouvelables et le stockage de l'énergie sont des méthodes en pleine évolution en effet, le système hybride peut être intégré dans le réseau électrique, pour produire de l'énergie électrique à grande échelle, ou isolés en mini réseau pour alimenter des communautés éloignées en électricité.

Les progrès accrus dans la conception des panneaux solaires, des batteries, des éoliennes, des onduleurs et la chute continue des prix de construction, en plus les problèmes environnementaux causés par les sources fossiles, tout cela est capable de généraliser l'utilisation des énergies renouvelables en les combinant ensemble pour concevoir des systèmes hybrides afin d'avoir une meilleure stabilité et produire suffisamment d'énergie électrique comparée à une source unique, cela est susceptible de réduire le problème de déficit d'énergie électrique de plusieurs pays dans le monde.

Le savoir-faire du dimensionnement des systèmes hybrides à encourager les pays et les investisseurs à lancer le défi de produire de l'énergie 100% à partir d'énergie renouvelable, mais les préoccupations majeures pour les systèmes hybrides sont la fiabilité et la disponibilité de l'approvisionnement du système lors de diverses conditions météorologiques ainsi que le coût global du système.

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à l'état de l'art des systèmes hybrides d'énergie renouvelable et à l'utilisation des sources renouvelables particulièrement les sources solaires, qui existent en énormes quantités dans notre pays, et qui peuvent participer à une production décentralisée de l'énergie électrique et aidé ainsi à combattre le changement climatique.

L'objectif principal de cette thèse, est la modélisation et la simulation des systèmes photovoltaïques multisource, telle que le système photovoltaïque d'un site isolé, le système photovoltaïque alimentant une charge monophasée et une charge triphasée, le système photovoltaïque autonome avec batterie et le système éolien d'un site isolé.

Notre étude s'est achevée par la modélisation et la simulation d'un système hybride d'énergie renouvelable, contenant générateur photovoltaïque – éolien – batterie.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] N. Kannan and D. Vakeesan, "Solar energy for future world:-A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1092-1105, 2016.
- [2] M. Bernard, "La place de l'électricité dans le mix énergétique mondial," in *encyclopedie-energie*, ed, 2015 OCT.
- [3] K. Kim, H. Park, and H. Kim, "Real options analysis for renewable energy investment decisions in developing countries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 918-926, 2017.
- [4] F. Bourennani, S. Rahnamayan, and G. Naterer, "Optimal design methods for hybrid renewable energy systems," *International journal of green energy*, vol. 12, pp. 148-159, 2015.
- [5] W. E. Council, "World energy resources," *London: World Energy Council*, 2013.
- [6] İ. Dinçer and C. Zamfirescu, "Renewable Energies," in *Sustainable Energy Systems and Applications*, ed: Springer, 2011, pp. 283-387.
- [7] C. T. Francois-Xavier Saury (February 2016). *HYBRID MICROGRIDS: THE TIME IS NOW*. Available: https://www.cat.com/en_US/articles/white-paper-hybrid-microgrids-the-time-is-now.html
- [8] G. G. Karady and K. E. Holbert, *Electrical energy conversion and transport: an interactive computer-based approach* vol. 64: John Wiley & Sons, 2013.
- [9] J. L. Sawin, F. Sverrisson, K. Seyboth, R. Adib, H. E. Murdock, C. Lins, *et al.*, "Renewables 2017 Global Status Report," 2013.
- [10] R. Adib, H. Murdock, F. Appavou, A. Brown, B. Epp, A. Leidreiter, *et al.*, "Renewables 2015 global status report," *Paris: REN21 Secretariat*, 2015.
- [11] La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde [Online]. Available: <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/sommaire.asp#chapitre3>
- [12] A. B. Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, and Y. Kitamura, "A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 16, pp. 4445-4460, 2012.
- [13] CDER. (Mardi 24 février 2015). *Programme national de développement des énergies renouvelables (2015 - 2030)*. Available: <http://portail.cder.dz/spip.php?article4446>
- [14] *Le programme national de développement des énergies renouvelables 2015*.
- [15] CDER, "Objectifs du programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030)," Mardi 24 février 2015.
- [16] A. Akella, R. Saini, and M. P. Sharma, "Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems," *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 390-396, 2009.
- [17] D. P. Kaundinya, P. Balachandra, and N. Ravindranath, "Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power—A review of literature," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2041-2050, 2009.

- [18] H. Dehbonei, C. V. Nayar, and L. Chang, "A new modular hybrid power system," in *Industrial Electronics, 2003. ISIE'03. 2003 IEEE International Symposium on*, 2003, pp. 985-990.
- [19] B. Wichert, C. Nayar, and W. Lawrance, "Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification," *International Journal of Renewable Energy Engineering*, vol. 1, pp. 7-17, 1999.
- [20] V. Kishore, D. Jagu, and E. N. Gopal, "Technology choices for off-grid electrification," in *Rural electrification through decentralised off-grid systems in developing countries*, ed: Springer, 2013, pp. 39-72.
- [21] F. Li, K. Xie, and J. Yang, "Optimization and analysis of a hybrid energy storage system in a small-scale standalone microgrid for remote area power supply (RAPS)," *Energies*, vol. 8, pp. 4802-4826, 2015.
- [22] M. H. Rashid, *Power electronics handbook*: Butterworth-Heinemann, 2017.
- [23] L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, "A review of existing microgrid architectures," *Journal of Engineering*, vol. 2013, 2013.
- [24] Z. Jiang and X. Yu, "Hybrid DC-and AC-linked microgrids: towards integration of distributed energy resources," in *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*, 2008, pp. 1-8.
- [25] K. Sopian, M. Y. Othman, and M. A. A. Rahman, "Performance of a photovoltaic diesel hybrid system in Malaysia," *ISESCO Sci Technol Vision*, vol. 1, p. 37e9, 2005.
- [26] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Py, and H. Kottin, "Experimental analysis of a solar PV/diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, pp. 267-274, 2013.
- [27] J. Dekker, S. Chowdhury, and S. Chowdhury, "Economic viability of PV/diesel hybrid power systems in different climatic zones in South Africa," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-8.
- [28] M. Adouane, M. Haddadi, and R. Medjoudj, "Conception et réalisation d'un module électronique de contrôle et de gestion optimale de l'énergie pour systèmes énergétiques hybrides photovoltaïque-groupe électrogène."
- [29] E. Muljadi and J. T. Bialasiewicz, "Hybrid power system with a controlled energy storage," in *Industrial Electronics Society, 2003. IECON'03. The 29th Annual Conference of the IEEE*, 2003, pp. 1296-1301.
- [30] C. V. Nayar, "High renewable energy penetration diesel generator systems," in *Paths to Sustainable Energy*, ed: InTech, 2010.
- [31] E. Colombo, S. Bologna, and D. Masera, "Renewable Energy for Unleashing Sustainable Development. Cham, sl: Springer International Publishing," *Imprint: Springer*, 2013.
- [32] E. W. E. Association, *Wind energy-the facts: a guide to the technology, economics and future of wind power*: Routledge, 2012.
- [33] E. Kamal, M. Koutb, A. A. Sobaih, and B. Abozalam, "An intelligent maximum power extraction algorithm for hybrid wind–diesel-storage system," *International journal of electrical power & energy systems*, vol. 32, pp. 170-177, 2010.

- [34] A. Khalil, K. A. Alfajori, and A. Asheibi, "Modeling and control of PV/wind microgrid," in *Renewable Energy Congress (IREC), 2016 7th International*, 2016, pp. 1-6.
- [35] Y. Riffonneau, F. Barruel, and S. Bacha, "Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 11, pp. 407-422, 2008.
- [36] K. Mertens, *Photovoltaics: Fundamentals, Technology, and Practice*: John Wiley & Sons, 2018.
- [37] M. Uzunoglu and M. Alam, "Dynamic modeling, design, and simulation of a combined PEM fuel cell and ultracapacitor system for stand-alone residential applications," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, pp. 767-775, 2006.
- [38] V. S. K. Adi and C. T. Chang, "Development of flexible designs for PVFC hybrid power systems," *Renewable Energy*, vol. 74, pp. 176-186, 2015.
- [39] H. El Fadil, F. Giri, A. Yahya, and H. Erguig, "Nonlinear control of hybrid photovoltaic/fuel cell distributed generation system," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 46, pp. 665-670, 2013.
- [40] Z. Zheng, X. Wang, and Y. Li, "A control method for grid-friendly photovoltaic systems with hybrid energy storage units," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, 2011, pp. 1437-1440.
- [41] C. Wang, "Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems," Montana State University-Bozeman, College of Engineering, 2006.
- [42] O. Onar, M. Uzunoglu, and M. Alam, "Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system," *Journal of Power Sources*, vol. 185, pp. 1273-1283, 2008.
- [43] A. Maleki and A. Askarzadeh, "Comparative study of artificial intelligence techniques for sizing of a hydrogen-based stand-alone photovoltaic/wind hybrid system," *international journal of hydrogen energy*, vol. 39, pp. 9973-9984, 2014.
- [44] Y. ANDO, H. OOZAWA, M. MIHARA, H. IRIE, Y. URASHITA, and T. IKEGAMI, "Demonstration of SOFC-Micro Gas Turbine (MGT) Hybrid Systems for Commercialization," *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, vol. 52, p. 47, 2015.
- [45] S. Chan, H. Ho, and Y. Tian, "Multi-level modeling of SOFC-gas turbine hybrid system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 28, pp. 889-900, 2003.
- [46] C. Bao, Y. Wang, D. Feng, Z. Jiang, and X. Zhang, "Macroscopic modeling of solid oxide fuel cell (SOFC) and model-based control of SOFC and gas turbine hybrid system," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 66, pp. 83-140, 2018.
- [47] C. Marinescu, C. Ion, I. Serban, L. Clotea, and D. Marinescu, "Controlling a stand-alone Power System," in *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006. SPEEDAM 2006. International Symposium on*, 2006, pp. 525-530.
- [48] D. McLarty, J. Brouwer, and S. Samuelsen, "Fuel cell-gas turbine hybrid system design part I: Steady state performance," *Journal of Power Sources*, vol. 257, pp. 412-420, 2014.

- [49] M. Mohammadi and M. Nafar, "Fuzzy sliding-mode based control (FSMC) approach of hybrid micro-grid in power distribution systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 51, pp. 232-242, 2013.
- [50] W. Wu, V. I. Christiana, S.-A. Chen, and J.-J. Hwang, "Design and techno-economic optimization of a stand-alone PV (photovoltaic)/FC (fuel cell)/battery hybrid power system connected to a wastewater-to-hydrogen processor," *Energy*, vol. 84, pp. 462-472, 2015.
- [51] D. Bezmalinović, F. Barbir, and I. Tolj, "Techno-economic analysis of PEM fuel cells role in photovoltaic-based systems for the remote base stations," *International journal of hydrogen energy*, vol. 38, pp. 417-425, 2013.
- [52] T. Alnejaili, S. Drid, D. Mehdi, L. Chrifi-Alaoui, R. Belarbi, and A. Hamdouni, "Dynamic control and advanced load management of a stand-alone hybrid renewable power system for remote housing," *Energy Conversion and Management*, vol. 105, pp. 377-392, 2015.
- [53] S. Nasri, B. S. Sami, and A. Cherif, "Power management strategy for hybrid autonomous power system using hydrogen storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, pp. 857-865, 2016.
- [54] M. Uzunoglu, O. Onar, and M. Alam, "Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications," *Renewable energy*, vol. 34, pp. 509-520, 2009.
- [55] N. Karami, N. Moubayed, and R. Outbib, "Energy management for a PEMFC–PV hybrid system," *Energy Conversion and Management*, vol. 82, pp. 154-168, 2014.
- [56] F. Mulder, B. Weninger, J. Middelkoop, F. Ooms, and H. Schreuders, "Efficient electricity storage with a battolyser, an integrated Ni–Fe battery and electrolyser," *Energy & Environmental Science*, vol. 10, pp. 756-764, 2017.
- [57] B. Delfino and F. Fornari, "Modeling and control of an integrated fuel cell-wind turbine system," in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, p. 6 pp. Vol. 2.
- [58] S. M. Drouilhet, "Power flow management in a high penetration wind-diesel hybrid power system with short-term energy storage," National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US)1999.
- [59] K. Allali, E. B. Azzag, and N. Kahoul, "Wind-diesel hybrid power system integration in the south Algeria," *Frontiers in Energy*, vol. 9, pp. 259-271, 2015.
- [60] A. Mahesh, K. S. Sandhu, and J. V. Rao, "Optimal Sizing of Battery Energy Storage System for Smoothing Power Fluctuations of a PV/Wind Hybrid System," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 18, 2017.
- [61] F. Valenciaga and P. F. Puleston, "Supervisor control for a stand-alone hybrid generation system using wind and photovoltaic energy," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 20, pp. 398-405, 2005.
- [62] P. Nema, R. Nema, and S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2096-2103, 2009.

- [63] H. Belmili, M. Haddadi, S. Bacha, M. F. Almi, and B. Bendib, "Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 821-832, 2014.
- [64] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island," *Applied Energy*, vol. 121, pp. 149-158, 2014.
- [65] R. Kumar, R. Gupta, and A. K. Bansal, "Economic analysis and power management of a stand-alone wind/photovoltaic hybrid energy system using biogeography based optimization algorithm," *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 8, pp. 33-43, 2013.
- [66] M. Elhadidy, "Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems," *Renewable energy*, vol. 26, pp. 401-413, 2002.
- [67] A. Keyhani and M. Marwali, *Smart power grids 2011*: Springer, 2012.
- [68] D. Rekioua, Z. Roumila, and T. Rekioua, "Etude d'une centrale hybride photovoltaïque-éolien-diesel," *Revue des énergies renouvelables*, vol. 11, pp. 623-633, 2008.
- [69] T. Monai, I. Takano, H. Nishikawa, and Y. Sawada, "Response characteristics and operating methods of new type dispersed power supply system using photovoltaic fuel cell and SMES," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, 2002, pp. 874-879.
- [70] J. Li, A. M. Gee, M. Zhang, and W. Yuan, "Analysis of battery lifetime extension in a SMES-battery hybrid energy storage system using a novel battery lifetime model," *Energy*, vol. 86, pp. 175-185, 2015.
- [71] C. Wang and M. H. Nehrir, "Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel cell energy system," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 23, pp. 957-967, 2008.
- [72] M. Rashad, M. Ashraf, A. I. Bhatti, D. M. Minhas, and B. A. Ahmed, "Mathematical modeling and stability analysis of DC microgrid using sm hysteresis controller," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 95, pp. 507-522, 2018.
- [73] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC microgrids—Part I: A review of control strategies and stabilization techniques," *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 31, pp. 4876-4891, 2016.
- [74] O. Ahmed and J. Bleijs, "An overview of DC–DC converter topologies for fuel cell-ultracapacitor hybrid distribution system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 609-626, 2015.
- [75] T. A. Nergaard, J. F. Ferrell, L. G. Leslie, and J.-S. Lai, "Design considerations for a 48 V fuel cell to split single phase inverter system with ultracapacitor energy storage," in *Power Electronics Specialists Conference, 2002. Pesc 02. 2002 IEEE 33rd Annual*, 2002, pp. 2007-2012.
- [76] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015.
- [77] X. Zhang and C. Mi, *Vehicle power management: modeling, control and optimization*: Springer Science & Business Media, 2011.

- [78] M. N. Obrovac and J. R. Dahn, "Lithium-ion batteries," ed: Google Patents, 2004.
- [79] D. Roussel, "Optimisation d'architecture d'électrode poreuse pour pile à combustible à oxyde solide," Grenoble Alpes, 2015.
- [80] J. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. Avelar, J. McGowan, U. Abdulwahid, *et al.*, "Hybrid2—a hybrid system simulation model—theory manual," *Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts*, 2006.
- [81] M. Deshmukh and S. Deshmukh, "Modeling of hybrid renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 235-249, 2008.
- [82] "Hybrid power systems based on renewable energies: a suitable and cost-competitive solution for rural electrification," ed: Alliance for Rural Electrification.
- [83] *Photovoltaic Hybrid Systems*. Available: <http://www.pvresources.com/en/pvpowerplants/pvhybrid.php>
- [84] *Projet Centrale Hybride Solaire Gaz de 150 MW Hassi R' Mel, Wilaya de Laghouat*. Available: <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=projet-centrale-hybride-solaire-gaz-de-150-m>
- [85] (March 23, 2017). *a concentrating solar power (CSP) project Ouarzazate (Phase I) Morocco*. Available: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=270
- [86] T. Bouhal, Y. Agrouaz, T. Kousksou, A. Allouhi, T. El Rhafiki, A. Jamil, *et al.*, "Technical feasibility of a sustainable Concentrated Solar Power in Morocco through an energy analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1087-1095, 2018.
- [87] A. Chauhan and R. Saini, "A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 99-120, 2014.
- [88] F. H. Alharbi and S. Kais, "Theoretical limits of photovoltaics efficiency and possible improvements by intuitive approaches learned from photosynthesis and quantum coherence," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 1073-1089, 2015.
- [89] CEEG. (Samedi 11 juin 2011). *Réalisation d'une centrale solaire à Ghardaïa: Un projet pilote en attendant sa généralisation*. Available: <https://portail.cder.dz/spip.php?article1326>
- [90] *Surface meteorology and Solar Energy, A renewable energy resource*. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?rets@nrcan.gc.ca>
- [91] *Solar resource maps of Algeria*. Available: <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/algeria>
- [92] R. International. (2004.). *Manuel_PVf.pdf, Analyse de Projets d'installation Photovoltaïque*. Available: <http://www.retscreen.net>
- [93] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*: John Wiley & Sons, 2013.
- [94] K. Schneider, C. Darnaud-Dufour, and P.-D. Berger, "World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency," *no*, vol. 22, pp. 1-6, 2013.

- [95] P. Würfel, *Physics of solar cells* vol. 1: Wiley-vch Weinheim, 2005.
- [96] *NREL's Best Research-Cell Efficiencies*, National Renewable Energy Laboratory, Golden CO, United States Department of Energy. Available: www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png
- [97] S. Liu and R. A. Dougal, "Dynamic multiphysics model for solar array," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, pp. 285-294, 2002.
- [98] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, and Y.-J. Su, "Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK," in *Proceedings of the world congress on Engineering and computer science*, 2008, pp. 1-6.
- [99] T. Ma, H. Yang, and L. Lu, "Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays," *Solar Energy*, vol. 100, pp. 31-41, 2014.
- [100] F. Enjalbert, "Etude des hétérostructures semi-conductrices III-nitrides et application au laser UV pompé par cathode à micropointes," Université Joseph-Fourier-Grenoble I, 2004.
- [101] A. H. Arab, F. Chenlo, and M. Benghanem, "Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems," *Solar energy*, vol. 76, pp. 713-723, 2004.
- [102] X.-G. Zhu, Z.-H. Fu, and X.-M. Long, "Sensitivity analysis and more accurate solution of photovoltaic solar cell parameters," *Solar Energy*, vol. 85, pp. 393-403, 2011.
- [103] M. A. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 17, pp. 514-522, 2002.
- [104] J. Gow and C. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, vol. 146, pp. 193-200, 1999.
- [105] H. Mano, M. M. Rahman, A. Kamei, and T. Minemoto, "Impact estimation of average photon energy from two spectrum bands on short circuit current of photovoltaic modules," *Solar Energy*, vol. 155, pp. 1300-1305, 2017.
- [106] Available:
https://solarprofessional.com/sites/default/files/articles/ajax/docs/SolarPro_2009_PV_Module_Specifications.xls
- [107] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, "A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system," *Energy Policy*, vol. 35, pp. 5708-5718, 2007.
- [108] G. S. A. Pierre Giroux, Carlos Osorio, Shripad Chandrachood. Grid-Connected PV Array. *The Mathworks*.
- [109] M. Boujemaa and C. Rachid, "Different methods of modeling a photovoltaic cell using Matlab/Simulink/Simscape," *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 5, pp. 671-677, 2014.
- [110] N. Sahoo, I. Elamvazuthi, N. M. Nor, P. Sebastian, and B. Lim, "PV panel modelling using Simscape," in *Energy, Automation, and Signal (ICEAS), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 1-4.

- [111] T. Shimizu, M. Hirakata, T. Kamezawa, and H. Watanabe, "Generation control circuit for photovoltaic modules," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 16, pp. 293-300, 2001.
- [112] S. K. Das, D. Verma, S. Nema, and R. Nema, "Shading mitigation techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 369-390, 2017.
- [113] H. Abbes, H. Abid, K. Loukil, A. Toumi, and M. Abid, "Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 17, pp. 435-445, 2014.
- [114] M. A. Ramli, K. Ishaque, F. Jawaid, Y. A. Al-Turki, and Z. Salam, "A modified differential evolution based maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition," *Energy and Buildings*, vol. 103, pp. 175-184, 2015.
- [115] S. Jain and V. Agarwal, "New current control based MPPT technique for single stage grid connected PV systems," *Energy conversion and management*, vol. 48, pp. 625-644, 2007.
- [116] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "MPPT techniques for photovoltaic applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25, pp. 793-813, 2013.
- [117] A. Gupta, Y. K. Chauhan, and R. K. Pachauri, "A comparative investigation of maximum power point tracking methods for solar PV system," *Solar energy*, vol. 136, pp. 236-253, 2016.
- [118] *mathworks*. Available: <https://www.mathworks.com/discovery/mppt-algorithm.html>
- [119] N. Aouchiche, M. A. Cheikh, and A. Malek, "Poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque par les méthodes de l'incrémentation de conductance et la perturbation & observation," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 16, pp. 485-498, 2013.
- [120] D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, S. V. Spataru, and R. Teodorescu, "On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV systems," *IEEE journal of photovoltaics*, vol. 3, pp. 1070-1078, 2013.
- [121] B. Subudhi and R. Pradhan, "A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems," *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 4, pp. 89-98, 2013.
- [122] D. Othman, "Etude d'interrupteurs en carbure de silicium et potentiel d'utilisation dans des applications aéronautiques," Université Paris-Saclay, 2015.
- [123] S. Chakraborty, M. G. Simões, and W. E. Kramer, "Power electronics for renewable and distributed energy systems," *A Sourcebook of Topologies, Control and Integration*, vol. 99, p. 100, 2013.
- [124] D. S. Oliveira Jr, M. M. Reis, C. E. Silva, L. H. C. Barreto, F. L. Antunes, and B. L. Soares, "A three-phase high-frequency semicontrolled rectifier for PM WECS," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, pp. 677-685, 2010.
- [125] N. Mohan and T. M. Undeland, *Power electronics: converters, applications, and design*: John Wiley & Sons, 2007.
- [126] S. Bacha, I. Munteanu, and A. I. Bratcu, "Power electronic converters modeling and control," *Advanced textbooks in control and signal processing*, vol. 454, p. 454, 2014.

- [127] O. P. Mahela and A. G. Shaik, "Comprehensive overview of grid interfaced solar photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 316-332, 2017.
- [128] M. M. Hussein, T. Senjyu, M. Orabi, M. A. Wahab, and M. M. Hamada, "Control of a stand-alone variable speed wind energy supply system," *Applied Sciences*, vol. 3, pp. 437-456, 2013.
- [129] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules," *IEEE transactions on industry applications*, vol. 41, pp. 1292-1306, 2005.
- [130] J. Jana, H. Saha, and K. D. Bhattacharya, "A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 1256-1270, 2017.
- [131] S. Kouro, B. Wu, H. Abu-Rub, and F. Blaabjerg, "Photovoltaic energy conversion systems," *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications*, pp. 160-198, 2014.
- [132] enphase. Available: <http://www2.enphase.com/fr/files/2013/02/BDOverview4P-FR.pdf>
- [133] ABB. Available: https://library.e.abb.com/public/7f63792c2abaf8c2c1257dcf0059a059/ABB_SOLAR%20INVERTERS_BROCHURE_BCB.00102_FR.pdf
- [134] M. SHAYESTEGAN, "Overview of grid-connected two-stage transformer-less inverter design," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 1-14, 2018.
- [135] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V. G. Agelidis, "Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview," in *Power Electronics Specialists Conference, 2002. pesc 02. 2002 IEEE 33rd Annual*, 2002, pp. 1995-2000.
- [136] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galván, R. C. PortilloGuisado, M. M. Prats, *et al.*, "Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey," *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 53, pp. 1002-1016, 2006.
- [137] W. Xiao, M. S. El Moursi, O. Khan, and D. Infield, "Review of grid-tied converter topologies used in photovoltaic systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, pp. 1543-1551, 2016.
- [138] Q. Li and P. Wolfs, "A review of the single phase photovoltaic module integrated converter topologies with three different DC link configurations," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, pp. 1320-1333, 2008.
- [139] F. Gao, D. Li, P. C. Loh, Y. Tang, and P. Wang, "Indirect dc-link voltage control of two-stage single-phase PV inverter," in *Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE*, 2009, pp. 1166-1172.
- [140] F. Blaabjerg and Y. Yang, "Overview of single-phase grid-connected photovoltaic systems," in *Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB® and ANSYS®*, ed: CRC Press, 2017, pp. 41-66.

- [141] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE transactions on power electronics*, vol. 19, pp. 1184-1194, 2004.
- [142] E. Villanueva, P. Correa, J. Rodríguez, and M. Pacas, "Control of a single-phase cascaded H-bridge multilevel inverter for grid-connected photovoltaic systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, pp. 4399-4406, 2009.
- [143] M. T. Chebbah, "Étude et simulation d'un convertisseur multiniveaux type PUC," École de technologie supérieure, 2014.
- [144] M. Islam, S. Mekhilef, and M. Hasan, "Single phase transformerless inverter topologies for grid-tied photovoltaic system: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 69-86, 2015.
- [145] L. Zhang, K. Sun, Y. Xing, and M. Xing, "H6 transformerless full-bridge PV grid-tied inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, pp. 1229-1238, 2014.
- [146] B. Gaiddon, T. Tran-Quoc, S. Bacha, and C. Duvauchelle, "Projet ESPRIT-Typologie des onduleurs pour systèmes photovoltaïques," *Etudes Scientifiques Prénormatives Sur Le Raccordement Au Réseau Electrique D'Installations Techniques Photovoltaïques*, 2010.
- [147] B. Lekouaghet, A. Boukabou, N. Lourci, and K. Bedrine, "Control of PV grid connected systems using MPC technique and different inverter configuration models," *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 287-298, 2018.
- [148] D. Lauria and M. Coppola, "Design and control of an advanced PV inverter," *Solar Energy*, vol. 110, pp. 533-542, 2014.
- [149] O. Ellabban and H. Abu-Rub, "Z-source inverter: Topology improvements review," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 10, pp. 6-24, 2016.
- [150] M. Bakar, N. Rahim, K. Ghazali, and A. Hanafi, "Z-source inverter pulse width modulation: A survey," in *Electrical, Control and Computer Engineering (INECCE), 2011 International Conference on*, 2011, pp. 313-316.
- [151] Y. Kim, H. Cha, B.-M. Song, and K. Y. Lee, "Design and control of a grid-connected three-phase 3-level NPC inverter for building integrated photovoltaic systems," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1-7.
- [152] M. P. Kazmierkowski, R. Krishnan, and F. Blaabjerg, *Control in power electronics: selected problems*: Academic press, 2002.
- [153] E. Babaei, "A new pulse width modulation technique for inverters," *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 39, pp. 6235-6247, 2014.
- [154] Dricus, "Solar inverter certifications: UL 1741, IEC 61683, IEC 62109," 17 June 2015.
- [155] I. S. Association, "IEEE 1547 standard for interconnecting distributed resources with electric power systems," *IEEE Standards Association, Piscataway*, 2003.
- [156] T. Khatib, A. Mohamed, and K. Sopian, "Optimization of a PV/wind micro-grid for rural housing electrification using a hybrid iterative/genetic algorithm: case study of Kuala Terengganu, Malaysia," *Energy and Buildings*, vol. 47, pp. 321-331, 2012.

- [157] G. Rampinelli, A. Krenzinger, and F. C. Romero, "Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 578-587, 2014.
- [158] V. Salas and E. Olías, "Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters above 10 kW," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 1250-1257, 2011.
- [159] X. Ruan, X. Wang, D. Pan, D. Yang, W. Li, and C. Bao, *Control techniques for LCL-type grid-connected inverters*: Springer, 2018.
- [160] X. Zhang, C. Ma, X. Song, Y. Zhou, and W. Chen, "The impacts of wind technology advancement on future global energy," *Applied energy*, vol. 184, pp. 1033-1037, 2016.
- [161] G. Beslin and B. Multon, "Production d'électricité éolienne: de la caractérisation du gisement éolien aux technologies d'aérogénérateurs," 2016.
- [162] *Les statistiques de l'éolien en Suisse et dans le monde*. Available: <http://www.suisse-eole.ch/fr/energie-eolienne/statistiques/>
- [163] reve. (February 28, 2016). *Wind energy exceeds nuclear power*. Available: <https://www.evwind.es/2016/02/28/wind-energy-exceeds-nuclear-power/55523>
- [164] M. Boudjemaa and C. Rachid, "Dynamic response of SCIG with direct grid connection," in *Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2013 Fourth International Conference on*, 2013, pp. 1322-1327.
- [165] Y. Amirat, M. Benbouzid, B. Bensaker, and R. Wamkeue, "The state of the art of generators for wind energy conversion systems," *Electromotion*, vol. 14, pp. 163-172, 2007.
- [166] F. Blaabjerg and Z. Chen, "Power electronics for modern wind turbines," *Synthesis Lectures on Power Electronics*, vol. 1, pp. 1-68, 2005.
- [167] L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Blaabjerg, H. Christensen, U. Lindhard, and K. Eskildsen, "Generators and power electronics technology for wind turbines," in *Industrial Electronics Society, 2001. IECON'01. The 27th Annual Conference of the IEEE*, 2001, pp. 2000-2005.
- [168] M. Ragheb and A. M. Ragheb, "Wind turbines theory-the betz equation and optimal rotor tip speed ratio," in *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, ed: InTech, 2011.
- [169] A. Varol, C. İlkılıç, and Y. Varol, "Increasing the efficiency of wind turbines," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 89, pp. 809-815, 2001.
- [170] G. L. Johnson, *Wind energy systems*: Citeseer, 1985.
- [171] ABB, "Wind power plants Technical Application."
- [172] J. A. Baroudi, V. Dinavahi, and A. M. Knight, "A review of power converter topologies for wind generators," *Renewable energy*, vol. 32, pp. 2369-2385, 2007.
- [173] T. Ackermann, *Wind power in power systems*: John Wiley & Sons, 2005.
- [174] J. Liu, Y. Gao, S. Geng, and L. Wu, "Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines via Fuzzy Techniques," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 27-34, 2017.

- [175] S. Heier, *Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems*: John Wiley & Sons, 2014.
- [176] E. Taslimi-Renani, M. Modiri-Delshad, M. F. M. Elias, and N. A. Rahim, "Development of an enhanced parametric model for wind turbine power curve," *Applied energy*, vol. 177, pp. 544-552, 2016.
- [177] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, and K. Kalaitzakis, "Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms," *Solar energy*, vol. 80, pp. 1072-1088, 2006.
- [178] W. Tong, *Wind power generation and wind turbine design*: WIT press, 2010.
- [179] mathworks. *Evaluating the Average Power Delivered by a Wind Turbine*. Available: <https://www.mathworks.com/help/symbolic/examples/evaluating-the-average-power-delivered-by-a-wind-turbine.html>
- [180] S. Mathew, *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics* vol. 1: Springer, 2006.
- [181] M. Adaramola, *Wind turbine technology: Principles and design*: CRC Press, 2014.
- [182] vestas. Available: http://www.thewindpower.net/turbine_fr_867_vestas_8000.php
- [183] enercon. Available: <https://www.enercon.de/en/products/ep-8/e-126/>
- [184] F. Blaabjerg, K. Ma, and Y. Yang, "Power electronics for renewable energy systems-status and trends," in *Integrated Power Systems (CIPS), 2014 8th International Conference on*, 2014, pp. 1-11.
- [185] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, pp. 123-138, 2008.
- [186] F. Blaabjerg, F. Iov, Z. Chen, and K. Ma, "Power electronics and controls for wind turbine systems," in *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International*, 2010, pp. 333-344.
- [187] M. Cheng and Y. Zhu, "The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review," *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 332-347, 2014.
- [188] F. Van Hulle, *Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations: Executive Summary*: European Wind Energy Association, 2005.
- [189] B. Multon, O. Gergaud, H. B. Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, *et al.*, "Etat de l'art des aérogénérateurs," ed: Ed. NOVELECT-ECRIN, ISBN 2-912154-8-1, 2002.
- [190] N. Laverdure, "Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires," Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2005.
- [191] T. Ghennam, "Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation," Ecole Centrale de Lille, 2011.
- [192] M. Tazil, V. Kumar, R. Bansal, S. Kong, Z. Dong, W. Freitas, *et al.*, "Three-phase doubly fed induction generators: an overview," *IET Electric Power Applications*, vol. 4, pp. 75-89, 2010.

- [193] S. Zhang, K.-J. Tseng, D. M. Vilathgamuwa, T. D. Nguyen, and X.-Y. Wang, "Design of a robust grid interface system for PMSG-based wind turbine generators," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 58, pp. 316-328, 2011.
- [194] V. Kumar, S. Kong, Y. Mishra, Z. Dong, and R. C. Bansal, "Doubly fed induction generators: overview and intelligent control strategies for wind energy conversion systems," in *Intelligent Information Systems and Knowledge Management for Energy: Applications for Decision Support, Usage, and Environmental Protection*, ed: IGI Global, 2010, pp. 147-178.
- [195] A. M. De Broe, S. Drouilhet, and V. Gevorgian, "A peak power tracker for small wind turbines in battery charging applications," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 14, pp. 1630-1635, 1999.
- [196] Y.-H. Liu, C.-L. Liu, J.-W. Huang, and J.-H. Chen, "Neural-network-based maximum power point tracking methods for photovoltaic systems operating under fast changing environments," *Solar Energy*, vol. 89, pp. 42-53, 2013.
- [197] S. Necaibia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, and A. Necaibia, "Implementation of an Improved Incremental Conductance MPPT Control Based Boost Converter in Photovoltaic Applications," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 18, 2017.
- [198] T. Suntio, T. Messo, A. Aapro, J. Kivimäki, and A. Kuperman, "Review of PV generator as an input source for power electronic converters," *Energies*, vol. 10, p. 1076, 2017.
- [199] B. Boukezata, A. Chaoui, J.-P. Gaubert, and M. Hachemi, "Système solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique et associé à un filtre actif parallèle," in *Symposium de Génie Électrique 2014*, 2014.
- [200] Z. Zeng, H. Yang, R. Zhao, and C. Cheng, "Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 223-270, 2013.
- [201] M. F. Schonardie and D. C. Martins, "Three-phase grid-connected photovoltaic system with active and reactive power control using dq0 transformation," in *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, 2008, pp. 1202-1207.
- [202] M. Fadaee and M. Radzi, "Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3364-3369, 2012.
- [203] T. Khatib, I. A. Ibrahim, and A. Mohamed, "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," *Energy conversion and management*, vol. 120, pp. 430-448, 2016.
- [204] G. Ahmad, "Photovoltaic-powered rural zone family house in Egypt," *Renewable Energy*, vol. 26, pp. 379-390, 2002.
- [205] D. F. Al Riza and S. I.-H. Gilani, "Standalone photovoltaic system sizing using peak sun hour method and evaluation by TRNSYS simulation," *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 4, pp. 109-114, 2014.
- [206] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, S. Moussa, and M. Benhaddadi, "Optimisation d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) totalement autonome," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 9, pp. 199-209, 2006.

- [207] N. I. A. Aziz, S. I. Sulaiman, S. Shaari, I. Musirin, and K. Sopian, "Optimal sizing of stand-alone photovoltaic system by minimizing the loss of power supply probability," *Solar Energy*, vol. 150, pp. 220-228, 2017.
- [208] C. Vlad, A. I. Bratcu, I. Munteanu, and S. Epure, "Real-time replication of a stand-alone wind energy conversion system: Error analysis," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 55, pp. 562-571, 2014.
- [209] T. Freitas, P. Menegáz, and D. Simonetti, "A New Application of the Multi-Resonant Zero-Current Switching Buck Converter: Analysis and Simulation in a PMSG Based WECS," *Energies*, vol. 8, pp. 10219-10238, 2015.
- [210] N. Güler, E. Irmak, H. Gör, and E. Kurt, "An inverter design for a new permanent magnet synchronous generator," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 17723-17732, 2017.
- [211] M. Boudjemaa and C. Rachid, "Field Oriented Control of PMSM Supplied by Photovoltaic Source," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 6, p. 1233, 2016.
- [212] H. Q. Minh, F. Nollet, N. Essounbouli, and A. Hamzaoui, "Control of permanent magnet synchronous generator wind turbine for stand-alone system using fuzzy logic," in *EUSFLAT Conf.*, 2011, pp. 720-727.
- [213] M. E. Haque, K. M. Muttaqi, and M. Negnevitsky, "A control strategy for output maximisation of a PMSG-based variable-speed wind turbine," *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*, vol. 5, pp. 263-270, 2008.
- [214] Z. Chen and E. Spooner, "Current source thyristor inverter and its active compensation system," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, pp. 447-454, 2003.
- [215] M. Engin, "Sizing and simulation of PV-wind hybrid power system," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2013, 2013.
- [216] F. Giraud and Z. M. Salameh, "Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 16, pp. 1-7, 2001.
- [217] S.-K. Kim, E.-S. Kim, and J.-B. Ahn, "Modeling and control of a grid-connected wind/PV hybrid generation system," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*, 2006, pp. 1202-1207.
- [218] S. Malla and C. Bhende, "Voltage control of stand-alone wind and solar energy system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 56, pp. 361-373, 2014.
- [219] S. Li, I. Jaithwa, R. Suftah, and X. Fu, "Direct-current Vector Control of Three-phase Grid-connected Converter with L, LC, and LCL Filters," *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, pp. 1644-1655, 2015.
- [220] Y. Sozer and D. A. Torrey, "Modeling and control of utility interactive inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 2475-2483, 2009.

PERFORMANCES DES RESEAUX MULTI HYBRIDES SOLAIRES APPLIQUES A L'ELECTRIFICATION RURALE

Résumé : Ces dernières années, les énergies renouvelables telle que l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont soutenues partout dans le monde. En effet, la demande croissante en énergie dans le monde et l'épuisement rapide que prévu des ressources énergétiques traditionnelles, ainsi que la détérioration de l'environnement causé par l'utilisation accrue des énergies fossiles, la baisse du coût des panneaux solaires et le développement rapide de l'électronique de puissance tout cela a incité les chercheurs de divers pays à développer de nouvelles techniques de production de l'énergie électrique.

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à l'état de l'art des systèmes photovoltaïques mono-source et hybrides avec ou sans stockage par batteries, notre travail est achevé par l'étude d'un système hybride d'énergie renouvelable, comportant générateur photovoltaïque – turbine éolienne - batterie afin de répondre aux besoins en énergie électrique de nombreux consommateurs pouvant alimenter une charge de 100 kW. La technique du système hybride multisource d'énergie renouvelable présentée est l'un des meilleurs choix pour répondre à la demande élevée de consommateurs en électricité surtout dans les zones rurales et isolées. Notre pays l'Algérie, bénéficie d'un énorme potentiel en énergie solaire et un peu moins en vent qui sont des énergies propres quasi inexploités.

Mots clé : énergie renouvelable ; générateur photovoltaïque ; système photovoltaïque ; turbine éolienne ; système hybride ; électrification rurale

SOLAR MULTI HYBRID NETWORKS PERFORMANCES APPLIED TO RURAL ELECTRIFICATION

Abstract: In recent years, renewable energies such as solar and wind power has been supported around the world; in fact, the world's increasing energy demand, the rapid diminution of traditional energy resources, the decline of solar panels cost, and the rapid development of power electronics, as well as environmental degradation caused by the increased use of fossil fuels, all this have prompted researchers around the world to develop new electrical energy production techniques.

In this thesis, we are interested in state of the art of normal and hybrid photovoltaic systems with or without battery storage, our work is completed by the study of a hybrid renewable energy system; consisting of photovoltaic generator - wind turbine - battery to supply consumers with a load of 100 kW. The multi-source renewable energy hybrid system technology presented is one of the best choices to meet electricity ever growing demand from consumers especially in rural and isolated areas. Our country Algeria, has a huge potential in solar energy and a little less wind that are clean energies almost unexploited.

Keywords: renewable energy; photovoltaic generator; photovoltaic system; wind turbine; hybrid system; rural electrification

أداء الشبكات الشمسية المتعددة المصادر المطبقة في الإمداد بالكهرباء الريفية

الملخص: في السنوات الأخيرة، تم دعم الطاقات المتجددة مثل الطاقة الشمسية و طاقة الرياح في جميع دول العالم. في الواقع، فإن الطلب المتزايد على الطاقة في العالم، والتقلص السريع لموارد الطاقة التقليدية، وانخفاض تكلفة الألواح الشمسية، والتطور السريع في إلكترونيات الطاقة، فضلاً عن التدهور البيئي الناجم عن الاستخدام المتزايد للوقود الأحفوري، كل هذا حث الباحثين في جميع أنحاء العالم على تطوير تقنيات جديدة لإنتاج الطاقة الكهربائية. في هذه الأطروحة، نحن مهتمون بأحدث الأنظمة الكهروضوئية العادية منها والهجينة مع أو دون تخزين للطاقة في البطارية، وقد اكتمل عملنا من خلال دراسة نظام هجين للطاقة المتجددة؛ يتكون من مولد ضوئي - توربين رياح - بطارية لتزويد المستهلكين بمحمولة 100 كيلوات. إن تقنية نظام الطاقة المتجددة متعدد المصادر المقدمة هي واحدة من أفضل الخيارات لتلبية الطلب المتزايد من قبل المستهلكين وخاصة في المناطق الريفية والمعزولة. بلدنا الجزائر يزخر بإمكانات هائلة من الطاقة الشمسية وأقل قليلاً من الرياح التي تعتبر طاقات نظيفة غير مستغلة تقريباً.

الكلمات المفتاحية: طاقة متجددة؛ مولد فوتو ضوئي؛ نظام فوتو ضوئي؛ توربينات الرياح؛ نظام هجين؛ كهربة الريف.